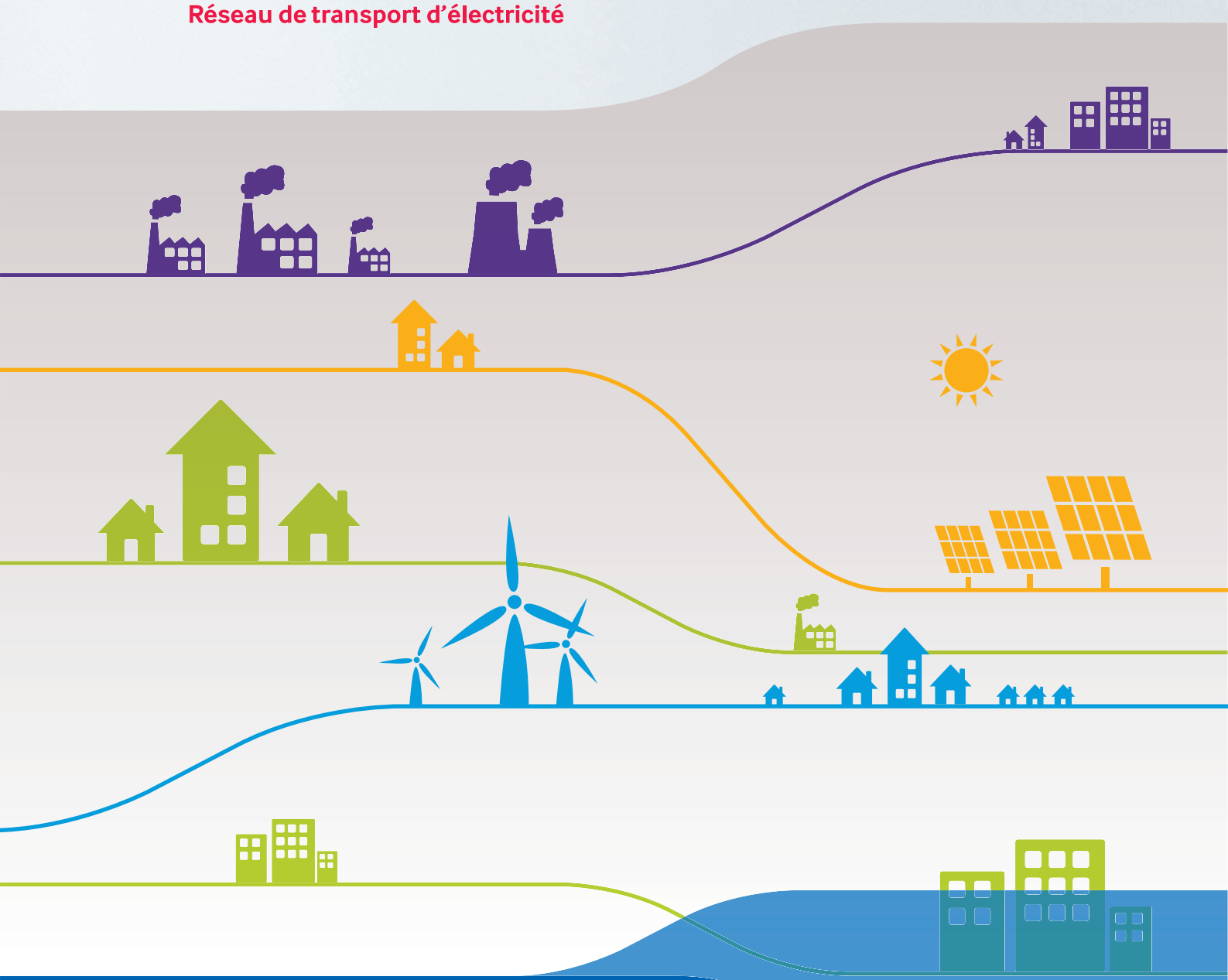
Réseau de transport d'électricité



MÉCANISME DE CAPACITÉ

Rapport d'accompagnement de la proposition de règles

La responsabilité de RTE Réseau de transport d'électricité S.A. ne saurait être engagée pour les dommages de toute nature, directs ou indirects, résultant de l'utilisation ou de l'exploitation des données et informations contenues dans le présent document, et notamment toute perte d'exploitation, perte financière ou commerciale.

MÉCANISME DE CAPACITÉ

Rapport d'accompagnement de la proposition de règles

9 AVRIL 2014

SYNTHÈSE

Le principe : un mécanisme pour la sécurité d'approvisionnement

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

Le décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 définit l'organisation générale de ce nouveau dispositif.

Les fournisseurs se verront attribuer une obligation qui dépend de la consommation effective de leurs clients lors des pointes de consommation. Ils devront, pour la remplir, détenir un certain montant de garanties de capacité, soit du fait de moyens détenus en propre (installations de production ou capacités d'effacement), soit en acquérant ces garanties de capacité auprès de ceux qui les détiennent. L'obligation, fonction de paramètres définis 4 années en amont de l'année de livraison visée, sera actualisée en fonction des données de consommation effectivement mesurées dans le périmètre du fournisseur.

Les garanties de capacité seront initialement émises par RTE et attribuées aux exploitants de capacité en fonction de la contribution prévisionnelle de leurs installations à la réduction du risque de défaillance lors des pointes de consommation. Les producteurs doivent demander à se faire certifier 3 ans au plus tard en amont de l'année de livraison considérée, tandis que les opérateurs d'effacement le peuvent jusqu'au début de cette année de livraison. La disponibilité prévisionnelle annoncée sera comparée à celle effectivement observée, à la suite de quoi un règlement financier sera opéré pour tenir compte des écarts.

Les dispositions proposées établissent un nouveau mécanisme de marché, régulé par la puissance publique, sur lequel les détenteurs de garanties et les acteurs obligés échangent des garanties de capacité permettant à ces derniers de satisfaire à une obligation légale.

Ce dispositif relève d'une logique assurantielle : les exploitants de capacités voient leurs installations valorisées pour l'assurance qu'ils procurent au système électrique en termes de disponibilité lors des périodes de tension. Débutant 4 années en amont des périodes de livraison, le mécanisme adresse des signaux économiques complémentaires à ceux du marché de l'énergie.

Le décret détaille comment seront déterminés les principes de certification des capacités pour leurs exploitants, les obligations des fournisseurs, l'organisation des échanges des garanties de capacité ainsi que les mécanismes de transparence associés.

Ces principes doivent faire l'objet d'une nouvelle étape de déclinaison, afin que le mécanisme puisse être opérationnel pour l'hiver 2016-2017. Tel est l'objet des règles, contrats et conventions soumis le 9 avril 2014 par RTE, en vertu des responsabilités qui lui sont conférées par le décret, à l'approbation du Ministre et à l'avis de la Commission de régulation de l'énergie.

* * *

La France est confrontée à des défis majeurs pour gérer avec succès sa transition énergétique et passer d'une société fondée sur la consommation abondante d'énergies non renouvelables à des modes de production, de transport et de consommation plus sobres et plus écologiques. Cette transition énergétique implique notamment de réaliser des économies d'énergie, d'optimiser les systèmes de production et de recourir de manière accrue aux énergies renouvelables. Le secteur électrique français actuel, compétitif et peu carboné, est largement le fruit des choix énergétiques passés (développement de l'hydroélectricité et du nucléaire, transferts d'usage vers l'électricité par le biais du développement du chauffage électrique, renforcement de l'indépendance énergétique) qui ont majoritairement été réalisés dans les années 1970-1980. Ces choix, cohérents au regard de

l'indépendance énergétique, de la compétitivité et de la réduction de l'empreinte carbone, ont conduit à l'apparition d'un phénomène de pointe de consommation électrique qui présente une ampleur particulière. Ces dernières années, alors même que le rythme d'augmentation de la consommation moyenne s'infléchissait (en énergie), la puissance appelée à la pointe de consommation continuait, elle, à progresser de manière importante.

Le mécanisme de capacité français a été conçu comme une réponse à cette problématique, c'est-à-dire comme un moyen de modifier les comportements de consommation à la pointe (approche demande) et de susciter les investissements adéquats en installations de production et en capacités d'effacement (approche offre) dans un contexte où la propension des marchés de l'énergie à engendrer de tels investissements était mise en doute de manière générale en Europe.

Une fois gérée de manière économique et écologique sans engendrer de risque sur la sécurité d'approvisionnement du territoire, la pointe électrique n'est plus un problème en soi. Atteindre cet objectif est d'autant plus important que de nouveaux transferts d'usages, tels que l'accroissement du parc de véhicules électriques, pourraient intervenir dans le cadre des politiques de « décarbonisation » mises en œuvre pour atteindre les objectifs climatiques fixés par le Conseil européen en 2009 et déclinés par la Commission dans sa feuille de route 2050, et devraient conduire à pérenniser l'existence de pointes.

Dans ce contexte, les effacements de consommation peuvent et doivent jouer un rôle majeur. Si le mécanisme de capacité proposé est technologiquement neutre et n'avantage structurellement aucune filière par rapport à une autre, il permet de reconnaître les capacités dont les performances correspondent aux besoins réels en matière de sécurité d'approvisionnement, ce qui est bien le cas des actions de maîtrise de la courbe de charge. Les modalités spécifiques proposées (certification souple jusqu'au démarrage de l'année de livraison, agrégation possible indépendamment du lieu ou des fournisseurs de rattachement des sites) contribuent à cette intégration. Dans l'ensemble, les choix d'architecture de marché réalisés en France vont de paire avec la perspective que les effacements de consommation représentent une solution structurelle pour assurer le bouclage de l'équation capacitaire.

La mise en place du mécanisme de capacité français participe d'une politique assumée de flexibilisation de la courbe de charge, consacrée par les pouvoirs publics par la loi n°2013-415 du 15 avril 2013 (loi « Brottes »). Loin de constituer une alternative ou un substitut au développement de l'effacement de consommation, la mise en place de l'obligation de capacité achève un programme de 4 années ayant conduit à ouvrir tous les dispositifs de marché à l'effacement – y compris la participation directe aux marchés de l'énergie. Au cours des prochains mois, RTE entend achever ce mouvement en faisant tomber les dernières barrières techniques à l'agrégation, de manière à conforter la place de la France comme leader européen en matière de *demand response* dans les respects des fondamentaux économiques du secteur.

Enfin, l'évolution en cours du mix énergétique conduit à des besoins croissants en flexibilité, notamment du côté de la demande, pour faire face à la part croissante des moyens de production intermittents. De ce fait, l'aléa dimensionnant du système électrique français pourrait être amené à évoluer progressivement. **À terme, le mécanisme de capacité français sera en mesure d'évoluer d'une vision uniquement centrée sur la pointe nationale à une approche intégrant la flexibilité nécessaire dans un système caractérisé par une pénétration plus forte des énergies intermittentes.**

* * *

La mise en place d'un mécanisme de capacité est indissociable d'une analyse précise des lacunes du modèle de marché actuel. Dans sa communication datée du 15 novembre 2013 relative à l'intervention publique dans le secteur de l'électricité, la Commission européenne a particulièrement mis l'accent sur l'importance de l'évaluation initiale des carences et de l'étude d'impact des dispositions proposées.

Grâce notamment à la mise en place des mécanismes de couplage des marchés à l'échelle européenne permettant d'optimiser et d'accroître les échanges d'énergie entre les pays, le modèle de marché actuel a conduit à des résultats indéniables en matière d'optimisation de la production et des flux d'électricité sur le court terme. Cependant, sa faculté à assurer la sécurité d'alimentation sur le temps long, en régulant efficacement les investissements dans les capacités de production et d'effacement de consommation, fait l'objet de remises en cause croissantes de la part d'acteurs de marché, d'États membres ou d'universitaires. L'analyse théorique du fonctionnement des marchés de l'électricité fait

en effet ressortir l'existence d'un certain nombre de défaillances du marché de l'énergie (dit *energy only)* pour assurer une juste valorisation des moyens nécessaires à assurer l'équilibre offre-demande du système lors des pointes de consommation.

La sécurité d'approvisionnement est un bien collectif : faute de pouvoir être établi – au moins à moyen terme – au niveau individuel par l'expression de préférences privées, le niveau souhaitable de sécurité d'alimentation doit être fixé par les pouvoirs publics. En l'absence de mécanisme spécifique, il n'y a aucune raison que le niveau cible soit atteint par le seul fonctionnement du marché de l'énergie, même si celui-ci fonctionne parfaitement : les externalités positives ne sont pas internalisées.

Les préoccupations sur le fonctionnement du marché de l'électricité ont pris une résonance particulière en France du fait des spécificités de son secteur électrique, et notamment du phénomène de pointe de consommation. Le rapport Poignant-Sido sur la maîtrise de la pointe électrique daté de 2010 a notamment souligné l'incapacité du marché de l'électricité actuel à adresser les signaux économiques permettant de stimuler les investissements nécessaires pour garantir un niveau suffisant de capacités de production ou d'effacement installées et disponibles lors des périodes de pointe. Depuis ces travaux, les craintes se sont accentuées, comme l'illustre la récente étude consacrée à la crise des marchés européens de l'électricité réalisée par le Commissariat général à la stratégique et à la prospective dans le cadre de sa mission auprès du Premier Ministre. Ces craintes ne sont pas spécifiques à la France, et ont été reprises à l'échelle européenne et portées devant la Commission européenne.

Deux exemples attestent de ces difficultés.

En ce qui concerne la production tout d'abord, les importants investissements en cycles combinés gaz pendant la période 2004-2012 en Europe ont abouti à une situation paradoxale : l'effet conjugué du ralentissement de la demande et d'un développement massif des énergies renouvelables ont conduit à une situation de surcapacité momentanée en énergie, mal anticipée par les acteurs, qui risque de se retourner en cas de fermetures simultanées d'actifs non rentables et de conduire alors brutalement à une situation de risque pour la sécurité d'approvisionnement, ou qui peut cacher un déficit de puissance instantanée en cas de conditions météorologiques très défavorables aux productions d'origine renouvelable. Un ajustement du marché se traduisant par la fermeture d'installations neuves, performantes, et faiblement émettrices de gaz à effet de serre semble s'inscrire à rebours des orientations décidées à l'échelle européenne.

En ce qui concerne l'effacement ensuite, alors que la modulation de charge apparaît comme un élément essentiel du système électrique de demain, les analyses convergent pour montrer que leur viabilité ne peut être assurée que si leur contribution à la sécurité d'approvisionnement est correctement valorisée. Loin de verrouiller la place de la production dans le mix électrique, le mécanisme de capacité s'inscrit ainsi pleinement dans une politique de promotion du développement des effacements de consommation.

La réponse à ces enjeux passe par une révision profonde de l'architecture de marché de l'électricité en France, tout en préservant le bénéfice de l'intégration des marchés de l'énergie en Europe. La mise en place d'un mécanisme de capacité ne se traduira pas par une moindre importance accordée à d'autres évolutions structurelles et en cours, comme l'intégration des marchés de l'énergie sur toutes les frontières et à tous les horizons de temps, le développement des interconnexions transfrontalières, l'intégration des effacements de consommation dans tous les dispositifs de marché, et la refonte des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, elle en constitue simplement le complément.

* * *

De nombreux pays européens ont mis en place de semblables approches (Suède, Finlande, Irlande, Espagne, Italie), sont en train de le faire (Royaume-Uni, Belgique) ou ont entamé une réflexion à ce sujet (Allemagne). Les dispositifs nationaux diffèrent dans leur intention et leur forme même s'ils partagent des traits communs.

En France, trois principes fondamentaux ont été retenus pour l'architecture du mécanisme de capacité dans le décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 : il s'agit (i) d'un mécanisme de marché (*market based*) basé sur les volumes (*quantity-based*), (ii) engageant la totalité des capacités (*market wide*), et qui (iii) repose sur un système d'obligation individuelle pouvant être satisfaite par l'acquisition de garanties auprès d'un tiers,

c'est-à-dire sur le choix d'un dispositif décentralisé par opposition à un acheteur unique. Ces principes donnent corps à un mécanisme adapté aux spécificités et aux enjeux du contexte français.

Le choix d'un mécanisme de marché est issu d'une volonté d'efficience économique, en permettant aux acteurs obligés du mécanisme de faire des échanges pour minimiser le coût de leur obligation de capacité. Celui d'un mécanisme portant sur toute la capacité répond à la combinaison de deux besoins : apporter des garanties effectives en matière de sécurité d'approvisionnement et disposer d'un mécanisme aux effets proportionnés à l'enjeu.

A contrario, le dimensionnement d'un mécanisme ciblé – tel qu'une réserve stratégique – devrait, dans le cas français être dimensionné pour faire face à un aléa de faible probabilité mais de forte amplitude, comme des vagues de froid hivernales du fait de la très forte thermosensibilité de la consommation française (2 400 MW de consommation supplémentaire à la pointe d'hiver pour 1°C de moins). Un tel dispositif aboutirait à isoler une part importante des capacités du marché (plusieurs GW) et induirait des distorsions importantes.

Le mécanisme de capacité français conserve ainsi la structure de responsabilités des acteurs du marché de l'énergie et évite de substituer la puissance publique aux acteurs de marché dans le processus de décision.

* * *

La déclinaison de ces principes dans le décret donne corps à un dispositif basé sur des échanges de *garanties de capacité* entre les acteurs de marché permettant d'atteindre l'objectif de sécurité d'approvisionnement souhaité au meilleur coût.

L'obligation de capacité des fournisseurs d'électricité traduit la contribution de leurs clients au risque de défaillance : elle est notamment fonction de leur consommation durant la période de pointe (dite PP1) et de leur thermosensibilité.

Les garanties de capacité sont délivrées aux exploitants sur la base de leur contribution à la réduction du risque de défaillance : elle est fonction de leur disponibilité durant la période de pointe (dite PP2) et de leurs caractéristiques techniques (par exemple les contraintes de stock).

Un équilibre a été recherché entre, d'une part, la précision du signal envoyé (l'obligation et la certification doivent traduire fidèlement la contribution à la création et à la réduction du risque de défaillance) et, d'autre part, sa stabilité dans le temps. Trois choix illustrent l'équilibre proposé :

(i) les capacités qui contribuent à la réduction du risque de défaillance sont celles dont la disponibilité effective est attestée ;
(ii) l'engagement de disponibilité des capacités doit être proportionné aux enjeux pour le système, c'est-à-dire ciblé sur des périodes courtes durant lesquelles la consommation est la plus élevée ;
(iii) le respect des engagements et des obligations des acteurs est vérifié sur la base de données effectivement mesurées et d'une disponibilité réellement observée. Afin de tenir compte des spécificités des capacités intermittentes, leur niveau effectif en capacité pourra être calculé selon un régime dérogatoire basé sur une approche normative.

De ce fait, **le dispositif proposé pour la France permet à tout consommateur ou fournisseur de gérer le risque que constitue l'obligation de capacité par le levier que représente l'activation de son potentiel d'effacement durant les périodes de pointe.** Ainsi, l'impact de la mise en place du mécanisme de capacité sera très différent entre un consommateur très thermosensible dont la consommation n'est absolument pas pilotable et le même consommateur s'il peut s'effacer durant les périodes de pointe.

* * *

L'efficience économique du dispositif nécessite que le produit *garantie de capacité* soit bien défini, que les coûts de transaction associés aux échanges soient faibles, et que les échanges se déroulent dans de bonnes conditions.

Pour ce faire, le cadre de fonctionnement du marché a été conçu de manière à favoriser le déroulement des échanges et à renforcer le degré de confiance des acteurs dans le produit *garantie de capacité*. Les paramètres du mécanisme seront publiés 4 ans avant l'année de livraison et stabilisés sur toute la durée d'un exercice, ce qui permet des échanges dans un cadre de régulation fixe et assure que la valeur du produit ne sera pas modifiée par une intervention extérieure au marché. La traçabilité des garanties de capacité dans un registre tenu par RTE assure la crédibilité du produit.

De nombreuses dispositions sont prévues pour permettre aux acteurs de participer au marché de capacité en pleine connaissance de la situation prévisionnelle de la sécurité d'approvisionnement. En plus du Bilan Prévisionnel publié par RTE, les données issues de deux registres tenus par RTE seront à caractère public (le registre des capacités certifiées et le registre des mesures de maîtrise de la consommation en période de pointe).

Le dernier pilier nécessaire au bon fonctionnement du marché des garanties, celui de la concurrence, est sans doute celui qui a suscité le plus de préoccupations sur le mécanisme au niveau français comme européen et a fait l'objet d'une attention particulière. Les procédures de contrôle et de surveillance, permettent au régulateur de détecter d'éventuels abus ou manipulations de la part des acteurs et de suivre tous les échanges. Ce dispositif de transparence se rapproche des dispositions prévues sur le marché de l'énergie, notamment au niveau européen avec les dispositifs REMIT et « Transparence ».

Par ailleurs, une analyse basée sur la prise en compte du caractère décentralisé du marché et sur la mesure des positions nettes des acteurs amène à reconsidérer le paysage concurrentiel effectif. Le bénéfice de garanties de capacité associées au produit ARENH pour les fournisseurs alternatifs contribue à la réduction de la concentration du marché de manière importante en engendrant des effets d'intégration amont-aval. Ce point dépendra également des modalités de fixation des transferts associés à l'ARENH, dont la définition relève de la CRE et du Ministre.

* * *

Afin de répondre à la demande des acteurs de disposer d'une vision agrégée des effets du dispositif, RTE a fourni en septembre 2013 des éléments d'appréciation sur l'impact financier du mécanisme de capacité sur certaines catégories de consommateurs. Ces simulations sont reprises et enrichies dans le présent rapport ; elles permettent de présenter des analyses sur les « effets de premier tour » associés à la mise en place du mécanisme de capacité :

- le transfert aux fournisseurs alternatifs de la valeur capacitaire associée à l'ARENH conduit à réduire de manière importante le coût de mise en œuvre du dispositif pour les consommateurs. Il en résulte, notamment pour les grands consommateurs, des charges très faibles ;
- la prise en compte de la flexibilité des consommateurs aboutit à modifier de manière substantielle les résultats : un consommateur qui s'efface lors des périodes de pointe peut réaliser des gains financiers directs sur le dispositif ;
- l'impact réel sur les consommateurs dépendra des politiques tarifaires de fournisseurs en environnement concurrentiel : celles-ci peuvent s'écarter pour les petits consommateurs de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente et devraient prendre en compte les capacités éventuellement détenues en propre, la stratégie commerciale, etc.

Les éléments présentés dans ce rapport devront être complétés. D'autres études, plus ambitieuses et basées sur une modélisation précise et directement inspirée des règles, vont maintenant devenir possibles et pourront éclairer les impacts dynamiques du mécanisme de capacité sur les investissements et la sécurité d'approvisionnement. Ces études seront conduites dans le cadre prévu par le décret, et serviront pour les évolutions ultérieures du dispositif.

