Réseau de transport d'électricité

Un mécanisme de capacité révisé pour améliorer la sécurité d'approvisionnement et maintenir la concurrence dans le secteur électrique

Rapport d'accompagnement
à la proposition de règles

1. SYNTHESE

La France a fait le choix de mettre en œuvre un mécanisme de capacité pour garantir sa sécurité d'approvisionnement. Le choix d'un mécanisme de capacité, instauré en 2010 par la loi NOME, a été réaffirmé en décembre 2012 (décret « mécanisme de capacité ») et en 2015 (approbation des règles). Il répond à une attente forte des parties prenantes du secteur, et à un besoin désormais pressant en matière de sécurité d'alimentation.

En avril 2015, les autorités françaises ont notifié le dispositif à la Commission européenne. En novembre 2015, cette dernière a ouvert une enquête approfondie sous le régime des aides d'Etat. Par sa décision du 8 novembre 2016, la Commission européenne a clos cette procédure et conclu que le mécanisme - tel qu'amendé par les autorités françaises – était compatible avec le marché intérieur. Les principaux choix retenus pour le mécanisme de capacité bénéficient désormais d'une sécurité juridique maximale : l'enquête de la Commission a validé les fondamentaux du dispositif.

De nouvelles règles sont nécessaires pour traduire en droit la réforme du mécanisme portée auprès de la Commission européenne. C'est l'objet du texte préparé par RTE, après consultation des parties prenantes, et présenté à l'approbation de la Ministre en charge de l'énergie et de la Commission de régulation de l'énergie. Cette proposition intègre également les simplifications discutées avec les parties prenantes dans le cadre normal de la concertation et de l'évolution des règles régissant le fonctionnement des marchés de l'électricité.

Les nouvelles règles permettent de disposer d'un mécanisme compatible avec la décision de la Commission européenne opérationnel au 1er janvier 2017, conformément au calendrier affiché par les pouvoirs publics au cours des 5 dernières années.

* * *

Le choix d'un mécanisme de capacité repose sur une analyse : seuls, les marchés de l'énergie (*energy-only*) ne permettent pas d'assurer un niveau de sécurité d'approvisionnement conforme aux choix collectifs.

Selon la théorie du marché *energy-only*, la sécurité d'alimentation peut être assurée de manière adéquate par les marchés, pourvu qu'interviennent ponctuellement des pics de prix très élevés (15 000 à 20 000 €/MWh) et que les acteurs de marché anticipent et réagissent parfaitement à ces incitations. Or plusieurs raisons, théoriques et pratiques[1], remettent en cause ce postulat, et notamment sa faculté à permettre un financement compétitif des nouveaux investissements quand s'en matérialise le besoin.

Ces doutes sur la faculté du marché de l'énergie à assurer seul la sécurité d'approvisionnement sont confirmés par l'observation de la situation en Europe où la quasi-totalité des Etats membres mettent en œuvre en pratique, en complément aux marchés de l'énergie, des dispositifs rémunérant la capacité. La Commission européenne, soucieuse de préserver l'important travail réalisé au cours des 15 dernières années pour permettre la construction du marché intérieur de l'électricité, a pris acte de cette situation en ouvrant une enquête sectorielle sur les mécanismes de capacité, qui porte sur 11 pays à ce stade.

* * *

[1] Pour une description des raisons sous-jacentes à la mise en place du mécanisme, voir le rapport d'accompagnement publié par RTE en avril 2014

En Europe, le débat sur les mécanismes de capacité a souvent été réduit par le passé à une opposition entre des marchés *energy-only* (qui seraient par essence favorables aux énergies renouvelables, propices à l'émergence des nouvelles flexibilités et adaptés à l'intégration du marché intérieur de l'énergie), et des mécanismes de capacité (qui viseraient essentiellement à indemniser les énergies fossiles, s'opposeraient au développement des effacements et des nouvelles formes de flexibilité et condamneraient le marché intérieur). Désormais, dans la mesure où certains pays se réclamant de la philosophie du marché *energy-only* mettent en œuvre des mécanismes de capacité sous forme de réserves stratégiques, le débat a évolué pour comparer les dispositifs ciblés sur un certain type d'installations et présentés comme transitoires d'un côté, et des mécanismes de capacité portant sur l'ensemble de la capacité et considérés comme des remèdes plus structurels de l'autre côté.

De telles oppositions sont souvent caricaturales, et ne rendent pas compte de la diversité des réglementations mises en œuvre dans les différents pays pour assurer la sécurité d'approvisionnement, ainsi que de leurs effets concrets.

En premier lieu, un mécanisme de capacité portant sur toute la capacité ne constitue en rien une entrave au développement des énergies renouvelables. Celles-ci peuvent participer à ces mécanismes (par définition) et ces derniers peuvent ainsi constituer une brique de rémunération non subventionnée pour les installations renouvelables en complément des marchés de l'énergie. Alors que les mécanismes ciblés ont vocation, au contraire, à « retenir », voire dans certains cas à subventionner, des centrales thermiques potentiellement fortement émettrices de CO_2.

D'autre part, la mise en place du mécanisme de capacité ne remplace pas, mais complète un autre axe de réforme dédié à la libération du potentiel de flexibilité au sein des marchés de l'électricité. En 2016, la France peut rendre compte d'une véritable politique de développement de l'effacement de consommation, reposant sur l'introduction d'un régime précurseur faisant une place aux opérateurs d'effacement tiers et la définition de règles favorisant l'agrégation. Ce travail a conduit à des résultats concrets dont l'ampleur est largement méconnue en Europe : à titre d'exemple, la réserve rapide française dispose d'une intensité concurrentielle très élevée[2] et est désormais principalement assurée par des sociétés nouvelles, qui n'existaient pas il y a 5 ans.

Enfin, le marché intérieur de l'énergie est une option *sans regret*, quel que soit le type d'outils choisis par les Etats membres pour assurer leur sécurité d'approvisionnement. Ainsi, que les Etats choisissent d'assurer leur sécurité d'approvisionnement par des dispositifs ciblés ou structurels, la construction du marché intérieur se poursuit et n'a pas faibli depuis la mise en œuvre de mécanismes de capacité au sein de certains Etats membres. A titre d'exemple, en France, au cours des dernières années et pendant la phase de conception du mécanisme de capacité, de nouvelles interconnexions ont été mises en service (France-Espagne), les modalités d'accès aux lignes transfrontalières ont été optimisées par le biais de la méthode *flow-based*, et une énergie considérable a été consacrée à la rédaction et à la mise en œuvre anticipée des codes de réseau prévu par le « paquet énergie » de 2009.

Ces exemples plaident pour que les travaux européens s'attachent à dépasser cette distinction historique entre les marchés *energy-only* et mécanismes de capacité et conduisent à un débat constructif sur les meilleurs moyens d'assurer la sécurité d'approvisionnement.

[2] RTE, 2016, Livre vert – Feuille de route de l'équilibrage du système électrique français

* * *

L'enquête approfondie sur le mécanisme de capacité français a permis d'interroger les fondamentaux du mécanisme et de vérifier sa compatibilité avec le marché intérieur de l'énergie. Elle a confirmé sa nécessité et sa proportionnalité, conditions de l'approbation du dispositif dans le cadre d'analyse choisi par la Commission. Elle a aussi conduit à identifier des pistes d'amélioration du dispositif.

Il ressort de la décision adoptée par la Commission européenne le 8 novembre 2016 que les grands principes du mécanisme français sont compatibles avec le marché intérieur et sont ainsi conservés : le dispositif porte sur toutes les capacités (*capacity-wide*), s'appuie sur l'obligation individuelle des fournisseurs (*decentral obligation*), consacre la place de l'effacement de consommation (*demand-response friendly*), repose sur le marché (*market-based*) plutôt que sur des dispositifs administratifs, et engage le temps long (*forward looking*). Ces principes forment un tout cohérent : ainsi, la responsabilité individuelle des fournisseurs permet de faire de l'effacement un moyen « physique » de gestion de l'obligation. Dans le contexte français de croissance de la pointe de consommation depuis le début des années 2000, cette mesure était et demeure pertinente.

Néanmoins, la réforme du mécanisme de capacité conduit à des évolutions substantielles rassemblées en trois piliers : concurrence, participation transfrontalière, et investissements dans de nouvelles capacités. Il en résulte des engagements précis, décrits dans la décision d'approbation, immédiatement ou à terme.

Evolutions relatives à la concurrence

Le premier pilier, relatif à la concurrence, entrera en vigueur en 2017. Il comprend à lui-seul de nombreuses évolutions, qui sont toutes reflétées dans les nouvelles règles proposées par RTE.

En premier lieu, une nouvelle logique de contrôle et de surveillance *a priori* et systématique est mise en œuvre, en substitution à la logique initiale de contrôles *a posteriori* et ponctuels. A ce titre, la certification des capacités déclarée par les exploitants sera encadrée par un tunnel de certification défini par les règles. Ce tunnel sera centré autour de valeurs normatives calculées par abattement (*derating*) par rapport à la puissance installée de chaque unité. Les dérogations à ce principe sont fortement encadrées et ne pourront intervenir qu'à l'issue d'un examen de RTE et sous le contrôle de la CRE. Le tunnel constitue un levier supplémentaire pour garantir que les certificats dont disposent les exploitants de capacité sont bien conformes à la disponibilité prévisionnelle des capacités en France, et participe donc d'une politique plus efficace en matière de sécurité d'approvisionnement.

Deuxièmement, les nouvelles règles établissent des obligations différenciées entre opérateurs, en fonction de leur taille, qui portent sur leur stratégie d'offre et leur comportement sur le marché : ces mesures visent à garantir que chaque acteur du système électrique est responsabilisé à hauteur des impacts que peuvent entraîner ses actions sur la sécurité d'approvisionnement. Les acteurs disposant de plus de 3 GW de certificats devront offrir selon un calendrier spécifique sur le marché organisé. Les acteurs disposant de plus de 1 GW de certificats seront soumis à un rééquilibrage payant au-dessus de ce seuil et à un règlement des écarts plus contraignant. Les acteurs intégrés seront soumis à des obligations spécifiques en ce qui concerne leurs transactions internes et le passage des coûts dans leurs offres de vente.

Troisièmement, le fonctionnement du marché est clarifié et rendu plus transparent. Ainsi, les conditions économiques (date, prix, volume) de chaque transaction de gré à gré seront publiées de manière individuelle. De plus, la liquidité sera renforcée sur les sessions de marché organisé, *via* une obligation de mise à disposition de capacités pour l'opérateur dominant – cette obligation se traduira par un volume minimal d'une vingtaine de GW durant chacune des 4 années précédant la livraison. Dans le même temps, et sans contraindre fortement leurs stratégies d'achat, les incitations économiques pesant sur les fournisseurs sont renforcées pour accroître la pertinence et la représentativité du prix révélé par le marché organisé (pénalisation accrue des écarts de plus d'un gigawatt, doublement du coefficient k qui permet de garantir que tous les acteurs ont intérêt à échanger des certificats sans attendre le règlement des écarts, dispositif de suivi la couverture, par les acteurs obligés, de leur obligation).

Enfin, l'articulation du mécanisme de capacité avec le fonctionnement du marché du détail est précisée. Les prix des cessions effectuées au sein d'un groupe intégré doivent être rendues publics sur le registre, et la déclaration à la CRE de la façon dont les fournisseurs intégrés répercutent le prix de la capacité dans leur politique commerciale sur le marché du détail est systématisée. Ces mesures doivent permettre de disposer d'une concurrence effective sur ce marché, d'empêcher la pratique du « ciseau tarifaire », et de donner aux consommateurs les moyens de comparer les offres et de faire valoir leur liberté de choix. A l'issue de la consultation publique, des publications nouvelles sont également prévues pour répondre aux demandes des associations de consommateurs.

De manière générale, la réforme proposée introduit des garde-fous qui permettront d'affermir les garanties en matière de sécurité d'approvisionnement offertes par le mécanisme : le tunnel empêchera les certifications erronées ou incohérentes, RTE vérifiera le « bouclage » du mécanisme en amont sur la base des informations que chaque fournisseur devra lui fournir et proposera également un outil d'évaluation de l'obligation. Les acteurs seront plus fortement incités à couvrir leurs obligations sans attendre la fin de la période de livraison via une augmentation des pénalités pour le règlement des écarts.

Evolutions relatives à la participation transfrontalière

Le second pilier de la réforme conduira à valoriser de manière explicite la contribution des capacités et des interconnexions à la sécurité d'alimentation française. Il se traduira par la mise en œuvre du modèle présenté par RTE en juin 2016 : les installations localisées dans les Etats membres frontaliers pourront participer au mécanisme, et un processus concurrentiel sera organisé pour l'accès aux interconnexions. Cette modification nécessite une évolution du décret de 2012, et devra être opérationnelle à horizon 2019. La France sera ainsi le premier Etat à préparer et mettre en œuvre sur un tel mécanisme une participation des capacités de production et d'effacement situées dans les Etats frontaliers, conformément aux lignes directrices et aux conclusions préliminaires de l'enquête sectorielle de la Commission européenne.

Evolutions relatives aux nouvelles capacités

A compter de 2019, le mécanisme sera complété d'un dispositif spécifique pour les investissements dans de nouvelles capacités. Celles-ci pourront disposer d'une rémunération capacitaire stable sur 7 ans, sous réserve de démontrer leur compétitivité en remplissant un critère économique de marché. La stabilité de la rémunération capacitaire sera permise par le biais d'un système de contrats pour différences (CfD) qui s'apparente à un *feed-in premium*. Il s'agit d'une évolution majeure, qui avait été écartée en 2012 alors que la doctrine de la

Commission européenne demeurait hostile à de tels engagements long-terme mais qui s'avère désormais possible et utile au vu de la détérioration des fondamentaux économiques du secteur.

En ce sens, les évolutions du mécanisme résultant de son examen par la Commission européenne conduisent à renforcer le pilotage public du dispositif. Elles se traduisent par l'interdiction de certains comportements pouvant conduire à des abus de marché, une surveillance renforcée, et la mise en place d'un dispositif pluriannuel pour les nouvelles capacités. Les nouvelles règles remédient ainsi de manière préventive à certains dysfonctionnements possibles du marché par le biais de dispositifs plus contraignants.

* * *

Afin de produire ses effets au 1er janvier 2017, le mécanisme défini par les nouvelles règles devra entrer en vigueur le 1er décembre 2016. Il nécessitera, dans les jours suivants, une « bascule » des anciens certificats dans le régime des nouvelles règles, ainsi que des opérations de régularisation pour les capacités situées hors du tunnel. Il sera compatible avec la tenue d'une session de marché par la bourse EPEX Spot le 15 décembre 2016, qui permettra à tous les acteurs qui le souhaitent – ou le doivent - d'engager leurs certificats.

Ce lancement s'effectue dans des conditions particulières : l'enquête de la Commission a conduit en pratique au gel des opérations sur le dispositif une grande partie de l'année de 2016, et il convient désormais que les parties intéressées se le réapproprient dans des délais restreints. Aussi des mesures spécifiques sont-elles prévues pour accompagner le démarrage : certification simplifiée pour les effacements de consommation, simplifications sur le volet « obligation », accompagnement des fournisseurs et des consommateurs par la mise à disposition d'un outil d'évaluation de l'obligation, clarification des dispositions relatives à la relation entre consommateur et fournisseur vis-à-vis de la gestion de l'obligation. A cet effet, RTE répond aux demandes qui lui sont adressées par des associations de consommateurs ou des consommateurs individuels, pour les accompagner de manière spécifique. RTE publie également, conjointement à sa saisine un ensemble de fiches pratiques permettant à chaque acteur de connaître le cadre et le calendrier dans lequel il doit s'insérer.

Par ailleurs, le plafond (prix administré) du dispositif est abaissé pour les 3 premières années de livraison et particulièrement la première (20 €/kW pour 2017, 40 €/kW pour 2018 et 2019), afin de protéger les consommateurs qui, pour beaucoup d'entre eux, n'ont pas pu, du fait des incertitudes générées par l'enquête de la Commission européenne, préparer le démarrage du mécanisme dans les meilleures conditions.

* * *

Les circonstances de lancement du mécanisme sont également spécifiques du fait de la préparation d'une alimentation du territoire placée sous haute surveillance lors de l'hiver 2016-2017[3]. A brève échéance, le mécanisme de capacité ne produira qu'une partie de ses effets, mais il constitue le levier principal de mobilisation du gisement possible d'effacement pour l'hiver.

Dans cette situation hivernale, deux caractéristiques du dispositif prennent tout leur sens.

D'une part, la disponibilité *effective* des capacités est valorisée : les centrales à l'arrêt ne toucheront ainsi aucune rémunération, tandis que celles qui sont en fonctionnement seront incitées à être *réellement disponibles* durant les pointes de consommation.

[3] Communiqué de presse de RTE du 8 novembre 2016

D'autre part, le mécanisme permet aux effacements de se certifier sans contrainte de délai (« jusqu'au dernier moment ») ou d'être utilisés à tout moment par les fournisseurs en réduction de leur obligation : le mécanisme n'est donc pas rigide et peut « en temps réel » permettre aux moyens flexibles d'émerger et d'être financés en raison du service qu'ils rendent au système (*a contrario*, une enchère qui aurait été organisée au printemps 2016 n'aurait pas permis de mobiliser ces moyens pour 2017, faute d'information suffisamment fiable sur la situation pour l'hiver suivant).

Ces deux aspects permettent au mécanisme de capacité de contribuer à la sécurité électrique de l'hiver qui se profile, quand bien même son lancement effectif n'intervient que tardivement. Afin de traduire concrètement ce principe, RTE propose, dans les nouvelles règles, des modalités simplifiées pour les opérateurs d'effacements qui n'auraient pas encore engagé ou achevé les démarches de certification et prévoit, au travers d'autres leviers réglementaires, de mettre en œuvre de manière anticipée dès le 1er janvier 2017 des méthodes de prise en compte des « effacements longs ».

Enfin, le registre des capacités certifiés et le registre des actions de maîtrise de la consommation lors des pointes, que doivent renseigner les fournisseurs et les consommateurs, permettront d'affiner le diagnostic en matière de sécurité d'approvisionnement. Ces outils devront rendre possible un recensement plus fin du potentiel total ainsi qu'une vérification du fait que les effacements ne font pas l'objet d'une double comptabilisation.

Pour autant, un mécanisme de capacité ne constitue pas une « assurance tout risque ». Au contraire, il permet d'atteindre dans la durée le niveau de sécurité d'approvisionnement souhaité par les pouvoirs publics. Celui-ci correspond pour l'instant à une espérance de délestage de 3 heures par an, ce qui correspond au passage d'une vague de froid décennale. Il conviendra à l'avenir de réfléchir, dans le cadre prévu par la programmation pluriannuelle de l'énergie, à l'adéquation de ce critère aux préférences collectives.

* * *

Le mécanisme de capacité n'est pas un cadre figé. A l'instar des règles sur l'ajustement, les effacements ou les réserves, il devra évoluer au fil du temps. Notamment, il conviendra de vérifier comment les dispositions introduites dans le cadre de la réforme portée auprès de la Commission européenne s'inscrivent en pratique dans le fonctionnement décentralisé du mécanisme choisi initialement par la France.

Les nouvelles règles entérinent une trajectoire d'évolution. D'une part, le plafond administré évoluera entre 2017 et 2021, et la mise en œuvre des remèdes relatifs à la participation transfrontalière et aux nouvelles capacités entreront en vigueur de manière échelonnée à compter de 2019. D'autre part, une clause de revoyure importante interviendra à l'issue des deux premières années de livraison. Dans le prolongement de la consultation des parties prenantes menées au cours de l'été, cette clause de revoyure permettra de vérifier si l'application du tunnel dans le cadre de la certification individuelle permet bien de faire émerger une vision pertinente du paysage de sécurité d'approvisionnement, d'établir si les modalités actuelles, basées sur la liberté laissée aux acteurs obligés quant aux méthodes, au calendrier et au volume de leur approvisionnement, conduisent à l'émergence de signaux de prix crédibles et à un bouclage suffisant en amont des années de livraison. Le cas échéant, des évolutions pourront être apportées au dispositif.

SOMMAIRE

1. Synthèse 2
Sommaire 8
2. Introduction 10
3. Un secteur énergétique en mutation, à la recherche d'une nouvelle architecture de marché 12
4. Un débat européen marqué par un intérêt croissant de la Commission à l'égard des mécanismes de capacité 14
5. Une analyse approfondie du mécanisme français pour garantir sa sécurité juridique au regard du droit européen 17
5.1 Evolutions relatives à la concurrence 18
5.2 Evolutions relatives à la participation transfrontalière 18
5.3 Evolutions relatives aux nouvelles capacités 18
5.4 Bilan 19
5.5 Schéma récapitulatif des engagements pris par la France dans le cadre de l'enquête approfondie sur le mécanisme de capacité français 19
6. Un pilier concurrentiel décliné pour l'année 2017 20
6.1 Les lignes de force des évolutions relatives à la concurrence 20
6.1.1 Evolutions précisées par la décision d'approbation de la Commission européenne 20
6.1.2 Simplifications et souplesses mises en œuvre dans le cadre de la concertation française 21
6.1.3 Trajectoire et calendrier d'évolution 22
6.2 Les seize mesures déclinées dans les règles du mécanisme de capacité 22
6.2.1 Un encadrement renforcé du comportement des acteurs 23
6.2.2 Une organisation du marché revisitée pour garantir un haut niveau de transparence, de liquidité et pour accroître la représentativité des signaux de prix renvoyés par le marché. 28
6.2.3 Une meilleure prise en compte de l'impact du mécanisme sur le fonctionnement du marché de détail 37
7. Des évolutions visant à rendre le mécanisme plus souple, plus simple et plus facile à appréhender par les acteurs 41
7.1.1 Mesure n°12 : Introduire des dispositions visant à rendre le dispositif plus flexible et plus résilient 41
7.1.2 Mesure n°13 : Clarifier de la définition de l'obligation de capacité 42
7.1.3 Mesure n°14 : Simplifier le calcul de l'obligation et proposer un cadre de certification adapté aux capacités sous obligation d'achat 43
7.1.4 Mesure n°15 : Accompagner les acteurs dans leur appropriation du dispositif en proposant un service d'estimation de l'obligation 43
7.1.5 Mesure n°16 : Mobiliser au maximum le potentiel d'effacement pour la première année de livraison en proposant des modalités de participation dérogatoires pour les capacités d'effacement. 44
8. Conclusion 45
Annexes 47
Annexe 1. Description technique des mesures 47
1.1 Mesure n°1 : Encadrer le processus de certification via la mise en œuvre d'un tunnel de certification (régime pérenne) 47
1.2 Mesure n°2 : Revoir le processus de rééquilibrage pour un renforcement des incitations et l'introduction de nouvelles obligations de rééquilibrage 50
1.3 Mesure n°3 : Renforcer la transparence du marché de gré-à-gré 53
1.4 Mesure n°4 : Augmenter le nombre des sessions du marché organisé et instaurer des contraintes relatives à l'offre de garanties de capacité lors des sessions de marché organisé 53
1.5 Mesure n°5 : Doubler la valeur du coefficient incitatif k 54

1.6 Mesure n°6 : Accroître la pénalisation des écarts au-delà d'un gigawatt 54
1.7 Mesure n°7 : Mettre en œuvre un dispositif de suivi de la couverture, par les acteurs obligés, de leur obligation de capacité 56
1.8 Mesure n°8 : Obliger les acteurs intégrés à déclarer les prix associés aux cessions internes auxquels ils procèdent 56
1.9 Mesure n°9 : Fixer une trajectoire d'évolution claire et crédible du prix administré, protectrice pour le consommateur 56
1.10 Mesure n°10 : Imposer aux opérateurs intégrés de transmettre systématiquement à la CRE leur méthodologie de prise en compte des coûts de la capacité dans leurs offres de fourniture 56
1.11 Mesure n°11 : Effectuer une analyse de la répercussion du prix de la capacité dans les prix de détail 56
1.12 Mesure n°12 : Introduire des dispositions visant à rendre le dispositif plus flexible et plus résilient 56
1.13 Mesure n°13 : Clarifier la définition de l'obligation de capacité 56
1.14 Mesure n° 14 : Simplifier le calcul de l'obligation et proposer un cadre de certification adapté aux capacités sous obligation d'achat 57
1.15 Mesure n°15 : Accompagner les acteurs dans leur appropriation du dispositif en proposant un service d'estimation de l'obligation 58
1.16 Mesure n°16 : Mobiliser au maximum le potentiel d'effacement pour la première année de livraison en proposant des modalités de participation dérogatoires pour les capacités d'effacement 58

2. INTRODUCTION

La France a fait le choix, il y a près de six ans, de compléter l'architecture du marché électrique français par un dispositif spécifique, visant à préserver la sécurité d'approvisionnement électrique nationale, dans un contexte de libéralisation du marché et de basculement dans un nouveau monde énergétique.

Ce choix repose sur l'élaboration d'une nouvelle brique de réglementation, complétant les marchés existants, et visant à assurer que les signaux économiques renvoyés par le marché de l'électricité garantissent le respect du critère de sécurité d'approvisionnement fixé par les pouvoirs publics.

Le démarrage effectif du mécanisme est le résultat d'un chantier technique et règlementaire qui a largement mobilisé : l'Etat, la représentation nationale (rapport parlementaire Sido-Poignant, loi du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité et la loi du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre), les autorités de régulations sectorielle et concurrentielle, ainsi que l'ensemble des acteurs du système électrique.

Au cours de ce chantier, RTE s'est vu confier la mission de proposer les règles de fonctionnement du mécanisme après consultation des parties prenantes, d'en assurer le fonctionnement et d'en évaluer les résultats.

La publication du décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement et celle de l'arrêté du 22 janvier 2015 définissant les règles du mécanisme de capacité, ont constitué des étapes importantes dans la réalisation de ce chantier.

Ces textes ont donné naissance à un mécanisme *responsabilisant* tous les acteurs du système électrique afin de préserver la continuité d'alimentation électrique. Le mécanisme mis en place en France présente ainsi la particularité d'avoir fait le pari de la décentralisation, en estimant que les acteurs de marché – fournisseurs, exploitants de capacité, simples négociants ou consommateurs - étaient les plus à même d'anticiper leurs comportements, choix et stratégies futurs.

Le mécanisme français s'apparente donc à une *assurance* sur la sécurité d'approvisionnement :

- Les fournisseurs se voient attribuer une *obligation* qui dépend de la *consommation effective* de leurs clients lors des pointes de consommation.
- Les exploitants de capacité reçoivent des garanties de capacité émises par RTE. Ces garanties sont le reflet de l'assurance que procurent les moyens de production et d'effacement au système électrique en termes de *disponibilité* lors des périodes de tension. Elles sont émises au cours d'un *processus de certification* démarrant quatre ans avant l'année de livraison. Un registre public rend compte des garanties émises et permet aux acteurs du système électrique de prendre des décisions économiques cohérentes avec la situation en matière de sécurité d'approvisionnement.
- Les fournisseurs peuvent couvrir leur obligation *via* des échanges de garanties de capacité avec les exploitants de capacité. Symétriquement, les exploitants ont la possibilité de valoriser l'apport de leurs capacités à la sécurité d'approvisionnement nationale et ce, jusqu'à 4 années en avance (*forward-looking*).

Dans le cadre de cette approché, un travail spécifique a été réalisé pour permettre la bonne intégration de l'effacement de consommation, et plus généralement des moyens flexibles, et pour valoriser les nouveaux modes de consommation vertueux pour la collectivité. Ainsi, les consommateurs capables de moduler leur consommation durant les périodes de pointe voient leurs efforts récompensés par une réduction de l'obligation qui leur est associée. Les capacités d'effacement bénéficient, par ailleurs, de modalités de participation adaptées à leurs caractéristiques intrinsèques (choix entre deux modes de valorisation alternatifs, périodes de certification adaptées aux contraintes de temps de cette industrie).

Enfin, dès l'origine, le dispositif français s'est inscrit dans la logique de la construction du marché intérieur de l'énergie, en intégrant de manière implicite la *contribution des capacités étrangères* à la sécurité d'approvisionnement française. Cette prise en compte implicite, pour les premières années de livraison du mécanisme, permet d'éviter le développement de surcapacités, potentiellement coûteuses pour les consommateurs français.

En avril 2015, à l'issue de cette période de définition du cadre réglementaire relatif au mécanisme de capacité, les autorités françaises ont notifié le dispositif à la Commission européenne. En novembre 2015, cette dernière a ouvert une enquête approfondie sous le régime des aides d'Etat. Par sa décision du 8 novembre 2016, la Commission européenne a clos cette procédure et conclu que le mécanisme - tel qu'amendé par les autorités françaises – était compatible avec le marché intérieur. Les principaux choix retenus pour le mécanisme de capacité bénéficient désormais d'une sécurité juridique maximale : l'enquête de la Commission a validé les fondamentaux du dispositif.

De nouvelles règles sont nécessaires pour traduire en droit la réforme du mécanisme portée auprès de la Commission européenne. C'est l'objet du texte préparé par RTE, après consultation des parties prenantes, et présenté à l'approbation de la Ministre en charge de l'énergie et de la Commission de régulation de l'énergie. Cette proposition intègre également les simplifications discutées avec les parties prenantes dans le cadre normal de la concertation et de l'évolution des règles régissant le fonctionnement des marchés de l'électricité.

Les nouvelles règles permettent de disposer d'un mécanisme compatible avec la décision de la Commission européenne opérationnel au 1er janvier 2017, conformément au calendrier affiché par les pouvoirs publics au cours des 5 dernières années.

Le présent rapport vise à présenter la logique des nouvelles mesures soumises à l'approbation de la Ministre en charge de l'énergie et de la Commission de régulation de l'énergie (parties 3 et 4), en les replaçant dans le contexte de la discussion européenne sur l'architecture de marché en général (partie 1) et sur les mécanismes de capacité en particulier (partie 2).

3. UN SECTEUR ENERGETIQUE EN MUTATION, A LA RECHERCHE D'UNE NOUVELLE ARCHITECTURE DE MARCHE

Ces dernières années ont été marquées par la mise en œuvre de politiques de transition énergétique, en France et en Europe. Cette direction a été réaffirmée à l'occasion de l'accord de Paris conclu le 12 décembre 2015. Ce processus se traduit par une transformation du secteur électrique européen et notamment de ses fondamentaux techniques et économiques.

Ce choix public assumé et piloté par l'Union et les Etats membres, en fonction de leurs compétences respectives, conduit à une modification assumée du fonctionnement du secteur électrique, *via* l'accroissement de la part des énergies renouvelables dans le mix électrique.

En pratique, sur le plan économique, il en a résulté une augmentation de la part des investissements bénéficiant de soutiens « hors marché », ainsi qu'une baisse des prix du marché de gros continue depuis 2008. Particulièrement spectaculaire en 2015 et en 2016 (en dépit d'une récente inflexion de tendance ces dernières semaines sur le marché français, dans un contexte particulier marqué par des décisions de l'Autorité de sûreté nucléaire sur certaines unités du parc nucléaire français), ce mouvement a bouleversé les fondamentaux du secteur.

Dans ce contexte, l'analyse selon laquelle les marchés de l'énergie (marché *energy-only*) ne permettent pas, seuls, d'assurer un niveau de sécurité d'approvisionnement conforme aux choix collectifs, apparait encore plus justifiée qu'elle ne l'était auparavant.

En effet, plusieurs raisons, tant théoriques que pratiques[4], remettent en cause le postulat de la théorie du marché *energy-only*, qui voudrait que la sécurité d'alimentation puisse être assurée de manière adéquate par les marchés, pourvu qu'interviennent ponctuellement des pics de prix très élevés (15 000 à 20 000 €/MWh) et que les acteurs de marché anticipent et réagissent parfaitement à ces incitations. La faculté de ce modèle à permettre un financement compétitif des nouveaux investissements quand s'en matérialise le besoin a notamment été fortement interrogée.

Dans ce contexte, il est légitime que les Etats accompagnent la transition énergétique d'instruments publics permettant d'adapter les marchés à cette nouvelle donne. C'est actuellement le cas en Europe, où la quasi-totalité des Etats membres met en œuvre en pratique, des dispositifs rémunérant la capacité.

Autrement dit, les Etats organisent les dispositifs spécifiques permettant d'atteindre les objectifs publics en matière de sécurité d'alimentation en complément des marchés de l'énergie, de la même façon qu'ils ont assis les objectifs européens en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de pénétration des énergies renouvelables sur des dispositifs *ad hoc* venant compléter les marchés de l'énergie.

Parmi ces dispositifs spécifiques, deux modèles - considérés comme opposés - font référence :

- la mise en place de dispositifs transitoires et ciblés sur un certain type d'installations ;
- les mécanismes de capacité structurels portant sur l'ensemble de la capacité.

L'opposition entre ces deux modèles est parfois effectuée de manière caricaturale, et ne rend pas compte de la diversité des réglementations mises en œuvre dans les différents pays pour assurer la sécurité d'approvisionnement, ainsi que de leurs effets concrets.

[4] Voir, RTE, 2014, Mécanisme de capacité - rapport d'accompagnement des règles

En premier lieu, un mécanisme de capacité portant sur toute la capacité ne constitue en rien une entrave au développement des énergies renouvelables. Celles-ci peuvent participer à ces mécanismes (par définition) et ces derniers peuvent ainsi constituer une brique de rémunération non subventionnée pour les installations renouvelables en complément des marchés de l'énergie. Alors que les mécanismes ciblés ont vocation, au contraire, à « retenir », voire dans certains cas à subventionner, des centrales thermiques potentiellement fortement émettrices de CO_2.

D'autre part, la mise en place du mécanisme de capacité ne remplace pas, mais complète un autre axe de réforme dédié à la libération du potentiel de flexibilité au sein des marchés de l'électricité. En 2016, la France peut rendre compte d'une véritable politique de développement de l'effacement de consommation, reposant sur l'introduction d'un régime précurseur faisant une place aux opérateurs d'effacement tiers et la définition de règles favorisant l'agrégation. Ce travail a conduit à des résultats concrets dont l'ampleur est largement méconnue en Europe : à titre d'exemple, la réserve rapide française dispose d'une intensité concurrentielle très élevée[5] et est désormais principalement assurée par des sociétés nouvelles, qui n'existaient pas il y a 5 ans.

Enfin, le marché intérieur de l'énergie est une option *sans regret*, quel que soit le type d'outils choisis par les Etats membres pour assurer leur sécurité d'approvisionnement. Ainsi, que les Etats choisissent d'assurer leur sécurité d'approvisionnement par des dispositifs ciblés ou structurels, la construction du marché intérieur se poursuit et n'a pas faibli depuis la mise en œuvre de mécanismes de capacité au sein de certains Etats membres. A titre d'exemple, en France, au cours des dernières années et pendant la phase de conception du mécanisme de capacité, de nouvelles interconnexions ont été mises en service (nouvelle liaison à courant continu entre la France et l'Espagne), les modalités d'accès aux lignes transfrontalières ont été optimisées par le biais de l'harmonisation des règles d'accès, du déploiement du couplage des marchés journaliers sur les deux-tiers des zones de marché en Europe, de la mise en œuvre de la méthode *flow-based* sur la région Centre-Ouest Europe dans le cadre du couplage des marchés journaliers ainsi que de l'amélioration des mécanismes d'allocation en infra-journalier. Enfin, une énergie considérable a été consacrée à la rédaction et à la mise en œuvre anticipée des codes de réseau prévu par le « paquet énergie » de 2009.

Ces exemples plaident pour que les travaux européens s'attachent à dépasser cette distinction historique entre les marchés *energy only* 2.0 et les mécanismes de capacité et conduisent à un débat constructif sur les meilleurs moyens d'assurer la sécurité d'approvisionnement, dans la mesure où le besoin de compléter le marché intérieur de l'énergie par des dispositif cohérents avec les enjeux actuels en matière de sécurité d'approvisionnement est désormais de plus en plus reconnu.

[5] RTE, 2016, Livre vert – Feuille de route de l'équilibrage du système électrique français

4. UN DEBAT EUROPEEN MARQUE PAR UN INTERET CROISSANT DE LA COMMISSION A L'EGARD DES MECANISMES DE CAPACITE

Le cadre européen dans lequel sont évalués les mécanismes de capacité est en cours d'évolution.

D'abord circonspecte à l'endroit de ces mécanismes, la Commission européenne semble avoir fait évoluer progressivement sa doctrine. Au-delà de la réglementation sectorielle, pour l'instant muette en attendant d'éventuelles dispositions dans le cadre du prochain Paquet d'hiver, c'est surtout par la mobilisation des outils du droit de la concurrence que s'effectue le contrôle de la Commission. On doit ainsi citer en premier lieu les *Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020*, qui listent les caractéristiques que doivent revêtir les mécanismes de capacité pour respecter le droit communautaire en matière d'aides d'Etat. La Commission use également de ses pouvoirs d'enquête, exercés à l'occasion d'une enquête sectorielle portant sur plusieurs pays, ainsi que de plusieurs enquêtes approfondies visant divers mécanismes de capacité dont le mécanisme français.

A cet égard, l'enquête sectorielle sur les mécanismes de capacité ouverte en avril 2015 et portant sur les mécanismes mis en place dans 11 Etats membres constitue un levier puissant pour la Commission européenne. Dans le secteur énergétique, il s'agit de la 2ème enquête sectorielle ; la 1ère avait consisté en la base programmatique des propositions législatives de la Commission européenne pour la préparation du 3ème paquet.

Les conclusions de cette enquête devraient ainsi permettre de fixer une doctrine et d'alimenter les futures propositions de la Commission sur les aspects relatifs aux mécanismes de capacité et à la construction du marché intérieur de l'électricité.

A cet égard, le rapport intermédiaire de l'enquête sectorielle comporte déjà des éléments de positionnement qui marquent l'évolution de la doctrine de la Commission.

En premier lieu, cette dernière reconnait que des défaillances de marché peuvent nécessiter la mise en œuvre de mécanismes de capacité :

> *Either because market reforms may take time to be fully implemented or because they may be insufficient to fully address the generation adequacy problem generated by the lack of optimal incentives to invest in generation capacity, Member States may want to establish additional measures to address a residual missing money problem and ensure generation adequacy*[6]

En second lieu, l'enquête a permis de faire la transparence sur la diversité des dispositifs similaires existants dans les Etats membres de l'Union et d'en systématiser l'analyse, à partir d'un cadre conceptuel clarifié et partagé au niveau européen ; assurant ainsi un *level playing field* dans la comparaison des règlementations nationales.

Ce cadre conceptuel se caractérise par :

1. une analyse juridique selon laquelle l'ensemble de ces mécanismes, quelle que soit leur architecture, relèvent de la législation européenne sur les aides d'Etat. La compatibilité des mécanismes de capacité sera dès lors étudiée à l'aune des principes développés par la Direction générale de la concurrence.

[6] EC, 2016, C(2016) 2107, Report from the Commission – interim report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms

Dans ce contexte, les Etats membres doivent être en mesure de démontrer que les mécanismes qu'ils mettent en œuvre conduisent à l'exercice d'une libre concurrence sur les marchés et qu'ils ne risquent pas de concourir au maintien des positions des acteurs historiques.

2. une analyse technique des bonnes propriétés que doivent revêtir les mécanismes de capacité. Cette analyse valide un grand nombre des principes généraux du mécanisme français.

Pour la Commission, les instruments mobilisés par les Etats membres pour assurer leur sécurité d'approvisionnement doivent être assis sur des critères de sécurité d'approvisionnement économiquement pertinents. C'est le cas du mécanisme de capacité français, qui vise à assurer une espérance de délestage de 3 heures par an[7], ce qui correspond au passage d'une vague de froid décennale.

La Direction générale de la concurrence recommande, par ailleurs, que les mécanismes de capacité soient aussi ouverts que possible afin d'accroître la pression concurrentielle sur les acteurs de marché[8] et de prévenir d'éventuels effets « boule de neige »[9]. Elle valide ainsi le choix des autorités françaises d'avoir opté pour un mécanisme portant sur toute la capacité (*capacity wide*) et qui donne toute sa place aux effacements de consommation (*DR friendly*).

Elle souligne également que la rémunération des capacités doit être déterminée par un mécanisme de marché (*market based*) et non au moyen d'une décision administrative, comme c'est le cas dans des paiements de capacité ou dans certaines réserves stratégiques :

> *A properly designed competitive allocation process minimises the costs of the capacity mechanism [...].A competitive allocation process is more likely to reveal the real value of capacity and therefore to send adequate signals for market entry and market exit, as long as prices are transparently set.*[10]

Enfin, la Commission insiste surtout sur le fait que les mécanismes d'obligation de capacité sont, avec les mécanismes d'enchère centralisée, les plus adaptés pour répondre à des défaillances structurelles de marché ; là où les mécanismes de réserves stratégiques et d'enchères ciblées constituent plutôt des remèdes ponctuels permettant de pallier des difficultés transitoires. Elle indique à ce propos que :

> *These measures* (tenders and strategic reserve strategic) *do not solve generation adequacy problems on a long-term basis, and can in fact worsen the situation if introduced without a clear plan to remedy the underlying problems in the longer term. [...] Central buyer mechanisms and de-central obligation mechanisms are the options that appear to be more appropriate to address a long-term, general problem of*

[7] En première approche, on peut estimer qu'un tel critère conduit à valoriser l'électricité non distribuée (VoLL) à un niveau voisin de 20k€/MWh.

[8] EC, 2016, C(2016) 2107, Report from the Commission – interim report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms: *"If allowing for a wide participation, a competitive bidding process allows the market to bring forward the technologies that can most cost-efficiently provide the required capacity. Competitive pressure should provide capacity providers with incentives to bid at the level that corresponds to the funding they require to provide the necessary capacity product."*

[9] EC, 2016, C(2016) 2107, Report from the Commission – interim report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms: *"The selective remuneration of certain types of capacity only will aggravate the missing money problem of non-remunerated types of capacity and more often than not eventually require the development of additional support measures targeted at those capacity types."*

[10] EC, 2016, C(2016) 2107, Report from the Commission – interim report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms

generation adequacy.[11]

Dans un débat européen controversé sur la pertinence des différents dispositifs mis en œuvre pour assurer la sécurité d'alimentation (dispositifs transitoires et ciblés ou mécanismes de capacité structurels), l'enquête sectorielle constitue un élément essentiel de rationalisation dans la mesure où ces conclusions permettront d'établir un cadre d'analyse partagé sur ces dispositifs.