* * *

Les règles et le fonctionnement du mécanisme de capacité doivent s'appréhender dans le contexte européen. En effet, si la sécurité d'approvisionnement relève de la politique énergétique des États membres de l'Union européenne, il existe en pratique des interactions fortes entre les politiques retenues par les États membres dans le cadre d'un marché intégré. À cet égard, la Commission européenne a fait part de ses réserves vis-à-vis de l'introduction de mécanismes de capacité par de nombreux États membres et souligné les risques sur le fonctionnement du marché intérieur. Le cadre d'analyse relatif aux interventions publiques en matière de sécurité d'approvisionnement a ainsi récemment été complété par des recommandations de la Commission européenne dans le cadre de la communication « Réaliser le marché intérieur de l'électricité et tirer le meilleur parti de l'intervention publique ».

L'analyse du mécanisme de capacité français au travers de la grille de lecture proposée par la Commission européenne fait ressortir qu'il répond aux exigences du droit européen, respecte les principes de nécessité et de proportionnalité et est compatible avec les recommandations relatives à l'intervention publique en matière de sécurité d'approvisionnement.

Un point d'attention existe néanmoins concernant la prise en compte des capacités transfrontalières dans le mécanisme de capacité, prévue dans un premier temps par le décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 de manière implicite au travers d'une diminution de l'obligation des fournisseurs. En effet, la Commission européenne et l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie se sont exprimées en faveur de la participation transfrontalière explicite dans les mécanismes de capacité, même si elles ont toutes deux fait référence aux difficultés inhérentes à ce choix.

Afin de répondre aux attentes exprimées au niveau européen, RTE propose, dans le présent rapport, une feuille de route permettant de poser des jalons vers la participation explicite des capacités étrangères au mécanisme de capacité. Cette approche en deux temps est compatible avec les recommandations de la Commission européenne, qui estime en effet que la solution implicite peut être envisagée de manière temporaire. RTE partage également des premiers éléments sur la participation explicite des capacités étrangères au mécanisme de capacité français et considère notamment que cette participation est possible à la cible :

- sans harmoniser les critères de sécurité d'approvisionnement entre États membres mais dans le respect de l'équilibre des compétences défini par le Traité de Lisbonne ;
- sans réserver de la capacité d'interconnexion ;
- dans la limite du volume fixé par la limite physique d'import en période de pointe ;
- sous réserve de la mise en place d'un dispositif transfrontalier de certification ou de contrôle ;
- sous réserve de la mise en place d'accords sur la gestion opérationnelle des situations de crise.

Ces conditions impliquant une importante coordination régionale, la mise en place d'une étape intermédiaire fait sens et doit être privilégiée de manière transitoire. Elle pourrait se traduire par une participation explicite de capacités étrangères au mécanisme de capacité sous réserve de leur participation au mécanisme d'ajustement en France. Cette étape pourrait être différenciée dans le temps et dans l'espace, en fonction également des travaux menés sous l'égide des États membres ; elle pourrait inclure un principe de réciprocité. Sur la base de la feuille de route proposée et dans le cadre des dispositions déjà prévues par le décret, RTE se tient prêt à lancer une concertation, d'une durée de 10 mois, afin de proposer une solution concrète de participation explicite des capacités localisées à l'extérieur des frontières, dans le cadre des dispositions déjà prévues par le décret. Le principe d'une telle concertation ainsi que les échéances associées sont inscrits dans les règles.

La traduction réglementaire d'une telle évolution nécessiterait néanmoins de modifier le décret de décembre 2012. A ce titre, RTE demande au Ministre en charge de l'énergie, à l'occasion de l'examen du projet de règles par l'administration et la Commission de régulation de l'énergie, de cadrer le mandat dans lequel se déroulerait cette nouvelle phase de concertation.

* * *

Les règles : des choix proportionnés aux enjeux pour limiter le coût pour le consommateur

Éléments calendaires du mécanisme

Année de livraison

L'année de livraison correspond à une année civile, ceci dès la deuxième année du mécanisme. Ce choix permet notamment une cohérence entre le mécanisme de capacité et l'univers préexistant du marché de l'énergie, et offre de meilleures perspectives en matière d'intégration européenne au vu des pratiques contractuelles existantes.

Conformément aux dispositions du décret, la première année de livraison démarre au 1er novembre 2016 et s'achève au 31 décembre 2017, les mois de juillet et d'août 2017 étant exclus.

Pour les deux premières années de livraison, les règles retiennent des dispositions spécifiques :

- une première année de livraison spécifique (du 1er novembre 2016 au 31 décembre 2017 à l'exception des mois de juillet et d'août) ;
- une anticipation plus réduite entre le démarrage de l'exercice et l'année de livraison. Les règles intègrent directement les paramètres du mécanisme pour ces 2 années. Pour la certification, les dates limites de demande de certification ont été modifiées en conséquence.

Périodes de pointe du mécanisme

Les jours correspondant aux périodes de pointe ne sont pas prédéterminés, mais signalés la veille pour le lendemain par RTE. Les plages horaires considérées sur chacun de ces jours vont de 7 h à 15 h et de 18 h à 20 h, soit 10 heures par jour. Le signalement par RTE offre la visibilité demandée par les acteurs lors de la concertation et assure une incitation efficace à l'activation d'actions de maîtrise de la pointe, valorisées en tant que réduction de l'obligation. Ces jours interviennent obligatoirement sur la période [janvier-mars ; novembre-décembre].

Les règles retiennent des périodes de pointe ciblées et courtes :

- pour l'obligation, la période PP1 correspond à un nombre de jours compris entre 10 et 15, ce qui encourage la flexibilité au niveau de la demande ;
- pour la certification, le volume de jours PP2 signalés varie entre 10 et 25. Cette disposition permet de responsabiliser les exploitants sur la disponibilité de leurs capacités lors des réelles situations de risque pour la sécurité d'approvisionnement. Elle assure la cohérence entre les contributions à la réduction du risque de défaillance et le nombre de garanties alloués, y compris pour les capacités ayant des disponibilités courtes comme les capacités de pointe et les effacements de consommation.

* * *

Principes pour le calcul de l'obligation

L'obligation des fournisseurs est établie au regard de la contribution de leurs consommateurs au risque de défaillance, qui en France, dans la situation actuelle du marché, est restreinte aux périodes de pointe de consommation. La consommation à la pointe est donc représentative du risque généré, et un client qui ne consomme pas à la pointe n'implique pas d'obligation de capacité.

Méthode de calcul de l'obligation

L'obligation de capacité est calculée de la manière suivante :

$$Obligation_{Fournisseur} = C_{sécurité} \times \left[\begin{array}{l} Conso_{Fournisseur} + P_{effacementcertifiesactives} \\ + Gradient_{Fournisseur} \times (T°_{extrême} - T°_{Réalisé}) \end{array} \right]$$

- Paramètres publiés par RTE : $C_{sécurité}$ et $T°_{extrême}$
- Donnée mesurées et/ou calculées : $Conso_{Fournisseur}$, $P_{effacementcertifiesactives}$, $Gradient_{Fournisseur}$, $T°_{Réalisé}$

Calcul de la puissance de référence par typologie de consommateurs

Le calcul de la puissance de référence est segmenté en fonction de la typologie des consommateurs : puissance de référence *profilée*, puissance de référence *télérelevée*, puissance de référence *pour fourniture de pertes*.

Chacun des termes est calculé sur la base de la consommation constatée sous jacente, corrigée de la sensibilité de la consommation à la température de l'acteur obligé et de la puissance

effacée des capacités d'effacement certifiées activées durant les heures PP1.

Méthodes d'estimation du gradient

Afin de refléter la contribution effective des consommateurs au risque de défaillance, **l'élaboration des gradients par poste de consommation est cloisonnée afin de ne pas conduire à des transferts entre acteurs** (des thermosensibles vers les non thermosensibles, et des profilés vers les télé-relevés). Pour ce faire, RTE propose d'utiliser des gradients par acteur obligé, et par type de consommateur[1], dans la limite des approximations préexistantes et non spécifiques au mécanisme de capacité :

- **le gradient associé aux consommateurs non thermosensibles est nul.** Cette catégorie d'acteurs est composée des consommateurs raccordés au réseau public de transport et des consommateurs raccordés au réseau public de distribution de puissance moyenne supérieure à 175 kW ;
- **le gradient des consommateurs profilés correspond à celui de leur profil. Il est assorti d'un dispositif de stabilisation de l'évolution du gradient global d'une année sur l'autre :** le gradient global profilé est obtenu par extrapolation linéaire des années précédentes, et un rebouclage permet de ramener la somme des gradients individuels à ce gradient total ;
- **le gradient associé aux consommateurs télérelevés est calculé au niveau de chaque fournisseur sur la somme des consommations constatées.** Cette approche permet de responsabiliser individuellement chaque fournisseur sur les besoins réels de ses clients.

Paramètres de l'obligation

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

Coefficient de sécurité

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

Température extrême

Le mécanisme de capacité est donc un mécanisme assurantiel. Il s'agit de calculer l'obligation comme si chaque année la vague de froid décennale avait lieu. Au démarrage du mécanisme, **la température extrême est une chronique précisée dans les règles, dont la valeur moyenne est proche de -2,6°C.**

1 Concrètement, la somme des gradients des consommateurs profilés doit correspondre à la thermosensibilité du profilé pris dans son ensemble, ni plus, ni moins. Cette segmentation permet d'envisager des approches distinctes par poste de consommation. Concrètement, la somme des gradients des consommateurs profilés doit correspondre à la thermosensibilité du profilé pris dans son ensemble, ni plus, ni moins. Cette segmentation permet d'envisager des approches distinctes par poste de consommation.

2 La valeur de ce coefficient dépend (i) de la capacité considérée, (ii) du volume de capacités intermittentes déjà existantes dans le système et (iii) plus largement du système électrique dans lequel est considérée la capacité.

* * *

Principes liés à la certification

Méthode de calcul du niveau de capacité

Principes génériques de certification

La méthode de certification proposée dans les règles consiste :

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

Pour les capacités commandables, le niveau de capacité effectif d'une capacité est déterminé sur la base des informations collectées l'année de livraison considérée et contrôlées *a posteriori.*

L'exploitant de capacité intermittente peut choisir entre le cadre générique s'appliquant à toutes les capacités et un schéma neutralisant les aléas affectant uniquement la source primaire, avec l'application d'un coefficient de contribution calculé pour chaque filière. Ce dernier traduit la corrélation de l'aléa intermittent avec les situations de défaillance de sorte que le niveau de capacité renvoie, en espérance, à la contribution à la réduction du risque de défaillance de ces filières[2]. Le principe d'optionalité retenu permet à un exploitant souhaitant couvrir la variabilité de ses capacités (notamment en les adossant à des capacités flexibles, par exemple des capacités de stockage ou d'effacement), de bénéficier pleinement du bénéfice de cette couverture.

Modalités de certification

Les modalités précises de certification varient selon le type de capacité concerné :

- les capacités de production existantes ont l'obligation de demander à se faire certifier 3 ans avant le début de l'année de livraison ;
- les capacités de production en projet peuvent demander à se faire certifier dès la signature du premier règlement de la convention de raccordement signée et jusqu'à deux mois avant le début de la période de livraison ;
- les capacités d'effacement qui peuvent se faire certifier jusqu'à deux mois avant le début de la période de livraison.

Ce jalon de 3 ans avant le début de l'année de livraison, pour les capacités de production existantes, est indispensable pour que les acteurs disposent d'une anticipation sur l'état prévisionnel du système et que le marché de capacité puisse véhiculer des signaux économiques suffisamment à l'avance pour permettre le développement des capacités nécessaires au respect du critère de sécurité d'approvisionnement.

La possibilité pour les capacités en projet de se faire certifier au plus près de la période de livraison permet une participation de l'ensemble des capacités, notamment celles pouvant être développées avec des constantes de temps courtes comme les capacités d'effacement.

Rééquilibrage des capacités

Le rééquilibrage assure la cohérence entre le marché et le physique et ceci jusqu'à la fin de la période de livraison. Le dispositif proposé par RTE permet à un exploitant de capacité de transmettre une demande de rééquilibrage lorsque survient un aléa modifiant son niveau de capacité :

- *à coût nul jusqu'au début de la période de livraison ;*
- *le coût du rééquilibrage augmente ensuite progressivement durant la période de livraison* en fonction du nombre de jours PP2 signalés pour inciter les exploitants à déclarer au plus près les performances prévisionnelles de leurs capacités.

Le choix de cette structure est de nature à inciter les exploitants à procéder à ce rééquilibrage au plus vite lorsqu'ils constatent une divergence entre niveau de capacité effectif et niveau de capacité certifié.

Une souplesse est introduite limitant le coût de rééquilibrage en cas d'aléas fortuits affectant des capacités (de production ou d'effacement). Les modalités pratiques retenues (2 « tickets » de rééquilibrage à coût nul par responsable de périmètre de certification) sont définies pour préserver les incitations à des déclarations anticipées des meilleures prévisions de disponibilité.

Contrôle des capacités

La certification est réalisée sur des données déclaratives des exploitants et doit nécessairement reposer sur des mesures de collecte et de contrôle efficaces.

Le principe est que toute capacité certifiée doit être activée au moins une fois par an. Pour être efficace et proportionné, le contrôle doit être développé, partout où c'est possible, dans le prolongement des dispositifs existants, notamment le mécanisme d'ajustement. Les barrières à l'intégration doivent être réduites : à ce titre, des modalités d'agrégation souples sont mises en place dès l'entrée en vigueur du dispositif par la constitution des entités de certification, les dispositifs de contrôle ne pouvant conduire à parcelliser les capacités constituées, et notamment les capacités d'effacement.

Plus précisément :

- *le dispositif de contrôle générique* consiste à contrôler l'injecté, pour la production, et l'activé, pour l'effacement. Il s'appuie sur le dispositif de contrôle du réalisé des effacements, et sur les données d'injections de chaque capacité ;
- *le dispositif de contrôle par audit* permet de contrôler la cohérence entre les déclarations à la certification et lors de la collecte, et les performances réelles de la capacité ;
- *le dispositif de contrôle par test d'activation* complète l'activation par le marché et doit garantir qu'à toutes les capacités auront été activées au moins une fois. Il s'agit de tests aléatoires pour chaque capacité sans préavis de l'exploitant. Une capacité ne peut pas être testée plus de trois fois par période de livraison.

* * *

Principes pour le règlement financier des écarts

Prix unitaire de règlement financier

Afin de limiter les possibilités d'arbitrage et de véhiculer les bonnes incitations, les règlements financiers des acteurs obligés et des responsables de périmètre de certification sont calculés avec le même prix unitaire.

RTE propose un régime de règlement financier mixte :

- *lorsque la sécurité d'approvisionnement n'est pas menacée,* le prix de règlement financier se base intégralement sur le prix de marché. Un coefficient d'incitation reste nécessaire pour assurer l'incitation à recourir au marché plutôt qu'à attendre le règlement financier ;
- *lorsque la sécurité d'approvisionnement est menacée,* le prix de règlement des écarts renvoie à un prix administré. Le niveau de ce prix, fixant par définition la valeur maximale que peut atteindre la capacité sur le marché, joue un rôle fort dans l'incitation à investir dans de nouveaux moyens. Il est fixé sur le coût annualisé du moyen de pointe de référence et est publié 4 ans avant l'année de livraison par la Commission de régulation de l'énergie.

Indicateur permettant d'évaluer si la sécurité d'approvisionnement est menacée

À l'issue de la période de pointe, RTE calcule l'écart global réalisé, qui correspond à la différence algébrique entre le niveau de capacité effectif global et le niveau d'obligation effectif global.

L'écart global permet de refléter la tension physique entre le niveau d'obligation effectif et le niveau de capacité effectif. Tout aléa d'un côté comme de l'autre est transmis au marché et peut permettre l'activation de leviers d'ajustement en capacité. L'écart global réalisé permet également d'éviter les éventuelles manipulations de marché qui consisteraient à faire certifier un niveau de capacité trop élevé (ou trop faible) pour modifier artificiellement le prix de marché.

Il est également nécessaire de définir la valeur-seuil de l'écart global réalisé, à partir de laquelle la sécurité d'approvisionnement est considérée comme menacée. Cette valeur seuil correspond à l'écart dit limite.

Le choix d'un écart limite de 2 GW assure que le passage du prix de marché au prix administré corresponde à un état de la sécurité d'approvisionnement significativement menacée et ne dépende pas de la réalisation d'aléas de court terme.

Prise en compte des capacités transfrontalières

Les règles prévoient que la contribution des interconnexions est traitée de manière forfaitaire : le coefficient de sécurité prend en compte la contribution escomptée lors de la pointe de consommation, ce qui diminue l'obligation de chaque fournisseur dans des proportions identiques.

Afin de discuter de la feuille de route présentée dans le présent rapport et de proposer des solutions concrètes de participation explicite des capacités transfrontalières, les règles disposent que RTE remette un rapport sur l'intégration explicite des capacités transfrontalières 10 mois après la publication des règles, proposant le cas échéant des évolutions du cadre réglementaire. Cette disposition s'inscrit dans le cadre du décret, dont l'article 20 prévoit déjà un processus d'évolution du régime de participation des capacités étrangères par l'intermédiaire de rapports de RTE et de la CRE. Cette concertation sera cadrée par le mandat donné par le Ministre.

Études portant sur l'impact dynamique du dispositif

Les règles prévoient la réalisation par RTE d'études portant sur l'impact dynamique du dispositif, dans le cadre des principes exposés dans le présent rapport. Les résultats de ces études alimentent un rapport portant sur les perspectives d'évolution de la prise en compte de l'interconnexion du marché français avec les autres marchés européens ; et sur les propositions d'améliorations du fonctionnement du mécanisme de capacité. Ces travaux seront communiqués à la CRE et au Ministre, mais également partagés avec les acteurs.

AVANT-PROPOS

La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité a prévu l'introduction d'un mécanisme de capacité en France. Afin de déterminer précisément le fonctionnement du mécanisme de capacité, le décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 a confié à RTE la mission de faire des propositions de règles du mécanisme de capacité. Tel est l'objet de la saisine de la Commission de régulation de l'énergie et du Ministre en charge de l'énergie le 9 avril 2014.

Le mécanisme de capacité, proposé initialement dans le rapport Poignant-Sido en 2010, est conçu comme une réponse à l'existence d'un phénomène de pointe de consommation d'une ampleur particulière au sein du système électrique français, c'est-à-dire qu'il représente un moyen de modifier les comportements de consommation à la pointe (approche demande) et de susciter les investissements adéquats en installations de production et en capacités d'effacement (approche offre).

Sa conception intervient notamment dans le contexte de la transition énergétique, dont la mise en œuvre souligne l'importance de disposer d'outils permettant de conduire efficacement ces nouvelles politiques publiques afin d'en atteindre les objectifs à moindre coût. Le mécanisme de capacité peut jouer le rôle de courroie de transmission entre les objectifs politiques et le marché et permettre au système électrique de s'adapter pour répondre aux besoins d'adéquation.

Le présent rapport accompagne les propositions de RTE pour les règles du mécanisme de capacité soumises par RTE au Ministre en charge de l'énergie et à la Commission de régulation de l'énergie, suite à la concertation menée par RTE en 2013. À ce titre, il introduit les propositions de RTE et les replacer dans le contexte des discussions sur la sécurité d'approvisionnement et les mécanismes de capacité.

Le rapport s'articule autour de 10 chapitres. Le chapitre 1 met en évidence les éléments permettant de justifier la mise en place d'un mécanisme dédié à la sécurité d'approvisionnement, sur la base de l'analyse du cadre économique théorique et de l'observation du fonctionnement réel des marchés de l'énergie. Le chapitre 2 justifie les principaux choix retenus pour l'architecture du mécanisme de capacité alors que le chapitre 3 décrit les dispositions prévues par le décret n° 2012-1405 et les principaux choix effectués dans les règles du mécanisme de capacité pour permettre la contribution effective du mécanisme à la sécurité d'approvisionnement. Les chapitres 4 à 6 décrivent le coeur du dispositif proposé : ils exposent les principales dispositions retenues pour définir l'obligation de capacité, la certification des capacités et les règlements financiers. Les dispositions permettant la transparence du marché de capacité et la mise en œuvre d'une concurrence libre et non faussée sur le marché de capacité sont présentées dans le chapitre 7. Le chapitre 8 comprend une analyse des impacts de la mise en place du mécanisme de capacité pour les différentes catégories de consommateurs. Le chapitre 9 présente les réflexions conduites au niveau européen sur la prise en compte des capacités étrangères dans les mécanismes de capacité et s'attache à présenter les choix retenus dans les règles sur ce point et à dresser des possibilités d'évolution. Le chapitre 10 partage des éléments permettant d'apprécier la compatibilité du mécanisme de capacité français par rapport aux dispositions du droit européen.