A ce stade des travaux, les mécanismes de capacité portant sur toute la capacité sont identifiés comme des réponses pertinentes pour répondre à une problématique structurelle en matière de sécurité d'approvisionnement. Les propriétés du mécanisme de capacité français font l'objet d'un examen favorable de la part de la Commission : mécanisme de marché (*market-based*), permettant l'intégration des effacements de consommation (*DR-friendly*), tout en étant neutre technologiquement (*technology neutral*) et permettant l'émergence de signaux jusqu'à 4 ans à l'avance (*forward-looking*).

[11] EC, 2016, C(2016) 2107, Report from the Commission – interim report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms

5. UNE ANALYSE APPROFONDIE DU MECANISME FRANÇAIS POUR GARANTIR SA SECURITE JURIDIQUE AU REGARD DU DROIT EUROPEEN

En complément des travaux réalisés dans le cadre de l'enquête sectorielle, la Commission européenne analyse au cas par cas des différents dispositifs nationaux mis en œuvre.

Le premier mécanisme ayant fait l'objet de négociations et d'une approbation par la Commission européenne est le mécanisme britannique.

En novembre 2015, l'ouverture d'une enquête approfondie sur le mécanisme de capacité français a conduit au démarrage de discussions entre la France et la Commission sur l'architecture précise du mécanisme de capacité.

Dans sa décision d'ouverture, la Commission a posé la question de l'adéquation entre l'architecture décentralisée retenue par RTE et la structure du marché français. Elle a ainsi pu exposer, dans ce cadre, des inquiétudes portant sur le fonctionnement du marché français, sur la place de l'opérateur dominant et sur l'ouverture du marché aux capacités transfrontalières. Elle a en outre contesté le choix fait par la France de ne pas notifier le dispositif en tant qu'aide d'Etat.

Les autorités françaises, fortes de la décision du Conseil d'Etat et des critères cumulatifs précis qui définissent les aides d'Etat dans le droit européen, auraient pu s'engager dans une controverse juridique avec la Commission sur la nature, en droit, du mécanisme de capacité. Elles ont choisi, au contraire, de mettre de côté cette problématique et de travailler de concert avec la Commission à l'amélioration du mécanisme de capacité et à sa bonne intégration au sein du marché intérieur.

Ainsi, l'enquête approfondie sur le mécanisme de capacité français a permis d'interroger les fondamentaux du mécanisme et de vérifier sa compatibilité avec le marché intérieur de l'énergie. Elle a confirmé sa nécessité et sa proportionnalité, conditions de l'approbation du dispositif dans le cadre d'analyse choisi par la Commission.

Il ressort de la décision adoptée par la Commission européenne le 8 novembre 2016 que les grands principes du mécanisme français sont compatibles avec le marché intérieur et sont ainsi conservés : le dispositif porte sur toutes les capacités (*capacity-wide*), s'appuie sur l'obligation individuelle des fournisseurs (*decentral obligation*), consacre la place de l'effacement de consommation (*demand-response friendly*), repose sur le marché (*market-based*) plutôt que sur des dispositifs administratifs, et engage le temps long (*forward looking*).

Ces points ont été rappelés par la Commission dans son communiqué de presse accompagnant sa décision d'approbation du mécanisme de capacité :

> *L'enquête a confirmé les éléments positifs qui figuraient déjà dans la version initiale du mécanisme de capacité français proposé, notamment son ouverture à tous les types possibles de fournisseurs de capacité, en particulier les opérateurs d'effacement, et son fonctionnement, qui s'apparente à celui d'un «marché», basé sur des enchères et des échanges* [12]

L'enquête a également conduit à identifier des pistes d'amélioration du dispositif.

Les autorités françaises et RTE ont ainsi élaboré un ensemble de mesures cohérentes rassemblées en trois piliers : concurrence, participation transfrontalière et investissements dans de nouvelles capacités.

[12] EC, Communiqué de presse du 8 novembre

Il en résulte des engagements précis, décrits dans la décision d'approbation, immédiatement ou à terme.

5.1 Evolutions relatives à la concurrence

Le premier pilier a trait aux mesures visant à renforcer la concurrence et la transparence au sein du mécanisme de capacité et à rendre le dispositif plus adaptable. Il sera effectif dès l'approbation par la ministre du projet de règles rectificatives dont elle est saisie. Conformément aux engagements pris par la France, les mesures qui le composent s'appliqueront donc dès la première année de livraison à tous les acteurs et à toutes les situations en cours relevant du mécanisme. C'est l'objet du présent rapport que de revenir sur le détail des dispositions qui le composent (partie 3).

5.2 Evolutions relatives à la participation transfrontalière

Le second pilier conduira à ouvrir la participation au mécanisme de capacité français à l'ensemble des capacités de production et d'effacement transfrontalières situées dans les pays voisins de la France, sous réserve d'une capacité d'interconnexion suffisantes aux frontières françaises et d'un travail réalisé avec les Etats membres frontaliers de la France pour assurer le contrôle de cette participation.

Cette solution « hybride pragmatique » fait suite au processus de concertation mené par RTE sur la base d'un mandat de la ministre de l'énergie depuis avril 2015. Elle est conforme aux orientations publiées par la Commission dans son rapport intermédiaire de l'enquête sectorielle relative aux mécanismes de capacité. Elle fait de la France, le seul Etat membre de l'Union à s'engager formellement, à ce jour, dans cette voie pour un mécanisme de ce type.

La mise en œuvre de cette solution « hybride pragmatique » requerra la conclusion d'accord avec les GRT des Etats membres concernés, sous la forme de protocoles de coopération permettant la mise en place d'un processus de certification et de contrôles nécessaires à la mise en œuvre du mécanisme. A défaut, une procédure de sauvegarde fondée sur la participation des interconnexions sera mise en œuvre sur les frontières pour lesquelles la coopération n'a pu aboutir. D'un point de vue règlementaire, une révision du décret puis des règles du mécanisme, en 2017 et en 2018, sera nécessaire. Opérationnellement, enfin, des développements spécifiques sont à prévoir par RTE, par les GRT associés et par les plateformes de marché. L'objectif partagé par la Commission, les autorités françaises et RTE, est celui d'une mise en œuvre effective au cours de l'année de livraison 2019.

5.3 Evolutions relatives aux nouvelles capacités

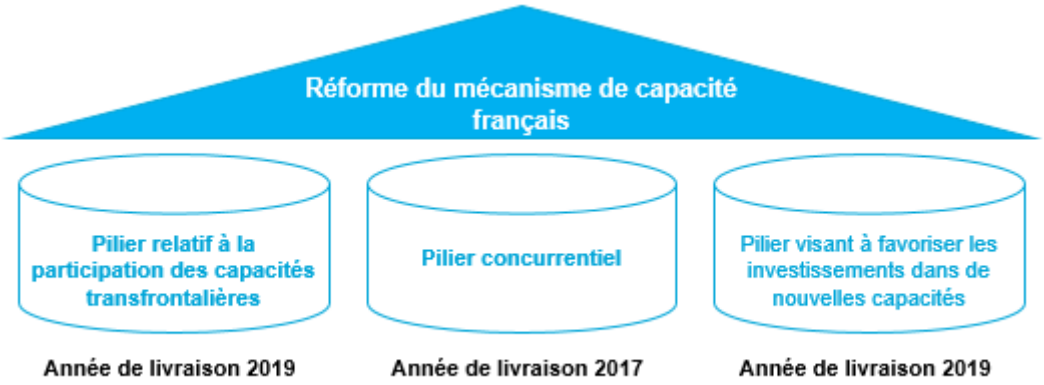
A compter de 2019, le mécanisme sera complété d'un dispositif spécifique pour les investissements dans de nouvelles capacités. Celles-ci pourront disposer d'une rémunération capacitaire stable sur 7 ans, sous réserve de démontrer leur compétitivité. Un appel d'offre adossé au mécanisme de capacité sera effectué tous les ans, en vue de sélectionner des nouvelles capacités devant être mises en service quatre ans plus tard. Ces capacités seront sélectionnées suivant un critère économique de marché – qui garantira aux consommateurs qu'une telle contractualisation leur sera bénéfique (critère analogue à celui d'un *net benefit test*) - et en accord avec le respect de garde-fous environnementaux. Les capacités retenues bénéficieront d'un contrat pluriannuel, basé sur leur prix d'offre, qui prendra la forme d'un *feed-in premium,* venant éventuellement compléter les revenus tirés du marché de capacité.

Un tel dispositif peut être analysé comme une adaptation, au cadre français, du schéma pluriannuel validé par la Commission européenne dans son instruction du mécanisme de capacité britannique en 2014. Il s'agit en tout cas d'une évolution substantielle du mécanisme français, qui nécessitera un processus de concertation avec les acteurs de marché pour en préciser les paramètres. Une révision du décret et des règles, en 2017, sera par ailleurs nécessaire, pour une mise en œuvre effective au cours de l'année 2019.

5.4 Bilan

De manière générale, les évolutions du mécanisme résultant de son examen par la Commission européenne conduisent à renforcer le pilotage public du dispositif. Elles se traduisent par l'interdiction de certains comportements pouvant conduire à des abus de marché, une surveillance renforcée, et la mise en place d'un dispositif pluriannuel pour les nouvelles capacités. Les nouvelles règles remédient ainsi de manière préventive à certains dysfonctionnements possibles du marché par le biais de dispositifs plus contraignants.

5.5 Schéma récapitulatif des engagements pris par la France dans le cadre de l'enquête approfondie sur le mécanisme de capacité français



La déclinaison graduelle de ces engagements dans le cadre réglementaire du mécanisme de capacité a conduit la Commission européenne à conclure que le mécanisme de capacité français était compatible avec le marché intérieur, et l'a validé pour une durée de 10 ans.

La Commission juge ainsi que « *la mesure révisée améliorait la sécurité de l'approvisionnement en électricité tout en maintenant la concurrence* ».

Au terme de cette procédure, le mécanisme de capacité bénéficie désormais d'une sécurité juridique maximale.

La traduction des engagements s'effectuera, *via* la mise en œuvre progressive de trois paquets de mesures correspondant aux trois piliers de négociation, selon un calendrier adapté aux contraintes règlementaires et opérationnelles qui les caractérisent chacun. Elle nécessitera un engagement important des parties prenantes du système électrique au cours des deux prochaines années.

RTE proposera un calendrier de déclinaison et une feuille de route pour les travaux à venir au cours de l'année 2017 afin de permettre aux parties prenantes du secteur de disposer d'une information publique et partagée.

6. UN PILIER CONCURRENTIEL DECLINE POUR L'ANNEE 2017

6.1 Les lignes de force des évolutions relatives à la concurrence

6.1.1 Evolutions précisées par la décision d'approbation de la Commission européenne

En premier lieu, une nouvelle logique de contrôle et de surveillance *a priori* et systématique est mise en œuvre, en substitution à la logique initiale de contrôles *a posteriori* et ponctuels.

Pour assurer la sécurité d'approvisionnement nationale, il est en effet essentiel que les capacités annoncées et certifiées, quatre années à l'avance, existent belles et bien le moment venu et soient disponibles lors des heures de plus forte consommation. A défaut, ce n'est pas à une défaillance ponctuelle, limitée à quelques heures, voire à quelques jours, que le système aura à faire face mais bien à un déficit structurel de capacités pouvant produire ses effets sur plusieurs années ; affectant de ce fait le fonctionnement de l'ensemble de l'économie française sur une longue période.

C'est dans cette optique, autant que dans celle permettant de limiter les risques de rétention de capacité, que les nouvelles mesures de contrôle ont été introduites au sein des règles du mécanisme de capacité. Cet encadrement concerne les différentes étapes d'un exercice du mécanisme : la certification, le processus de rééquilibrage ou encore le règlement des écarts. Il introduit des éléments de centralisation.

La certification des capacités déclarée par les exploitants sera encadrée par un tunnel de certification défini par les règles. Ce tunnel sera centré autour de valeurs normatives calculées par abattement (*derating*) par rapport à la puissance installée de chaque unité. Les dérogations à ce principe sont fortement encadrées et ne pourront intervenir qu'à l'issue d'un examen de RTE et sous le contrôle de la CRE. Le tunnel constitue un levier supplémentaire pour garantir que les certificats dont disposent les exploitants de capacité sont bien conformes à la disponibilité prévisionnelle des capacités en France, et participe donc d'une politique plus efficace en matière de sécurité d'approvisionnement.

En second lieu, Les nouvelles règles établissent également des obligations différenciées entre opérateurs, en fonction de leur taille, qui portent sur leur stratégie d'offre et leur comportement sur le marché : ces mesures visent à garantir que chaque acteur du système électrique est responsabilisé à hauteur des impacts que peuvent entraîner ses actions sur la sécurité d'approvisionnement. Les acteurs disposant de plus de 3 GW de certificats devront offrir selon un calendrier spécifique sur le marché organisés. Les acteurs disposant de plus de 1 GW de certificats seront soumis à un rééquilibrage payant au-dessus de ce seuil et à un règlement des écarts plus contraignant. Les acteurs intégrés seront soumis à des obligations spécifiques en ce qui concerne leurs transactions internes et le passage des coûts dans leurs offres de vente.

Troisièmement, le fonctionnement du marché est clarifié et rendu plus transparent. Ainsi, les conditions économiques (date, prix, volume) de chaque transaction de gré à gré seront publiées de manière individuelle. De plus, la liquidité sera renforcée sur les sessions de marché organisé, via une obligation de mise à disposition de capacités pour l'opérateur dominant – cette obligation se traduira par un volume minimal d'une vingtaine de GW durant chacune des 4 années précédant la livraison. Dans le même temps, et sans contraindre fortement leurs stratégies d'achat, les incitations économiques pesant sur les fournisseurs sont renforcées pour accroître la pertinence et la représentativité du prix révélé par le marché organisé (pénalisation accrue des écarts de plus d'un gigawatt, doublement du coefficient incitatif k, dispositif de suivi la couverture, par les acteurs obligés, de leur obligation).

Enfin, l'articulation du mécanisme de capacité avec le fonctionnement du marché du détail est précisée. Les prix des cessions effectuées au sein d'un groupe intégré doivent être rendues publics sur le registre, et la déclaration à la CRE de la façon dont les fournisseurs répercutent le prix de la capacité dans leur politique commerciale sur le marché du détail est systématisée. Ces mesures doivent permettre de disposer d'une concurrence effective sur ce marché, d'empêcher la pratique du « ciseau tarifaire », et de donner aux consommateurs les moyens de comparer les offres et de faire valoir leur liberté de choix. A l'issue de la consultation publique, des publications nouvelles sont également prévues pour répondre aux demandes des associations de consommateur.

De manière générale, la réforme proposée introduit des garde-fous qui permettront d'affermir les garanties en matière de sécurité d'approvisionnement offertes par le mécanisme : le tunnel empêchera les certifications erronées ou incohérentes, RTE vérifiera le « bouclage » du mécanisme en amont sur la base des informations que chaque fournisseur devra lui fournir et proposera également un outil d'évaluation de l'obligation. Les acteurs seront plus fortement incités à couvrir leurs obligations sans attendre la fin de la période de livraison via une augmentation des pénalités pour le règlement des écarts.

6.1.2 Simplifications et souplesses mises en œuvre dans le cadre de la concertation française

En complément de ces engagements pris dans le cadre de l'enquête approfondie, les premiers mois de déclinaison du mécanisme ont permis, grâce notamment aux retours des acteurs, de faire ressortir des axes de simplification du dispositif et de travailler à la résolution de difficultés qui n'avaient pas pu être anticipées au moment de l'élaboration des règles. La nécessité de faire évoluer les règles a donc ouvert une opportunité de traduire, dans le cadre réglementaire, ces leviers de simplification qui sont inclus dans le cadre de la présente saisine. Il s'agit notamment de faciliter la participation des capacités de production renouvelable au mécanisme de capacité, de clarifier le cadre de participation aux mécanismes des consommateurs ayant choisi plusieurs fournisseurs différents pour les approvisionner en électricité, et de faciliter la participation des opérateurs d'effacement

Ce projet de règles rectificatives est marqué par la volonté de rendre le dispositif plus souple et plus résilient aux modifications du contexte énergétique dans lequel il s's'inscrit. La stabilité dans le temps et la crédibilité d'un cadre réglementaire sont des éléments essentiels à la formation des anticipations des acteurs, à leur prise de décision économique et à la réalisation d'investissements. Cependant, une régulation efficace doit ménager un compromis entre mutabilité et stabilité, pour pouvoir suivre l'évolution des enjeux. Suivant cette logique, de nouvelles grandeurs paramétrables ont été introduites et les modalités de modification des paramètres du mécanisme ont été assouplies

6.1.3 Trajectoire et calendrier d'évolution

Plusieurs clauses explicites de revoyure ont été introduites dans les règles afin de pouvoir adapter le mécanisme aux enseignements tirés des première années de fonctionnement. Notamment, il conviendra de vérifier comment les dispositions introduites dans le cadre de la réforme portée auprès de la Commission européenne jouent dans le cadre décentralisé choisi initialement par la France. Il s'agir aussi d'établir si les modalités actuelles, basées sur la liberté laissée aux acteurs obligés quant aux méthodes, au calendrier et au volume de leur approvisionnement, conduisent à l'émergence de signaux de prix crédibles et à un bouclage suffisant en amont des années de livraison.

Dans le cadre de ces clauses de revoyure, des travaux seront menés afin d'évaluer l'impact du mécanisme de capacité sur le marché de détail et de prendre en compte cet impact dans la réflexion sur l'évolution du mécanisme, et notamment sur la structure du marché organisé.

Les évolutions proposées dans le cadre ce projet de règles rectificatives visent à améliorer le fonctionnement du mécanisme de capacité en le rendant plus agile, plus transparent et plus robuste à d'éventuelles manipulations, sans remettre en cause son économie générale et sans abolir les principes initiaux qui avaient présidé à son élaboration.

Dans la mesure où ces évolutions entrent en vigueur de manière rapide, des clauses de revoyure ont été introduites afin d'afficher clairement les points sur lesquels des évolutions sont envisageables, dans le cadre des limites fixées par la décision d'approbation de la Commission européenne. Le fonctionnement du marché organisé et son interaction avec le marché de détail constituent l'une des priorités en ce sens.

6.2 Les seize mesures déclinées dans les règles du mécanisme de capacité

Les mesures proposées à l'occasion de ce projet de règles rectificatives déclinent le pilier concurrentiel des engagements pris par les autorités françaises dans le cadre de l'enquête approfondie.

De ce fait, elles répondent directement aux interrogations soulevées par la Commission européenne dans sa décision d'ouverture de l'enquête approfondie :

- Le tunnel de certification (mesure n°1) et la révision du processus de rééquilibrages (mesure n°2) visent à renforcer l'encadrement du comportement des acteurs pour garantir que le mécanisme réponde à l'enjeu de sécurité d'approvisionnement et pour prévenir d'éventuels risques de rétention de capacité.
- L'articulation entre le marché de gré-à-gré et le marché organisé a été revisitée afin d'accroître la représentativité du prix de la capacité et de faciliter la participation des petits acteurs au marché (mesure n°3 à 7)
- L'impact sur le marché de détail du mécanisme de capacité fait l'objet de mesures spécifiques dans le but d'accompagner les consommateurs dans le cadre de la mise en œuvre d'un nouveau dispositif de marché (mesure n° 8 à 11)

Enfin, les mesures n°12 à 16 visent à décliner les simplifications identifiées dans le cadre de la concertation et de l'évolution normale de tout dispositif de marché (afin de garantir qu'il puisse être appliqué de manière optimale par l'ensemble des consommateurs).

6.2.1 Un encadrement renforcé du comportement des acteurs

6.2.1.1 Objet des mesures proposées

Le processus de certification revêt une importance particulière pour le bon fonctionnement du mécanisme de capacité. A l'issue de chaque phase de certification, réalisée quatre ans à l'avance en régime pérenne, le niveau de disponibilité prévisionnelle des moyens de production et d'effacement situés sur le territoire français est inscrit dans un registre public. Ce niveau de disponibilité prévisionnel est engageant pour les exploitants de capacité : ils seront soumis à un règlement financier si leur niveau de disponibilité réel diffère de leur niveau de disponibilité prévisionnel.

Le registre public permet d'informer l'ensemble des acteurs du système électrique sur l'état de disponibilité du parc de production et d'effacement pour une année donnée et d'être en mesure de prendre les décisions économiques adéquates en fonction de l'adéquation entre ce niveau de disponibilité et le niveau de sécurité d'approvisionnement fixé par les pouvoirs publics.