SOMMAIRE

1. POURQUOI UN MÉCANISME DE CAPACITÉ ? 18

1.1 Mise en évidence théorique des imperfections des marchés de l'énergie 18
1.1.1 Fonctionnement optimal des marchés de l'énergie dans un cadre théorique du marché energy-only 18
1.1.2 Remise en cause du caractère optimal des investissements dans le cadre du marché energy-only 21
1.1.3 Défaillances du marché energy-only en présence d'externalités 22
1.1.4 Imperfections du marché de l'énergie pour gérer la dynamique des investissements 24

1.2 Traduction concrète des imperfections des marchés de l'énergie 26
1.2.1 Évaluation des risques sur la sécurité d'approvisionnement 26
1.2.2 Impacts sur la rémunération des capacités 29
1.2.3 Existence des cycles d'investissement 31

1.3 Évolution du besoin au cours des prochaines années 33
1.3.1 Rôle croissant de l'électricité dans l'atteinte des objectifs de politiques énergétiques 33
1.3.2 Accroissement des besoins de flexibilité au sein du système électrique en Europe 35

1.4 Programme de réforme des structures de marché en France 36
1.4.1 Poursuite de l'intégration des marchés de l'énergie 36
1.4.2 Participation des effacements aux marchés de l'énergie 37
1.4.3 Réforme des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables 39
1.4.4 Mise en place d'un mécanisme de capacité 40

1.5 Déploiement des mécanismes de capacité en Europe 43

1.6 Conclusions 44

2. QUEL TYPE DE MÉCANISME DE CAPACITÉ POUR LA FRANCE ? 46

2.1 Choix d'un mécanisme de marché basé sur les volumes 46

2.2 Choix d'un mécanisme engageant toute la capacité 48
2.2.1 Apporter des garanties en matière de sécurité d'approvisionnement 48
2.2.2 Répondre aux imperfections de marché en évitant les distorsions 49
2.2.3 Minimiser le coût pour le consommateur 53
2.2.4 Efficacité économique face aux cycles d'investissement 56
2.2.5 Pertinence pour le contexte français 57

2.3 Choix d'un mécanisme de capacité décentralisé 58
2.3.1 Cohérence avec la philosophie du marché européen de l'énergie 59
2.3.2 Réponse aux spécificités des enjeux en France 60
2.3.3 Temporalité du marché décentralisé et efficacité économique 61

2.4 Conclusions 64

3. GRANDES ORIENTATIONS RETENUES DANS LES RÈGLES DU MÉCANISME DE CAPACITÉ 66

3.1 Principes d'architecture prévus par le cadre législatif et réglementaire 66
3.1.1 Élaboration du décret sur le mécanisme de capacité 66
3.1.2 Dispositions prévues par le décret 69
3.1.3 Élaboration d'un corpus réglementaire en application du décret 71

3.2 Enjeu des règles du mécanisme de capacité : permettre la contribution réelle à la sécurité d'approvisionnement 73
3.2.1 Nature de l'engagement pour les exploitants de capacités (capacité installée ou disponible) 73
3.2.2 Période d'engagement des capacités 74
3.2.3 Méthodes de calcul de l'obligation et de certification des capacités 76
3.2.4 Données de référence pour le calcul de l'obligation et la certification 77
3.2.5 Méthodes de valorisation des effacements de consommation 78

3.3 Conclusions 79

4. OBLIGATION DE CAPACITÉ 82

4.1 Dispositions générales sur l'obligation 82
4.1.1 Acteurs obligés 82
4.1.2 Puissance de référence 82
4.1.3 Coefficient de sécurité 86
4.1.4 Synthèse sur les principes de l'obligation 87

4.2 Période de mesure de l'obligation des fournisseurs : période de pointe PP1 88
4.2.1 Définition de PP1 et contribution au risque de défaillance 88
4.2.2 Définition de PP1 et maîtrise de la pointe de consommation 90
4.2.3 Signalement des heures PP1 90
4.2.4 Sensibilité de l'obligation à la localisation temporelle de PP1 94
4.2.5 Dispositions retenues dans les règles sur PP1 96

4.3 Année de livraison 97
4.3.1 Année à cheval centrée sur un hiver ou année civile 97
4.3.2 Impact du choix de l'année de livraison sur le fonctionnement du mécanisme 98
4.3.3 Sensibilité du mécanisme de capacité aux choix de l'année de livraison quant à son objectif de sécurité d'approvisionnement 98
4.3.4 Sensibilité de l'obligation des fournisseurs au choix de l'année de livraison 99

4.4 Paramètres de l'obligation de capacité ... 101
4.4.1 Détermination des paramètres de l'obligation (T°extrême et coefficient de sécurité) ... 101
4.4.2 Température extrême ... 103
4.4.3 Coefficient de sécurité ... 106
4.5 Détermination de l'obligation ... 107
4.5.1 Périmètre d'un acteur obligé ... 108
4.5.2 Consommation constatée ... 109
4.5.3 Sensibilité de la consommation à la température ... 109
4.5.4 Prise en compte des effacements certifiés activés ... 122
4.5.5 Dispositions particulières correspondant à la compensation des pertes constatées sur les réseaux publics de transport et de distribution ... 125
4.6 Articulation temporelle de l'obligation des fournisseurs ... 125
4.6.1 Avant l'année de livraison ... 125
4.6.2 Pendant l'année de livraison ... 125
4.6.3 Après l'année de livraison ... 125

5. CERTIFICATION DES CAPACITÉS ... 128

5.1 Dispositions générales sur la certification des capacités ... 128
5.1.1 Acteurs de la certification des capacités ... 128
5.1.2 Niveau de capacité ... 128
5.1.3 Période de pointe PP2 ... 135
5.1.4 Calcul du niveau de capacité ... 135
5.2 Définition de la période sur laquelle porte la certification des capacités (PP2) ... 138
5.2.1 Détermination de la période d'estimation de la contribution ... 138
5.2.2 Conséquence du choix de PP2 sur la répartition des garanties par filière ... 140
5.2.3 Conséquence du choix de PP2 sur la variabilité du volume de garanties ... 141
5.2.4 Approche retenue dans les règles ... 142
5.2.5 Signalement des heures PP2 ... 142
5.2.6 Sensibilité du niveau de capacité effectif à la localisation des heures PP2 ... 143
5.2.7 Dispositions retenues dans les règles sur PP2 ... 146
5.3 Calcul du niveau de capacité ... 146
5.3.1 Puissance disponible de la capacité ... 146
5.3.2 Détermination du coefficient de prise en compte des contraintes techniques d'une capacité (K) ... 146
5.4 Demande de certification ... 149
5.4.1 Définition des capacités ... 149
5.4.2 Date limite de certification ... 151
5.4.3 Sorties de capacité ... 153
5.4.4 Frais de certification ... 154
5.5 Rééquilibrage ... 155
5.5.1 Processus de rééquilibrage ... 155
5.5.2 Conséquences financières du rééquilibrage ... 155
5.6 Collecte des données nécessaires au calcul du niveau de capacité effectif ... 158
5.6.1 Liaison des entités de certification avec les entités du MA et de NEBEF ... 158
5.6.2 Collecte de la puissance activée ... 159
5.6.3 Collecte de la puissance activable ... 159
5.6.4 Collecte de l'énergie maximale sur les jours PP2 ... 159
5.6.5 Collecte de l'énergie maximale hebdomadaire ... 159
5.7 Contrôle des capacités ... 160
5.7.1 Contrôle de cohérence initial à la certification ... 160
5.7.2 Contrôle des capacités intermittentes certifiées selon l'approche normative ... 161
5.7.3 Contrôle des capacités certifiées selon l'approche générique ... 161

6. RÈGLEMENTS FINANCIERS DU MÉCANISME DE CAPACITÉ ... 164

6.1 Principes généraux sur les règlements financiers ... 164
6.1.1 Rééquilibrage en capacité des fournisseurs ... 164
6.1.2 Règlement des écarts pour les responsables de périmètre de certification ... 165
6.1.3 Synthèse sur les principes des règlements financiers ... 165
6.2 Éléments structurants des règlements financiers du mécanisme de capacité ... 166
6.2.1 Niveau de sécurité d'approvisionnement ... 166
6.2.2 Prix unitaire de règlement financier ... 166
6.2.3 Articulation entre le rééquilibrage en capacité des fournisseurs et le règlement des écarts des responsables de périmètre de certification ... 166
6.3 Règlements financiers retenus dans les règles ... 167
6.3.1 Articulation du rééquilibrage en capacité des fournisseurs et du règlement des écarts des responsables de certification ... 167
6.3.2 Prix unitaire du règlement financier et niveau de sécurité d'approvisionnement ... 167
6.3.3 Définition des indicateurs permettant d'évaluer la menace sur la sécurité d'approvisionnement ... 168
6.4 Étude d'impact des dispositions sur les règlements financiers pour les acteurs ... 170
6.4.1 Cadre de l'étude ... 170
6.4.2 Principe de l'étude ... 170
6.4.3 Résultats ... 172

7. FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ : ÉCHANGES, TRANSPARENCE ET CONCURRENCE 174

7.1 Échanges de garanties de capacité 175
7.1.1 Publication des paramètres du mécanisme au démarrage d'un exercice 175
7.1.2 Nature du produit et fonctionnement des échanges 176
7.1.3 Modalités d'échange 176

7.2 Transparence du mécanisme 177
7.2.1 Publications associées aux registres 178
7.2.2 Publications associées à l'obligation de capacité 180
7.2.3 Publications associées au fonctionnement du marché de capacité 181

7.3 Concurrence dans un marché de capacité décentralisé 181
7.3.1 Concurrence et pouvoir de marché 181
7.3.2 Concurrence dans le mécanisme de capacité 183
7.3.3 Surveillance du fonctionnement du marché 187

7.4 Conclusions 189

8. ANALYSES D'IMPACT DU MÉCANISME DE CAPACITÉ 192

8.1 Enjeux d'une modélisation détaillée du fonctionnement des mécanismes de capacité 192
8.1.1 Analyse des paramètres techniques 192
8.1.2 Étude des effets agrégés du dispositif 193

8.2 Limites des analyses actuelles sur le fonctionnement du mécanisme de capacité dans un marché interconnecté 195
8.2.1 Analyse du rapport accompagnant les lignes directrices de la Commission européenne sur les interventions publiques 195
8.2.2 Éléments minimisant l'impact du mécanisme français sur les marchés voisins 198

8.3 Analyse détaillée des effets de court terme 199
8.3.1 Hypothèses 199
8.3.2 Évaluations chiffrées sur le coût pour les consommateurs 204
8.3.3 Impact sur la CSPE 210

8.4 Renforcement à venir du dispositif d'analyse d'impact 211
8.4.1 Mettre à disposition des parties prenantes un simulateur du dispositf 211
8.4.2 Compléter l'étude d'impact « de premier tour » avec les petits consommateurs 212
8.4.3 Compléter les évaluations par une étude sur l'impact dynamique de la mise en place du mécanisme à long terme 212

9. PRISE EN COMPTE DE L'INTERCONNEXION DU MARCHÉ FRANÇAIS AVEC LES MARCHÉS EUROPÉENS 214

9.1 Contribution des interconnexions et des capacités étrangères à la sécurité d'approvisionnement française 214
9.1.1 Intérêt de l'intégration des systèmes électriques pour la sécurité d'approvisionnement 214
9.1.2 Intérêt de la prise en compte des interconnexions dans le mécanisme de capacité 215

9.2 État des lieux sur la prise en compte de capacités étrangères dans les mécanismes de capacité en Europe et en France 216
9.2.1 Mécanismes de capacité existants et en projet 216
9.2.2 Choix d'une solution implicite pour la participation des capacités étrangères au mécanisme de capacité français 217
9.2.3 Recherche d'une solution pour la participation transfrontalière aux mécanismes de capacité en Europe 219

9.3 Feuille de route pour la participation de capacités transfrontalières au mécanisme de capacité français 222
9.3.1 Principes et enjeux pour la prise en compte explicite des capacités transfrontalières dans un mécanisme de capacité 223
9.3.2 Événement de référence à considérer pour garantir une contribution effective des capacités transfrontalières 225
9.3.3 Solutions à écarter pour assurer l'effectivité d'une contribution transfrontalière à la sécurité d'approvisionnement 226
9.3.4 Proposition de solution cible permettant la participation explicite des capacités transfrontalières au mécanisme de capacité 227
9.3.5 Orientations possibles pour la définition d'une solution intermédiaire 228

10. RESPECT DES DISPOSITIONS ET PRINCIPES EUROPÉENS 230

10.1 Cadre juridique européen encadrant l'intervention des États membres en matière de sécurité d'approvisionnement 230
10.1.1 Compétence des États membres pour la sécurité d'approvisionnement 230
10.1.2 Encadrement de la compétence des États membres par les dispositions du Traité et du droit dérivé 231
10.1.3 Différentes formes juridiques d'intervention publique 233

10.2 Respect des principes de nécessité et de proportionnalité 235
10.2.1 Principe de nécessité 237
10.2.2 Principe de proportionnalité 246

10.3 Conclusion 249

BIBLIOGRAPHIE 252

ANNEXE 1 : LISTE DES PARTICIPANTS À LA CONCERTATION CAM 254

ANNEXE 2 : CONTRIBUTIONS DES ACTEURS À LA CONCERTATION 256

1. POURQUOI UN MÉCANISME DE CAPACITÉ ?

Comme dans beaucoup de pays européens, le marché de l'électricité en France fait face à des mutations importantes. Malgré les résultats de l'ouverture des marchés en termes d'optimisation des flux d'électricité sur le court terme, la faculté des mécanismes créés au début des années 2000 à assurer la sécurité d'alimentation sur le temps long, en régulant efficacement les investissements dans les capacités de production et d'effacement, fait l'objet de remises en question croissantes.

La mise en place d'un mécanisme de capacité constitue une évolution significative de l'architecture de marché de l'électricité, qui vise à remédier aux défaillances de l'organisation actuelle. Cette évolution a pour objectif de permettre l'investissement dans des capacités mobilisables lors des pointes de consommation et, au-delà, de préparer la transition énergétique en valorisant les investissements utiles au système électrique à la hauteur des bénéfices que la collectivité en retire.

Les règles proposées par RTE s'inscrivent dans la perspective plus large d'une réflexion d'ensemble sur l'organisation du système électrique libéralisé. Le présent chapitre porte sur la justification de cette intervention publique. Il montre tout d'abord que la faculté des marchés à assurer la sécurité d'alimentation sur le temps long fait l'objet d'une remise en cause théorique (§ 1.1). Il expose ensuite comment l'observation du fonctionnement du secteur tend à corroborer ces craintes et conduit à une vigilance accrue sur la sécurité d'alimentation à compter de 2016-2017, en regard des spécificités actuelles du système électrique français que constituent sa thermosensibilité et l'occurence des pointes de consommation (§ 1.2). Il présente comment les politiques publiques actuellement menées en France et dans l'Union européenne risquent de rendre ces problématiques encore plus sensibles à l'avenir en les enrichissant d'un volet « flexibilité » (§ 1.3). Il détaille le programme de refonte du fonctionnement des marchés dans lequel s'inscrit la mise en place de l'obligation de capacité (renforcement des interconnexions transfrontalières, fonctionnement du marché journalier, infra-journalier et temps-réel), ou encore la réforme des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables (§ 1.4). Il illustre enfin que la mise en place d'un mécanisme de capacité en France s'inscrit dans une tendance générale en Europe (§ 1.5).

1.1 Mise en évidence théorique des imperfections des marchés de l'énergie

1.1.1 Fonctionnement optimal des marchés de l'énergie dans un cadre théorique du marché *energy-only*

L'intégration de l'Europe de l'électricité se fait par le marché et les réseaux. La libéralisation en cours depuis la première directive électricité de 1996 a conduit d'une part, chaque État membre à organiser l'industrie autour de principes communs (le système libéralisé plutôt que l'intégration verticale préexistante) et, d'autre part, à appliquer le principe de libre circulation des marchandises à l'électricité de manière à favoriser les échanges intra-européens. Déterminés à l'issue de la confrontation de l'offre et de la demande par des entreprises placées en situation de concurrence, les prix de l'électricité sont ainsi supposés conduire à une optimisation des échanges entre pays, et permettre aux consommateurs de s'approvisionner auprès des producteurs et des fournisseurs les plus compétitifs.

Le fonctionnement du marché repose sur une réglementation détaillée qui encadre les échanges et régit les relations entre les différentes parties prenantes et institutions – en tant que tel, le marché européen de l'électricité résulte d'une intervention publique. Ces réglementations sont de mieux en mieux coordonnées entre les États membres : les marchés européens de l'électricité partagent ainsi des principes d'architecture communs et sont engagés dans une harmonisation progressive vers un « modèle cible » :

> *Une énergie sûre, durable, financièrement abordable, dont l'approvisionnement est garanti et qui contribue à la compétitivité européenne, reste une priorité pour l'Europe. L'action menée au niveau de l'Union européenne peut et doit servir cet objectif. [...] L'Union européenne a besoin d'un marché intérieur de l'énergie intégré, interconnecté et pleinement opérationnel*[1].

1 [Conseil européen, 2011]

L'Union européenne a besoin d'un marché intérieur de l'énergie concurrentiel, intégré et fluide, qui constitue une structure solide permettant à l'électricité et au gaz de circuler vers les endroits où ils sont nécessaires. Pour affronter les défis que représentent l'énergie et le climat, et pour garantir que les ménages et les entreprises disposent d'un approvisionnement en énergie sûr à un prix abordable, l'Union européenne doit veiller à ce que son marché intérieur de l'énergie fonctionne de manière efficace et flexible[2].

L'harmonisation en cours à l'échelle européenne porte sur les mécanismes de valorisation de l'énergie produite (MWh), à différentes échéances (annuelle, journalière, infra-journalière) et entre les différentes régions (prise en compte des interconnexions). Ces mécanismes de valorisation sont considérés comme la caractéristique essentielle du marché européen de l'énergie, même si d'autres instruments spécifiques coexistent dans chaque État membre, par exemple en ce qui concerne la constitution, par les gestionnaires de réseau de transport, des réserves leur permettant d'exploiter le système électrique[3].

La description du cadre régissant la construction du marché de l'électricité en Europe relève essentiellement de dispositifs d'échanges *d'énergie* entre acteurs de marché en concurrence et correspond à un modèle théorique : le marché *energy-only*. Le fonctionnement du marché *energy-only* repose sur la rémunération de l'ensemble des moyens de production activés au coût marginal de production du parc, l'alignement des prix proposés par les acteurs sur leurs coûts réels étant assuré par une concurrence libre et non faussée sur le marché. Dans ce contexte, le prix de l'énergie constitue le signal économique unique et suffisant : d'une part il permet l'optimisation du fonctionnement des moyens de production à court terme (la mise en concurrence de tous les moyens conduit à ne démarrer que les plus compétitifs d'entre eux pour alimenter la demande), et d'autre part il constitue sur le long terme un outil de pilotage des investissements (les perspectives de rentabilité des moyens sur le marché conduisent les acteurs rationnels à investir dans les technologies les plus compétitives et à déclasser les moyens qui ne sont plus rentables, ce qui permet un ajustement optimal du parc à la demande) :

The electricity market has two coordination functions. First, in the short term it ensures the efficient operation of competitors' equipment. Second, it indicates scarcity of capacity in different technologies via a price signal to orient investors' long-term decisions[4].

En pratique, le cadre de régulation européen du secteur de l'énergie vise effectivement à mettre en place les conditions de fonctionnement d'un marché électrique *energy-only*. Au niveau journalier et infra-journalier, l'harmonisation des échanges se base sur des standards communs concernant les produits et les échéances autour de bourses d'électricité et de gestionnaires de réseau, et les dispositifs de couplage permettent de déployer des processus de plus en plus intégrés à l'échelle européenne. Les produits financiers développés sur la base de ces sous-jacents permettent aux acteurs de gérer leur risque prix sur le long terme, et ainsi de prendre des décisions d'investissement sur la base de leurs anticipations et de celles de l'ensemble des acteurs de marché. Cette doctrine générale de fonctionnement peut être décrite de la manière suivante :

La plupart des marchés de l'énergie en Europe rémunèrent uniquement l'énergie produite du fait qu'il n'existe aucun mécanisme spécifique permettant d'attribuer une valeur à la capacité de produire lorsque le système électrique devient tendu (à l'exception de l'Espagne, du Portugal, de l'Italie, de la Grèce et de l'Irlande qui possèdent une forme de rémunération des capacités). Ceci est basé sur le principe selon lequel les prix de l'électricité augmenteront si les acteurs du marché anticipent une pénurie de capacité imminente, menant à de nouveaux investissements[5].

La particularité du modèle *energy-only* est qu'il décrit une situation d'équilibre, dans laquelle l'approche à court terme du fonctionnement des marchés est compatible avec les besoins de financement de chaque centrale à long terme. Cet équilibre est notamment caractérisé par un niveau de profit des producteurs d'électricité qui leur permet de couvrir parfaitement leurs coûts fixes, et ceci pour chaque type de capacité de production (base, semi-pointe, pointe). En effet, dans ce modèle, chaque centrale génère du profit sur le marché de l'énergie lorsque le prix de marché est supérieur à son coût variable : la différence entre ce prix et le coût variable est appelé rente infra-marginale[6]. L'équilibre est atteint car les acteurs du marché réalisent leurs investissements en fonction des rentes générées sur le marché : les investissements et les fermetures dans les moyens de production se déroulent en fonction de ce signal économique.

2 [EC, 2012a]

3 En cohérence avec les exigences et les niveaux de réserves fixés par le code de réseau *Load Frequency Control and Reserves* en cours d'adoption au niveau européen.

4 [Finon, 2013]

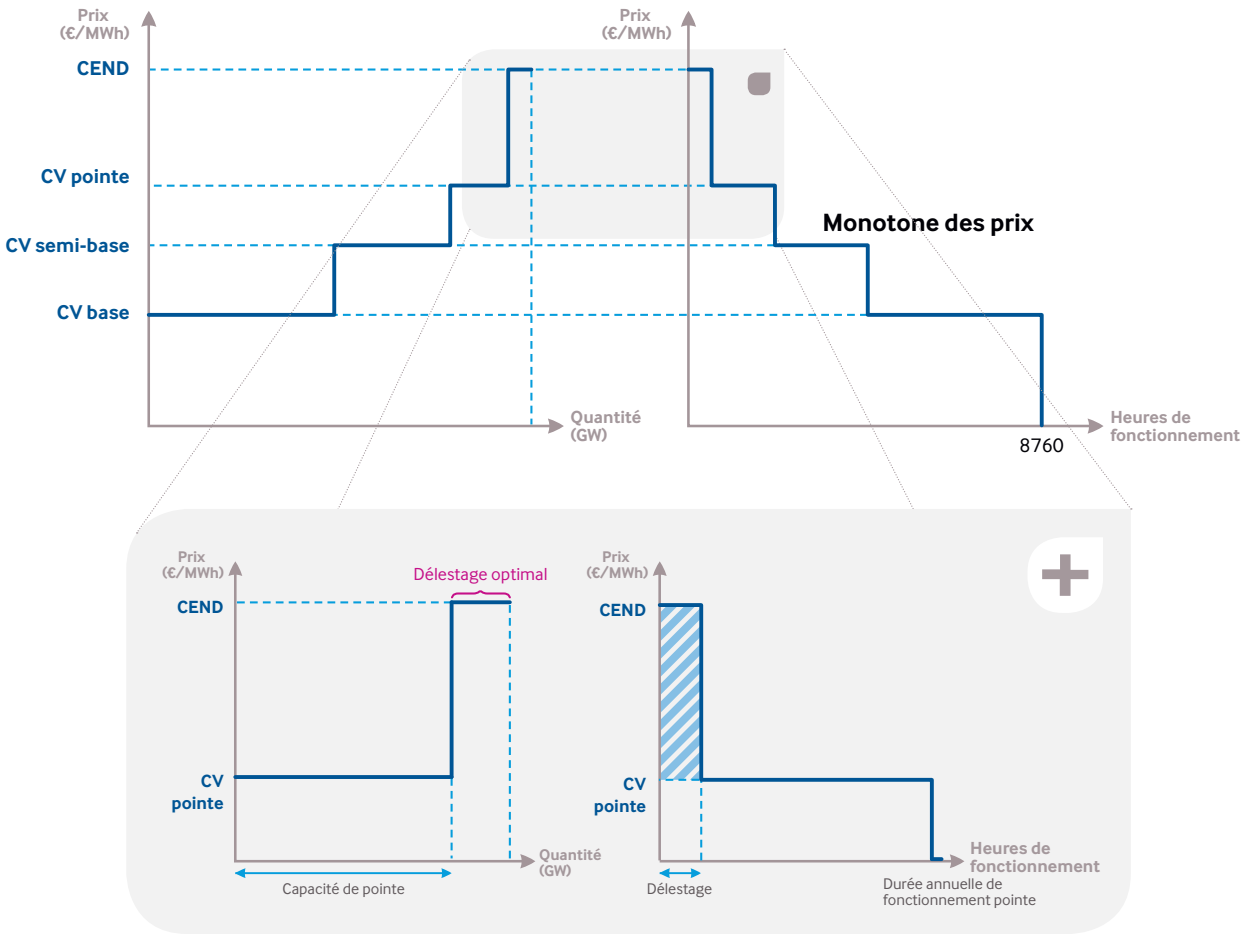
5 [CGSP, 2014] Le constat de l'existence de mécanismes de capacité dans de nombreux autres pays européens peut être étendu, ainsi qu'exposé au chapitre 10.2 du présent rapport. Le marché de l'énergie reste cependant la pièce centrale des marchés de l'électricité en Europe.

6 Lorsque le prix de marché est supérieur au coût marginal de la centrale la plus chère, la rente infra-marginale est qualifiée de rente de rareté.