Pour garantir qu'elle reflète les besoins en matière de sécurité d'approvisionnement, la certification repose sur les éléments suivants :

- En régime pérenne, le processus de certification est réalisé quatre ans à l'avance pour les capacités de production. Les capacités d'effacement peuvent être certifiées tardivement. Cette différence permet aux effacements de consommation d'émerger si une tension apparaît sur le système électrique à l'approche du temps réel et de bénéficier d'une rémunération capacitaire à la hauteur du service qu'ils rendent au système.
- L'engagement des exploitants est défini en fonction de la *disponibilité* de leurs moyens. Ce principe, largement discuté au cours de la concertation, a vocation à garantir que les moyens sont rémunérés à hauteur de leur contribution réelle à la sécurité d'approvisionnement au cours d'une année donnée. Il s'agissait, par exemple, d'éviter qu'une centrale existante mais en maintenance longue ne touche une rémunération capacitaire.
- Les exploitants de capacité sont *responsables* du niveau de disponibilité prévisionnelle qu'ils déclarent et sont tenus de procéder à des rééquilibrages (c'est-à-dire des déclarations reflétant les évolutions de ce niveau de disponibilité) lorsqu'ils observent une évolution de leurs prévisions, et ce dans les meilleurs délais. Le processus de rééquilibrage a pour ambition de refléter le fonctionnement normal des actifs industriels, dont il n'est pas possible de prévoir au niveau exact la disponibilité 4 ans à l'avance.
- Les exploitants sont incités à déclarer leur niveau de disponibilité car ils seront économiquement pénalisés si un écart est observé *ex post* entre leur niveau de disponibilité déclarée et leur niveau effectif de disponibilité.
- Les différentes mesures de transparence, et notamment la publicité du registre, constituent un renforcement des incitations à la bonne déclaration, permettent à l'ensemble des acteurs de marché de disposer d'une information uniforme sur la disponibilité des moyens de production et d'effacement pour une année donnée et sont des leviers supplémentaires pour le contrôle des autorités de régulation sectorielle et concurrentielle sur le comportement des acteurs

Ces principes généraux sont désormais validés par l'examen de la Commission européenne.

En raison de son importance pour le bon fonctionnement du mécanisme et pour la sécurité d'approvisionnement, le processus de certification a fait l'objet d'importants travaux durant l'enquête approfondie, avec pour ambition de le compléter dans le but de limiter le risque de rétention de capacités (enjeu concurrentiel) et de renforcer la cohérence entre les informations contenues dans le registre des capacités certifiées et la situation réelle en matière de sécurité d'approvisionnement, en amont de l'année de livraison (enjeu physique).

A titre d'exemple, une sous-certification associée à un rééquilibrage tardif pourrait conduire à une augmentation « factice » et temporaire du prix de la capacité et entraîne une mauvaise information des acteurs du système électrique sur l'état réel de la sécurité d'approvisionnement en France.

Il est donc nécessaire de compléter le régime de certification par l'introduction de garde-fous visant à adjoindre au dispositif de contrôle *ex post* un nouveau dispositif de contrôle effectif dès le début de la procédure de certification (tunnel de certification) puis tout au long de l'exercice du mécanisme de capacité (encadrement des rééquilibrages). Une telle évolution semble d'autant plus logique que le mécanisme de capacité vise à traiter des constantes de temps plus longues une fois déployé en régime pérenne , un exercice du mécanisme démarrant quatre ans à l'avance. Il se différencie en cela des autres mécanismes de marché, ce qui légitime la mise en œuvre d'une surveillance préventive.

C'est le sens des remèdes proposés par les autorités françaises et déclinés dans les règles :

- Le tunnel de certification permet d'encadrer le processus au démarrage de la certification. Les exploitants devront être certifiés en fonction de la disponibilité moyenne de leur filière (*derating*). Ce tunnel est contraignant ; les éventuelles demandes de dérogation feront l'objet d'un dossier soumis par l'exploitant à RTE afin de démontrer qu'il existe des raisons techniques ou réglementaires le conduisant à déroger au tunnel. RTE évaluera le dossier et rendra un avis sur la demande de dérogation. Le dossier sera ensuite transmis pour approbation au régulateur.
- L'instauration d'un coût pour les rééquilibrages effectués avant l'année de livraison, applicable aux acteurs ayant procédé à plus d'un gigawatt de rééquilibrages cumulés, dissuadera les tentatives de manipulation du marché via des rééquilibrages, en facilitant l'identification de telles pratiques et en les sanctionnant financièrement.
- Enfin, la clarification et le renforcement des obligations de rééquilibrage et d'information du régulateur (pour les fermetures temporaires de plus de 8 mois, ainsi que pour les fermetures définitives) permettront d'accroître l'information dont dispose l'ensemble des acteurs de marché quant à l'offre de capacité.

Dans sa décision d'approbation du mécanisme de capacité, la Commission a indiqué :

> *L'ensemble de ces remèdes permet au risque de rétention de capacités, bien que ne pouvant être entièrement exclu, d'être au moins réduit au maximum.*[13] [14]

[13] EC, 2016, C(2016) 7086, Décision d'approbation du mécanisme de capacité français au titre du régime des aides d'Etat, considérant n°280

[14] La Commission intègre également, dans ces « remèdes » visant à répondre au risque de rétention de capacité, les contraintes d'offre portant sur les principaux acteurs du marché (*cf. infra*).

6.2.1.2 Mesure n°1 : Encadrer le processus de certification via la mise en œuvre d'un tunnel de certification

Définition du tunnel

Le tunnel de certification vise à répondre à trois objectifs principaux : (i) tout d'abord, limiter le risque de rétention de capacité, *via* une sous-certification ; (ii) ensuite, prévenir d'éventuelles manipulations du marché, réalisées au moyen d'un détournement de la procédure de rééquilibrage ; (iii) enfin, affermir les garanties en matière de sécurité d'approvisionnement fournies par le mécanisme, en décourageant les certifications exagérément optimistes. L'Etat français, la Commission européenne et RTE ont convenu que ce tunnel serait pleinement effectif à compter de la publication du nouveau jeu de règles et qu'il s'appliquerait aux certifications déjà effectuées.

Les grands principes de conception du tunnel, discutés au cours de la concertation organisée par RTE, ont été pensés de manière à satisfaire ce cahier des charges.

En premier lieu, le tunnel de certification porte sur toutes les capacités[15], « entité de certification » par « entité de certification » :

- qu'elles soient raccordées au réseau de transport ou à l'un des réseaux de distribution ;
- qu'il s'agisse de capacités de production ou d'effacement.

En deuxième lieu, le tunnel correspond à une plage d'acceptabilité au sein de laquelle un moyen de production ou d'effacement peut être certifié. Cette plage d'acceptabilité rend compte de la disponibilité moyenne (constatée et anticipée) de la filière à laquelle appartient la capacité considérée.

Il permet donc de dissuader les certifications volontairement pessimistes, qui seraient effectuées afin de soutenir artificiellement le prix de la capacité (rétention de capacité) mais également les certifications exagérément optimistes, qui pourraient mettre en péril la sécurité d'approvisionnement.

Procédure de dérogation en régime pérenne

Afin de ne pas supprimer les effets incitatifs pour la disponibilité des groupes qui sont induits par le régime de certification déclaratif, il sera possible, pour les exploitants, de se certifier en dehors du tunnel s'ils anticipent que leurs performances seront meilleures ou moindres que les performances limites qui correspondent aux bornes supérieure et inférieure du tunnel. Cependant, toute demande de certification en dehors du tunnel devra faire l'objet d'une demande de dérogation *ad hoc*. Au cours de cette période d'examen, aucun certificat ne sera délivré à l'exploitant.

RTE sera chargé de l'examen de cette demande de certification (sous 1 mois) et transmettra ensuite le dossier à la Commission de régulation de l'énergie accompagné d'un avis sur la demande de dérogation qui dispose d'un délai d'un mois. 3 cas de figure sont alors possibles :

1. La Commission de régulation de l'énergie valide la demande de dérogation dans le délai d'1 mois alors RTE délivre les certificats correspondants ;
2. La Commission de régulation de l'énergie refuse la demande de dérogation dans le délai d'1 mois alors l'exploitant doit recommencer sa demande de certification ;

[15] Seules en sont exemptées les capacités certifiées suivant la méthode normative, dans la mesure où la certification de ces capacités est déjà très largement encadrée.

3. La Commission de régulation de l'énergie ne rend pas d'avis avant l'expiration du délai d'un mois. Dans ce cas, RTE délivre les certificats à hauteur du niveau demandé par l'exploitant, qui est ensuite responsabilisé vis-à-vis de ces écarts. Au cours de la concertation, une autre option a été envisagée dans ce cas de figure : le fait que RTE délivre les certificats à hauteur de la borne haute ou la borne basse du tunnel (en fonction de la demande de dérogation). Cette mesure est envisageable. RTE propose de l'instruire dans le cadre de la révision des règles et du décret[16].

Par ailleurs, le tunnel de certification continuera à produire ses effets jusqu'au début de l'année de livraison. Ainsi, lorsque la dérogation est acceptée, un nouveau tunnel de certification sera appliqué. Le nouvel tunnel permet alors d'encadrer les rééquilibrages futurs de l'exploitant, ces derniers devant être effectués au sein du tunnel ou être assortis d'une nouvelle demande de dérogation. Ce choix d'un tunnel « dynamique », qui suit les exploitants tout au long des quatre années qui précédent le démarrage d'une année de livraison, permet de réduire le risque d'une manipulation du signal-prix de la capacité via un détournement de la procédure de rééquilibrage.

Les demandes de dérogation seront connues des acteurs de marché *via* le registre. Le calendrier de la procédure et le motif de la dérogation seront indiquées. Il s'agit d'un souhait exprimé par plusieurs acteurs au cours de la concertation.

Révision du tunnel

Le tunnel de certification peut être révisé en cours d'exercice si la disponibilité anticipée d'une filière est affectée durablement. Cette révision du tunnel conduira les exploitants concernés à adapter leur niveau de certification. Dans ce cadre, des modalités spécifiques sont prévues dans les règles concernant l'application des frais de certification et des coûts de rééquilibrage.

Mise en œuvre du tunnel pour les premières années de livraison

Pour garantir l'effectivité du tunnel pour les capacités ayant déjà réalisé le processus de certification, des dispositions transitoires sont prévues.

Si l'exploitant est situé en-dessous du tunnel, la procédure normale s'applique.

Si l'exploitant est situé au-dessus du tunnel, des mesures conservatoires seront appliquées. RTE immobilisera les garanties de capacités excédentaires en attente de l'examen des éventuelles demandes de dérogation. Les règles prévoient que les exploitants réalisant un rééquilibrage à la baisse pour se remettre dans le tunnel sont exonérés de frais de certification et de coûts de rééquilibrage. Ils sont par ailleurs remboursés des frais occasionnés par leur certification initiale.

Des dates de « mise en œuvre du tunnel » sont précisées dans les règles pour les années 2017, 2018, 2019.

[16] Il convient de noter que, dans l'ensemble de ces cas de figure, la Commission de régulation de l'énergie peut, dans le cadre de l'exercice de ses missions définies par le Code de l'énergie, demander à un exploitant de s'expliquer sur son niveau de certification, et ce en complément de toute demande de dérogation.

Pour l'année 2017, et suite au retour de la consultation, les mesures conservatoires seront appliquées aux capacités de production thermiques ainsi qu'aux capacités dont le processus de certification n'est pas achevé. Pour les autres filières, la conformité au tunnel de certification sera examinée au cours de l'année 2017.

Le tunnel pourra faire l'objet d'une révision sur la base du retour d'expériences de janvier-mars 2017. Le cas échéant, les nouveaux paramètres du tunnel trouveront à s'appliquer dès l'année de livraison 2018. Les règles prévoient également la possibilité de réviser une seconde fois le tunnel en 2019pour les certifications des années de livraison 2020, 2021 et 2022.

Ces éventuelles révisions du tunnel sont explicitement prévues dans les règles afin de donner de la visibilité aux acteurs et de permettre le calage du tunnel en parallèle du démarrage du mécanisme.

6.2.1.3 Mesure n°2 : Revoir le processus de rééquilibrage par un renforcement des incitations et l'introduction de nouvelles obligations de rééquilibrage

Principes généraux

La réforme du processus de rééquilibrage vise à accroître la cohérence entre la réalité physique du système – telle qu'anticipée par la communauté des acteurs – et sa traduction contractuelle dans le mécanisme de capacité (garanties de capacité présentes dans le registre des garanties de capacité) ; cette cohérence accrue devant permettre de limiter les possibilités de manipulation du marché par les principaux acteurs et d'améliorer les garanties en matière de sécurité d'approvisionnement offertes par le mécanisme.

Pour y parvenir, tous les exploitants se voient imposer de nouvelles obligations de rééquilibrage, et les exploitants réalisant un volume de rééquilibrages significatifs (et pouvant affecter le prix du marché) seront soumis à des coûts de rééquilibrages.

Les principes clés de la révision du processus de rééquilibrage sont les suivants.

- Toutes les capacités faisant l'objet d'une fermeture temporaire (de plus de 8 mois) ou définitive devront désormais procéder à un rééquilibrage, dans un délai de deux mois à compter de la décision de fermeture. Le régulateur sera informé de ces décisions.
- Les acteurs dont le montant de rééquilibrage cumulé dépasse un 1 GW seront soumis à des coûts de rééquilibrages (y compris pour les rééquilibrages réalisés avant l'année de livraison). Le seuil de 1 GW a fait l'objet de nombreux retours au cours de la concertation ; certains exploitants ont notamment soulevé que ce seuil était particulièrement pénalisant et pouvait inclure des rééquilibrages correspondant uniquement à l'évolution de l'activité industrielle normale d'un exploitant (maintenance, etc.). Néanmoins, ce seuil a été fixé par la Commission européenne (considérant 278 de la décision d'approbation du mécanisme de capacité français) et constitue une borne maximale. Il n'est donc pas possible d'aller au-delà.

Enfin, afin d'éviter que cette mesure n'induise des effets de seuil, les règles prévoient qu'une personne morale ne puisse disposer que d'un unique responsable de périmètre de certification[17].

[17] Des dérogations ont cependant été prévues pour les acteurs pour lesquels la réglementation impose une séparation comptable et/ou managériale de certaines activités

Rééquilibrages suite à un acte législatif ou réglementaire s'imposant à l'exploitant

Les règles prévoient que les rééquilibrages causés directement par des décisions administratives (p. ex décisions administratives de fermeture) ou par l'application stricte d'un acte législatif ou réglementaire conduisant à contraindre le fonctionnement d'une installation de production seront exonérés de frais et de coûts de rééquilibrage. Par exemple, une décision administrative peut conduire certaines installations de production à fermer avant une échéance donnée. Il est alors normal que l'exploitant applique cette décision administrative et qu'il ne soit pas soumis à des frais supplémentaires dus à l'application de cette mesure.

L'examen de cette question a soulevé une problématique plus large sur le délai entre la décision prise par un acteur économique de fermer une capacité et le moment où ses certificats sont détruits. En effet, pendant toute la procédure conduisant à la décision de fermeture (définitive ou temporaire), qui peut durer plusieurs mois, l'exploitant dispose de certificats qu'il peut valoriser sur le marché. Le cadre actuel du mécanisme incite déjà cet exploitant à ne pas valoriser ses certificats (en effet, lorsque sa décision sera officiellement prise, il sera obligé d'effectuer un rééquilibrage et devra restituer les certificats correspondants).

Néanmoins, il semble opportun de s'interroger sur la faculté du cadre de régulation à aller au-delà de ces incitations. Dans sa proposition de règles, RTE a prévu :

- d'informer la Commission de régulation de l'énergie dans le cas où il a connaissance de ce type de situations.
- d'indiquer, sur le registre, les capacités pour lesquelles aucune décision définitive de fermeture n'a été prise, mais qui ont fait l'objet de la part de leur exploitant d'une communication publique traduisant une intention de fermeture.

Dans le cadre des futures révisions des règles, RTE étudiera l'opportunité de mettre en œuvre des mesures conservatoires conduisant l'exploitant à ne pas avoir la faculté de valoriser des certificats pendant la phase d'instruction de sa décision de fermeture.

Réflexions autour de l'introduction d'une clause de monotonie pour les rééquilibrages

Dans le cadre de la prochaine évolution des règles du mécanisme de capacité, RTE instruira l'opportunité d'introduire une clause de monotonie conduisant à éviter une succession de rééquilibrages en sens inverse réalisée par des exploitants de capacité.

6.2.2 Une organisation du marché revisitée pour garantir un haut niveau de transparence, de liquidité et pour accroître la représentativité des signaux de prix renvoyés par le marché.

6.2.2.1 Objet des mesures proposées

L'enquête approfondie a souligné le besoin de renforcer l'encadrement du fonctionnement du marché organisé et son articulation avec le marché de gré-à-gré.

En effet, les travaux réalisés sur le mécanisme de capacité jusqu'en 2015 se sont essentiellement focalisés sur la certification (évaluation de la disponibilité des actifs), l'obligation de capacité et les incitations financières (notamment définition du règlement des écarts pour inciter les fournisseurs à couvrir leur obligation et les exploitants à vendre leurs garanties de capacité à un prix représentatif de la tension sur le système électrique).

Les mesures de transparence nécessaires ont été intégrées afin que tous les acteurs soient en mesure de connaître l'offre de capacité (registre des capacités certifiés) et aient connaissance des transactions effectuées sur le marché (publication par la Commission de régulation de l'énergie d'informations sur les volumes échangés et les prix pratiqués sur le marché).

Le fonctionnement du marché avait alors été évoqué mais aucune décision n'avait été précise quant à l'organisation d'un marché organisé obligatoire. En effet, la mise en œuvre des marchés de l'énergie a montré l'efficacité d'une démarche graduée commençant par la mise en œuvre d'un marché de gré-à-gré permettant de définir les fondamentaux du marché et d'identifier les principaux produits de couverture, puis la création de sessions de marché organisées « spot » permettant de concentrer la liquidité des marchés et enfin la mise en œuvre de marché à terme permettant de complexifier les produits de couverture.

En 2015, suite à une demande des acteurs de marché, la bourse EPEX-spot a prévu d'organiser des sessions de marché organisées pour le mécanisme de capacité français. Suite à cette annonce, la Commission de régulation de l'énergie a décidé que le prix de référence retenu pour le marché de la capacité serait calculé sur la base des résultats des enchères réalisées avant l'année de livraison sur EPEX (moyenne arithmétique des prix de clearing). Ainsi, le rôle du marché organisé a de fait été accru.

L'enquête approfondie de la Commission européenne a constitué une opportunité de capitaliser sur cette évolution *de fait* de la place du marché organisé pour la transcrire en *droit*.

Deux options ont ainsi été discutées avec la Commission européenne et été proposées aux acteurs de marché :

- Une première option reposant sur l'organisation actuelle (liberté de couverture pour les acteurs, maintien du marché de gré-à-gré et des sessions de marché organisées) mais conduisant à introduire certaines contreparties (renforcement de la transparence du marché de gré-à-gré, renforcement des incitations portant sur le règlement des écarts et introduction de contraintes concernant le nombre de sessions de marché et le volume de certificats devant être offerts sur ces sessions pour accroître la liquidité).
- Une deuxième option reposant sur une évolution plus structurelle du marché : renforcement de la liquidité sur une enchère de bouclage proche du temps réel et organisation d'une couverture à terme sur les années précédant cette enchère, introduction de contraintes sur la couverture des fournisseurs.

Pour le démarrage du mécanisme de capacité et suite aux retours des acteurs de marché, le choix a été fait de maintenir le marché de gré-à-gré, ceci afin que les acteurs puissent continuer à mettre en œuvre des stratégies de couverture en « back-to-back », qui nécessitent d'être en mesure de trouver une contrepartie dès la contractualisation d'un nouveau client.

Une suppression du marché de gré à gré aurait en outre engendré d'importantes contraintes financières pour les fournisseurs (coûts de trésorerie pour l'achat comptant des garanties et coûts engendrés par les politiques de risque des chambres de compensation), qui auraient pu représenter des barrières à l'entrée pour les nouveaux entrants. Il était donc impossible à courte échéance d'envisager la déclinaison de la seconde option dans des conditions économiques soutenables par les fournisseurs.

Le maintien du marché de gré-à-gré s'accompagne donc de plusieurs mesures destinées à renforcer la transparence de ce marché, à assurer que le marché organisé soit effectivement représentatif des échanges, et à inciter les acteurs à couvrir leur obligation en amont de l'année de livraison afin d'être en mesure de renvoyer des signaux de prix adaptés aux enjeux en matière de sécurité d'approvisionnement.

En pratique, cet encadrement du fonctionnement du marché repose sur les caractéristiques suivantes :

- Une transparence accrue sur les échanges de gré-à-gré : toutes les transactions seront rendues publiques (volume et prix).
- La fréquence des sessions de marché organisées sera augmentée et des enchères seront notamment prévues juste après la certification (première enchère quatre années avant l'année de livraison). Ces enchères plus précoces permettront de faire émerger au plus tôt des prix de la capacité.
- La liquidité du marché organisé sera assurée en imposant aux responsables de périmètre de certification disposant de plus de 3 GW de capacité certifiée d'offrir, tout au long des quatre années précédant l'année de livraison, un volume minimum de certificats sur les différentes sessions de marché. Le seuil de 3 GW a été fixé par la Commission européenne dans sa décision d'approbation du mécanisme de capacité français[18].
- Le régime des incitations financières du mécanisme sera renforcé.

  Pour tous les acteurs, la valeur du coefficient k, appliqué aux acteurs pour définir le règlement financier auquel ils sont soumis en cas d'écart, sera doublée. Cette mesure renforce les incitations des acteurs à se couvrir *via* le marché.

  Pour les acteurs – exploitants ou acteurs obligés – se trouvant en écart de plus de 1 GW, une formule de règlement des écarts plus pénalisante sera appliquée. Le caractère asymétrique de cette disposition permet de cibler spécifiquement les comportements manifestement anti-concurrentiels et de ne pas pénaliser les petits acteurs ou les écarts ne relevant pas d'une manipulation délibérée du marché. Le seuil de 1 GW a été fixé dans la décision d'approbation du mécanisme de capacité français[19].

[18] EC, 2016, C(2016) 7086, Décision d'approbation du mécanisme de capacité français au titre du régime des aides d'Etat, considérant n°260

[19] EC, 2016, C(2016) 7086, Décision d'approbation du mécanisme de capacité français au titre du régime des aides d'Etat, considérant n°247

- Les acteurs obligés seront accompagnés dans le suivi de leur obligation en amont de l'année de livraison. Ils pourront à cet égard utiliser les outils de simulation développés RTE et devront avant la dernière enchère réalisée avant l'année de livraison transmettre une estimation de leur obligation. RTE sera ensuite chargé de transmettre ces informations à la Commission de régulation de l'énergie. Ces nouvelles dispositions visent à assurer un accompagnement des acteurs et à garantir que les nouveaux entrants sont en mesure de prévoir leur besoin de couverture[20]. Il sera dès lors possible pour le régulateur et pour RTE de vérifier que les acteurs couvrent progressivement leurs obligations.

La portée de ces évolutions est notée par la Commission qui considère que :

> *[ces mesures répondent à] un objectif commun: inciter les acteurs du mécanisme à être en équilibre avant le début de l'AL, et de toute manière avant le règlement des écarts. Cela incitera les acteurs à faire la très grande majorité des transactions nécessaires avant l'AL et augmentera en outre la représentativité du PRM (utilisé pour le règlement des écarts et pour la refacturation envers les consommateurs). Ainsi, le signal prix découlant des échanges des garanties de capacité sera à notre avis plus représentatif et fiable, et le mécanisme aura plus de crédibilité pour inciter de nouveaux investissements en cas de besoin.*[21]

A la suite de la consultation publique menée à l'été 2016 et des négociations avec la Commission européenne, il a été décidé d'inscrire dans les règles une clause de revoyure qui permettra, à l'occasion de la déclinaison des remèdes portant sur la participation des capacités transfrontalières et la mise en œuvre d'appels d'offre pluriannuel, de réexaminer le fonctionnement du marché organisé et son articulation avec le marché de gré-à-gré.

Ce paquet de mesures relatif à l'organisation et aux incitations renvoyées par le marché a fait l'objet d'une attention particulière de la Commission européenne dans l'optique de disposer d'un marché organisé liquide et représentatif du prix de la capacité.

A cet égard, et suite aux demandes réitérées des acteurs de maintenir, à ce stade, un marché de gré-à-gré aux côtés du marché organisé, il a été nécessaire de définir des mesures permettant d'assurer qu'un minimum de certificats soit offert à chaque session de marché :

1. La contrainte devait porter sur les exploitants de capacité disposant d'un portefeuille de capacité significatifs et pouvant contribuer à alimenter la liquidité du marché organisé.
2. Les acteurs intégrés doivent conserver la faculté de réaliser des cessions internes à des prix cohérents avec ceux du marché organisé afin de prévenir toute pratique de ciseau « tarifaire » et de garantir que ces acteurs ne sont pas en mesure de manipuler les prix de marché par l'intermédiaire de leurs cessions internes (mesure n° 8).
3. La définition du rythme d'offres de certificats a été définie avec la Commission européenne pour répondre à deux besoins complémentaires :

[20] EC, 2016, C(2016) 7086, Décision d'approbation du mécanisme de capacité français au titre du régime des aides d'Etat, considérant n°140

[21] EC, 2016, C(2016) 7086, Décision d'approbation du mécanisme de capacité français au titre du régime des aides d'Etat, considérant n°248

- garantir que les certificats de capacité associés aux volumes d'ARENH non vendus lors du guichet de novembre précédant le début d'année de livraison soient bien offerts par EDF lors de l'enchère de décembre relative au mécanisme de capacité. Cette mesure a pour but de prévenir la rétention de capacités et d'éviter que le dispositif ARENH ne puisse conduire à limiter la liquidité sur le marché organisé de la capacité. Plus généralement, il s'agissait de garantir que tous les certificats de capacité aient pu être offerts sur le marché organisé. La contrainte pesant sur les certificats invendus répond à cette demande de la Commission.
- garantir qu'une partie des cessions internes des acteurs intégrés (et non l'intégralité de ces cessions) soient réalisées *via* le marché organisé. Cela doit conduire les acteurs intégrés à éviter toute manipulation du marché organisé. La contrainte sur le niveau de capacité certifié répond à cette demande.

En pratique, l'ensemble de ces dispositions conduit à assurer que 15-20 GW de certificats de capacité seront *a minima* offerts sur les enchères pour chaque année précédant l'année de livraison et incite les fournisseurs à participer à ces enchères. Le prix de la capacité en résultant doit être plus représentatif.

Pour compléter les incitations, en particulier celles s'appliquant aux fournisseurs, le coefficient s'appliquant au régime de règlement des écarts a été augmenté. Cela renforce l'intérêt d'acheter des certificats sur le marché et de ne pas attendre le dernier moment pour couvrir l'obligation de capacité.

6.2.2.2 Mesure n°3 : Renforcer la transparence du marché de gré à gré

Pour renforcer la transparence du fonctionnement du marché et pour limiter les risques d'asymétrie d'information entre l'opérateur dominant et ses concurrents, les nouvelles règles prévoient que les prix, volumes et date de prise d'effet des transactions réalisées sur le marché de gré-à-gré seront rendus publics ; seule l'identité des parties à la transaction demeurera secrète afin de protéger la confidentialité d'informations commercialement sensibles.

Cette mesure constitue une importante évolution par rapport au cadre défini dans le précédent jeu de règles, puisque ce dernier prévoyait uniquement la publication, par le régulateur, de données agrégées relatives au fonctionnement du marché. Désormais, tous les acteurs disposeront du même niveau d'information sur les échanges réalisés sur le marché organisé.

A cet égard, la Commission souligne que :

> *[cette disposition permettra] à tous les acteurs de prendre en compte les prix réalisés sur le marché de gré à gré dans la formulation de leurs offres sur le marché spot et d'assurer ainsi une cohérence plus importante entre les deux marchés. En ce sens, elle renforce aussi le contrôle du régulateur en révélant de manière immédiate une tentative de manipulation du prix de la part d'un opérateur si ce dernier adoptait un comportement radicalement différent entre le marché organisé et le marché de gré à gré.*[22]

[22] EC, 2016, C(2016) 7086, Décision d'approbation du mécanisme de capacité français au titre du régime des aides d'Etat, considérant n°262

Spécificité pour les échanges à terme

Les échanges à terme devront être retranscrits dans le registre afin de donner une information aux marchés sur le volume de certificats ayant déjà fait l'objet d'une transaction. A cet égard, le registre offrira la possibilité aux acteurs d'indiquer un prix indexé. Il s'agit d'une évolution importante par rapport aux précédentes règles du mécanisme, et ayant fait l'objet de plusieurs demandes des acteurs de marché dans le cadre de la consultation publique. Le registre sera désormais en mesure de véhiculer une information plus complète quant aux volumes de certificats échangés ou ayant fait l'objet d'une promesse d'échanges.

Le registre distinguera les ventes à terme des ventes effectivement réalisées avec un prix fixe.

Rythme de publication

Pour la première année de livraison, la publication sera effectuée à un rythme mensuel et *a minima* avant et après chaque enchère. Des évolutions des systèmes d'information sont en effet nécessaires pour permettre une évolution dans la publication des informations prévues par le registre. En régime pérenne, l'information sera disponible directement sur le registre public, dont une partie sera rendue accessible à tous.

6.2.2.3 Mesure n°4 : Augmenter le nombre des sessions du marché organisé et instaurer des contraintes relatives à l'offre de garanties de capacité lors des sessions de marché organisé

La révision du calendrier des enchères, l'augmentation de leur nombre et l'instauration de contraintes portant sur l'offre en garanties de capacités des principaux acteurs lors de ces enchères visent à conférer au marché organisé une place centrale dans le fonctionnement du mécanisme de capacité. Ceci doit rendre le mécanisme plus transparent et garantir que les prix révélés par le marché organisé sont plus représentatifs des fondamentaux du système. La réalisation de ces objectifs suppose l'atteinte d'un objectif intermédiaire : l'augmentation de la liquidité du marché organisé.

La première disposition porte sur la fréquence des sessions de marché organisées avant l'année de livraison, dont le nombre atteindra 16 en régime pérenne, via notamment l'organisation de sessions de marché jusqu'à quatre années avant le début de chaque année de livraison. Ces enchères plus fréquentes et plus précoces feront du marché organisé un marché de référence pour l'ensemble des acteurs et devraient permettre l'émergence d'un prix de la capacité bien en amont de l'année de livraison, ce qui favorisera la prise de décision des acteurs de marché.

Cette mesure permet de garantir que les fournisseurs seront en mesure de couvrir leur obligation sur des enchères en amont de l'année de livraison et à des horizons de temps compatibles avec l'émergence de signaux sur la sécurité d'approvisionnement (4 ans). En effet, la déclinaison du dispositif de contrats pluriannuels pour les nouvelles capacités conduira à renforcer l'importance des signaux envoyés par le marché organisé de la capacité 4 ans avant l'année de livraison. Des dispositions transitoires sont prévues pour les premières années de livraison afin que le rythme des sessions de marché organisées augmente de manière progressive et que les acteurs soient en mesure de mieux appréhender le dispositif. Le dispositif pérenne sera mis en place à l'horizon de la mise en œuvre du dispositif de sécurisation pluriannuelle applicable aux nouvelles capacités.

Par ailleurs, les principaux acteurs de marché – c'est-à-dire ceux qui exploitent plus de 3 GW de capacité - devront mettre en vente sur le marché, lors des différentes enchères, un volume minimal de garanties de capacité. Ce volume minimal sera défini à l'aide d'une double contrainte, portant à la fois sur le montant des capacités certifiées exploitées par l'acteur (mise en vente d'au moins 25% chaque année) et sur le montant de certificats invendus détenus par l'acteur (obligation de mise en vente croissante à mesure que l'année de livraison se rapproche). En particulier, lors de la dernière enchère avant le début de l'année de livraison, tous les certificats invendus devront être mis à la vente par les principaux exploitants de capacité.

Cette double contrainte permet de garantir que les acteurs intégrés seront obligés – même s'ils réalisent des cessions internes – de garantir une certaine liquidité sur le marché organisé. En effet, ils ne pourront échapper à l'impératif de proposer tout ou partie de leur capacité sur le marché par le biais de leurs cessions internes. Ce remède s'apparente donc, comme le note la Commission, « *à une solution de type market-making* »[23]. Par ailleurs, même les cessions internes, réalisées *via* le marché de gré à gré, contribueront à accroître la transparence du marché, puisque un prix devra y être systématiquement associé (mesure n°8).

Le choix d'un seuil de 3 GW permet quant à lui d'assurer « *que ce sont les plus grands acteurs, et notamment l'opérateur historique, qui assumeront ce rôle de "market maker" dans le mécanisme, assurant à tout moment la liquidité des enchères* »[24]. Le seuil a ainsi été calé par la Commission pour ne porter dans un premier temps que sur EDF, mais pour concerner également progressivement d'autres acteurs au fur et à mesure que le marché français de la production évoluera.

6.2.2.4 Mesure n°5 : Doubler la valeur du coefficient incitatif k

Parmi les mesures ayant pour objet de renforcer les incitations renvoyées aux acteurs (exploitants et fournisseurs) figure l'évolution du cadre prévu pour le règlement des écarts. En effet, pour tous les acteurs en écart à l'issue de l'année de livraison, un règlement financier est prévu.

Ainsi, les acteurs en écart négatif doivent s'acquitter d'une pénalité proportionnelle à leur écart et assise sur le prix de référence marché multiplié d'un coefficient incitatif, k. Ce coefficient k vise donc à rendre le règlement des écarts plus pénalisant qu'un achat sur le marché et donc à inciter les acteurs à se couvrir sur le marché.

A l'inverse, les acteurs en écart positif ne peuvent gagner plus en attendant les écarts car le coefficient k réduit leur espérance de gains par rapport à une vente sur le marché.

Les règles du mécanisme prévoient désormais de fixer le coefficient k à 0,2, soit un doublement par rapport aux règles précédentes. Ce doublement s'applique à l'ensemble des acteurs (fournisseurs et exploitants de capacité).

[23] EC, 2016, C(2016) 7086, Décision d'approbation du mécanisme de capacité français au titre du régime des aides d'Etat, considérant n°265

[24] EC, 2016, C(2016) 7086, Décision d'approbation du mécanisme de capacité français au titre du régime des aides d'Etat, considérant n°267

Cette évolution est apparue nécessaire pour répondre aux craintes exprimées par la Commission européenne et certains exploitants, qui jugeaient qu'il était possible que *« les obligations et sanctions dans le cadre du mécanisme ne donnent pas suffisamment d'incitations pour que les fournisseurs soient en équilibre avant l'année de livraison.»*[25]

Ces craintes avaient d'ailleurs été alimentées par les déclarations publiques de certains fournisseurs, réitérées à plusieurs reprises, par lesquelles ces derniers manifestaient leur intention de ne pas couvrir leur obligation, quitte à être pénalisés lors du règlement des écarts.

Cette situation était de nature à constituer « *une incertitude supplémentaire par rapport aux signaux de prix et d'exigence de capacités* »[26] comme le notait à raison la Commission, puisqu'elle pouvait conduire à une demande en garanties de capacité artificiellement basse et donc à la révélation par le marché d'un prix de la sécurité d'approvisionnement biaisé.

Un tel doublement aura également des effets positifs du point de vue la certification, en contribuant à accroître la fiabilité des informations déclarées par les exploitants de capacité ; puisque le coefficient k intervient également dans la formule de calcul du coût des rééquilibrages.

6.2.2.5 Mesure n°6 : Accroître la pénalisation des écarts au-delà d'un gigawatt

Le durcissement des pénalités pour les acteurs dont l'écart dépasse un gigawatt est l'une des mesures visant à renforcer le régime des incitations du mécanisme, afin de rendre le prix de la capacité révélé par le marché aussi représentatif que possible des fondamentaux du système électrique. En particulier, il doit inciter les exploitants à se certifier au plus près de leurs disponibilités anticipées (et donc révéler une information précise quant à l'offre de capacité) et doit pousser les acteurs obligés à couvrir leurs obligations, dans une certaine mesure, en amont de l'année de livraison et, en totalité, en amont du règlement des écarts. Par ailleurs, comme plusieurs autres mesures, cette pénalisation plus sévère des écarts de plus de 1 GW, du fait de son seuil d'applicabilité, cible plus spécifiquement les principaux acteurs susceptibles d'avoir un impact significatif sur le fonctionnement du marché.

Le seuil d'applicabilité de la mesure a d'ailleurs fait l'objet d'une discussion entre les autorités françaises et la Commission, qui ont convenu que sa valeur ne pourrait excéder un gigawatt et c'est la concertation menée par RTE qui a permis de fixer cette valeur au niveau du plafond autorisé par la Commission.

Concrètement :

- Pour les acteurs, responsables de périmètre de certification ou acteurs obligés, dont l'écart est inférieur à 1 GW, la formule du règlement des écarts demeure inchangée (à l'exception du doublement du coefficient k).
- Pour les autres en revanche, la pénalisation est accrue : la rémunération des écarts positifs au-delà de 1 GW est plafonnée et le coût des écarts négatifs de plus de 1 GW est renchéri.

[25] EC, 2016, C(2016) 7086, Décision d'approbation du mécanisme de capacité français au titre du régime des aides d'Etat, considérant n°180

[26] EC, 2016, C(2016) 7086, Décision d'approbation du mécanisme de capacité français au titre du régime des aides d'Etat, considérant n°180

6.2.2.6 Mesure n°7 : Mettre en œuvre un dispositif de suivi de la couverture, par les acteurs obligés, de leur obligation de capacité

Les fournisseurs disposent d'une liberté totale quant à leur stratégie de couverture. Ils peuvent notamment décider d'acquérir les garanties de capacité dont ils ont besoin, soit *via* des échanges bilatéraux, soit *via* le marché organisé ou encore, pour une partie de leur obligation, via l'ARENH. Ils sont par ailleurs libres de déterminer eux-mêmes le rythme auquel ils souhaitent se couvrir et peuvent en particulier acheter tout ou partie des certificats dont ils ont besoin après l'année de livraison, à mesure que leur connaissance de leur obligation s'affine. Ils peuvent enfin réduire le montant de leur obligation, en encourageant leurs clients à s'effacer durant les jours de plus forte consommation.

A ce stade des réflexions, cette liberté quant à la stratégie de couverture des acteurs obligés a été maintenue. En effet, elle permet aux fournisseurs de limiter leur exposition au risque prix, grâce à la réplicabilité du prix de référence marché[27] et à la mise en œuvre de stratégie de couverture en « *back-to-back* »[28]. Un fournisseur se couvrant *a posteriori* (pendant l'année de livraison ou après) prendrait le risque de ne pas couvrir ses coûts. En outre la souscription de volumes d'ARENH – si ce produit est compétitif - encourage les acteurs à se couvrir en amont de l'année de livraison. Dans ces conditions, les échanges pendant et après l'année de livraison devraient être limités et correspondre uniquement à des ajustements, liée à une connaissance plus fine, de la part des acteurs obligés, de leur obligation finale.

Cette analyse relative au fonctionnement attendu du marché nécessite cependant d'être confirmée par les retours d'expérience tirés des premières années de livraison. C'est la raison pour laquelle il a été décidé d'instaurer, à l'occasion de cette révision des règles, un dispositif de suivi de la couverture, par les acteurs obligés, de leur obligation de capacité.

Le cadre réglementaire prévoit désormais des dispositions (i) permettant aux nouveaux acteurs d'utiliser les outils de simulation de RTE pour prévoir leur niveau d'obligation et être en mesure de déterminer efficacement leur stratégie de couverture et (ii) conduisant l'ensemble des acteurs obligés à réaliser au moins une fois avant la dernière enchère précédant l'année de livraison un exercice de pré-estimation de leur obligation.

Cette pré-estimation n'est pas engageante mais vise à assurer que chaque acteur obligé a bien réalisé l'exercice et est en mesure de définir une stratégie de couverture. Elle sera transmise à la Commission de régulation de l'énergie par RTE.

Ces pré-estimations permettront à RTE de vérifier le bouclage du mécanisme. En effet, en comparant les estimations des fournisseurs au montant de garanties qu'ils détiennent - tel qu'il apparaît sur le registre des garanties de capacité - RTE pourra s'assurer que chaque fournisseur couvre, progressivement, son obligation de capacité. RTE veillera à préserver la confidentialité des données transmises par les acteurs obligés. Les analyses de RTE seront transmises à la CRE et pourront être utilisées dans le cadre de la clause de revoyure sur le fonctionnement du marché organisé.

---

[27] La réplicabilité du prix de référence permet à un fournisseur, qui aura intégré le prix de référence marché dans ses contrats de fourniture, de s'approvisionner en capacité à ce prix, sans prendre de risque. Cette propriété découle de la formule retenue pour le calcul du prix de référence (moyenne pondérée des prix révélés par les sessions de marché organisées avant le début de l'année de livraison).

[28] Cette stratégie consiste pour un acteur à acquérir les certificats de capacité de manière concomitante, ou immédiatement après, la contractualisation d'un client, de façon à ce que ni le client, ni le fournisseur ne soient exposés à un quelconque risque prix.

6.2.3 Une meilleure prise en compte de l'impact du mécanisme sur le fonctionnement du marché de détail

6.2.3.1 Objet des mesures proposées

Dans le cadre de l'enquête approfondie sur le mécanisme de capacité et de la concertation réalisée par RTE à l'été et à l'automne 2016, les consommateurs ont fait état de leurs craintes quant à l'absence de garde-fous explicites permettant de (i) prévenir le risque de ciseaux tarifaires et (ii) d'empêcher la répercussion de prix de la capacité trop élevés dans les contrats de fourniture, en l'absence d'informations connues du grand public sur le fonctionnement et les prix issus du mécanisme de capacité.

Dès lors, plusieurs garde-fous ont été prévus pour davantage mieux prendre en compte l'impact du mécanisme de capacité sur le fonctionnement du marché de détail :

- Les acteurs intégrés seront contraints de déclarer un prix de cession interne pour leurs échanges de capacité. Ce prix sera nécessairement supérieur ou égal aux prix des sessions de marché organisées ou au prix de référence marché, conformément au considérant 286 de la décision d'approbation de la Commission européenne sur le mécanisme de capacité français.
- Les acteurs intégrés devront transmettre à la Commission de régulation de l'énergie avant chaque année de livraison la méthodologie qu'ils utilisent pour transférer les coûts de la capacité dans leurs offres de fourniture. A l'issue de la consultation publique, il est désormais proposé que l'application de ce principe soit modulée, et que la transmission d'information se fasse à l'initiative de la CRE si l'acteur dispose de moins de 100 MW de certificats en tant qu'exploitant, ou s'il dessert moins de 1 TWh de consommation en tant que fournisseur.
- Dans le cadre de la clause de revoyure et de l'évaluation du fonctionnement du marché de la capacité, la répercussion sur les consommateurs du prix de la capacité sera étudiée. Cette étude pourra être réalisée en coopération avec la Commission de régulation de l'énergie.