Dans ce modèle théorique, le prix de marché dépasse le coût variable des capacités de pointe[7] uniquement lors des situations d'extrême tension du système, autrement dit lors des périodes de délestage[8]. La rente infra-marginale provient alors de la différence entre le coût marginal du parc (c'est-à-dire le coût variable de l'unité la plus onéreuse) et le prix de l'énergie lors des situations de délestage. Ce prix est supposé représenter le montant que les consommateurs sont prêts à débourser pour éviter une interruption de service[9], c'est-à-dire représenter la propension marginale de la demande à ne pas soutirer, que l'on appelle coût de l'énergie non distribuée (CEND ou VoLL, Value of Lost Load).

La figure suivante représente la préséance économique des moyens de production (*merit order*) et la monotone de prix à la pointe dans le cas d'un équilibre de long terme[10]. La rente infra-marginale annuelle perçue par les moyens de pointe (zone bleue) compense parfaitement leurs coûts fixes annualisés, et contribue également à couvrir une partie de ceux des autres capacités.

Figure 1 – Illustration de la préséance économique et de la monotone de prix à la pointe dans le cas d'un marché *energy-only* parfait



7 Les capacités de pointe sont les dernières capacités appelées sur le marché.

8 Le délestage est un rationnement de l'approvisionnement d'une partie des consommateurs en vue de rétablir/maintenir l'équilibre offre-demande.

9 Pour que le marché fonctionne parfaitement, le prix devrait refléter fidèlement la propension marginale à consommer de l'électricité, ce qui n'est techniquement pas possible en pratique. On fait donc ici l'approximation d'une valeur unique pour le coût de l'énergie non distribuée.

10 La monotone des prix est la courbe obtenue en ordonnant par ordre décroissant les prix d'un MWh d'électricité observés sur toutes les heures d'une année.

Si le prix de l'énergie atteint effectivement le niveau du coût de l'énergie non distribuée lors de périodes de délestage, la rente infra-marginale correspondante permet alors d'envoyer un signal au marché sur le niveau d'investissement optimal pour la collectivité. Ce niveau optimal représente un arbitrage parfait entre le coût collectif du délestage pour la société et celui d'investir dans de nouvelles capacités.

Ce résultat majeur du modèle *energy-only* – à savoir le dimensionnement optimal du parc à long terme – repose sur des hypothèses très fortes, et notamment le fonctionnement parfait du marché y compris durant les situations de pénurie, c'est-à-dire celles où le parc disponible ne peut pas alimenter la totalité de la demande exprimée. Durant ces périodes, le prix doit pouvoir s'élever au niveau très élevé que représente le coût de l'énergie non distribuée, qui peut être évalué selon les pays et les acteurs à plusieurs dizaines de milliers d'euros par MWh. Cette hypothèse centrale limite la portée et l'interprétation du résultat, car elle apparaît peu réaliste.

1.1.2 Remise en cause du caractère optimal des investissements dans le cadre du marché *energy-only*

1.1.2.1 Introduction d'une modélisation plus réaliste du marché de l'énergie

De nombreux travaux académiques ont porté sur l'analyse des dynamiques d'investissement dans les capacités électriques dans les nouveaux marchés de l'énergie. Ces travaux ont alimenté une vaste bibliographie sur l'identification des défaillances des marchés actuels et les correctifs possibles à y apporter.

La première limite du modèle *energy-only* porte sur l'hypothèse selon laquelle les situations de pénurie pourraient être gérées de manière optimale par le marché. Plus précisément, cette remise en cause concerne (i) la détermination de la valeur attribuée à l'énergie non distribuée durant les situations de pénurie et (ii) la capacité à laisser le prix s'apprécier à hauteur de la valeur de l'énergie non-distribuée. Le modèle présenté au paragraphe précédent permet en effet d'établir que, si le prix n'atteint pas le coût de l'énergie non distribuée pendant les périodes de pointe, les agents économiques souffriront d'un déficit ne leur permettant pas, à court terme du moins, de couvrir leurs coûts fixes.

La littérature économique utilise le terme *missing money* pour quantifier le manque de rémunération résultant de l'écart entre les coûts fixes et la rente infra-marginale (voir encadré). De nombreuses circonstances peuvent conduire à l'apparition de ce phénomène.

Tout d'abord, les réglementations en place ou les pratiques peuvent aboutir à limiter les rentes infra-marginales des offreurs d'électricité durant les périodes de pénurie. C'est notamment le cas si un plafond est imposé sur les prix de l'électricité, ce cas ayant été largement rapporté par la littérature économique du fait de la généralisation de telles pratiques sur les marchés de l'électricité aux États-Unis au cours des années 2000 à la suite de la crise californienne[11]. Mais des effets similaires peuvent apparaître même en l'absence de plafond imposé des prix, dans le cas où l'existence de prix particulièrement élevés est considérée comme une situation inacceptable : c'est notamment le cas si les instances de régulation ont pour fonction de protéger les consommateurs des pics de prix trop élevés, et ce d'autant que l'électricité est un bien de première nécessité. L'impact des réactions des pouvoirs publics face à des prix très élevés a ainsi pu être analysé comme constituant un « plafond implicite » au-delà desquels les prix ne pourraient s'établir.

Par ailleurs, le fonctionnement réel du système électrique est plus complexe que ne le laisse supposer le modèle théorique présenté au paragraphe précédent. La réservation préalable par les gestionnaires de réseau de capacité pour le fonctionnement du système peut conduire à diminuer le prix de l'énergie lors des périodes de pointe. En effet, une partie des capacités activées dans ces situations ont déjà été rémunérées sous forme de réservation de capacité préalable, et les revenus déjà perçus ne se retrouvent pas dans les prix marginaux proposés sur les marchés ou les mécanismes de capacité. Ceci montre simplement qu'aucun système électrique ne partage exactement les principes du marché *energy-only*. Dans d'autres contextes, les mesures opérationnelles que peuvent prendre les gestionnaires de réseau pour limiter l'impact des situations de délestage sont également citées dans la littérature académique comme pouvant limiter l'occurrence des pics de prix[12]. Il est enfin aujourd'hui techniquement impossible de distribuer la pénurie en fonction de la propension des consommateurs à payer, ce qui ouvre la voie à une analyse de la sécurité d'alimentation dans le cadre de la théorie des biens collectifs (voir § 1.1.3).

La seconde limite identifiée du modèle *energy-only* porte sur les hypothèses simplificatrices qui y sont associées. Ces simplifications de la réalité (convexité des coûts[13], optimalité de la méthode de fixation du prix[14], ou encore l'absence de prise en compte du caractère discret des investissements[15]) limitent nécessairement la portée des résultats exposés.

Au contraire, l'introduction d'hypothèses plus réalistes sur le comportement des acteurs (asymétrie d'information, mimétisme, etc.) conduit à revisiter les conclusions sur la faculté du marché *energy-only* à réguler efficacement les investissements.

11
Il convient de noter ici que les règles de fonctionnement des marchés de l'électricité en Europe encadrent également la formation des prix par un couple prix planchers/prix plafonds (exemple : -500 €/ MWh – 3000€/MWh au sein de la zone NWE).

12
Voir par exemple [Joskow, 2007]. Cette considération semble toutefois très liée au contexte des États-Unis. Dans le cas français, de telles mesures interviendraient après le fonctionnement des marchés.

13
Le modèle suppose l'existence pour chaque pas de temps d'une préséance économique indépendante des autres pas de temps, ce qui ne tient pas compte des contraintes dynamiques des moyens de production ou d'effacement.

14
[Batlle, 2012]

15
Les capacités ont généralement des puissances standard, qui contraignent les décisions d'investissement.

Le concept de *missing money*

Le terme *missing money* est classiquement utilisé pour faire référence à un déficit de rémunération des capacités causé par des imperfections de marché. La notion même de *missing money* sous-entend que la rémunération légitime des capacités serait plus élevée sous l'hypothèse de fonctionnement parfait des marchés.

Or, même dans un marché fonctionnant parfaitement, il est possible et parfois légitime que les capacités reçoivent une rémunération insuffisante pour couvrir leurs coûts de long terme. Lorsque les capacités excèdent leur niveau optimal (situation de surcapacité), le marché de l'énergie agit comme une boucle de rétroaction stabilisatrice en sous-rémunérant l'offre d'énergie.

Symétriquement, les situations de sous-capacité sont à l'origine de revenus plus importants que ceux de l'équilibre pour les capacités, ce niveau de rémunération pouvant alors être qualifié *d'extra money*[16]. Il est légitime que les acteurs de marché « subissent » ces variations de rémunération, dans la mesure où ils ont pu prendre leurs décisions d'investissement dans un environnement suffisamment prévisible.

Le concept de *missing money* doit donc être utilisé avec précaution. Lorsqu'il est causé par une imperfection de marché, le *missing money* est effectivement indésirable, mais s'il fait référence à un déficit de rémunération causé par des surcapacités alors il s'agit d'un phénomène attendu d'autorégulation du marché. La constatation d'un déficit de rémunération des capacités, quand bien même il serait avéré, n'est donc pas une justification suffisante pour la mise en place de mesures correctrices[17].

Dans la suite, la notion de *missing money* ne sera utilisée qu'en référence aux cas de déficit de rémunération liés à des imperfections de marché.

La combinaison entre, d'une part, la grande variabilité des revenus dans un marché *energy-only* et, d'autre part, l'aversion au risque des acteurs et le faible développement d'outils financiers de couverture des risques semble de nature à expliquer que les signaux de prix issus du marché de l'énergie ne constituent pas un signal suffisant pour diriger efficacement les investissements.

Ces remises en cause conduisent à établir deux résultats, qui sont présentés et développés aux paragraphes 1.1.3 et 1.1.4 respectivement :

- la sécurité d'alimentation est un bien collectif qui ne sera pas spontanément fourni dans le cadre d'un marché *energy-only* ;
- les marchés *energy-only* sont sujets à des cycles d'investissement spécifiques qui rendent douteux l'atteinte d'un équilibre stable.

16 L'*extra money* de certaines capacités peut également provenir d'une inadaptation du parc de production, voire d'imperfections du marché.

17 En cohérence avec ce constat, RTE n'a pas souhaité orienter les travaux vers une évaluation d'un éventuel déficit de rémunération des capacités lors de la concertation de 2011 sur le mécanisme de capacité.

1.1.3 Défaillances du marché *energy-only* en présence d'externalités

1.1.3.1 Conséquences des défaillances de marché sur les investissements

Une représentation précise des marchés de l'énergie montre que la gestion parfaite des situations de pénurie par le marché est un postulat peu réaliste, faisant douter de la possibilité que les pics de prix atteignent les niveaux requis pour permettre la couverture exacte des coûts fixes.

Or, si le déficit de rémunération apparaît *lors des périodes de pointe,* son impact n'est pas pour autant *limité aux capacités de pointe.* Tous les moyens fonctionnant à ces périodes sont affectés, et donc également les capacités de base ou de semi-base, bien que l'effet soit proportionnellement plus important sur les capacités de pointe. Le problème de *missing money* peut alors conduire à une sous-incitation aux investissements concernant l'ensemble des capacités.

En pratique, il est douteux que des acteurs de marché soumis à des exigences de performance économique consentent à laisser fonctionner durablement des actifs non rentables. Le constat d'un déficit de rémunération des moyens de production valorisés au prix marginal est susceptible de conduire les acteurs à adapter leurs stratégies d'investissement ou de vente pour intégrer ce risque :

- par des fermetures d'actifs ou un sous-investissement : la réduction de l'offre permet alors de rétablir les rentes infra-marginales aux niveaux nécessaires pour couvrir les coûts fixes, ce qui se traduit dans le modèle présenté au paragraphe précédent par une augmentation de la fréquence des situations de pénurie ;
- par l'ajout d'une marge sur les prix offerts sur les marchés, au-delà du coût variable de fonctionnement des actifs.

Dans le premier de ces deux cas de figure, le rétablissement de la rentabilité des capacités se fait au détriment de la sécurité

d'approvisionnement ; dans le second par une modification de la structure optimale du parc. **Dans tous les cas, le consommateur finit par payer le prix d'une défaillance de marché, et la structure du parc de production diffère de la théorie.**

La figure suivante illustre l'évolution de l'extrémité de la courbe de préséance économique et de la monotone de prix à la pointe lorsque le problème de *missing money* n'est pas corrigé et aboutit à une diminution des capacités offertes. La limitation des profits est illustrée par l'existence d'un prix plafond : cette représentation simple permet d'illustrer de manière générale les situations de *missing money*[18]. Cette situation est comparée au référentiel théorique que constitue le marché *energy-only* parfait. Dans cette situation, le rétablissement des rentes infra-marginales perçues par l'ensemble des moyens activés est permis par une augmentation de la fréquence des situations de délestage.

1.1.3.2 Analyse sous l'angle des bien collectifs

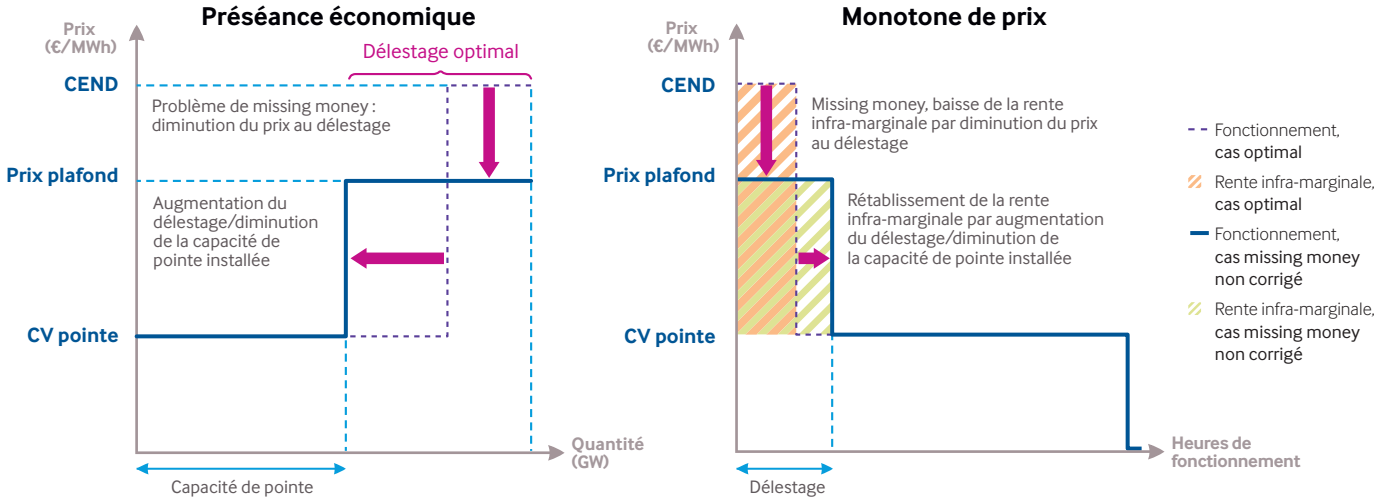
Un marché *energy-only* parfait fait théoriquement émerger un niveau de sécurité d'approvisionnement correspondant à la valeur de l'énergie non distribuée. Ce niveau varie selon les consommateurs, qui n'ont aucune raison d'être également sensibles à l'interruption de leur alimentation.

Comme détaillé précédemment, la correspondance entre la valorisation de l'énergie non distribuée par le marché et la valeur réelle de cette énergie est une hypothèse très forte. En pratique, de nombreuses limitations techniques et pratiques empêchent le marché de valoriser correctement l'énergie non distribuée. La révélation d'une valeur de marché pour l'énergie non distribuée nécessiterait notamment une participation instantanée de la demande aux marchés de l'énergie lors des situations de pénurie. Le renforcement en cours depuis 3 ans en France du cadre de régulation des effacements de consommation, et la mise en place d'un cadre de participation des effacements aux marchés de l'énergie (NEBEF), constituent un pas important dans cette direction (voir § 1.4 et chapitre 10) mais le traitement par le marché des situations de pénurie demeure une perspective de très long terme.

Ainsi, **la sécurité d'alimentation demeure aujourd'hui un bien collectif : une fois assurée, elle bénéficie à tous ; mais quand elle n'est pas garantie, les utilisateurs du réseau sont affectés indépendamment de la valeur qu'ils y accordent. La mise à disposition de capacités de pointe engendre des externalités positives sur la sécurité d'approvisionnement auxquelles les exploitants de ces capacités ne sont pas financièrement intéressés. Il en résulte une sous-incitation à l'investissement : les acteurs n'ont pas intérêt à investir dans certains moyens pourtant utiles en matière de sécurité d'approvisionnement puisque le profit qu'ils en retirent est inférieur au bénéfice pour la collectivité.**

18 [Léautier, 2012] "A wholesale price cap simplifies the analysis, while preserving the main economic insights."

Figure 2 – Effets d'un problème de *missing money* lié à une imperfection du marché de l'énergie sur la préséance économique et la monotone de prix du marché de l'énergie



Ceci justifie, sur le plan de la théorie économique, que les pouvoirs publics encadrent le fonctionnement du marché en exprimant, d'une part, une préférence collective, face à l'incapacité à faire émerger les préférences individuelles en matière de sécurité d'approvisionnement et en organisant, d'autre part, sa satisfaction par un dispositif permettant d'aligner les incitations individuelles et l'investissement sur cette préférence collective.

En France, les pouvoirs publics ont défini un niveau cible de sécurité d'approvisionnement, qui consiste en une durée annuelle de défaillance de trois heures. Ce niveau cible n'étant pas internalisé par le marché de l'énergie, le niveau de sécurité d'approvisionnement fourni spontanément par le marché n'a aucune raison de correspondre à l'objectif de politique énergétique. Ainsi, en cas de décision de renforcer ou de diminuer le niveau de sécurité d'approvisionnement, les prix de l'énergie ne réagiront ni à la hausse ni à la baisse : il n'existe pas de courroie de transmission entre les objectifs publics et les résultats du marché.

Le marché étant spontanément défaillant pour atteindre le niveau souhaité par les pouvoirs publics, l'intervention de ces derniers pour encadrer le fonctionnement des marchés et garantir que les objectifs publics seront respectés au meilleur coût s'avère dès lors nécessaire et justifiée.

1.1.4 Imperfections du marché de l'énergie pour gérer la dynamique des investissements

1.1.4.1 Théorie des cycles d'investissement dans les systèmes électriques

Comme évoqué au § 1.1.2, l'intégration d'une représentation plus fine du comportement des acteurs de marché conduit à enrichir la représentation du fonctionnement dynamique du système électrique libéralisé. Cela conduit de manière générale à remettre en perspective la question de l'optimalité des investissements réalisés sous l'égide du marché, et à établir que l'équilibre de long terme anticipé par l'analyse théorique est rarement atteint dans un cadre dynamique plus réaliste.

En réalité, les types de stratégie et les modes de prise de décision des acteurs de marché, les délais de construction des capacités de production, l'irréversibilité des investissements et leur durée de vie, ou encore l'incertitude sur l'évolution des variables exogènes constituent autant de facteurs qui jouent un rôle dans toute modélisation des dynamiques d'investissement. Plus précisément, les investissements et les fermetures de capacité ne se produisent pas de manière instantanée et suivent une dynamique propre de cycles. Ces cycles s'expliquent par l'existence d'une forme de viscosité dans l'entrée et la sortie de nouvelles installations de production : les investissements sont « déclenchés » (généralement par plusieurs acteurs à la fois) au-delà d'un seuil de rentabilité escompté, et les fermetures sont décidées au-delà d'un seuil de perte, là encore par plusieurs acteurs au même moment. Les systèmes électriques réels oscillent alors autour d'un équilibre de long terme, qui peut lui-même évoluer avec le niveau de la consommation, les coûts des différentes technologies, etc.

De manière similaire à d'autres industries capitalistiques caractérisées par une demande fortement variable (par exemple l'industrie de l'aluminium), les systèmes électriques sont soumis à des cycles d'investissement[19]. Le phénomène des cycles, ou « Boom & Bust », est caractérisé par des vagues périodiques d'investissement ou de fermeture de capacités. Les cycles d'investissement impliquent une succession de phases de surcapacité du système et de phases de sous-capacité, sans que l'équilibre correspondant à l'optimum de premier rang ne soit jamais atteint.

> *At first, the industry may be short of capacity and prices will be high. This acts as a signal to investors, who start to add capacity. In the absence of a coordination device, however, they are in danger of over-reacting – too many investors read the high prices as a signal that their own investment will be profitable. Once the new capacity comes on stream, it will depress prices. This will be sufficient to halt most new investments, but the existing capacity is likely to stay in service. Scrapping decisions are irreversible and will not be taken unless the price falls sufficiently below the variable costs of staying in operation*[20].

L'origine des cycles d'investissement est intrinsèque aux systèmes électriques du fait de leurs caractéristiques, du fonctionnement associé des marchés et de la mécanique de prise de décision pour les investissements et les fermetures de capacité. La littérature économique retient deux hypothèses très générales pour que les investissements soient cycliques : l'existence d'un délai de construction des capacités (soit le temps nécessaire entre la prise de décision de l'investissement et sa mise en service) et un degré d'information et de coordination imparfait.

Ces deux hypothèses sont clairement vérifiées dans les systèmes électriques fonctionnant avec un marché *energy-only*, pour lequel le prix de l'énergie est le principal outil de transmission de l'information et de coordination. Le phénomène des cycles est amplifié en particulier par le fait que le prix de l'énergie seul ne semble pas transmettre correctement l'information et assurer la coordination des investissements, malgré la mise

19 [Ford, 1999 et 2002], [De Vries, 2004], [Green, 2006], [Cepeda 2011]

20 [Green, 2006]

en place de canaux d'information complémentaires, à l'instar du Bilan Prévisionnel qui fournit une information agrégée sur les perspectives en matière d'équilibre offre-demande (voir § 1.2.1).

Cela s'explique par le décalage entre les constantes de temps particulièrement longues des investissements (typiquement plusieurs années pour la mise en œuvre d'une décision, plusieurs dizaines d'années pour la durée de vie des investissements) et enfin celles des marchés de l'énergie dont la liquidité est limitée en dehors des échéances proches du temps réel. Aussi, la durée de vie des actifs de production, et leur intensité capitalistique, limite les capacités de réoptimisation en permanence du parc en fonction des évolutions de fondamentaux. La structure du parc de production n'a pas la capacité de se réadapter.

> *[E]xpectations need time to be updated to the new market conditions, investments are delayed under uncertainty, and power plants need usually a long time to be constructed and to be brought online. Under these conditions, it is to be expected that power markets experience business cycles, i.e. periods of huge investment rates followed by other periods with no investment activity. This might result in severe fluctuations of the reserve margin, and therefore of power prices*[21].

Selon ces représentations, le fonctionnement naturel du marché tend à amplifier et concentrer les prises de décision[22]. Les investisseurs auraient alors tendance à sur-réagir aux signaux de prix et peuvent avoir un comportement de mimétisme amplifiant les vagues d'investissement[23].

1.1.4.2 Conséquences de l'existence de cycles d'investissement

Que les marchés *energy-only* soient marqués par une alternance de cycles d'investissement et de fermetures n'est pas un problème en soi si le niveau de sécurité d'approvisionnement souhaité par les pouvoirs publics demeure respecté. Cependant, l'alternance de ces cycles est susceptible de résulter en une succession marquée de phases de surcapacité et de phases de sous-capacité. Cela a des conséquences négatives sur la sécurité d'approvisionnement et sur l'efficacité économique.