En complément et dans l'optique d'accompagner le démarrage du dispositif et de permettre aux consommateurs de mieux appréhender le dispositif et les leviers dont ils disposent pour réduire le niveau de leur obligation, une trajectoire sur le prix administré a été définie avec la Commission européenne entre 2017 et 2021. Cette trajectoire est définie au considérant 147 de la décision d'approbation de la Commission européenne.

6.2.3.2 Mesure n°8 : Obliger les acteurs intégrés à déclarer les prix associés aux cessions internes auxquelles ils procèdent

La Commission européenne a placé au cœur de son analyse, comme l'illustrent certains développements du rapport intermédiaire de l'enquête sectorielle sur les mécanismes de capacité[29], la possibilité que des acteurs intégrés en général, et l'acteur historique en particulier, puissent pratiquer des prix prédateurs sur le marché de détail par le biais de cessions internes de certificats entre leur branche production et le branche fourniture à des prix faibles.

[29] EC, 2016, C(2016) 2107, Report from the Commission – interim report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms: "However, given that exchange trading is not compulsory under the French

La prévention *a priori* du risque de telle pratique, plutôt que leur sanction *a posteriori*, fait partie intégrante de la logique de construction des remèdes qui découle de l'enquête approfondie sur le mécanisme de capacité. A ce titre, il a été décidé d'imposer aux acteurs intégrés de déclarer un prix de cession pour chacune de leurs cessions internes.

Ces dernières constitueront donc des transactions au sens des règles du mécanisme de capacité (échanges de garantie auxquelles sont associés des prix). Les prix préférentiels entre la branche exploitant et la branche fourniture d'un acteur intégré seront dès lors aisément détectables et les acteurs pourront utiliser ces informations pour construire leurs stratégies sur le marché.

Suite à la concertation des acteurs de marché et afin de rendre cette mesure efficace, les autorités françaises et RTE ont proposé à la Commission européenne que les acteurs aient la possibilité de déclarer un prix indexé sur les prix de sessions de marché organisées ou sur le prix de référence marché. Cette demande renforce le caractère représentatif des prix de cessions internes et limite le risque de ciseau tarifaire. La décision d'approbation de la Commission mentionne que ce prix de cessions internes doit être nécessairement supérieur ou égal au prix des sessions de marché organisées (voir également mesure n°2 pour l'interaction avec le fonctionnement du marché organisé).

Cela est reflété dans le considérant 286 de la décision d'approbation de la Commission européenne :

> *Afin de faciliter la détection de telles pratiques et d'y remédier, les autorités corrigeront d'une part une lacune dans la réglementation existante permettant un transfert gratuit de garanties. Suite à cette modification réglementaire, les fournisseurs n'auront plus la possibilité de transférer des garanties de capacité à coût nul de leur branche production vers leur branche commercialisation. La réglementation devra prévoir que les cessions internes d'un opérateur intégré s'effectuent à un prix représentatif des prix issus des sessions de marché organisé. A cet effet, si le prix issu de la (ou des) session(s) de marché organisé n'est pas connu à la date de la cession interne, les opérateurs intégrés auront la faculté de déclarer un prix indexé sur le prix des sessions de marché organisé. Par exemple, un opérateur intégré pourra déclarer qu'une cession interne est égale au prix de référence marché avant que sa valeur précise ne soit officiellement fixée par la Commission de régulation de l'énergie.*

6.2.3.3 Mesure n°9 : Fixer une trajectoire d'évolution claire et crédible du prix administré protectrice pour le consommateur

Le prix administré est en un paramètre essentiel du mécanisme de capacité, qui remplit une triple fonction. Premièrement, il joue le rôle de plafond de prix pour les échanges[30]. En second lieu, il incite collectivement les acteurs à couvrir leur obligation via le marché et à ne pas attendre le règlement des écarts[31]. Enfin, il doit permettre au prix de la capacité de s'établir à un niveau compatible avec le développement de nouvelles capacités de production et d'effacement, lorsque cela s'avère nécessaire pour assurer l'adéquation de capacité.

---

mechanism, a vertically integrated undertaking could still apply more advantageous conditions to its supply branch than to other suppliers."

[30] Puisque le prix de règlement des écarts négatifs peut, au plus, être égal à ce prix administré, aucun acteur n'aura intérêt à acheter une garantie de capacité à un prix qui lui serait supérieur.

[31] En effet, si la communauté des fournisseurs – ou simplement certains d'entre eux - choisissent

Dans la mesure où le redémarrage du mécanisme de capacité se réalise avec un préavis court et où les remèdes concurrentiels négociés avec la Commission européenne n'ont pu encore produire leurs effets, les autorités françaises ont proposé un abaissement significatif du prix administré pour la 1ère année de livraison : il sera fixé à 20 €/kW. Cela conduit à renforcer l'effet plafond du mécanisme de capacité et à limiter les risques d'augmentation artificielle du prix dans un contexte de mise en œuvre d'un nouveau dispositif.

Pour les années de livraison 2018 et 2019, le prix administré sera ensuite fixé à 40 €/kW.

Pour l'année de livraison 2020, il sera fixé à 60 €/kW ;

A partir de l'année de livraison 2021 et dans le cadre des travaux sur la mise en œuvre d'un dispositif de contrats pluriannuels destinés à favoriser l'émergence de nouvelles capacités, le prix administré s'établira à un niveau de prix correspondant aux coûts de la nouvelle entrée (cycle combiné gaz ou turbine à combustion), déduits de la rente inframarginale (dans une optique de protection des consommateurs et afin d'éviter la sur-rémunération des actifs de production). Le niveau du prix administré sera calculé par RTE et soumis à l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie. A cette échéance, le prix administré sera ainsi en mesure de renvoyer les bonnes incitations tout en garantissant que les consommateurs disposent de suffisamment d'informations et de leviers à l'égard du dispositif.

6.2.3.4 Mesure n°10 : Imposer aux opérateurs intégrés une transmission systématique à la CRE de leur méthodologie de prise en compte des coûts de la capacité dans leurs offres de fourniture

En complément de la publication, par les acteurs intégrés, des prix des cessions internes auxquelles ils procèdent, le nouveau jeu de règles impose à ceux qui exercent une activité de fourniture de communiquer à la CRE la méthodologie qu'ils emploient pour répercuter, dans leurs offres de fourniture, leurs coûts d'approvisionnement en garanties de capacité.

Suite aux retours de la consultation publique des acteurs et en accord avec les principes retenus dans la décision d'approbation de la Commission européenne, les modalités de cette transmission d'informations ont été assouplies par rapport aux propositions soumises à la consultation des acteurs :

- Les fournisseurs disposant d'un portefeuille d'actifs de production seront tenus de transmettre leur méthodologie de répercussion des coûts de la capacité dans leurs offres de fourniture avant chaque année de livraison (31 octobre).
- A l'issue de la consultation publique organisée en octobre 2016 :
    - la formulation de la clause a été revue, de sorte à empêcher toute contrainte portant sur le démarchage commercial des fournisseurs ;
    - il est désormais proposé que l'application de ce principe soit modulée, et que la transmission d'information se fasse à l'initiative de la CRE si l'acteur dispose de moins de 100 MW de certificats en tant qu'exploitant, ou s'il dessert moins de 1 TWh de consommation en tant que fournisseur.

d'attendre le règlement des écarts, alors l'écart global, calculé par RTE avant le règlement des écarts, excédera probablement le seuil des 2 GW et les écarts négatif seront facturés au prix administré.

6.2.3.5 Mesure n°11 : Effectuer une analyse de la répercussion du prix de la capacité dans les prix de détail

Plusieurs acteurs (consommateurs) ont insisté sur le besoin de rendre transparent le dispositif et d'être en mesure d'évaluer si les offres des fournisseurs reflètent « correctement » le coût de la capacité ayant émergé sur le marché de la capacité.

Les remèdes négociés avec la Commission européenne permettent de répondre à cette problématique, notamment :

- en permettant aux consommateurs (en particulier, moyens et gros consommateurs ex-tarifs jaune et vert) d'avoir recours à l'outil de simulation de l'obligation de capacité développé par RTE (ce qui permettra aux consommateurs d'estimer leurs volumes d'obligation). Sur les petits consommateurs, il sera procédé à une comparaison avec le prix répercuté dans les TRV ;
- en rendant transparents les prix associés à chaque échange sur le marché, ce qui permet aux consommateurs de disposer de l'ensemble des informations sur les années passées et en cours pour challenger les offres des fournisseurs.

RTE propose de compléter ces mesures et de publier sur son site internet les résultats de ses simulations concernant l'estimation de l'obligation pour les profils de consommateurs moyens.

Par ailleurs, dans le cadre de ses travaux sur le fonctionnement du marché organisé et de la clause de revoyure inscrite dans les règles, les règles prévoient que RTE sera chargé de réaliser des analyses sur le fonctionnement du marché et la répercussion des coûts de la capacité sur les consommateurs. Ces travaux seront réalisés sur la base d'échanges avec la Commission de régulation de l'énergie jusqu'à la révision des règles.

7. DES EVOLUTIONS VISANT A RENDRE LE MECANISME PLUS SOUPLE, PLUS SIMPLE ET PLUS FACILE A APPREHENDER PAR LES ACTEURS

Le nouveau jeu de règles soumis à l'approbation de la Ministre en charge de l'énergie et de la Commission de régulation de l'énergie offre également une opportunité de réviser le mécanisme (i) pour le rendre plus souple et plus résilient à des évolutions du contexte énergétique national ; (ii) pour le simplifier et (iii) pour proposer des mesures d'accompagnement visant à faciliter son démarrage et son appropriation par les acteurs.

La stabilité dans le temps et la crédibilité d'un cadre réglementaire sont des éléments essentiels à la formation des anticipations des acteurs, à leur prise de décision économique et à la réalisation d'investissements. Cependant, une régulation efficace doit ménager un compromis entre mutabilité et stabilité, pour pouvoir suivre l'évolution des enjeux. L'évolution rapide du système électrique, induite notamment par la poursuite de la transition énergétique, plaide justement pour introduire plus de souplesse dans le fonctionnement du dispositif. A ce titre, plusieurs clauses de revoyure sont désormais prévues, des grandeurs paramétrables sont introduites dans les règles et les modalités de révision du mécanisme sont simplifiées.

Plus généralement, la révision des règles se traduira par une simplification d'un grand nombre de dispositions des règles ; des leviers de simplifications ayant pu être identifiés depuis la publication du premier arrêté en avril 2015, grâce notamment au retour des acteurs. Ces simplifications portent principalement sur le calcul de l'obligation et la certification des capacités renouvelables sous obligation d'achat.

Enfin, ce processus de révision des règles est également l'occasion de proposer plusieurs mesures visant à accompagner les acteurs dans leur appropriation du dispositif. Un tel besoin d'accompagnement est naturel et caractérise la mise en œuvre de tout nouveau mécanisme de marché. Il est particulièrement prononcé dans le cas du mécanisme de capacité, car l'enquête ouverte par la Commission et les incertitudes qui en ont résulté ont en pratique conduit à un gel des opérations sur le dispositif une grande partie de l'année 2016, et il convient désormais que les parties intéressées se réapproprient au plus vite le fonctionnement du dispositif. Les principales mesures mises en œuvre par RTE pour répondre à ce besoin sont le développement d'un outil d'estimation de l'obligation pour les acteurs obligés et les consommateurs, la mise en place de modalités de certification dérogatoire pour les capacités d'effacement pour l'année de livraison 2017 et la publication de fiches pratiques à destination des différents acteurs concernés par la mise en œuvre du mécanisme.

7.1.1 Mesure n°12 : Introduire des dispositions visant à rendre le dispositif plus flexible et plus résilient

Afin de rendre le dispositif plus flexible et de faciliter l'évolution des règles du mécanisme de capacité, plusieurs souplesses ont été introduites dans la définition des paramètres du mécanisme de capacité.

Ainsi, le tunnel de certification pourra être révisé après la période de certification des capacités si des informations structurantes relatives à la disponibilité anticipée de certaines filières (de production ou d'effacements de consommation) conduisent à revoir les plages d'acceptabilité du tunnel.

Dans ce contexte, les règles prévoient que des dispositions spécifiques s'appliquent, notamment concernant les frais et les coûts de rééquilibrage associés à ces évolutions du tunnel.

Par ailleurs, plusieurs paramètres de la certification et de l'obligation pourront être modifiés avant le début de l'année de livraison sur proposition de RTE, après consultation des acteurs : (i) les dates-limites de certification; (ii) les abaques reflétant les éventuelles contraintes de stock de certaines capacité; (iii) les coefficients C et Cfilière qui permettent d'intégrer les caractéristiques de commandabilité ou d'autres paramètres techniques pour mieux rendre compte de la contribution d'une capacité à la réduction du risque de défaillance; (iv) la puissance moyenne seuil définissant le seuil à partir duquel les consommateurs sont considérés comme « thermosensibles ».

Enfin, dans le cadre des prochaines évolutions des règles et de l'examen annoncé dans la programmation pluriannuelle de l'énergie sur le critère de sécurité d'approvisionnement, RTE étudiera la possibilité de procéder à une actualisation du coefficient de sécurité et de la température extrême afin de traduire dans les règles une évolution du critère de sécurité d'approvisionnement.

A cet égard, RTE informe les acteurs que la déclinaison du pilier relatif à la mise en œuvre de la participation transfrontalière des capacités de production et d'effacement situés dans les Etats membres frontaliers de la France conduira nécessairement à une révision du coefficient de sécurité en cours d'exercice. Cette révision sera applicable dès l'année de livraison 2019.

7.1.2 Mesure n°13 : Clarifier de la définition de l'obligation de capacité

Le calcul de l'obligation est simplifié pour les consommateurs disposant de plusieurs fournisseurs d'électricité. En effet, sur le modèle du dispositif de responsable d'équilibre, les règles du mécanisme de capacité prévoit qu'un consommateur ne puisse être rattaché qu'à un unique périmètre d'acteur obligé. Les consommateurs disposant de plusieurs fournisseurs doivent donc désigner un fournisseur principal ; les autres fournisseurs demeurent responsables de la part d'obligation qui leur est due. Un mécanisme de notification d'échange de capacité est ainsi mis en place sur le modèle des programmes d'échanges de bloc en vigueur sur le marché de l'énergie et qui permet à un site de consommation de disposer de plusieurs fournisseurs pour son approvisionnement. En cas de défaut de l'un des fournisseurs, le consommateur pourra s'adresser à RTE pour définir la part d'écart due au défaut de ce fournisseur.

Par ailleurs, les consommateurs – disposant d'un ou plusieurs fournisseurs – conservent la possibilité de devenir leur propre acteur obligé si leur contrat stipule que le fournisseur accepte le transfert d'une telle obligation, conformément à l'article L. 335-5 du Code de l'énergie.

Enfin, pour les consommateurs qui ne souhaitent pas être leur propre acteur obligé mais sont prêts à porter eux-mêmes une part de leur obligation de capacité, ils ont la faculté via une participation en propre au marché de capacité de livrer à leur fournisseur un certain volume de certificats. Les règles n'empêchent pas la mise en œuvre de ce type de contrats entre fournisseurs et consommateurs. Par ailleurs, toute personne morale a accès au registre et au marché de la capacité : il n'existe donc aucun obstacle à ce qu'un consommateur réalise des transactions sur le marché.

Ces éléments ont fait l'objet d'un important travail juridique, à l'issue de la consultation publique et suite à de nombreuses demandes, parfois contradictoires des acteurs.

Les dispositions introduites dans le projet de règles permettent de disposer d'un cadre clarifié quant à la définition de l'obligation de capacité et des différents leviers réglementaires et contractuels à la disposition des fournisseurs et des consommateurs. Il traduit l'impératif mentionné par le Code de l'énergie de rendre les fournisseurs responsables de l'obligation de capacité tout en ménageant aux consommateurs l'ensemble des leviers leur permettant, contractuellement et en application des règles, de rentrer dans un dialogue concurrentiel avec leur(s) fournisseur(s).

7.1.3 Mesure n°14 : Simplifier le calcul de l'obligation et proposer un cadre de certification adapté aux capacités sous obligation d'achat

De nombreuses mesures de simplifications sont introduites à l'occasion de la révision des règles du mécanisme. Ces mesures ont pu être identifiées, depuis avril 2015, en grande partie grâce aux retours des acteurs. Cette simplification du mécanisme se fait avec le souci de préserver les souplesses offertes aux acteurs, voire même de les accentuer.

L'introduction de ces simplifications a été soutenue par les acteurs de marché, qui ont par ailleurs appelé à poursuivre ce travail de simplifications au fil des travaux sur la révision des règles.

Simplifications relatives au calcul générique de l'obligation de capacité

Par ailleurs, au cours des 2 dernières années, il est apparu que le calcul générique de l'obligation était susceptible de s'avérer complexe pour de nombreuses entreprises locales de distribution, de taille modeste, qui ne disposaient pas nécessairement des moyens organisationnels et humains pour procéder à un tel calcul. A leur demande, RTE a donc élaboré deux dispositions simplifiées (analogue aux dispositions dites du « RE bouclant » qui existent pour le dispositif RE), de nature à faciliter le calcul de l'obligation sur leurs territoires, en introduisant le concept d'acteur obligé bouclant.

Simplifications relatives à la certification des capacités de production renouvelables sous obligation d'achat

Enfin, en parallèle de ces aménagements relatifs au calcul de l'obligation, des simplifications importantes ont été apportées au processus de certification des capacités intermittentes et des capacités sous obligation d'achat. Ce mouvement de simplification permet d'intégrer, dans les règles, les dispositions contenues dans la note interprétative publiée par RTE au second semestre 2015 et d'adapter plus encore les règles du mécanisme aux caractéristiques spécifiques de ces capacités, ce qui permettra de diviser par deux les démarches à effectuer par les acheteurs obligés.

7.1.4 Mesure n°15 : Accompagner les acteurs dans leur appropriation du dispositif en proposant un service d'estimation de l'obligation

Pour répondre au besoin d'accompagnement des acteurs, RTE met en œuvre un service d'estimation de l'obligation liée à la consommation prévisionnelle d'un client ou d'un portefeuille de clients, ouvert à tous les acteurs désireux d'avoir une estimation de l'obligation de capacité qui serait induite par leur consommation prévisionnelle ou celle de leurs clients. L'estimation est calculée sur la base des jeux de donnés transmis par les utilisateurs. Les estimations produites grâce à cet outil permettront aux consommateurs et aux fournisseurs de mieux appréhender les conséquences du démarrage du mécanisme et de s'y préparer au mieux.

Cette estimation ne possède pas de caractère contraignant, et dépend des données transmises par le demandeur.

RTE publie également à l'occasion de cette saisine, un ensemble de fiches explicatives à l'intention des acteurs qui souhaiteraient connaître les démarches qu'ils ont à effectuer d'ici au 1er janvier 2017.

7.1.5 Mesure n°16 : Mobiliser au maximum le potentiel d'effacement pour la première année de livraison en proposant des modalités de participation dérogatoires pour les capacités d'effacement.

Enfin, l'enquête ouverte par la Commission européenne a conduit en pratique à un gel des opérations réalisées sur le mécanisme. En conséquence, il s'est avéré impossible pour nombre d'opérateurs d'effacement de faire certifier leurs capacités avant la date limite de certification pour l'année de livraison 2017, fixée au 31 octobre 2016.

Dans le contexte d'un hiver 2016-2017 potentiellement tendu pour le système électrique, du fait de l'indisponibilité de plusieurs groupes nucléaires, RTE a souhaité s'assurer que l'ensemble des acteurs capables de proposer de la capacité d'effacement seraient bien en mesure de finaliser le processus de certification de leurs capacités dans un calendrier compatible avec une participation à l'enchère organisée par EPEX Spot à la mi-décembre 2016.

Pour y parvenir, RTE et l'ADeEF ont mis en place une procédure exceptionnelle de certification - reposant sur deux dispositions simplificatrices potentiellement cumulables : la mesure simplificatrice n°1, dite « *fast track* », et la mesure simplificatrice n°2, dite « *AOE friendly* », dédiée à la certification les effacements de consommation pour l'année de livraison 2017.

8. CONCLUSION

Sur l'évolution des règles du mécanisme de capacité

A l'issue de l'enquête approfondie, le mécanisme de capacité bénéficie d'un cadre juridique renforcé et garantissant sa compatibilité avec le marché intérieur.

Les évolutions négociées et soutenues par la Commission européenne ont conduit à renforcer les signaux de long-terme du mécanisme et ainsi à asseoir son caractère structurel et complémentaire aux marchés de l'énergie pour accompagner les nouveaux investissements dans le secteur électrique.

La traduction du pilier concurrentiel dans les règles du mécanisme de capacité constitue une première étape dans la trajectoire d'évolution du mécanisme. La participation transfrontalière des capacités de production et d'effacement étrangères et la définition d'un cadre spécifique pour accompagner les investissements dans de nouvelles capacités constitueront des étapes fondamentales dans la construction du mécanisme de capacité 2.0 et nécessiteront une forte implication des parties prenantes du secteur électrique.