Lors des phases de sous-capacité, le niveau ou le risque de délestage peut être trop important et impliquer un niveau de sécurité d'approvisionnement trop bas, voire socialement et politiquement inacceptable. Dans le cas où une situation de sous-capacité se réaliserait, ses conséquences seraient préjudiciables sur le plan économique, le coût de l'énergie non distribuée (CEND) pouvant devenir très important.

Les cycles conduisent à une multiplication des périodes d'investissement et de fermeture, toutes choses égales par ailleurs, les moyens de production resteraient moins longtemps sur le marché que dans la situation optimale, le besoin d'investissement serait plus important et le coût pour le consommateur final augmenterait en conséquence. Réguler les cycles peut donc présenter un intérêt économique.

Le modèle théorique sous-tendant historiquement la libéralisation des marchés de l'électricité en France et en Europe est celui du marché *energy-only*. En première approche, un tel modèle permet d'optimiser le fonctionnement des moyens de production tout en régulant parfaitement les investissements nécessaires au maintien de l'adéquation du parc sur le long terme. Néanmoins, ce résultat repose sur des hypothèses fortes et peu réalistes, au premier rang desquelles la gestion efficace des situations de pénurie par le marché et les pics de prix. La généralisation de l'effacement de consommation comme moyen de flexibilisation de la demande permet de s'approcher des conditions de validité du modèle *energy-only* mais ne suffit pas, du moins à moyen terme, à résoudre cette difficulté :

1. **même dans le cas d'un fonctionnement parfait du marché *energy-only*, la sécurité d'approvisionnement demeure un bien collectif : les pouvoirs publics doivent donc définir un critère public de sécurité d'alimentation ;**
2. **ce niveau de sécurité d'alimentation n'a pas de raison d'être internalisé par le marché dans le cadre *energy-only* : les pouvoirs publics sont fondés à mettre en place un dispositif permettant de respecter ce critère d'alimentation en valorisant la contribution des acteurs à la réduction du risque de défaillance.**

La mise en place d'un mécanisme de capacité procède ainsi d'une démarche de correction d'une défaillance de marché identifiée *via* l'internalisation des externalités positives sur la sécurité d'alimentation. Elle trouve toute sa légitimité au niveau de la théorie économique.

En l'absence de correction de la défaillance de marché, il n'existe aucune raison que certaines capacités indispensables au bon fonctionnement du système soient présentes lors des pointes de consommation. La coordination des acteurs par le prix du marché de l'énergie risque également d'être insuffisante, conduisant à des phénomènes de cycles d'investissement très marqués, préjudiciables à l'efficacité économique d'ensemble et susceptibles de conduire à des alternances brusques entre phases de surcapacité et périodes de risque sur la sécurité d'approvisionnement.

21 [Olsina, et al. 2006]

22 La vague d'investissement dans les CCG en Europe décrite à la partie 1.2 du présent rapport est une illustration récente de ce phénomène.

23 [Stoft, 2002], [Knittel & Robert, 2005]

1.2 Traduction concrète des imperfections des marchés de l'énergie

Les analyses précédentes montrent que la faculté des marchés *energy-only* à assurer efficacement la sécurité d'approvisionnement est douteuse sur le plan théorique. Cette analyse serait toutefois insuffisante si elle n'était pas confortée par une analyse factuelle de la situation.

En France, les instruments nécessaires existent pour évaluer le niveau de sécurité d'approvisionnement et établir le diagnostic préalable à la mise en place de politiques publiques correctrices. Ces instruments répondent aux objectifs fixés par les lignes directrices publiées par la Commission européenne en novembre 2013 et analysées dans le chapitre 10 du présent rapport. Ils permettent d'illustrer la résorption progressive des marges de sécurité dans un contexte de poursuite de la croissance de la pointe de consommation électrique (§ 1.2.1).

Ces constats sont à mettre en regard des difficultés de rémunération mises en avant par de nombreux producteurs ou opérateurs d'effacement de consommation. Dans un paysage marqué par un bouleversement des fondamentaux économiques du secteur, le marché *energy-only* ne suffit plus à piloter les investissements. Les perspectives que de nouveaux investissements viennent accompagner la fermeture des moyens existants ou une éventuelle reprise de la croissance de la consommation ne semblent pas assurées dans le cadre actuel (§ 1.2.2).

Enfin, l'existence de cycles d'investissement est également avérée. Les nouveaux instruments dont dispose la puissance publique avec le mécanisme de capacité devront permettre une régulation efficace de ces cycles, permettant de résorber de manière proportionnée les surcapacités puis d'accompagner le redémarrage des investissements (§ 1.2.3).

1.2.1 Évaluation des risques sur la sécurité d'approvisionnement

1.2.1.1 Évaluation des risques sur la sécurité d'approvisionnement

L'existence d'exercices réguliers et publics visant à évaluer les risques sur la sécurité d'alimentation en France n'est pas une nouveauté, RTE ayant été parmi les premiers gestionnaires de réseau européens à réaliser un tel exercice. Cette mission a été instituée dès la loi du 10 février 2000, qui a marqué le début du processus de libéralisation du secteur de l'énergie en France[24]. Elle s'appuie sur une approche méthodologique et une expertise technique reconnues en matière de simulation de l'équilibre offre-demande.

Les études d'adéquation constituent des éléments de diagnostic indispensables qui doivent être mis au service de l'intervention publique dans le domaine de la sécurité d'approvisionnement. La Commission européenne a particulièrement insisté, au cours des derniers mois, sur cette exigence :

> *Les États membres devraient analyser de façon exhaustive s'il existe ou non un manque d'investissements dans la production et, si oui, pourquoi. Ils devraient, avant de prévoir une quelconque intervention, chercher des solutions transfrontières à tout problème constaté. Tout mécanisme portant sur des capacités doit tenir compte des éventuelles incidences de l'intervention sur les États membres voisins et sur le marché intérieur de l'énergie. Il y a lieu d'éviter la fragmentation de ce dernier*[25].

L'encadrement des études d'adéquation réalisées au sein des États membres a fait l'objet d'une nouvelle étape avec la publication par la Commission européenne, en novembre 2013, d'orientations pour l'intervention publique dans le secteur de l'électricité[26]. La Commission a ainsi rendu publique une liste des critères jugés pertinents pour examiner la situation de l'adéquation de capacité.

Les critères et la méthodologie utilisée pour le Bilan Prévisionnel de RTE sont détaillés dans le chapitre 10 du présent rapport. L'analyse permet de montre que les études d'adéquation réalisées en France respectent bien la liste des critères prévus par la Commission européenne. Il ne s'agit pas d'une conformité *a minima* : le Bilan Prévisionnel édité par RTE est l'un des rares rapports rendus publics reposant sur une modélisation européenne et probabiliste de l'équilibre offre-demande. Ses conclusions peuvent dès lors être mobilisées dans le cadre de la justification de l'intervention publique.

1.2.1.2 Spécificités associées à la pointe de consommation

Les risques pesant sur la sécurité d'approvisionnement dépendent du contexte climatique, de la structure de la consommation électrique et de l'approvisionnement énergétique des États ; ils varient donc fortement selon les pays. En France, l'aléa prépondérant concerne l'existence d'une pointe de consommation électrique.

24 Cette mission est réglementée par le décret du 20 septembre 2006

25 [EC, 2012]

26 [EC, 2013a]

Le système électrique français est en effet caractérisé par la thermosensibilité de la consommation électrique. Les études d'adéquation menées par RTE[27] mettent en évidence le caractère dominant de l'aléa de température pour le système électrique français. Il en résulte un phénomène de pointe électrique hivernale en cas de vague de froid, qui n'a cessé de s'amplifier au cours des dernières décennies.

> *La France concentre la moitié de la thermosensibilité de la consommation d'électricité européenne, avec environ 2 400 MW de consommation supplémentaire par degré Celsius.*
> *[...]*
> *La thermosensibilité n'a cessé de progresser ces dix dernières années. En effet, le gradient d'hiver a augmenté de plus de 30 %, entre l'hiver 2001-2002 et l'hiver 2012-2013*[28].

Ce phénomène de pointe de consommation est d'autant plus important pour l'évaluation des risques concernant l'équilibre offre-demande en France que la croissance de la pointe est plus rapide que celle du niveau général de consommation d'électricité. La maîtrise de la pointe de consommation électrique est donc une préoccupation centrale, notamment dans un contexte de transition énergétique et de transferts d'usages énergétiques vers l'électricité.

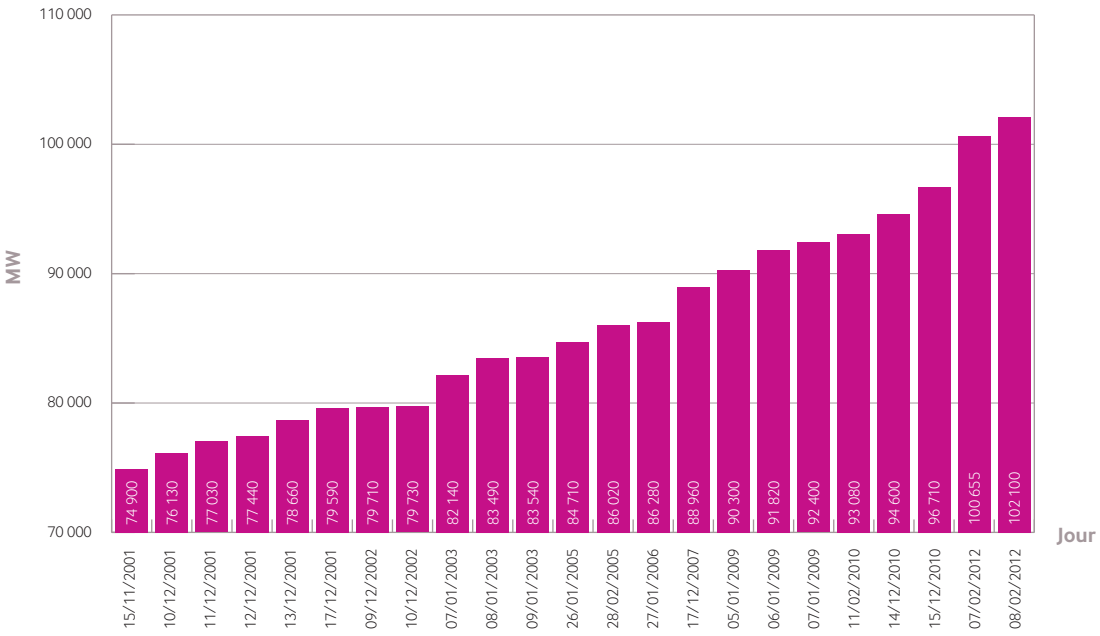
1.2.1.3 Analyse des résultats de l'actualisation 2013 du Bilan Prévisionnel

Les analyses d'adéquation menées en France consistent à simuler le fonctionnement du système électrique sur les 8760 heures des 5 prochaines années, en intégrant de nombreux paramètres techniques, comme les contraintes de fonctionnement dynamique des groupes de production. Il s'agit de simulations stochastiques, basées sur un grand nombre de scénarios d'offre et de demande. Ces travaux permettent d'identifier des configurations de l'équilibre offre-demande caractérisées par une période de défaillance, c'est-à-dire des situations pendant lesquelles l'offre modélisée ne couvre pas la demande prévisionnelle. Le volume de défaillance issu de ces simulations est comparé au critère de sécurité d'approvisionnement édicté par les pouvoirs publics, qui est une durée moyenne de défaillance annuelle de trois heures[30].

Depuis 2009, les bilans prévisionnels successifs ont mis en avant des phénomènes aussi divers que l'existence d'une vague d'investissement en cycles combinés gaz, l'effet de la crise économique, ou la croissance de la pointe de consommation. L'actualisation la plus récente du Bilan Prévisionnel (2013) met spécifiquement en avant la résorption progressive et continuelle des marges de sécurité par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement, jusqu'à

27 [RTE, 2012]
28 [RTE, 2013]
29 [RTE, 2012]
30 Décret du 20 septembre 2006

Figure 3 – Accroissement de la pointe de consommation en France depuis 2001[29]



Extraits de l'actualisation 2013 du Bilan Prévisionnel de RTE

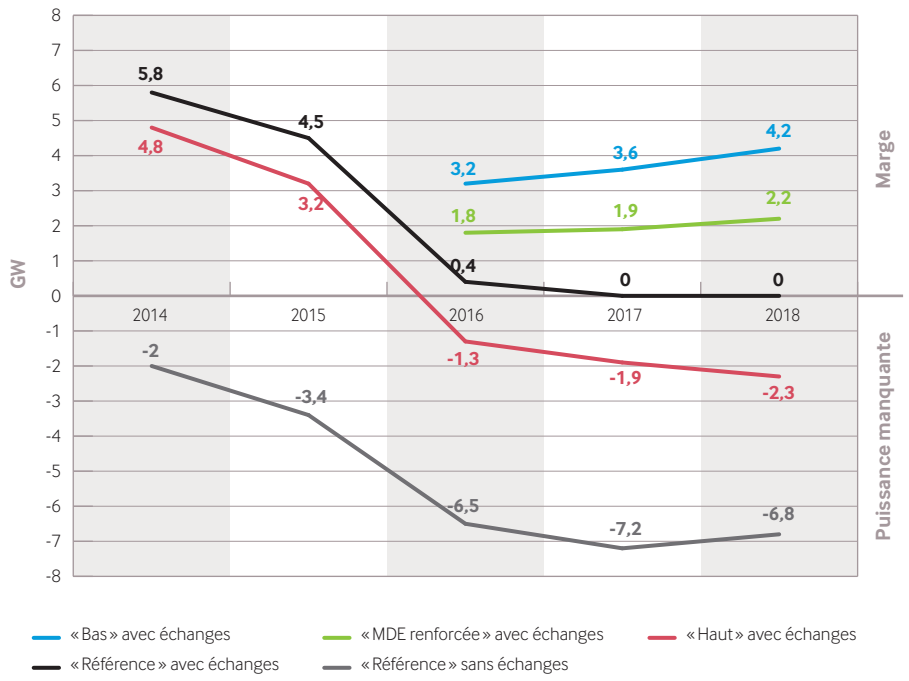
Dans le scénario « Référence » de la consommation et avec les informations actuellement disponibles sur le parc de production sur l'horizon d'étude, le seuil de défaillance fixé par le décret n° 2006-1170 du 20 septembre 2006 (trois heures par an en espérance) n'est pas dépassé jusqu'en 2018 inclus.

Des perspectives économiques dégradées, envisagées au scénario « Bas » de la demande, renforceraient cette conclusion. Une reprise plus franche de l'activité économique, telle qu'envisagée au scénario « Haut », devrait au contraire conduire à un dépassement du seuil de défaillance dès 2016.

Derrière une situation qui peut paraître confortable dans le scénario « Référence », compte tenu de la puissance disponible à l'import, le risque devrait néanmoins augmenter, surtout après 2015. Ainsi, les marges de capacité au-delà du critère, [...], devraient diminuer de près de 6 GW dans les trois années à venir. [...]

L'analyse des marges permet également [...] d'évaluer l'impact de la fermeture supplémentaire potentielle de groupes thermiques, tels que des cycles combinés au gaz, qui conduirait à une augmentation du risque de défaillance[31].

Figure 4 – Synthèse des marges et des puissances manquantes pour les différents scénarios du Bilan Prévisionnel 2013



une annulation en 2017. **Cette dégradation prévisionnelle des marges ne permettrait pas d'assurer, par exemple, la sécurité d'approvisionnement en cas de vague de froid intense.**

Il en résulte une situation de vigilance sur la sécurité d'alimentation en France. Celle-ci est d'autant plus motivée que les analyses de 2013 intègrent déjà la révision à la baisse des prévisions de consommation due à la poursuite de la crise économique en Europe et en France. Le ralentissement de la consommation atténue certes les tensions sur l'équilibre offre-demande, mais est accompagné dans le même temps par la réduction de capacités de production que provoquera le déclassement attendu fin 2015 de plusieurs centrales thermiques en raison de l'entrée en vigueur, à cette échéance, de nouvelles normes environnementales. Il est aussi à mettre en regard des difficultés économiques qui pèsent sur certains moyens de production, comme les cycles combinés au gaz naturel. La situation de risque apparaît donc avérée.

Plusieurs facteurs pourraient conduire à faire évoluer cette perception à moyen terme :

- la faiblesse de la consommation pourrait être encore plus importante que prévue, conduisant à améliorer la situation prévisionnelle ;
- certains groupes de production concernés par les réglementations environnementales pourraient réaliser des investissements spécifiques, rendant leur prolongation au-delà de 2015 compatible avec les normes environnementales : ceci conduirait également à faire diminuer le degré de préoccupation ;
- des centrales existantes, notamment cycles combinés à gaz, pourraient être déclassées pour raisons économiques, et mises définitivement hors service ou placées sous cocon ce qui entraînerait une dégradation des perspectives.

Ce dernier élément apparaît aujourd'hui structurant en matière de diagnostic. Les études d'adéquation se basent en effet sur les éléments publics, c'est-à-dire sur les annonces officielles des producteurs. Ainsi l'évaluation réalisée en juillet 2013 a-t-elle été effectuée sans tenir compte d'éventuelles fermetures supplémentaires de capacité par rapport au scénario de référence, sur la base des informations publiques à cette date. Or, les perspectives de rentabilité de ces moyens étant particulièrement déprimées, des fermetures ne sont pas à exclure. Il pourrait en résulter une marge négative par rapport au critère si ces déclassements ne sont pas compensés dans le même temps par la création de nouvelles capacités de production ou d'effacement. L'un des objectifs du mécanisme de capacité est précisément de réguler l'ajustement structurel du parc à venir.

Les conclusions du Bilan Prévisionnel s'appuient sur des analyses précises répondant aux critères établis par la directive n° 2005/89/CE et complétés par la Commission européenne en novembre 2013. Cette analyse est l'outil utilisé par RTE et les pouvoirs publics français pour établir les perspectives en matière de sécurité d'approvisionnement.

Si le seuil d'alerte réglementaire n'est pas dépassé sur l'horizon d'étude, l'actualisation 2013 du Bilan Prévisionnel met en évidence la dégradation progressive et continuelle des marges sur cette période, qui s'annulent à compter de 2017, et présente donc bien une aggravation du risque pour la sécurité d'approvisionnement en France et en Europe.

Toute fermeture de capacité supplémentaire ou reprise de la consommation par rapport au scénario de référence du Bilan Prévisionnel conduirait à une dégradation du niveau de sécurité d'approvisionnement inacceptable au regard du critère fixé par les pouvoirs publics.

1.2.2 Impacts sur la rémunération des capacités

L'intervention de la puissance publique en matière de sécurité d'approvisionnement doit en premier lieu se fonder sur l'évaluation de la situation agrégée de l'équilibre offre-demande, telle que celle présentée dans le paragraphe précédent, et non pas sur les besoins de rémunération des centrales. En effet, comme précisé au sein de l'encadré présenté au 1.1.2, les causes d'une moindre rémunération de certaines centrales du parc peuvent être multiples, et il n'apparaît pas aisé d'y distinguer spécifiquement le *missing money* théorique par rapport aux autres facteurs pouvant expliquer une faible profitabilité des actifs. Pour autant, la question de la capacité du marché de l'énergie à valoriser correctement les capacités de production, d'effacement ou de stockage, est centrale dans la constatation des défaillances du marché de l'énergie. Dans ce contexte, la faculté de ce modèle de marché, pensé dans les années 1980 et décliné dans les années 2000, à s'adapter à l'évolution de la structure de coût de la production et de l'effacement est devenue une source légitime d'interrogations[32].

1.2.2.1 Position des parties prenantes

Les énergéticiens européens sont de plus en plus nombreux à exprimer leurs préoccupations sur le bon fonctionnement du marché. Les réponses à la consultation de la Commission européenne sur le bon fonctionnement du marché intérieur[33] en constituent autant d'illustrations[34].

Ces positionnements ont depuis été renforcés par l'initiative de 8 énergéticiens européens (GDF Suez, E.ON, Eni, RWE, Enel, Gasterra, Iberdrola et Gasnatural Fenosa) qui ont lancé en mai 2013 un « Appel aux dirigeants de l'UE en faveur d'une redynamisation de la politique énergétique », faisant part des difficultés rencontrées par les entreprises du secteur électrique. Cette initiative, depuis rejointe par de nouveaux énergéticiens qui partagent le même message, a pris le nom de « groupe Magritte ». Ce groupe a plébiscité la mise en place d'un mécanisme de capacité au niveau européen afin de reconnaître la valeur d'assurance des capacités.

> *Concrètement, les entreprises européennes du secteur de l'énergie sont au cœur de la tourmente, dans une situation qui d'une part menace la sécurité de l'approvisionnement et la transformation vers une économie à faible émission de carbone et d'autre part compromet leur capacité à attirer les capitaux*[35].

31
[RTE, 2013]

32
Voir au sein de [CGSP, 2014] la contribution de Fabien Roques intitulée « Les marchés européens de l'électricité en crise : diagnostic et solutions ».

33
[EC, 2012a]

34
[GDF Suez, 2013]
A general decrease in the load factor of thermal power plants [...] is undoubtedly endangering the investments in new conventional plants which are urgently needed by the power system. Even more worrying is the reality that existing thermal power plants, built in an open market system without support schemes (as opposed to out-of-the-market RES) no longer reach the expected profitability and may have to be prematurely decommissioned due to profitability concerns.

Plus récemment, l'Union française de l'électricité a rappelé les difficultés auxquelles font face les marchés *energy-only* pour internaliser la valeur associée à la sécurité d'alimentation dans sa réponse à la consultation publique sur les aides d'État dans le secteur de l'énergie et de l'environnement.

Ces préoccupations sont partagées par les autorités publiques dans de nombreux États membres, et notamment en France :

> *[L]e seul prix de gros de l'électricité n'apporte pas une rémunération suffisante pour assurer la pérennité des installations de pointe existantes, ni pour déclencher de nouveaux investissements, qu'il s'agisse de production ou d'effacement de consommation. Ainsi certains projets de centrales combinées gaz ont été abandonnés en France (notamment à Hornaing), d'autres rencontrent des difficultés économiques*[36].

Ces considérations ont des traductions concrètes avec des reports ou annulations de capacités en projet, mais également des fermetures ou projets de fermetures de capacités existantes pour des motifs économiques :

> *Dans le reste de l'Europe, les cycles combinés au gaz font face à des conditions économiques et de marché similaires à celles de la France. Ainsi, certains producteurs annoncent déjà des fermetures, auxquelles pourraient s'ajouter d'autres mises en indisponibilité. Le Bilan Prévisionnel prend en compte les fermetures annoncées et retient l'hypothèse qu'aucune nouvelle mise en service n'interviendra à l'étranger sur l'horizon d'étude*[37].