Par ailleurs, la présente évolution des règles a notamment conduit à renforcer les contrôles réalisés en amont de l'année de livraison, à rendre ces contrôles plus systématiques et à accroître le rôle du marché organisé. A cet égard, elle constitue un premier jalon de révision du mécanisme de capacité afin de garantir qu'il réponde efficacement aux enjeux relatifs à la sécurité d'approvisionnement et au développement de la concurrence au sein du système électrique français. Une clause de revoyure a été discutée avec la Commission européenne et introduite dans les règles afin de tirer des enseignements de la mise en œuvre de ces mesures et d'affiner leur calibrage. Une attention particulière sera notamment portée à la structure et au rôle du marché organisé ainsi qu'à la cohérence des signaux envoyés par l'encadrement du processus de certification (entre la demande de certification initiale encadrée par le tunnel de certification et le début de l'année de livraison encadré par les dispositions relatives aux rééquilibrages). Cette clause de revoyure constitue un garde-fou pour garantir que les règles du mécanisme de capacité sont adaptées aux besoins effectifs du système électrique.

Sur le lancement du mécanisme de capacité

Les circonstances de lancement du mécanisme sont également spécifiques du fait de la préparation d'une alimentation du territoire placée sous forte vigilance lors de l'hiver 2016-2017[32]. A brève échéance, le mécanisme de capacité ne produira qu'une partie de ses effets, mais il constitue le levier principal de mobilisation du gisement possible d'effacement et de production décentralisée pour l'hiver.

Dans cette situation hivernale, deux caractéristiques du dispositif prennent tout leur sens.

D'une part, la disponibilité *effective* des capacités est valorisée : les centrales à l'arrêt ne toucheront ainsi aucune rémunération, tandis que celles qui sont en fonctionnement seront incitées à être *réellement disponibles* durant les pointes de consommation.

[32] Communiqué de presse de RTE du 8 novembre 2016

D'autre part, le mécanisme permet aux effacements de se certifier sans contrainte de délai (« jusqu'au dernier moment ») ou d'être utilisés à tout moment par les fournisseurs en réduction de leur obligation : le mécanisme n'est donc pas rigide et peut « en temps réel » permettre aux moyens flexibles d'émerger et d'être financés en raison du service qu'ils rendent au système (*a contrario*, une enchère qui aurait été organisée au printemps 2016 n'aurait pas permis de mobiliser ces moyens pour 2017, faute d'information suffisamment fiable sur la situation pour l'hiver suivant).

Ces deux aspects permettent au mécanisme de capacité de contribuer à la sécurité électrique de l'hiver qui se profile, quand bien même son lancement effectif n'intervient que tardivement. Afin de traduire concrètement ce principe, RTE propose, dans les nouvelles règles, des modalités simplifiées pour les opérateurs d'effacements qui n'auraient pas encore engagé ou achevé les démarches de certification et prévoit, au travers d'autres leviers réglementaires, de mettre en œuvre de manière anticipée dès le 1er janvier 2017 des méthodes de prise en compte des « effacements longs ».

Enfin, le registre des capacités certifiés et le registre des actions de maîtrise de la consommation lors des pointes, que doivent renseigner les fournisseurs et les consommateurs, permettront d'affiner le diagnostic en matière de sécurité d'approvisionnement. Ces outils devront rendre possible un recensement plus fin du potentiel total ainsi qu'une vérification du fait que les effacements ne font pas l'objet d'une double comptabilisation.

Pour autant, un mécanisme de capacité ne constitue pas une « assurance tout risque ». Au contraire, il permet d'atteindre le niveau de sécurité d'approvisionnement souhaité par les pouvoirs publics. Celui-ci correspond pour l'instant à une espérance de délestage de 3 heures par an, ce qui correspond au passage d'une vague de froid décennale. Il conviendra à l'avenir de réfléchir, dans le cadre prévu par la programmation pluriannuelle de l'énergie, à l'adéquation de ce critère aux préférences collectives.

Sur l'évolution du mécanisme de capacité

Le mécanisme de capacité n'est pas un cadre figé. A l'instar des règles sur l'ajustement, les effacements ou les réserves, il devra évoluer au fil du temps. Notamment, il conviendra de vérifier comment les dispositions introduites dans le cadre de la réforme portée auprès de la Commission européenne s'inscrivent en pratique dans le fonctionnement décentralisé du mécanisme choisi initialement par la France.

Les nouvelles règles entérinent une trajectoire d'évolution. D'une part, le plafond administré évoluera entre 2017 et 2021, et la mise en œuvre des remèdes relatifs à la participation transfrontalière et aux nouvelles capacités entreront en vigueur de manière échelonnée à compter de 2019. D'autre part, une clause de revoyure importante interviendra à l'issue des deux premières années de livraison. Dans le prolongement de la consultation des parties prenantes menées au cours de l'été, cette clause de revoyure permettra de vérifier si l'application du tunnel dans le cadre de la certification individuelle permet bien de faire émerger une vision pertinente du paysage de sécurité d'approvisionnement, d'établir si les modalités actuelles, basées sur la liberté laissée aux acteurs obligés quant aux méthodes, au calendrier et au volume de leur approvisionnement, conduisent à l'émergence de signaux de prix crédibles et à un bouclage suffisant en amont des années de livraison. Le cas échéant, des évolutions pourront être apportées au dispositif.

ANNEXES

ANNEXE 1. DESCRIPTION TECHNIQUE DES MESURES

1.1 Mesure n°1 : Encadrer le processus de certification via la mise en œuvre d'un tunnel de certification (régime pérenne)

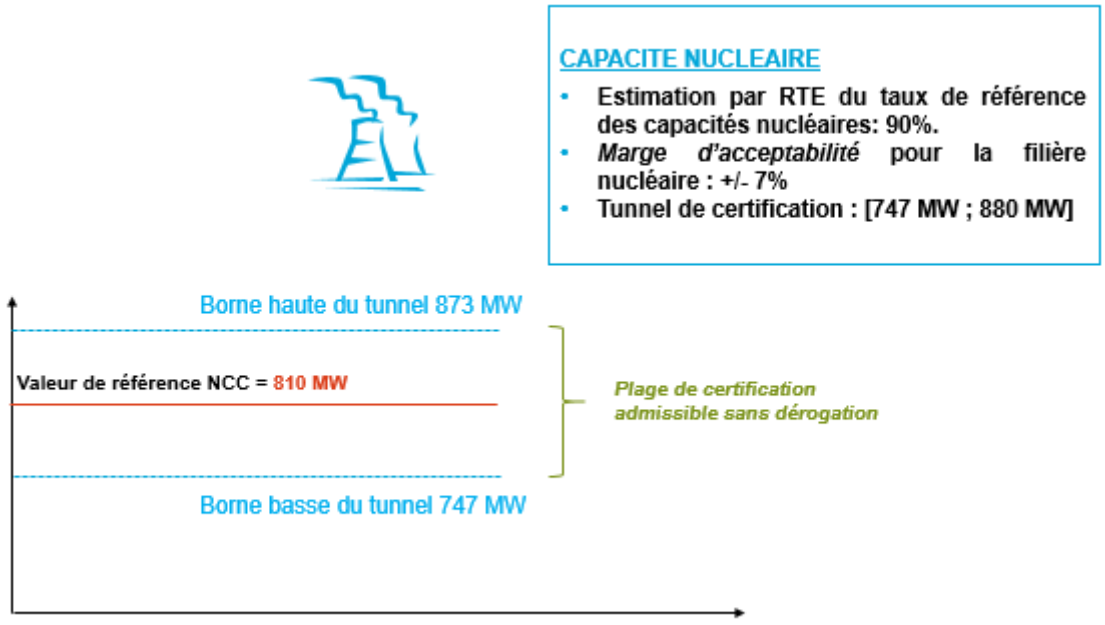
Les valeurs du tunnel de certification sont définies « entité de certification » par « entité de certification » (ci-après EDC).

Il concerne toutes les capacités certifiées selon la méthode générique, qu'il s'agisse de capacités de production ou d'effacement et que ces capacités soient raccordées au réseau de transport ou à un réseau de distribution. Seules en sont exemptées les capacités certifiées selon la méthode normative, dans la mesure où leur niveau de certification est déjà fortement contraint et ne répond pas à une logique déclarative de la part de l'exploitant.

En pratique, ce tunnel correspond à la définition d'une plage de certification admissible, au sein de laquelle la certification initiale ou toute demande de rééquilibrage ultérieure doit avoir lieu.

Cette plage est définie autour d'une valeur de référence déterminée à partir de la puissance installée de la capacité (ou de la puissance souscrite pour les capacités d'effacement) et d'un coefficient d'abattement (*de-rating* facteur), le taux de référence, qui rend compte de la disponibilité (historique et anticipée) moyenne de la filière. La certification est possible autour de cette valeur de référence, en fonction d'une marge d'acceptabilité qui est définie, elle aussi, filière par filière.

Exemple d'application du tunnel à une capacité nucléaire



Ainsi, pour une EDC de production, appartenant à une filière donnée $Filière_1$, dont la capacité installée serait $P_{installée}$, le niveau de certification initial et futur devra respecter la condition :

$$P_{installée} \times (Taux\ de\ référence_{Filière_1} - Marge\ d'acceptabilité_{Filière_1}) < NCC_{initial\ et\ futurs} < P_{installée} \times (Taux\ de\ référence_{Filière_1} + Marge\ d'acceptabilité_{Filière_1})$$

Le tableau ci-dessous indique les bornes haute et basse du tunnel pour quelques filières thermiques.

Filière	Biomasse	Gaz – Houille – Charbon	Nucléaire	Pétrole
Borne haute	90%	98%	97%	93%
Borne basse	70%	78%	83%	77%

A titre d'exemple, le niveau de capacité certifié d'un cycle combiné gaz dont la puissance installée est de 500 MW, doit être compris entre 390 MW et 490 MW. De même, une centrale nucléaire ayant une puissance installée de 900 MW, devra déclarer, lors de sa certification initiale, une valeur comprise entre 747 MW et 873 MW.

Une certification en dehors du tunnel de certification demeure possible mais devra faire l'objet d'une procédure de dérogation, dans laquelle interviennent le régulateur et RTE. Toute demande de dérogation est à adresser à RTE, accompagnée d'un dossier justificatif explicitant les motifs technico-économiques qui motivent une sortie du tunnel de certification.

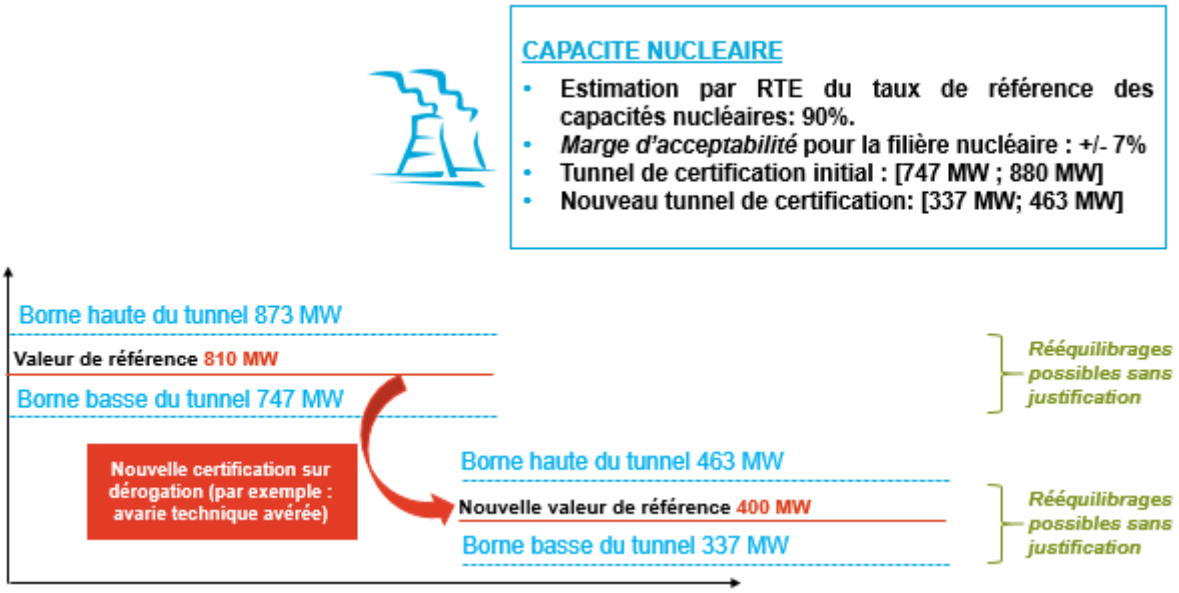
A compter de la réception de ce dossier, RTE dispose d'un délai d'un mois pour rejeter la demande de dérogation si le dossier justificatif produit à l'appui de cette demande est incomplet. Dans le cas inverse, RTE transmet au régulateur la demande de dérogation accompagné d'un avis sur la demande de certification. RTE peut notamment adresser à la CRE un avis motivé recommandant le rejet la demande de dérogation si celle-ci apparaît injustifiée au vu des éléments constitutifs du dossier communiqué par l'exploitant.

La CRE dispose quant à elle d'un délai d'un mois pour rejeter la demande de dérogation.

A l'issue de ce délai, la demande est réputée approuvée par le régulateur et RTE procède à la certification ou au rééquilibrage faisant l'objet de la demande.

Le dispositif ne produira pas ses effets uniquement au moment de la certification initiale, il suivra les acteurs jusqu'au début de l'année de livraison, puisque tout rééquilibrage effectué en dehors du tunnel s'accompagnera de la définition d'un nouveau tunnel de certification, centré sur le nouveau niveau de capacité certifié (en lieu et place de la valeur de référence) et délimitée par la même marge de d'acceptabilité. Ainsi, une certification ou un rééquilibrage en dehors du tunnel ne permettra pas aux acteurs d'être exonérés, pour l'avenir, des effets encadrants du tunnel.

Illustration du caractère dynamique du tunnel pour une capacité nucléaire



A l'issue de la concertation et de la consultation publique organisée en octobre 2016, les dispositions génériques, exposées ci-dessus, ont fait l'objet d'aménagements afin d'être adaptées aux contraintes spécifiques des capacités d'effacement et des capacités multi-filières.

Pour les capacités d'effacement, tout d'abord, le choix a été fait de permettre aux opérateurs d'effacement de définir eux-mêmes la valeur de référence de leurs capacités, celle-ci étant prise égale au niveau de capacité certifiée qu'il déclare, sous réserve que ce dernier respecte une limitation portant sur les contraintes de stock. Cette contrainte est représentative de la majorité des capacités d'effacement et a pour objet de fiabiliser les déclarations effectuées par les opérateurs d'effacement. Concrètement, les opérateurs devront déclarer un niveau de capacité certifié inférieur à 70% de la puissance souscrite des sites inclus dans leur EDC ($Kj_{AL,EDC} \times Kh_{AL,EDC}$ inférieur à 0,7). Pour une capacité d'effacement, cette contrainte reflète soit l'impossibilité pour cette capacité d'être activée plus de 4 heures par jour, soit l'impossibilité d'être activée plus de deux jours par semaine. Au regard des niveaux de fiabilité observés au cours de l'année 2016, cette contrainte n'apparaît pas limitante.

Par ailleurs, la marge d'acceptabilité des capacités d'effacement a été choisie suffisamment large (15%) pour ne pas constituer une contrainte trop forte pour ce type de capacités pour les premières années de livraison.

De même, des modalités spécifiques ont été retenues pour les capacités multi-filières, c'est-à-dire les entités de certification regroupant des installations appartenant à différentes filières de production. Pour chacune de ces EDC capacités, si le ou les gestionnaires de réseau sont capables de déterminer les différentes filières auxquelles appartiennent les installations qui la constituent, alors la valeur de référence et la marge d'acceptabilité de l'EDC est calculée comme les moyennes pondérées des valeurs de référence et des marges d'acceptabilité des installations composant l'EDC.

Si le ou les gestionnaires de réseau concernés sont dans l'incapacité d'établir une telle décomposition, des paramètres génériques, correspondant à la filière *autre*, sont appliqués (taux de référence de 75% et marge d'acceptabilité de 15%).

1.2 Mesure n°2 : Revoir le processus de rééquilibrage pour un renforcement des incitations et l'introduction de nouvelles obligations de rééquilibrage

En premier lieu, les obligations de rééquilibrage et d'information du régulateur, liées à la fermeture définitive ou temporaire d'une capacité, sont clarifiées et étendues.

Le cadre défini dans le nouveau jeu de règles est résumé dans le tableau de synthèse ci-dessous.

	Capacité non encore certifiée	**Capacité déjà certifiée**
Fermeture définitive avant ou pendant l'année de livraison	Transmission d'un avis de fermeture par l'exploitant avant la date limite de certification (CRE et RTE) Si l'avis de fermeture prévoit que la fermeture interviendra pendant l'Année de Livraison, les valeurs des paramètres de certification déclarés sont justifiées par un dossier explicitant les motifs technico-économique d'un NCC non similaire aux NCC des Années de Livraison précédentes. Ce dossier est transmis à la CRE. Une Capacité de Production ou d'Effacement Existante ayant fait l'objet d'un avis de fermeture définitive ne peut plus recevoir de garanties de Capacité pour les Années de Livraison débutant postérieurement à la date de fermeture mentionnée dans ledit avis de fermeture.	Transmission d'un avis de fermeture par l'exploitant, dans un délai de deux mois à compter de la décision de fermeture (CRE et RTE). Le RPC, auquel l'EDC concernée par la fermeture est rattachée, procède à un rééquilibrage pour chacune des Années de Livraison pour lesquelles la Capacité a déjà été certifiée et pour lesquelles la fin de la Période de Livraison est postérieure à la date de fermeture mentionnée dans l'avis de fermeture. Une Capacité de Production ou d'Effacement Existante ayant fait l'objet d'un avis de fermeture définitive ne peut plus recevoir de garanties de Capacité pour les Années de Livraison débutant postérieurement à la date de fermeture mentionnée dans ledit avis de fermeture.
Fermeture temporaire pour une durée d'au moins 8 mois couvrant tout ou partie de l'année de livraison considérée	Transmission d'un avis de fermeture par l'exploitant avant la date limite de certification. L'avis mentionne la date de fermeture et la période de la fermeture. L'exploitant justifie, via un dossier communiqué à la CRE et à RTE, les valeurs des paramètres de certification non similaires à ceux des années précédentes.	Transmission d'un avis de fermeture par l'exploitant, dans un délai de deux mois à compter de la décision de fermeture (CRE et RTE), l'avis mentionne la date de fermeture, et la période de fermeture. Pour chaque Année de Livraison totalement ou partiellement incluse dans la période de fermeture déclarée dans l'avis de fermeture transmis par l'exploitant, le RPC, auquel l'EDC concernée est rattachée, a l'obligation de procéder à un rééquilibrage à la baisse dans un délai de deux mois à compter de la de la fermeture de la capacité

Par ailleurs, en complément de ces obligations nouvelles, le régime des rééquilibrages est durci puisque, dorénavant, tous les rééquilibrages – même ceux effectués avant l'année de livraison – seront payants pour les responsables de périmètre de certification (RPC) qui effectuent, pour une année de livraison donnée, un volume de rééquilibrages cumulés supérieur à un seuil fixé dans les règles du mécanisme.

La concertation menée par RTE a conduit à retenir, pour ce seuil, la valeur de 1 GW. Cette valeur correspond au plafond fixé au cours de la négociation entre l'Etat et la Commission européenne, comme la Commission l'indique dans sa décision d'approbation du mécanisme de capacité français : « *tout rééquilibrage cumulé significatif (dépassant un seuil de maximum 1 GW; le niveau précis du seuil est à définir par les autorités sur base d'un retour du marché mais il ne dépassera de toute façon pas 1 GW) intervenant avant l'année de livraison, déclencherait une sanction.* »

En cohérence avec les choix effectués pour le tunnel de certification, il a également été décidé d'exclure du champ d'application de cette mesure, les capacités certifiées suivant la méthode normative[33].

Concrètement, le volume de rééquilibrage cumulé est défini comme la somme des valeurs absolues de tous les rééquilibrages effectués, pour une année de livraison donnée, par toutes les capacités appartenant au périmètre d'un RPC, à l'exception de quelques rééquilibrages bien spécifiques (*cf. infra*). Ce choix, de retenir un calcul fondé sur les valeurs absolues et non sur les valeurs algébriques, découle de la volonté de fiabiliser les informations contenues dans le registre des capacités certifiées et vise à prévenir une manipulation du marché par des rééquilibrages espacés dans le temps mais de sens contraires.

En effet, pour un acteur, une stratégie de manipulation aurait pu consister à se certifier à un niveau exagérément haut, très en amont de l'année de livraison, pour décourager l'émergence d'offres de capacité concurrentes, et à se rééquilibrer à la baisse, progressivement, au fur et à mesure que l'année de livraison se rapproche, rendant les acheteurs captifs vis-à-vis des hausses de prix induites.