1.2.2.2 Analyse de la situation

Les discussions actuelles sur les défaillances du marché *energy-only* se concentrent souvent, en Europe, autour du problème de la viabilité des cycles combinés à gaz (et, en France, également autour de la question de l'espace économique pour les effacements de consommation). Au cours des années passées, des investissements massifs ont été consacrés en Europe dans ce type d'installations. Aujourd'hui, différentes études montrent que les prix atteints sur le marché de gros ne permettent pas à un exploitant de couvrir ses coûts fixes totaux, et permettent à peine de couvrir ses coûts fixes d'exploitation[38]. Les mécanismes de capacité sont alors parfois perçus comme des dispositifs permettant à ces exploitants de « couvrir leurs coûts fixes », le marché permettant à peine de « couvrir les coûts variables ».

Les problèmes actuels de rémunération des capacités relèvent pourtant probablement d'ordres différents, et sont largement dus à des chocs externes au seul secteur de l'électricité ou à des questions de cohérence des différents outils de régulation[39] :

- la crise économique d'une part, le manque d'anticipation de l'impact des normes décidées en matière d'efficacité énergétique d'autre part, ainsi que l'irruption du gaz de schiste dans le contexte énergétique mondial ont conduit à une diminution de la demande pour tous les moyens, et à une inversion de la préséance économique entre les installations fonctionnant au gaz et au charbon en Europe ;
- la faiblesse actuelle du prix des certificats d'émission de CO_2 ne permet pas de pallier cette évolution des fondamentaux économiques ;
- le développement des énergies renouvelables sur la base de mécanismes de soutien en dehors du marché modifie à la baisse les prix de marché de l'énergie et contribue à brouiller le prix perçu par les investisseurs. Ces mécanismes de soutien ont ainsi conduit à un développement massif des capacités de production en dehors de la dynamique des marchés de l'électricité. Cette dernière situation aboutit à deux dynamiques différentes d'investissement dans les capacités de production : l'une en fonction des signaux du marché ; l'autre en fonction de l'incitation réglementaire.

Les imperfections du marché de l'énergie ne sont donc pas seules responsables des problèmes de rémunération des capacités de production.

Concernant les capacités d'effacement, la question de l'existence d'un espace économique propre à assurer leur développement a motivé des propositions visant à corriger les défaillances du seul marché de l'énergie dans le rapport Poignant-Sido[40].

1.2.2.3 Incitations à investir dans les capacités de pointe

Le débat européen sur la rentabilité de certains actifs de production a pris une résonance particulière en France du fait des spécificités de son secteur électrique, et notamment du phénomène de pointe de consommation décrit ci-dessus.

L'existence de la pointe de consommation n'est pas nécessairement problématique si elle peut correspondre à des besoins physiques réels au niveau de la consommation et si les moyens utilisés pour la couvrir sont économiquement proportionnés à l'utilité collective des consommateurs. Néanmoins, la pointe pose un certain nombre de difficultés, tels que le risque sur l'équilibre offre-demande et sur la sécurité d'approvisionnement, les coûts associés à la couverture de ces besoins de consommation et la pertinence des signaux de marché pour répondre à ces besoins de consommation.

35 Communiqué de presse : *« Huit entreprises du secteur de l'énergie lancent un appel aux dirigeants de l'UE en faveur d'une redynamisation de la politique énergétique »*, 21 mai 2013

36 [République Française, 2013]

37 [RTE, 2013]

38 [CGSP 2014] L'IHS CERA a estimé lors d'une étude récente que parmi les 330 GW de centrales thermiques en fonctionnement dans

En effet, pour faire face à une pointe de consommation, il est nécessaire de disposer de capacités disponibles suffisantes pour maintenir l'équilibre offre-demande en temps réel, qu'il s'agisse de capacités de production ou de capacités d'effacement de consommation. Le marché de l'énergie doit donc adresser des signaux économiques permettant de stimuler les investissements nécessaires pour garantir l'existence et la disponibilité de ces capacités.

Le marché de l'électricité dans sa forme actuelle n'a pas été capable de fournir les bonnes incitations pour gérer ces situations. Ce constat a notamment été développé dans le rapport Poignant-Sido[41] remis le 1er avril 2010 à l'issue d'un travail collaboratif rassemblant sous le pilotage de deux parlementaires l'ensemble des parties prenantes du secteur électrique. Après avoir spécifiquement étudié l'évolution de la structure de la consommation d'électricité française et de la pointe électrique, le rapport concluait que :

> *[Le] financement [des effacements et des moyens de pointe] exclusivement par un marché en énergie est voué à l'échec car même si les marchés en énergie peuvent en théorie assurer la rentabilité des moyens de pointe – et symétriquement des effacements – la visibilité qu'ils offrent n'est pas suffisante. Les pics de prix sont trop aléatoires en fréquence et en niveau et le risque est trop important pour un investisseur.*

Le phénomène de la pointe n'est pas imprédictible. En effet, les études d'adéquation permettent de mettre en évidence les risques pesant sur l'équilibre offre-demande dans des situations de vague de froid. La dernière version du Bilan Prévisionnel de RTE met en évidence qu'à l'horizon 2017, en raison de l'érosion des marges, le système électrique français ne pourrait pas faire face à une vague de froid identique à celle de 2012. Sur la base de ces prévisions et du caractère prédictible du phénomène de pointe, il est donc essentiel de disposer des capacités de production ou d'effacement permettant de couvrir la demande en électricité pendant ces situations de risque sur la sécurité d'approvisionnement. Pour garantir le niveau de sécurité d'alimentation, il est nécessaire que ces capacités soient effectivement disponibles au cours de ces périodes.

1.2.3 Existence des cycles d'investissement

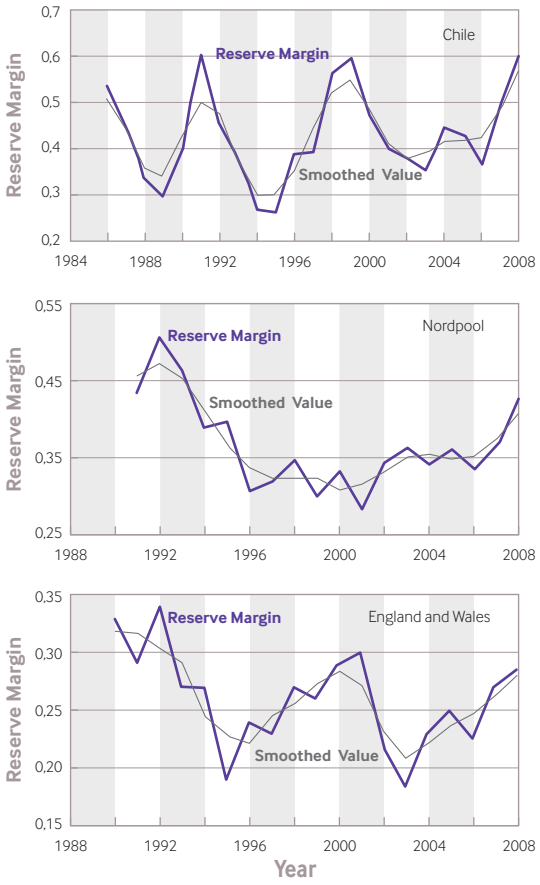
Comme détaillé au § 1.1.4, le secteur électrique présente des caractéristiques propices aux cycles d'investissement. Dans la pratique, l'existence de tels cycles a été observée dans de nombreux pays :

> *[S]ome electricity markets running under competitive rules have experienced periods of excess of investments, and therefore over-capacity, such is the case of UK with a large entry of private investors relying on gas-fired power plants. Others have already experienced long periods without new capacity additions that have ultimately led the market to under-capacity conditions. Such was the case of California during the electricity crisis in the summers 2000 and 2001*[42].

L'exemple de la Californie a largement contribué à convaincre de la nécessité de compléter le marché de l'énergie pour assurer le bon déroulement des investissements dans les marchés libéralisés de l'électricité aux États-Unis.

Des expériences de cycles d'investissement ont également été observées dans d'autres contextes. Les exemples présentés ci-dessous illustrent des phénomènes de cycles d'investissement dans les marchés de l'énergie libéralisés.

Figure 5 – Évolution des marges de réserve des systèmes électriques chilien, britannique et scandinave (échelles différentes)[43]



les pays de l'UE-27, près de 113 GW risquaient de fermer au cours des trois prochaines années (soit environ 38 %) en l'absence de réformes des marchés de l'électricité.

39 [Keppler, et al. 2013]

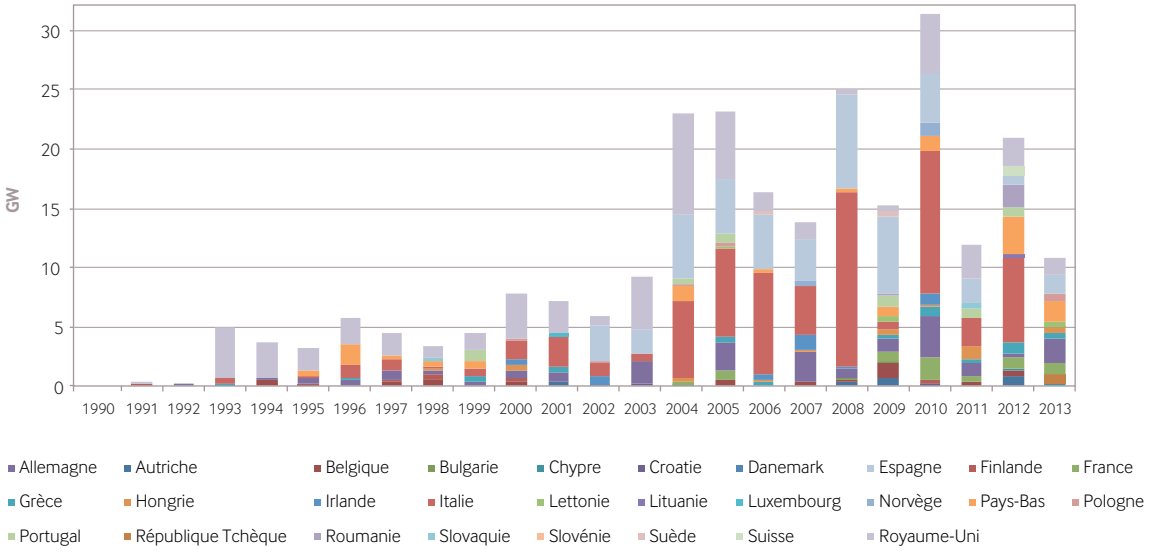
40 [Poignant-Sido, 2010]

41 [Poignant-Sido, 2010]

42 [Olsina, et al. 2006]

43 [Arango & Larsen, 2011]

Figure 6 – Nouvelles capacités en cycles combinés gaz en Europe[44]



En Europe, les importants investissements en cycles combinés gaz pendant la période 2004-2012 peuvent être interprétés comme caractéristiques d'une phase de surinvestissement, les évolutions à venir suivant une trajectoire radicalement différente :

> *Dans l'UE-27, près de 12% des capacités thermiques fonctionnant au gaz pourraient fermer en l'espace de trois ans. Or, ces centrales sont indispensables à l'équilibre du système qui doit faire face à l'afflux d'ENR intermittentes et aléatoires. Dans le même temps, d'importants investissements sont nécessaires au renouvellement des infrastructures vieillissantes. Plusieurs grands opérateurs, en graves difficultés financières – leur endettement net a doublé au cours des cinq dernières années –, auront du mal à y faire face*[45].

Ainsi, les phénomènes décrits précédemment ont également été observés sur les marchés français et européens, notamment avec la récente vague d'investissements dans les cycles combinés gaz. Ces investissements massifs aboutissent aujourd'hui à une situation paradoxale : l'effet conjugué du ralentissement de la demande, du manque d'anticipation par les producteurs des effets des normes environnementales et des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, conduit à une situation de surcapacité momentanée, qui risque de se retourner brutalement en cas de fermetures simultanées des actifs non-rentables, et ce malgré l'importance de ces investissements pour le maintien de l'équilibre offre-demande.

En d'autres termes, le phénomène d'alternance des phases de surcapacité et de sous-capacité semble être en train de se dérouler, avec le risque que les fermetures de nombreux moyens, décidées largement avant la fin de la durée de vie technique des actifs, conduisent brutalement à une situation de risque pour la sécurité d'approvisionnement.

Par conséquent, la mise en place d'un mécanisme de capacité, en France, apparaît comme une mesure permettant de réguler le passage d'une situation de surcapacité à une situation pouvant potentiellement conduire à des risques sur la sécurité d'alimentation. L'analyse préalable ne repose ainsi ni sur une approche naïve du marché postulant son fonctionnement parfait là où des défaillances théoriques et pratiques sont avérées, ni sur une contestation dogmatique de la faculté des marchés à conduire à des investissements. Au contraire, le diagnostic porté par RTE et transmis aux pouvoirs publics conduit à mettre en avant le caractère pour l'instant modéré des risques sur la sécurité d'alimentation mais également l'instabilité de cette analyse ainsi que sa grande sensibilité à des paramètres extérieurs au secteur de l'électricité en France. Il met en revanche l'accent sur le phénomène de pointe électrique en France, qui représente le principal défi à traiter et celui autour duquel doit être bâtie l'intervention publique. Le mécanisme de capacité devra donc appréhender finement les caractéristiques de ce phénomène, et proposer des réponses qui permettront de le gérer au mieux.

44 Source Platts PowerVision

45 [CGSP, 2014]

Les imperfections des marchés de l'énergie décrites dans la littérature académique se retrouvent dans l'observation de leur fonctionnement réel :

- **l'étude prévisionnelle de la sécurité d'approvisionnement en France fait ressortir une diminution des marges, et leur disparition à des échéances proches[46] ;**
- **la rentabilité des capacités ne semble pas assurée sur les seuls marchés de l'énergie ;**
- **l'existence de cycles d'investissement dans les marchés électriques est caractérisée par de nombreux exemples et dans des contextes variés.**

Les défaillances du marché de l'énergie sont donc caractérisées et étayées par un ensemble d'éléments issus de l'expérience de leur fonctionnement réel. Ces éléments conduisent à interroger la faculté du modèle de marché des années 2000 à s'adapter à l'évolution de la structure de coût de la production et de l'effacement. Ils accréditent le besoin de compléter le marché de l'énergie pour assurer la sécurité d'approvisionnement et le bon fonctionnement économique des marchés de l'électricité.

1.3 Évolution du besoin au cours des prochaines années

En complément aux défaillances du marché de l'énergie mis en évidence précédemment, les besoins physiques du système électrique européen et français sont soumis à des évolutions importantes dont l'impact peut conduire à un accroissement de ces défaillances de marché.

Afin d'atteindre les objectifs de la transition énergétique de l'Union européenne, le système électrique doit s'adapter et accompagner l'intégration croissante et massive d'énergies renouvelables. Cela renforce le besoin de disposer de moyens flexibles afin de garantir l'équilibre entre l'offre et la demande en électricité, qu'il s'agisse de moyens de production ou d'effacement de consommation.

L'analyse de ces trajectoires conduit aux deux constats suivants : d'une part, les besoins d'investissement dans le secteur électrique seront importants, et le phénomène de pointe électrique pourrait perdurer du fait du rôle croissant confié à l'électricité par les pouvoirs publics dans le cadre de l'atteinte des objectifs des politiques énergétiques (§ 1.3.1), et d'autre part l'accroissement de la part des énergies renouvelables pourrait conduire à une requalification du besoin vers davantage de flexibilité (§ 1.3.2).

1.3.1 Rôle croissant de l'électricité dans l'atteinte des objectifs de politiques énergétiques

L'Europe est engagée dans une démarche de transition énergétique ambitieuse. Au niveau européen, le Conseil européen s'est fixé comme objectif de réduire les émissions de gaz à effet de serre de 80 à 95 % par rapport au niveau de 1990 d'ici à 2050.

La Commission a analysé les implications de cet objectif dans sa « feuille de route vers une économie compétitive à faible intensité de carbone à l'horizon 2050 »[47]. Plusieurs feuilles de route sectorielles ont précisé cette analyse générale, et notamment la « feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050 »[48] dans laquelle la Commission étudie les défis posés par la réalisation de l'objectif de décarbonisation de l'Union tout en garantissant la sécurité de l'approvisionnement en énergie.

> *Le secteur énergétique représente le plus gros des émissions de gaz à effet de serre d'origine humaine. C'est pourquoi l'objectif de réduire ces émissions de plus de 80 % d'ici à 2050 mettra une pression particulière sur les systèmes énergétiques*[49].

La feuille de route pour l'énergie à horizon 2050 étudie les pistes permettant d'assurer cette transition énergétique et met en évidence 10 changements structurels auxquels devra faire face le système énergétique, quel que soit le scénario de décarbonisation retenu.

Parmi ces changements structurels incontournables, il convient d'en souligner deux : l'importance du rôle de l'électricité et l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le bouquet énergétique.

> *L'électricité joue un rôle croissant*
> *Tous les scénarios montrent que l'électricité sera amenée à jouer un rôle bien plus grand qu'aujourd'hui (sa part dans la demande énergétique finale devrait quasiment doubler pour*

46 Au regard des constantes de temps du développement de nouveaux moyens de production et des évolutions du système électrique dans son ensemble, l'horizon 2017-2018 est très rapproché.

47 [EC, 2011a]

48 [EC, 2011b]

49 [EC, 2011b]

atteindre 36 à 39 % en 2050) et devra contribuer à la décarbonisation des transports et du chauffage/refroidissement.
[...]
La demande finale d'électricité augmente même dans le scénario «haute efficacité énergétique». Pour parvenir à ce résultat, le système de production d'électricité devrait subir des modifications structurelles et atteindre un niveau significatif de décarbonisation dès 2030 (57 à 65 % en 2030 et 96 à 99 % en 2050).

Les énergies renouvelables en nette hausse
La part des sources d'énergie renouvelables augmente considérablement dans tous les scénarios, pour atteindre au moins 55 % de la consommation énergétique finale brute en 2050, soit une progression de 45 points de pourcentage par rapport au niveau actuel de 10 %.
[...]
En 2030, tous les scénarios de décarbonisation prévoient une part croissante de sources d'énergies renouvelables, atteignant environ 30 % de la consommation brute d'énergie finale[50].

Les politiques de transition énergétique entraînent des conséquences directes sur le fonctionnement des marchés de l'énergie et l'objectif de sécurité d'approvisionnement. Pour autant, ces évolutions ne sont pas pensées comme antithétiques avec les objectifs de sécurité d'approvisionnement et d'efficacité économique, comme l'illustre la Commission européenne dans la feuille de route pour l'énergie à horizon 2050 :

Aucun compromis ne sera permis en matière de sûreté et de sécurité, que ce soit pour les sources d'énergie nouvelles ou traditionnelles. L'UE doit continuer de renforcer les conditions de sûreté et de sécurité et jouer un rôle moteur dans ce domaine à l'échelon international.
[...]
Il en résulte que les marchés de l'électricité sont confrontés à de nouveaux défis dans la transition vers un système à faible intensité de carbone offrant un niveau de sécurité énergétique élevé et des approvisionnements en électricité à un prix abordable. Plus que jamais, il faut exploiter toutes les potentialités du marché intérieur.
[...]
L'un de ces défis réside dans la nécessité de disposer de ressources souples au sein du système énergétique (par exemple, flexibilité de la production, du stockage, de la gestion de la demande) à mesure que la contribution de la production intermittente d'énergie à partir de sources renouvelables augmentera. Le deuxième est l'impact sur les prix du marché de gros de cette production. L'électricité d'origine éolienne et solaire a des coûts marginaux faibles ou nuls, et à mesure que sa pénétration dans le système augmentera, les prix au comptant sur le marché de gros pourraient diminuer et rester faibles pendant des périodes plus longues[51].

Il est donc essentiel de disposer d'un outil permettant de conduire efficacement la transition énergétique en garantissant la sécurité d'approvisionnement et en assurant le bon fonctionnement des marchés de l'électricité.

Les objectifs politiques de diminution de l'empreinte carbone et de diversification des sources d'approvisionnement ne se traduisent pas seulement par l'intégration du secteur électrique dans le mécanisme EU-ETS[52], qui permet théoriquement d'envoyer des signaux d'investissement en faveur des filières peu émettrices en gaz à effet de serre. Dans tous les États membres, en application du programme des « 3 x 20 » décidé par le Conseil européen en 2007 et traduit dans la directive « énergies renouvelables[53] » de 2009, des trajectoires de pénétration des énergies renouvelables ont été définies, et des politiques sectorielles de soutien à ces filières mises en place. Ces politiques structurent aujourd'hui largement la dynamique d'investissement au sein des États membres, comme cela a été relevé plus haut.

En complément, le pilotage du mix électrique peut porter sur d'autres filières. En France, le Président de la République a ainsi pris l'engagement de réduire la part du nucléaire dans le mix électrique à 50 % en 2025, ce qui devrait se matérialiser par des fermetures de sites existants d'ici là. La politique de sortie du nucléaire mis en place en Allemagne dans le cadre de l'*Energiewende* représente un autre exemple.

Dans ce contexte de pilotage direct du développement ou de la résorption de certaines filières par la puissance publique, il reviendra au marché de réguler l'ajustement *du reste du mix électrique,* c'est-à-dire de conduire à un ensemble d'investissements et de déclassements pour réadapter le mix aux évolutions de la politique énergétique. Cet ajustement devra de plus intervenir dans le respect des objectifs publics en matière de sécurité d'approvisionnement. La mise en place d'un mécanisme de capacité permet de répondre à ce besoin, en offrant un surcroît de visibilité et en introduisant une boucle de rétroaction avec les objectifs publics de sécurité d'alimentation dans l'architecture de marché.

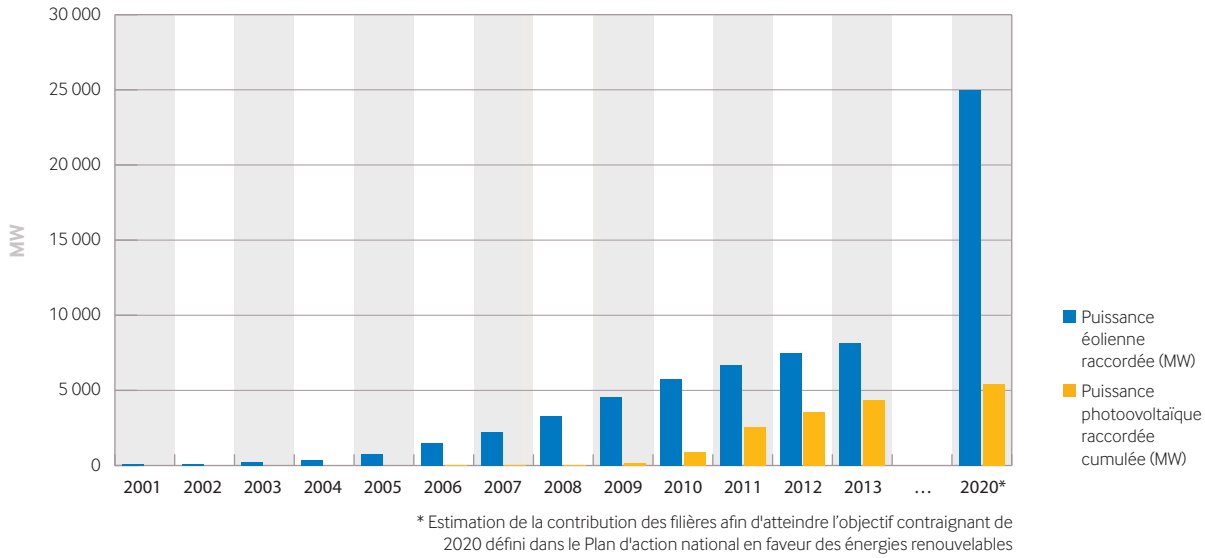
50 [EC, 2011b]

51 [EC, 2011b]

52 Le SCEQE (système communautaire d'échange de quotas d'émissions), EU-ETS (EU Emissions Trading Scheme) est le marché européen de quotas d'émissions de CO_2.

53 Directive n° 2009/28/CE

Figure 7 – Évolution de la puissance éolienne et photovoltaïque installée en France et objectifs pour 2020 *(Source : Données de puissances raccordées issues du Panorama des énergies renouvelables 2013 réalisé par RTE, le SER, ERDF et l'ADEEF)*



* Estimation de la contribution des filières afin d'atteindre l'objectif contraignant de 2020 défini dans le Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables

1.3.2 Accroissement des besoins de flexibilité au sein du système électrique en Europe

La pénétration croissante de filières renouvelables comme l'éolien ou le photovoltaïque conduit à une intermittence plus élevée dans le parc de production. Cette évolution de la nature du mix électrique ne pose pas de difficulté spécifique quand les taux de pénétration sont faibles, mais conduit à terme à un besoin supplémentaire en capacités flexibles, à même de pallier les variations de la production des énergies renouvelables en fonctions des conditions météorologiques. Ce besoin de flexibilité porte sur le parc de production, mais également sur l'effacement de consommation, et de manière générale sur toutes les technologies permettant la modulation de la courbe de charge, par exemple le stockage.

Il en résulte une évolution progressive du besoin capacitaire, qui évolue alors d'un besoin de capacités disponibles à un besoin de *capacités disponibles et flexibles*. La réflexion qui s'est engagée depuis plusieurs mois en Europe a intégré cette évolution, et intègre désormais ce besoin de flexibilité accrue.

En France, du fait du taux de pénétration des filières éolienne ou photovoltaïque modérées par rapport à certains pays européens comme l'Allemagne, le mécanisme d'ajustement actuel permet pour le moment de répondre aux besoins en termes de capacité flexibles. Le besoin capacitaire porte toujours spécifiquement sur la pointe de consommation, qui reste l'aléa structurant du système électrique français et devrait le demeurer dans les années qui viennent.

Les objectifs publics de pénétration des filières intermittentes sont néanmoins ambitieux : à terme, l'évolution résultante du parc de production pourrait conduire à un besoin de flexibilité accrue. Dans ce contexte, il est important que les règles du mécanisme de capacité intègrent dès l'origine la possibilité d'une évolution des fondamentaux de la sécurité d'approvisionnement et puissent ainsi s'ajuster à la réalité du risque. Cette préoccupation a été prise en compte dans le travail de rédaction des règles, qui intègre la possibilité de besoins ultérieurs en termes de flexibilité.

La transition énergétique représente un défi majeur, et le seul marché de l'énergie ne sera pas capable de permettre l'atteinte de tous les objectifs de politique énergétique. Compléter le marché de l'énergie par un autre mécanisme permettant de rétroagir avec l'objectif de sécurité d'approvisionnement doit permettre d'accompagner les politiques publiques en guidant efficacement les investissements tout en préservant la sécurité d'approvisionnement. Le besoin de flexibilité, qui sera croissant à terme, doit être intégré à la conception du dispositif.

1.4 Programme de réforme des structures de marché en France

La mise en place d'un mécanisme de capacité en France n'est pas une initiative isolée. Afin de corriger les imperfections du marché de l'énergie et de répondre aux besoins liés à la transition énergétique et au maintien de la sécurité d'approvisionnement, le modèle de marché existant est progressivement approfondi et complété des dimensions manquantes en fonction des lacunes identifiées. Une partie de ces évolutions vise notamment à améliorer le fonctionnement des marchés de l'électricité existants.

Ces différents mécanismes s'appuient sur plusieurs propositions du rapport Poignant-Sido[54] et de l'architecture prévue par le « modèle-cible » du marché de l'énergie en Europe et comprennent :

- l'intégration des marchés de l'électricité à tous les horizons de temps et le développement des interconnexions (§ 1.4.1) ;
- l'intégration de la demande et des effacements dans les marchés (§1.4.2) ;
- la refonte des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables (§1.4.3) ;
- le mécanisme de capacité (§1.4.4).

1.4.1 Poursuite de l'intégration des marchés de l'énergie

L'intégration des marchés de l'énergie au niveau européen suppose d'une part de continuer le développement de mécanismes de marchés sur tous les horizons temporels et d'autre part d'assurer que l'infrastructure physique ne représente pas d'obstacles aux processus d'intégration des marchés de l'énergie.

1.4.1.1 La mise en place de mécanismes de marché permettant l'intégration du marché intérieur de l'énergie

L'amélioration du fonctionnement des marchés de l'électricité doit passer par un perfectionnement des conditions d'échanges à tous les horizons de temps à travers la mise en place de mécanismes et de produits communs à l'échelle européenne.

Le troisième paquet énergie adopté en 2009 prévoit de poursuivre la construction du marché intérieur par l'intermédiaire de deux approches complémentaires : (i) l'élaboration de règles harmonisées à l'échelle européenne et (ii) la progression de l'intégration par le biais d'initiatives-pilotes à tous les horizons de temps.

En tant que gestionnaire de réseau de transport d'électricité, RTE est particulièrement concerné par ces travaux, et participe à la réalisation de la construction du marché intérieur de l'électricité au sein de ces deux approches.

RTE est membre d'initiatives, qui font souvent figures de pilote, pour le déploiement du « modèle-cible » à tous les horizons de temps à l'échelle régionale. Les initiatives CWE (Centre-Ouest Europe) et NWE (Nord-Ouest Europe) ont notamment permis le couplage par les prix des marchés de ces régions à l'échéance journalière. Les acteurs de marché peuvent désormais échanger de l'électricité de la France à la Finlande et de la Grande-Bretagne à l'Allemagne. Le mécanisme de couplage des marchés permet d'optimiser les échanges d'énergie et l'utilisation des interconnexions ; il accroît également la liquidité des marchés au fur et à mesure de son agrandissement.

Sur des horizons plus courts, le marché infrajournalier intégré entre la France, l'Allemagne, l'Autriche et la Suisse, mis en place depuis le 26 juin 2013, constitue une première étape vers le déploiement de mécanismes d'échanges implicites transfrontaliers à l'échéance infrajournalière. RTE est fortement impliqué dans le projet pour le déploiement de mécanismes infrajournaliers à l'échelle de la région NWE. La mise en place d'échanges transfrontaliers à cette échéance est une priorité affichée par la Commission européenne dans la mesure où elle permettra d'accroître la liquidité et l'efficience du marché intérieur.

Par ailleurs, afin de permettre les échanges transfrontaliers y compris après l'échéance infrajournalière, RTE participe déjà à la création de mécanismes d'ajustement transfrontaliers. C'est par exemple le cas du mécanisme BALIT (BALancing Inter TSO) qui permet les échanges d'énergie disponible (au-delà des marges requises) entre les gestionnaires de réseau de transport d'électricité, RTE et National Grid. En ce sens, BALIT améliore la concurrence sur le mécanisme d'ajustement grâce à l'entrée de nouveaux acteurs sur les mécanismes nationaux. Il conduit en conséquence à un accroissement de l'efficacité économique. L'extension du mécanisme BALIT à l'initiative régionale Sud-Ouest-Europe (France-Espagne-Portugal) est en cours de finalisation, et montre l'intérêt partagé de ce type de dispositifs. Ce mécanisme fait figure de précurseur pour la mise en place des échanges transfrontaliers d'énergie d'ajustement au niveau européen, conformément aux dispositions du code de réseau *Electricity Balancing*.

54 [Poignant-Sido, 2010]

1.4.1.2 L'intégration du marché intérieur grâce au développement des interconnexions

Les infrastructures de réseau doivent accompagner l'intégration du marché intérieur grâce aux mécanismes de marché. La dernière version du schéma décennal de développement du réseau en France continentale, mis en consultation par RTE en novembre 2013, présente un état d'avancement des projets d'étude d'interconnexions, qui pourraient conduire à une augmentation de 10 GW de la capacité d'échange entre la France et ses voisins d'ici à 2025.

Parmi ceux-ci, cinq ont été identifiés comme projets d'intérêt commun conformément aux dispositions du règlement 347/2013[55] : les 3 projets d'interconnexion entre la France et les îles britanniques au sein du corridor des Mers du Nord : projet « IFA 2 », projet France-Alderney-Britain et le projet d'interconnexion France-Irlande ; et deux projets dans le corridor Nord-Sud-Ouest de l'Europe : le projet Savoie-Piémont et le projet d'interconnexion France-Espagne dans le Golfe de Gascogne. Cette qualification de projets d'intérêt commun souligne l'importance de ces projets d'interconnexion pour la réalisation des objectifs de politique énergétique de l'Union européenne, de construction du marché intérieur, d'insertion des énergies renouvelables et d'accroissement de la sécurité d'approvisionnement, conformément aux dispositions du règlement 347/2013.

Pour réaliser l'ensemble des investissements prévus dans le schéma décennal et répondre ainsi aux enjeux de la transition énergétique en France et en Europe, des investissements annuels dans l'infrastructure de transport de l'ordre de 1,5 milliards d'euros sont envisagés au cours des dix prochaines années.

RTE est fortement impliqué dans la réalisation des initiatives permettant de poursuivre la construction du marché intérieur, et de ce fait améliorer son fonctionnement et la qualité des signaux de marché envoyés aux acteurs.

Ces initiatives concernent la mise en place des mécanismes de marché européens à tous les horizons de temps, conformément aux modèles-cibles et le développement de nouvelles capacités d'interconnexion.

L'ensemble de ces actions contribue à la poursuite de la construction du marché intérieur, comme cela a été identifié par la Commission européenne[56].

1.4.2 Participation des effacements aux marchés de l'énergie

L'accroissement de la participation des effacements au sein des marchés de l'énergie est essentiel pour poursuivre la construction du marché intérieur et répondre aux enjeux de transition énergétique et de sécurité d'approvisionnement. En France, de nombreuses avancées ont eu lieu sur ce champ, avec la volonté de mettre en œuvre une démarche volontariste de développement des effacements de consommation : à l'issue d'un programme de 4 ans, tous les marchés (énergie, capacité, réserves, services-système) seront ouverts à l'effacement à compter du 1er juillet 2014.

La Commission s'inquiète du potentiel d'effacement souvent inexploité par les États membres, qui, selon elle, pourrait atteindre 60 GW à la pointe (soit 10 % de la consommation de pointe européenne).

> *The potential of the demand side in markets is currently underutilised. Consumers have traditionally been considered passive users, rather than an influential part of the energy market. Changes in the supply side, particularly increases in "variable" wind or photovoltaic power generation, require more flexibility in energy networks. Changes to consumption patterns, coming from energy efficiency, local energy sources, and demand response solutions can provide such flexibility and will be crucial for effectively matching supply with demand in the future[57].*

La Commission européenne marque également son attachement à la participation de la demande au sein des marchés de l'énergie en précisant que les États membres doivent permettre la participation de la demande dans les marchés, conformément aux dispositions de la directive n° 2012/27/EU sur l'efficacité énergétique[58].

En France, le rapport Poignant-Sido a proposé un ensemble d'évolutions qui permettent aux effacements de participer sur tous les marchés, et à toutes les échéances de temps. À cet égard, ces évolutions sont mises en œuvre au sein du marché français pour permettre la participation des effacements et répondent en détail aux recommandations de la Commission européenne.

Les paragraphes suivants visent à présenter brièvement la manière dont les effacements peuvent participer au sein du marché français. Des éléments plus précis sont apportés au chapitre 10 du présent rapport.

55 Règlement 347/2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques

56 [EC, 2012a]

57 [EC, 2013a]

58 [EC, 2013a]

1.4.2.1 La participation des effacements au mécanisme d'ajustement et à la fourniture de réserves et de services-système

Certains effacements de consommation (industriels raccordés au réseau public de transport) peuvent être valorisés sur le mécanisme d'ajustement depuis sa création en 2003.

Depuis 2007, RTE favorise, sous le contrôle de la CRE, la mise en place d'expérimentations pour exploiter plus avant le potentiel d'effacement :

- de manière à favoriser le regroupement du potentiel de modulation de la courbe de charge de plusieurs consommateurs, RTE a mis en place dès 2007 la notion d'agrégateur d'effacement et a depuis œuvré à la suppression des barrières techniques à l'agrégation ;
- en 2007, une expérimentation a été ouverte pour engager la participation de l'effacement diffus au mécanisme d'ajustement, grâce à l'agrégation des consommations domestiques (pouvant être inférieures à 1 kW chacune).

Plus récemment, une expérimentation a été menée en Bretagne afin d'étendre la participation au mécanisme d'ajustement de sites de production ou de consommation, qui ne sont pas des sites d'injection sur le réseau public de transport, et qui peuvent déposer des offres d'ajustement limitées à 1 MW au lieu de 10 MW. Ces offres sont activables pour résoudre certaines situations de congestion du réseau.

Depuis 2008, les effacements de consommation peuvent aussi être sélectionnés pour les contrats de réserves rapides et complémentaires conformément aux dispositions de l'article L.321-11 du Code de l'énergie. Cet article précise que RTE peut contractualiser avec les producteurs et les fournisseurs des contrats de réserves rapides et complémentaires, activables sur le mécanisme d'ajustement. Ces contrats sont établis *« selon des procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparentes »*. En outre, RTE procède à des appels d'offres spécifiques pour les capacités d'effacement activables sur le mécanisme d'ajustement.

Enfin, des mécanismes spécifiques ont été mis en place pour permettre la participation des effacements aux dispositifs de marché de court terme hors mécanisme d'ajustement (contrats d'interruptibilité, appels d'offres spécifiques pour les capacités d'effacement).

Concernant les services-système, enfin, le nouveau cadre de régulation entré en vigueur le 1er janvier 2014 prévoit une ouverture graduée des volumes à compter du 1er juillet 2014.

1.4.2.2 La participation des effacements au sein du marché de l'énergie

Les effacements de consommation offrent de nouveaux leviers pour assurer l'équilibre offre-demande à court et long terme. En conséquence, leur intégration sur le marché de l'énergie nécessite de déterminer les dispositions qui permettent aux effacements d'être effectivement mobilisés à différentes échéances (à l'échéance journalière ou infra-journalière) de manière non discriminatoire par rapport aux offres de production.

Il existe deux schémas de valorisation des effacements. La valorisation implicite porte sur l'optimisation privée au sein d'un portefeuille de fourniture d'une offre d'effacement : elle est pratiquée partout en Europe dans des proportions variables. La valorisation explicite se réalise dans le cadre du marché de l'énergie et n'est possible que dans de rares pays (aux États-Unis par exemple). C'est cette seconde possibilité qu'offre le mécanisme NEBEF (Notification d'Échange de Blocs d'EFfacement), opérationnel depuis le 1er janvier 2014, permettant aux capacités d'effacement de concurrencer les capacités de production sur le marché de l'énergie.

La mise en place du mécanisme NEBEF par RTE vient compléter l'architecture de marché en offrant aux effacements des possibilités nouvelles de valorisation. NEBEF permet aux opérateurs d'effacement de mobiliser et de valoriser la flexibilité des sites de consommation pour exploiter les gisements possibles d'optimisation sur le court terme. Un site qui s'efface peut bénéficier en propre, ou *via* un opérateur d'effacement, du différentiel de prix entre le prix de marché et les prix de fourniture en vigueur sur la même période. Il constitue alors un outil de flexibilisation de la courbe de consommation, y compris quand les sites bénéficient de tarifs réglementés de vente ou qu'ils ont fait le choix de souscrire sur le marché des contrats de fourniture à clauses de prix fixes.

En établissant un terrain de jeu équitable entre les différents acteurs du marché, ces nouvelles possibilités de valorisation permettent également d'accroître la concurrence au sein du marché de l'énergie.

En ce sens, la mise en place du mécanisme NEBEF par RTE doit contribuer à l'atteinte des objectifs des politiques publiques mises en place, en France et en Europe, pour promouvoir la sobriété énergétique. NEBEF permet par exemple de faire de la France un État pionnier dans la mise en œuvre des dispositions prévues à l'article 15.8 de la directive efficacité énergétique du 25 octobre 2012.

Le France s'est engagée dans une démarche volontariste de développement des effacements de consommation : après quatre années de travaux, tous les marchés (énergie, capacité, réserves, services-système) seront ouverts à l'effacement à compter du 1er juillet 2014. RTE a joué un rôle reconnu dans ces évolutions structurelles.

L'ensemble de ces actions contribue à répondre aux enjeux liés à la sécurité d'approvisionnement et à la transition énergétique en permettant de flexibiliser la courbe de charge et, donc, les besoins en consommation à tous les horizons de temps.

1.4.3 Réforme des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables

Les filières de production électrique à partir de sources d'énergie renouvelable ont connu un développement marqué ces dix dernières années grâce à la mise en place de dispositifs de soutien particulièrement incitatifs. Cela répond notamment à l'objectif contraignant de développement des capacités renouvelables à l'échelle européenne où, à l'horizon 2020, la part des énergies renouvelables dans la consommation brute de l'énergie doit atteindre 20 %. Cet objectif européen est décliné pour chaque État membre ; en France, la part des énergies renouvelables dans la consommation intérieure brute d'énergie doit atteindre 23 % en 2020. Pour assurer l'atteinte de cet objectif, les États membres sont libres de mettre en place des mécanismes de soutien.

Il existe en Europe une diversité des mécanismes de soutien : par exemple, l'Espagne a favorisé la mise en place d'une prime s'ajoutant au prix de marché. Néanmoins, une grande partie des pays européens ont initialement opté pour un mécanisme de soutien par les prix, le tarif d'achat garanti, qui assure un prix fixe d'achat de la production électrique sur des durées longues (entre 10 et 15 ans en moyenne). Ce mécanisme est particulièrement incitatif puisqu'il isole les producteurs ainsi subventionnés des risques de prix du marché mais aussi du risque-volume puisque toute la production doit être achetée et qu'elle bénéficie d'une priorité d'injection conformément aux dispositions réglementaires en vigueur.

L'architecture des tarifs d'achat garantis a généré des distorsions économiques sur les marchés, dont les épisodes de prix négatifs apparus en France et en Allemagne constituent des exemples (les prix négatifs conduisent les producteurs à payer pour injecter l'électricité et les consommateurs à être rémunérés pour effectivement consommer). Les raisons de ces prix négatifs sont multiples et concomitantes. Ces marchés ont aussi été marqués par une baisse structurelle des prix de l'électricité et des prix en base parfois plus élevés que les prix de pointe. Cette atonie des prix de l'électricité a conduit certains exploitants à fermer temporairement leurs unités de production puisque les prix ne permettaient pas de couvrir les coûts. Même si ces événements ne sont pas uniquement liés à des problèmes de politique de soutien des énergies renouvelables, il est indéniable qu'un mécanisme de soutien complètement déconnecté de la dynamique des marchés de l'électricité aggrave les défaillances de marché qui existent déjà dans un marché *energy-only* parfait.

59 [EC, 2013b]

Récemment, la Commission européenne a rappelé que les politiques publiques de l'énergie de chaque État membre doivent être correctement conçues. Elle a notamment marqué son attachement à des mécanismes de soutien compatibles avec les marchés de l'électricité et a même proposé un abandon du tarif d'achat garanti au profit de dispositifs relevant davantage de mécanismes de marché :

> *Any support that is still necessary should therefore supplement market prices, not replace them, and be limited to the minimum needed. In practice, this means phasing out feed in tariffs which shield renewable energy producers from market price signals and move towards feed in premiums and other support instruments, such as quota obligations, which force producers to respond to market prices*[59].

En parallèle des travaux menés par la Commission européenne, la France a lancé à la mi-décembre 2013 une large consultation sur l'évolution des mécanismes de soutien en proposant aux acteurs du secteur de répondre à un certain nombre de questions sur l'efficacité des différents mécanismes de soutien possibles et les modèles-cibles à favoriser à terme. L'objectif de la consultation est bien d'apporter des modifications aux dispositifs actuels pour les rendre compatibles avec le marché de l'électricité.

> *Le Président de la République a aussi insisté sur la nécessité d'une évolution des modes de soutien aux énergies renouvelables (EnR). Ceci pour favoriser leur intégration dans le système électrique, pour soutenir leur développement dans la durée, tout en assurant une meilleure régulation du système électrique et une optimisation des retombées de*

Analyse de l'impact économique du mécanisme de capacité

RTE, dans le cadre des travaux prévus à l'article 20 du décret n° 2012-1405, conduira un ensemble d'études économiques qui seront communiquées à la CRE. Le décret prévoit que ces travaux porteront notamment « sur l'intégration du mécanisme de capacité dans le marché européen », l'analyse de son « interaction » avec « les dispositifs mis en place dans ces pays » et les « améliorations du fonctionnement du mécanisme de capacité ».

Ces études comprendront une analyse de l'impact économique de différentes architectures de marché, incluant le marché *energy-only* et le mécanisme de capacité français. L'efficacité économique sera notamment considérée sur la base de la capacité de chaque architecture de marché à coordonner les décisions des investisseurs, avec une approche comparative. Des modélisations simplifiées, notamment sur les cycles d'investissement, sont documentées dans la littérature académique et peuvent permettre d'illustrer les phénomènes à l'œuvre et les ordres de grandeur en jeu, tant au niveau de l'efficience économique que de la sécurité d'approvisionnement. Les règles du mécanisme de capacité ayant été publiées, les paramètres des modèles pourront être calés sur ceux du mécanisme réel.

En plus d'être communiqués à la CRE, ces travaux seront rendus publics afin de contribuer à une meilleure compréhension du rôle économique du mécanisme de capacité au sein de l'architecture de marché française et européenne de l'électricité[60].

l'investissement collectif dans ce domaine. Les dispositifs de soutien actuels ont été mis en place à un moment où les EnR démarraient (hors hydroélectricité historique). Ces dispositifs étaient adéquats pour faire décoller une filière. Aujourd'hui, la situation a évolué et ces dispositifs doivent être améliorés[61].

Cette consultation s'est terminée à la fin du mois de février 2014.

Un processus de réforme du tarif d'achat garanti actuellement en vigueur en France a été lancé par le Ministre en charge de l'énergie : les réflexions sur les mécanismes de soutien ne sont pas achevées mais devraient aboutir à des modifications substantielles de la loi pour favoriser des mécanismes qui soient conformes à la mise en place du marché intérieur de l'énergie.

1.4.4 Mise en place d'un mécanisme de capacité

La mise en place d'un mécanisme de capacité est un des éléments majeurs des actions menées en France pour corriger les défaillances structurelles du marché de l'énergie et garantir la sécurité d'approvisionnement, dans la perspective de politiques ambitieuses de transition énergétique.

Elle a été proposée par le rapport Poignant-Sido en 2010 afin de jouer ce rôle de complément par rapport au marché de l'électricité. Le rapport proposait que l'architecture retenue pour ce mécanisme de capacité consiste en une obligation de capacité pour les fournisseurs, assortie d'un marché de capacité[62].