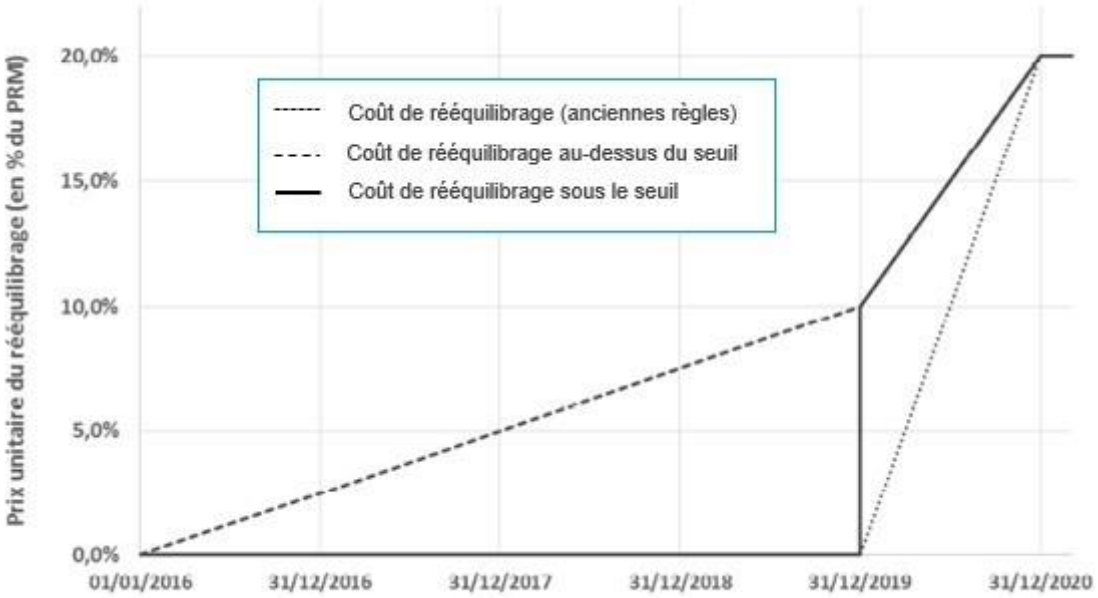
Dans le nouveau jeu de règles, un tel comportement sera dissuadé et plus aisément détectable puisque ces rééquilibrages, bien que de sens contraires, incrémenteront le calcul du volume de rééquilibrage cumulé et amèneront ainsi l'acteur à payer des coûts de rééquilibrage potentiellement importants.

Ainsi, à titre d'exemple, dans le cas d'un exploitant qui se serait sur-certifié pour un volume de 1,2 et qui effectuerait un rééquilibrage à la baisse de 1,2 GW au 31 décembre AL-1, les nouvelles règles prévoient l'application d'un coût de rééquilibrage de 6 M€ (hypothèse d'un Prm de 10k€/MW), alors que les précédentes ne prévoyaient aucun coût pour une telle opération.

Le choix de retenir le RPC comme la maille de calcul pour le volume de rééquilibrages cumulés est cohérent avec la fonction même du RPC dans les règles du mécanisme (fonction de foisonnement des écarts). Cependant, ce choix est susceptible d'induire de potentiels effets de seuil, puisqu'il existe un risque de fragmentations des périmètres des RPC en plusieurs périmètres plus petits, grâce auxquels les acteurs pourraient se soustraire aux effets de la mesure. Afin d'y remédier, les nouvelles règles prévoient qu'une personne morale ne puisse créer, au plus, qu'un unique périmètre de certification. Des dérogations sont néanmoins prévues pour les acteurs pour lesquels la réglementation impose une séparation comptable et/ou managériale de certaines activités[34].

[33] La certification des capacités certifiées suivant la méthode normative est en effet fortement encadrée (utilisation de la puissance installée, d'historique de production et de coefficients de filière) et les variations du NCC de ces capacités découlent nécessairement d'éléments exogènes qui ne peuvent être constitutifs d'une stratégie de manipulation du marché (p.ex. : retrait d'un contrat d'accès au réseau, entrée ou sortie d'obligation d'achat, etc.)

[34] C'est notamment le cas d'EDF pour les capacités sous obligation d'achat.



La progressivité du coût du règlement des écarts est maintenue dans la nouvelle formule : toute chose égale par ailleurs, un rééquilibrage est d'autant plus coûteux qu'il intervient tard. Cette progressivité traduit le coût pour la collectivité de la révélation de l'information et incite les exploitants à révéler, au plus tôt, l'évolution de leurs anticipations quant à la disponibilité future des capacités qu'ils exploitent. Enfin, la formule préserve la structure incitative, en ce sens, quel que soit le prix de référence du marché, un rééquilibrage demeure plus avantageux que de recourir au processus de règlement des écarts. C'est pour préserver cette incitation essentielle, que le coût d'un rééquilibrage est proportionnel au coefficient k, au prix de référence marché et au volume rééquilibré.

Enfin, suite aux retours des acteurs, plusieurs aménagements ont été prévus dans la déclinaison de cette mesure, ils concernent notamment l'assiette de calcul du volume de rééquilibrage cumulé :

- les rééquilibrages effectués avant l'entrée en vigueur du nouveau jeu de règles ne seront pas intégrés ;
- les rééquilibrages effectués au titre des deux « tickets » pour fortuit, prévus dans les règles du mécanisme, ne seront pas intégrés à ce calcul. Cette exclusion apparaît justifiée dans la mesure où ces rééquilibrages résultent d'évènements fortuits et ne sauraient, en tant que tels, être constitutifs d'une stratégie de manipulation du marché ;
- les rééquilibrages exclusivement liés à des entrées et sorties de sites du périmètre d'une EDC ne seront pas comptabilisés, sous réserve que certaines conditions restrictives soient respectées (non-identité entre les titulaires de l'EDC d'origine et de l'EDC de destination, volume du rééquilibrage correspondant exactement à l'évolution de la composition de l'EDC). Cette souplesse est apparue nécessaire pour ne pas pénaliser indument les opérateurs d'effacement et les exploitants de capacité renouvelable sortant du dispositif d'obligation d'achat.

1.3 Mesure n°3 : Renforcer la transparence du marché de gré-à-gré

La mesure ne nécessite pas de développement supplémentaire.

1.4 Mesure n°4 : Augmenter le nombre des sessions du marché organisé et instaurer des contraintes relatives à l'offre de garanties de capacité lors des sessions de marché organisé

En régime pérenne, pour chaque année de livraison, les règles prévoient que 16 enchères soient organisées suivant le calendrier décrit ci-dessous.

	AL-4	AL-3	AL-2	AL-1
Février				✖
Avril		✖	✖	✖
Juin		✖	✖	✖
Septembre				✖
Octobre	✖	✖	✖	✖
Décembre		✖	✖	✖

Ce calendrier sera adapté pour les premières années de livraison 2017, 2018, 2019, 2020 et 2021.

	2017	2018	2019	2020	2021
Nombre d'enchères organisées avant l'année de livraison	1	2	7	7	11

A l'occasion de la dernière enchère de chacune des quatre années précédant une année de livraison donnée, les RPC qui totalisent dans leur périmètre plus de 3GW de garanties de capacité à la date de l'enchère se verront contraints d'offrir un volume minimum de certificats. Ainsi, le volume de certificats qu'ils offriront lors de cette enchère, augmenté du nombre de garanties vendus au cours de l'année, devra être supérieur :

- pour la dernière enchère organisée en AL-4, à 25% du niveau de capacité certifié (NCC) des capacités qui leur sont rattachées ;
- pour la dernière enchère organisée en AL-3, au maximum entre 25% du NCC des capacités qui leur sont rattachées et 25% du volume des certificats invendus dont ils disposent ;

- pour la dernière enchère organisée en AL-2, au maximum entre 25% du NCC des capacités qui leur sont rattachées et 25% du volume des certificats invendus dont ils disposent ;
- pour la dernière enchère organisée en AL-2, au maximum entre 25% du NCC des capacités qui leur sont rattachées et 25% du volume des certificats invendus dont ils disposent.

Capacité certifiée totale en AL-4 (GW)	80

	Hypothèse 1	Hypothèse 2	Hypothèse 3
% de la capacité mise en vente sur le marché organisé effectivement vendue à chaque session (supposé constant)	100%	50%	0%

	Contrainte d'offre en %		Contrainte d'offre en GW				Contrainte appliquée à l'opérateur		
				sur l'invendu					
Année	sur le certifié	sur l'invendu	sur le certifié	hypothèse 1	hypothèse 2	hypothèse 3	hypothèse 1	hypothèse 2	hypothèse 3
AL-4	25%	0	20	0	0	0	20	20	20
AL-3	25%	25%	20	15	17,5	20	20	20	20
AL-2	25%	50%	20	20	30	40	20	30	40
AL-1	25%	100%	20	20	45	80	20	45	80

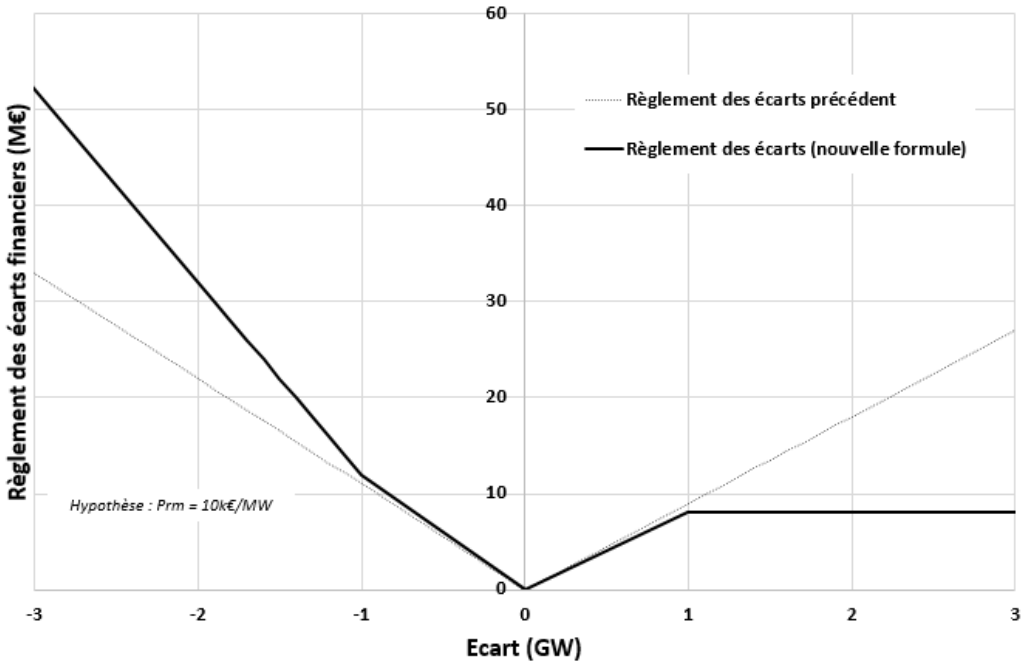
1.5 Mesure n°5 : Doubler la valeur du coefficient incitatif k

La mesure ne nécessite pas de développement supplémentaire.

1.6 Mesure n°6 : Accroître la pénalisation des écarts au-delà d'un gigawatt

Les acteurs obligés comme les responsables de périmètre de certification, dont l'écart définitif, constaté après la date limite de cession sera supérieur au seuil de 1 GW, se verront appliquer des pénalités plus sévères ; la formule du règlement des écarts demeurant inchangée pour les écarts n'excédant pas ce seuil (hormis le doublement du coefficient k).

Le graphique ci-contre illustre les montants financiers théoriques associés au règlement des écarts négatifs ou positifs, en fonction de l'écart des acteurs, en application de la nouvelle formule du règlement des écarts. Pour les écarts positifs (à droite de l'axe des ordonnées), les montants sont versés à l'acteur (sous réserve que les montants financiers disponibles sur le fonds soient suffisants) et à l'inverse, pour les écarts négatifs (à gauche de l'axe des ordonnées), les montants sont acquittés par les acteurs.



Le durcissement proposé revient, d'une part, à plafonner la rémunération des écarts positifs au-delà de 1 GW et, d'autre part, à renchérir progressivement le coût des écarts négatifs au-delà de 1 GW. Ce renchérissement progressif a été calibré de sorte à ce que les pénalités associées à un écart négatif et à un écart positif de même importance soient égales. Ainsi, à titre d'exemple, avec un prix de référence marché de 10 k€/MW, deux RPC en écart de 1,2 GW, l'un étant en écart négatif, l'autre en écart positif, se verront appliquer une pénalité identique[35], comme cela apparaît dans le tableau ci-dessous.

	Acteur en écart positif	**Acteur en écart négatif**
A : Règlement financier dû ou perçu (en millions d'euros)	8 M€	16 M€
B : Coûts ou gains associés à un achat/une vente sur le marché (en millions d'euros)	12 M€	12 M€
Pénalité associée à la nouvelle formule du règlement des écarts =|A-B|	4M€	4M€

[35] Sous réserve que les montants financiers versés par les RPC sur le fonds pour le règlement des écarts des RPC soient supérieurs ou égaux aux montants devant être versés aux RPC en écart positif. Si cette condition n'est pas remplie, les modalités de gestion du fonds prévoient une rémunération des écarts positifs au prorata des sommes disponibles sur le fonds. En pratique, les écarts positifs sont donc potentiellement sanctionnés plus durement que les écarts négatifs, du fait de cette incertitude.

Le dispositif préserve donc la symétrie des incitations renvoyées aux acteurs : ces derniers étant incités à se certifier ou à se couvrir au plus près de leurs anticipations.

Un dispositif encore plus fortement asymétrique, comme cela a été suggéré par certains participants à la concertation, aurait introduit un biais dans le comportement des acteurs, qui auraient alors systématiquement surévalué ou au contraire sous-évalué leur disponibilité future (pour les exploitants) ou le niveau de leur obligation (pour les acteurs obligés).

1.7 Mesure n°7 : Mettre en œuvre un dispositif de suivi de la couverture, par les acteurs obligés, de leur obligation de capacité

La mesure ne nécessite pas de développement supplémentaire.

1.8 Mesure n°8 : Obliger les acteurs intégrés à déclarer les prix associés aux cessions internes auxquels ils procèdent

La mesure ne nécessite pas de développement supplémentaire.

1.9 Mesure n°9 : Fixer une trajectoire d'évolution claire et crédible du prix administré, protectrice pour le consommateur

La mesure ne nécessite pas de développement supplémentaire.

1.10 Mesure n°10 : Imposer aux opérateurs intégrés de transmettre systématiquement à la CRE leur méthodologie de prise en compte des coûts de la capacité dans leurs offres de fourniture

La mesure ne nécessite pas de développement supplémentaire.

1.11 Mesure n°11 : Effectuer une analyse de la répercussion du prix de la capacité dans les prix de détail

La mesure ne nécessite pas de développement supplémentaire.

1.12 Mesure n°12 : Introduire des dispositions visant à rendre le dispositif plus flexible et plus résilient

La mesure ne nécessite pas de développement supplémentaire.

1.13 Mesure n°13 : Clarifier la définition de l'obligation de capacité

Tous les sites de consommation doivent être rattachés au périmètre d'un acteur obligé de type fournisseur (à l'exception des consommateurs visés par l'article L. 335-1 du Code de l'énergie : les acheteurs de perte et les consommateurs s'approvisionnant sur les marchés).

Pour les consommateurs disposant d'un unique fournisseur, ces derniers peuvent négocier avec leur fournisseur d'être leur propre acteur obligé ou de délivrer au fournisseur des certificats de capacité pour couvrir tout ou partie de leur obligation. Ces éléments doivent être prévus contractuellement entre le consommateur et le fournisseur, ainsi que les modalités relatives au règlement des écarts mais rien n'est fait obstacle dans les règles pour que l'un ou l'autre de ces options soit réalisée contractuellement.

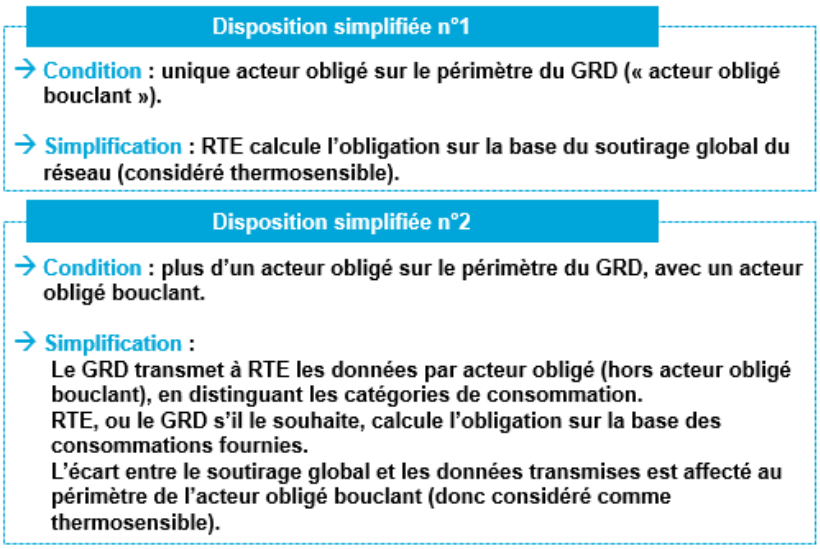
Pour les consommateurs disposant de plusieurs fournisseurs, ils seront rattachés au périmètre d'un unique fournisseur. Cependant, les autres fournisseurs seront tenus de couvrir l'obligation du site à hauteur de l'approvisionnement en électricité qu'ils ont contractualisé. Cette obligation pourra être réalisée par le biais des programmes d'échange de blocs réalisés entre le RE des fournisseurs et le site (PEB RE-site) ou par le biais de notification d'échanges de capacité (NEC). Si l'un des fournisseurs est défaillant, les règles prévoient que le site puisse, par l'intermédiaire de RTE, pénaliser le fournisseur et le responsabiliser pour les écarts qu'il a générés dans la couverture de l'obligation du consommateur.

1.14 Mesure n° 14 : Simplifier le calcul de l'obligation et proposer un cadre de certification adapté aux capacités sous obligation d'achat

Simplification du calcul de l'obligation : dispositions simplifiées pour les ELD

Le calcul de l'obligation est également rendu plus aisé pour les entreprises locales de distribution qui en font la demande, via la mise en œuvre de deux dispositions simplifiées. Celles-ci reposent sur la désignation d'un acteur obligé bouclant.

Les conditions d'application et les modalités pratiques de ces dispositions simplifiées sont détaillées dans le schéma ci-dessous.



Simplification de la certification des capacités intermittentes et/ou sous-obligation d'achat

La certification des capacités intermittentes et sous-obligation d'achat est fortement simplifiée. Tout d'abord, les dispositions contenues dans la note interprétative publiées en septembre 2015 sont intégrées aux règles du mécanisme.

Ces dispositions prévoient notamment :

- les modalités de la double certification a effectué pour les capacités qui entrent ou sortent du régime d'obligation d'achat au cours d'une année de livraison, ainsi que les règles de partage des certificats afférentes à cette double certification ;
- une clarification des possibilités de rééquilibrage, pour une EDC existante, certifiée suivant la méthode normative, à laquelle serait ajouté un site ;

- une clarification des contrôles applicables aux EDC certifiées suivant la méthode normative, et les modalités de retraitement des historiques de production, lorsqu'une capacité se voit appliquer un taux de disponibilité effective inférieur à 1 pour une année de livraison donnée ;
- de nombreuses modalités simplifiées visant à faciliter l'application des règles sur le territoire des ELD, il s'agit en particulier de :
    - dérogations aux règles d'agrégation pour les ELD qui ne seraient pas en mesure d'agréger plus de 1 MW de capacité sous obligation d'achat sur leur territoire respectif ;
    - modalités de demande de certification simplifiées pour la certification des capacités sous obligation d'achat par les ELD, pour lesquelles les rôles d'acheteur obligé et de gestionnaire de réseau de distribution ne sont pas portés par deux personnes morales distinctes ;
    - possibilités pour les ELD de demander à RTE d'appliquer, pour leur compte, la certification normative à partir de chroniques équivalentes de capacités intermittentes situées dans leur zone de desserte.

Par ailleurs, le nouveau jeu de règles prévoit des simplifications supplémentaires pour les capacités sous obligation d'achat. Ces dernières disposeront, à l'avenir, d'un processus de certification adapté. Suivant ce processus, les dates limites de certification ne seront plus calculés capacité par capacité, en fonction des dates d'entrée et de sortie du régime d'obligation d'achat, mais entités de certification par entité de certification. Cette évolution permet de ramener à deux mois la fréquence à laquelle les entités de certifications regroupant des capacités sous obligation d'achat devront procéder à des rééquilibrages[36], contre une fréquence d'un rééquilibrage par mois sous l'empire du précédent jeu de règles ; la charge opérationnelle incombant aux acteurs s'en trouvera par conséquent divisée par deux.

En outre, des garde-fous visant à prévenir d'éventuels chevauchements de demandes de rééquilibrage ont été introduits et les conditions de rééquilibrage des entités de certification ont été assouplies. Il est désormais possible pour toutes les EDC, et non plus pour les seules EDC regroupant des sites de moins de 1 MW, d'effectuer des rééquilibrages à la hausse ou à la baisse liés à des entrées ou sorties de sites.

1.15 Mesure n°15 : Accompagner les acteurs dans leur appropriation du dispositif en proposant un service d'estimation de l'obligation

Des notes pratiques ont été diffusées aux acteurs sur ces éléments. Elles seront publiées sur le site de RTE dans le cadre de la saisine des règles.

1.16 Mesure n°16 : Mobiliser au maximum le potentiel d'effacement pour la première année de livraison en proposant des modalités de participation dérogatoires pour les capacités d'effacement

Des notes pratiques ont été diffusées aux acteurs sur ces éléments. Elles seront publiées sur le site de RTE dans le cadre de la saisine des règles.

[36] Le maintien d'une telle fréquence est toutefois nécessaire pour permettre à tous les acteurs de disposer d'un niveau de visibilité suffisant sur l'évolution dans le temps de l'offre en garanties de capacité.