La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME) a repris ces propositions du rapport Poignant-Sido dans son article 6 en instaurant un mécanisme de capacité sur le territoire continental métropolitain.

1.4.4.1 Un mécanisme de marché dédié à la sécurité d'approvisionnement

Le terme de mécanisme de capacité est classiquement utilisé pour désigner tout mécanisme complémentaire aux marchés de l'énergie conduisant à une valorisation qui n'est pas directement fonction de l'énergie produite. Cette formulation laisse à penser que la finalité du mécanisme serait d'apporter un revenu complémentaire aux centrales de production, voire de compenser les centrales actuelles pour certains coûts échoués associés à l'évolution des fondamentaux ou aux politiques de soutien aux énergies renouvelables.

Or, un mécanisme dont la conception serait uniquement guidée par la volonté d'apporter une rémunération complémentaire aux centrales de production indépendamment de l'état réel de la sécurité d'approvisionnement serait inefficace. En effet, il pourrait aboutir à financer des surcapacités en gonflant artificiellement les incitations à l'investissement, ce qui conduirait d'une part à biaiser les fondamentaux du marché et d'autre part

60 Voir chapitre 4

61 [DGEC, 2013]

62 Propositions 16 et 17

à générer des comportements de capture de la rente (investissements spéculatifs). Il pourrait, au contraire, être insuffisant pour assurer la sécurité d'approvisionnement si la rémunération complémentaire est mal calibrée. La Commission européenne exprime des préoccupations similaires[63] :

> *In liberalised markets, investments are not guaranteed by the State. Only where there is a real threat to generation adequacy and security of supply as a result of closure or mothballing does the financial viability of existing plant become a matter of public concern. It is very important that there should not be state support to compensate operators for lost income or bad investment decisions.*
> *[...]*
> *One particular concern about market wide capacity mechanisms is that they can over reward generation which was already financially viable.*
> *[...]*
> *establishing the correct value for capacity payments is difficult and open to accusations of political interference. Neither can it be assured that required capacity will be delivered (particularly given regulatory uncertainty associated with the setting of the payment) or alternatively that excess capacity will not result from the scheme resulting in overcompensation.*
> *[...]*
> *the chosen mechanism [should] ensure that identified adequacy gap will be filled while avoiding risks of overcompensation.*

Afin d'éviter ce double obstacle de l'inefficacité économique et de l'absence de véritable garantie sur la sécurité d'approvisionnement, la conception du mécanisme ne doit pas être guidée par la seule volonté d'apporter un complément de rémunération aux centrales de production, mais bien par l'objectif de garantir la sécurité d'approvisionnement. Il ne faut donc pas viser un mécanisme de *rémunération de la capacité,* mais bien un mécanisme permettant de valorisation la contribution de chacun à la sécurité d'approvisionnement en fonction des besoins du système.

Si tel est bien le cas, le dispositif mis en place se bornera à internaliser en totalité, mais pas au-delà, l'externalité positive que représente la mise à disposition, par un exploitant, d'une capacité effectivement mobilisable durant les périodes de tension du système électrique. Un tel mécanisme trouve sa justification dans la théorie économique et est compatible avec les principes du marché s'il est bien conçu.

Dans son rapport sur le système électrique européen publié en janvier 2014, le Commissariat Général à la Stratégie et à la Prospective fait notamment référence au besoin de compléter le marché de l'électricité et de valoriser la sécurité d'approvisionnement par le biais d'un mécanisme complémentaire dédié :

> *L'élément le plus important est peut-être que plusieurs réformes récentes des marchés visant à mettre en œuvre des « mécanismes de capacité » indiquent que la sécurité d'approvisionnement est considérée par la plupart des gouvernements comme essentielle à l'économie, au point qu'elle doit être garantie par un mécanisme spécifique.*
> *[...]*
> *Le débat actuel sur la mise en place de mécanismes de capacité repose sur le problème fondamental selon lequel les marchés rémunérant uniquement l'énergie produite n'apportent pas les incitations nécessaires à l'investissement sur le long terme et ne permettent pas de garantir une capacité de réserve suffisante pour assurer l'équilibre du système en toutes circonstances. Plus précisément, la plupart des gouvernements possèdent un objectif explicite ou implicite concernant le nombre d'heures de défaillance du système électrique qu'ils estiment que les consommateurs seraient en mesure d'accepter sans difficulté [...] et les marchés de l'énergie actuels ne disposent pas de mécanisme garantissant la réalisation des investissements nécessaires à l'atteinte de cet objectif politique de fiabilité[64].*

1.4.4.2 Un mécanisme pouvant guider les investissements nécessaires à la transition énergétique

Comme cela a été démontré précédemment, le marché *energy-only* est avant tout conçu dans un souci d'efficacité économique du système ; il ne participe pas à la réalisation d'objectifs politiques en matière de développement durable. Le marché de l'énergie doit en conséquence être complété afin de disposer d'un outil permettant de conduire la transition énergétique et de susciter les investissements nécessaires à l'atteinte de cet objectif de politique énergétique.

Dans sa réponse à la consultation publique de la Commission européenne sur les lignes directrices concernant les aides d'État dans le secteur de l'environnement et de l'énergie, Eurelectric a mis en évidence le rôle des mécanismes de capacité pour répondre aux enjeux liés à la transition énergétique et, notamment, à la forte pénétration des énergies renouvelables dans le système électrique :

63 Extrait de [EC, 2013]

64 [CGSP, 2014]

*The implicit assumption of the guidelines is that ensuring a competitive, sustainable and secure energy system can be achieved primarily through an energy-only market model. EURELECTRIC considers that with moving towards a low-carbon energy system with a high level of variable renewables penetration, a fully-fledged investigation into the need for developing a new market design will be crucial to tackle the current challenges within the electricity systems related to generation adequacy and security of supply. **The need for reviewing the market design has already been recognised in some member states** facing growing generation adequacy problems in view of high level of RES penetration and some cases, higher peak demand. **There is growing evidence that in some regions move towards a market design based on markets for both energy and capacity might be needed.***

Dès lors, un mécanisme de capacité peut être considéré comme un outil efficace en matière de conduite de la transition énergétique dans la mesure où il valorise de manière identique la contribution des capacités de production et d'effacement et la contribution des capacités existantes et des nouvelles capacités.

Les raisons ayant guidé le choix d'un mécanisme couvrant toute la capacité pour le mécanisme de capacité français sont détaillées dans le chapitre 2 du présent rapport.

Néanmoins, il convient de noter ici que ce type de mécanisme permet d'adresser des signaux économiques à l'ensemble des acteurs de marché et d'éviter de maintenir des centrales de production inefficaces au sens économique et n'apportant pas de contribution pour la sécurité d'approvisionnement.

À ce titre, le mécanisme de capacité proposé devra limiter les investissements inutiles dans de nouveaux moyens de production et permettra de valoriser correctement les actifs existants.

1.4.4.3 La prise en compte des besoins physiques du système électrique

Pour qu'un mécanisme adresse des signaux proportionnés aux enjeux liés à la sécurité d'approvisionnement et à la transition énergétique, une correspondance exacte entre le mécanisme et les besoins physiques du système électrique pour la sécurité d'approvisionnement est nécessaire. Le mécanisme doit garantir la présence et la disponibilité en quantités suffisantes des différentes composantes nécessaires selon le contexte (capacité, flexibilité...). Cette idée est défendue par l'association européenne des gestionnaires de réseaux de transport ENTSO-E[64] :

PRINCIPLE 1: SHIFTING THE FOCUS TO THE PHYSICAL NEEDS OF THE SYSTEM

For ENTSO-E, the decision to implement CRM in addition to electricity markets should be preceded by a careful assessment of the physical needs of the system. In particular, with the advent of significant variable renewable generation, security of supply consists of diverse challenges: long term adequacy, flexibility, voltage control, transient stability, etc. Those issues are much more complex and require thorough technical analysis. It is only on the basis of such a diagnosis that possible solutions can be assessed.

Only TSOs, in-conjunction with national regulators, can precisely forecast the nature of those future security challenges. European TSOs must therefore be part of all upcoming debates concerning CRMs and market design.

À toutes les étapes de la concertation sur le mécanisme de capacité français, RTE a suivi ces principes dans chacune de ses propositions et recommandations. La conviction que l'architecture de marché doit être au service du consommateur en traitant les contraintes opérationnelles et physiques du système a ainsi guidé les positions de RTE sur le mécanisme de capacité. La préoccupation de construire un marché qui reflète la véritable valeur des produits échangés et non les revendications spécifiques de certains acteurs ne concerne pas seulement le mécanisme de capacité : c'est un principe général d'architecture de marché.

Le mécanisme de capacité français est conçu pour respecter les objectifs publics de sécurité d'alimentation. Dans le contexte français, cela revient à valoriser toutes les capacités et mesures contribuant à l'équilibre offre-demande lors des périodes de pointe, et non à garantir une rémunération indépendante des besoins en termes de sécurité d'approvisionnement.

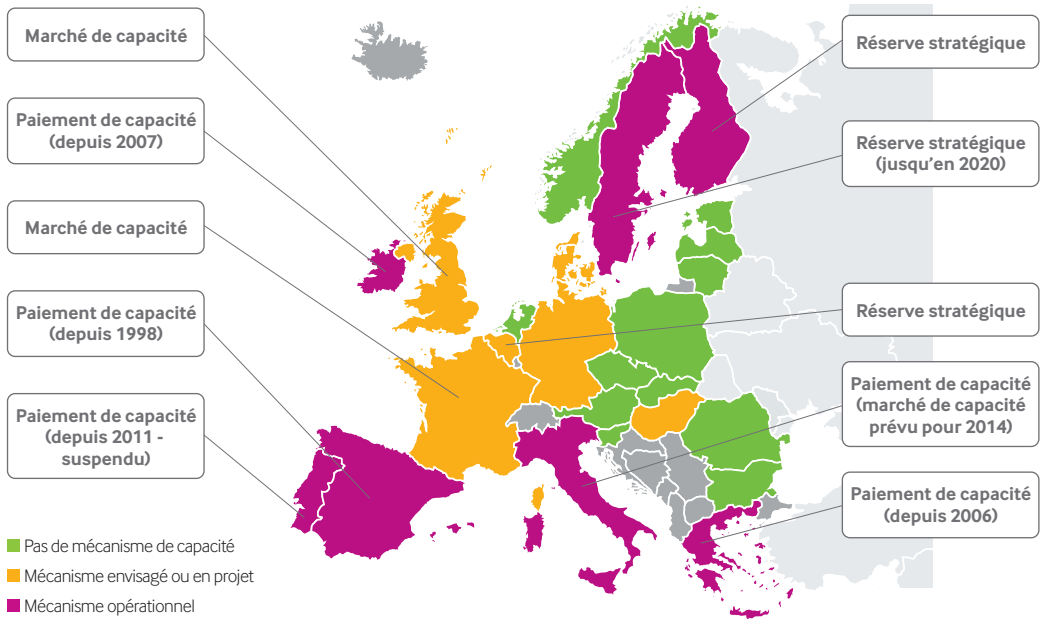
Ce dispositif doit être strictement proportionné aux enjeux de sécurité d'approvisionnement. À terme, ceux-ci peuvent évoluer, par exemple, avec une importance croissante de certaines filières renouvelables. Les propositions de RTE suite à la concertation intègrent les briques de base permettant cette évolution.

64 [ENTSO-E, 2012]

1.5 Déploiement des mécanismes de capacité en Europe

Le choix français de création d'un mécanisme de capacité pour assurer le respect du critère national de sécurité d'approvisionnement n'est pas une initiative isolée. Un nombre croissant de pays européens ont mis en place des dispositifs de valorisation de la capacité ou envisagent de le faire, conformément aux possibilités offertes par la directive n° 2005/89/CE[66]. Pour certains d'entre eux (Espagne, Suède, Finlande, Irlande, Italie dans une moindre mesure), il s'agit de décisions anciennes. Pour d'autres (Royaume-Uni), les travaux sont déjà très avancés et devraient conduire à une première enchère capacitaire dès 2014. Dans d'autres États membres, une réflexion est en cours et pourrait donner lieu à des décisions dans les prochains mois. La carte ci-dessous détaille la représentation des différents mécanismes de capacité en Europe proposée par l'ACER[67].

Figure 8 – État des Mécanismes de Capacité en Europe (2013)
(Source : ACER)



Les informations complémentaires collectées par RTE dans le cadre d'études en propre ou collectées *via* ENTSO-E font état d'un nombre encore plus important de pays ayant ou prévoyant d'avoir des mécanismes de capacité. Il semble par exemple qu'il existe en Bulgarie un mécanisme de valorisation de la capacité, complété par des appels d'offres ponctuels[68]. De manière similaire, des réflexions sur la mise en place de mécanismes de capacité semblent être en cours y compris dans des pays non indiqués en tant que tel sur la carte établie par l'ACER, par exemple la Pologne[69].

Ces exemples montrent à quel point les mécanismes de capacité sont aujourd'hui devenus une réalité en Europe. À cet égard, la question de l'impact de la création d'un mécanisme de capacité en France doit être mise en perspective, quand deux pays frontaliers (Italie, Espagne) disposent depuis longtemps de mécanismes qui leur sont propres, et que deux autres (Royaume-Uni, Belgique) sont en train de créer les leurs.

D'autre part, les conditions de valorisation de la capacité ne sont pas identiques selon les pays, même en l'absence d'un mécanisme de capacité bien identifié. Ainsi, le dimensionnement des différentes réserves utilisées par les gestionnaires de réseau de transport en Europe varient grandement, ainsi que leurs modalités de rémunération. Par exemple, il n'existe pas aujourd'hui de mécanisme de capacité en Allemagne, bien que des réflexions soient en cours à ce sujet[70]. Cependant, on peut remarquer que les volumes de réserves opérationnelles contractualisés par les gestionnaires de réseau allemands sont environ deux fois plus

66 Directive 2005/89/CE du 18/01/2006 concernant des mesures visant à garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures.

67 [ACER, 2013]

68 *The prices of electric power sold by producers (...) may include the components: a capacity charge and a commodity charge. [SEWRC, 2004].* [BG, 2011]

69 *The work on introducing a law for a capacity mechanism, which guarantees producers a price for generating backup electricity, may start in the first quarter [of 2014], Marek Woszczyk, the head of Urzad Regulacji Energetyki, said in Warsaw. Bloomberg,* 07/10/2013

70 Voir par exemple [BDEW, 2013]

importants que pour la France[71]. D'autres formes de réserves existent, par exemple les « Reserve Power Plants » (ResKV), qui constituent une forme de réserve stratégique pour la résolution de congestions sur le réseau et donnent lieu à une rémunération capacitaire liée. Une réflexion a été engagée par la nouvelle administration allemande issue des élections de novembre 2013. Dans ce cadre de nombreuses propositions ont été réalisées. Parmi celles-ci, on peut citer celle de l'association allemande des industriels des secteurs de l'énergie et de l'eau ou BDEW – Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft[72] –, qui a proposé la mise en place d'un mécanisme décentralisé et volontaire portant sur toute la capacité. Cette proposition du BDEW fait aujourd'hui partie des quelques options envisagées au niveau fédéral par le Gouvernement allemand dans le cadre de cette réflexion.

Dans tous les cas, les mécanismes de capacité sont aujourd'hui une réalité de l'Europe de l'énergie. Le chapitre 9 du présent rapport est consacré à l'interconnexion du mécanisme de capacité français avec les systèmes mis en place par les États membres voisins.

En réponse aux menaces existantes ou supposées sur la sécurité d'approvisionnement, de nombreux États membres ont déjà mis en place ou sont en cours de déploiement de mécanismes de capacité. L'initiative française n'est donc pas isolée et s'inscrit au contraire dans une tendance de réforme des architectures du marché électrique en Europe.

Les motivations des différents États membres diffèrent néanmoins et conduisent à des dispositifs hétérogènes, liés aux spécificités nationales. Un enjeu de la mise en place de ces mécanismes en Europe porte donc sur leur articulation avec le marché intérieur de l'électricité dont la mise en place est en cours d'achèvement. Dans ce contexte, une coordination avec les États membres voisins devra donc être recherchée. De la même manière qu'il participe activement aux travaux d'élaboration des codes de réseau au sein de ENTSO-E ou aux initiatives régionales pilotées par les régulateurs, RTE s'investira particulièrement dans la recherche de solutions permettant une cohabitation des mécanismes de capacité avec le marché intérieur.

1.6 Conclusions

La création d'un mécanisme de capacité constitue une évolution significative de l'architecture de marché de l'électricité, qui vise à remédier aux défaillances de l'organisation de marché actuelle. Cette évolution a pour objectif de permettre l'investissement dans des capacités mobilisables lors des pointes de consommation et, au-delà, pour préparer la transition énergétique, en valorisant les investissements utiles au système électrique à la hauteur des bénéfices que la collectivité en retire.

La construction actuelle du marché de l'électricité en Europe correspond au modèle théorique du marché *energy-only* et repose essentiellement sur des dispositifs d'échanges *d'énergie* entre les acteurs de marché évoluant dans des conditions de concurrence libre et non faussée. Le marché *energy-only* assure la rémunération de l'ensemble des moyens de production activés au coût marginal de production du parc. Le prix établi sur ces bases constitue un signal économique unique et suffisant pour l'optimisation des plans de production à court terme et pour le dimensionnement optimal du parc à long terme, y compris durant les situations de pénurie. Dans ce cadre théorique, la sécurité d'approvisionnement est donc assurée par le marché de l'énergie, grâce à l'émergence d'un signal économique permettant de valoriser les capacités.

Cependant, plusieurs imperfections du marché de l'énergie sont mises en évidence par la littérature académique, et sont empiriquement observées sur les marchés de l'énergie actuels.

D'une part, les hypothèses encadrant l'analyse théorique des marchés *energy-only* ne sont pas réalistes, que ce soit sur le comportement des acteurs ou sur les contraintes opérationnelles liées aux propriétés de production et de circulation de l'électricité.

D'autre part, la sécurité d'alimentation est un bien collectif qui n'est pas spontanément fourni par le marché du fait des externalités associées : une fois assurée, elle bénéficie à tous ; mais quand elle n'est pas garantie, les utilisateurs du réseau sont affectés indépendamment de la valeur qu'ils y accordent. Il en résulte une sous-incitation à l'investissement : les acteurs n'ont pas intérêt à investir dans certains moyens pourtant utiles en matière de sécurité d'approvisionnement puisque le profit qu'ils en retirent est inférieur au bénéfice pour la collectivité.

Enfin, l'analyse théorique du marché *energy-only* aboutit à un équilibre optimal de long terme par une approche statique. Cet équilibre est rarement atteint dans un cadre dynamique plus réaliste. Les cycles d'investissement dans les capacités électriques se caractérisent par une forme de viscosité dans l'entrée

71
Des différences structurelles dans les architectures de marché et l'utilisation des réserves expliquent les différences de volume de réserves entre pays.

72
[BDEW, 2013]

et la sortie de nouvelles installations de production. L'alternance de ces cycles d'investissement aboutit à une succession marquée de phases de surcapacité et de phases de sous-capacité, préjudiciable à la sécurité d'approvisionnement et l'efficacité économique du système. L'exploration du cadre théorique de marché *energy-only* interroge sur la faculté du marché à assurer effectivement la sécurité d'approvisionnement. Cette conclusion est par ailleurs par une analyse factuelle de la situation.

En France, les instruments nécessaires pour évaluer le niveau de sécurité d'approvisionnement existent. Ils établissent un diagnostic préalable à la mise en place de politiques publiques correctrices. Il s'agit des études d'adéquation, comme notamment le Bilan Prévisionnel réalisé par RTE. Ces études d'adéquation ont mis en exergue le phénomène de pointe de consommation au sein du système français, dont la croissance est plus rapide que celle du niveau général de consommation d'électricité. Ils ont également souligné la résorption progressive des marges de sécurité, qui s'annulent en 2017. Il en résulte une situation de vigilance sur la sécurité d'alimentation en France.

Ces constats sont à mettre en regard des difficultés de rémunération mises en avant par de nombreux producteurs ou opérateurs d'effacement de consommation. Dans un paysage marqué par un bouleversement des fondamentaux économiques du secteur, le marché *energy-only* ne suffit plus à piloter les investissements. L'existence de cycles d'investissement est également corroborée par l'observation des évolutions récentes du parc de production.

En complément des défaillances du marché de l'énergie, les besoins physiques du système électrique européen et français sont soumis à des évolutions importantes dont l'impact peut conduire à un accroissement de ces défaillances de marché. Afin d'atteindre les objectifs ambitieux de la transition énergétique de l'Union européenne, le système électrique est amené à jouer un rôle croissant ; il doit donc s'adapter et accompagner l'intégration croissante et massive d'énergies renouvelables. Cela renforce le besoin de disposer de moyens flexibles afin de garantir l'équilibre entre l'offre et la demande en électricité, qu'il s'agisse de moyens de production ou d'effacement de consommation.

L'analyse de ces trajectoires conduit aux deux constats suivants : d'une part, les besoins d'investissement dans le secteur électriques seront importants, et le phénomène de pointe électrique pourrait perdurer du fait du rôle croissant confié à l'électricité par les pouvoirs publics dans le cadre de l'atteinte des objectifs des politiques énergétiques, et d'autre part l'accroissement de la part des énergies renouvelables pourrait conduire à une requalification du besoin vers davantage de flexibilité.

Afin de corriger les imperfections du marché de l'énergie et de répondre aux besoins liés à la transition énergétique et au maintien de la sécurité d'approvisionnement, il est donc essentiel de disposer d'un outil permettant d'inciter efficacement les investissements et de compléter les signaux émergeant des mécanismes de marché existants. C'est dans cette optique qu'un ensemble de dispositifs de marché sont actuellement mis en place en France. Ces éléments visent notamment à améliorer le fonctionnement des marchés de l'électricité sans qu'ils n'aient vocation à se substituer les uns aux autres. La coordination entre ces mécanismes est donc primordiale. Il s'agit notamment de l'intégration des marchés de l'électricité à tous les horizons de temps, du développement des interconnexions, de l'intégration de la demande et des effacements dans les marchés, de la refonte des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables et de la mise en œuvre du mécanisme de capacité.

Ces démarches doivent concourir à renforcer l'efficacité du marché de l'énergie actuel et à le compléter par les dimensions manquantes. La mise en place d'un mécanisme de marché dédié à la sécurité d'approvisionnement doit à ce titre valoriser la contribution des capacités de production ou d'effacement à la sécurité d'approvisionnement, c'est-à-dire lors des périodes de risques pour l'équilibre du système électrique ; il ne vise pas à apporter une rémunération supplémentaire aux producteurs ou aux opérateurs d'effacement indépendamment des besoins réels en termes de sécurité d'approvisionnement. Visant spécifiquement à répondre au défi que représente la pointe de consommation, le mécanisme français devra spécifiquement chercher à intégrer l'effacement de consommation, qui peut constituer une solution efficace pour garantir le « bouclage capacitaire » du système électrique. La mise en place d'un mécanisme de capacité s'inscrit donc pleinement dans une politique de promotion de l'effacement.

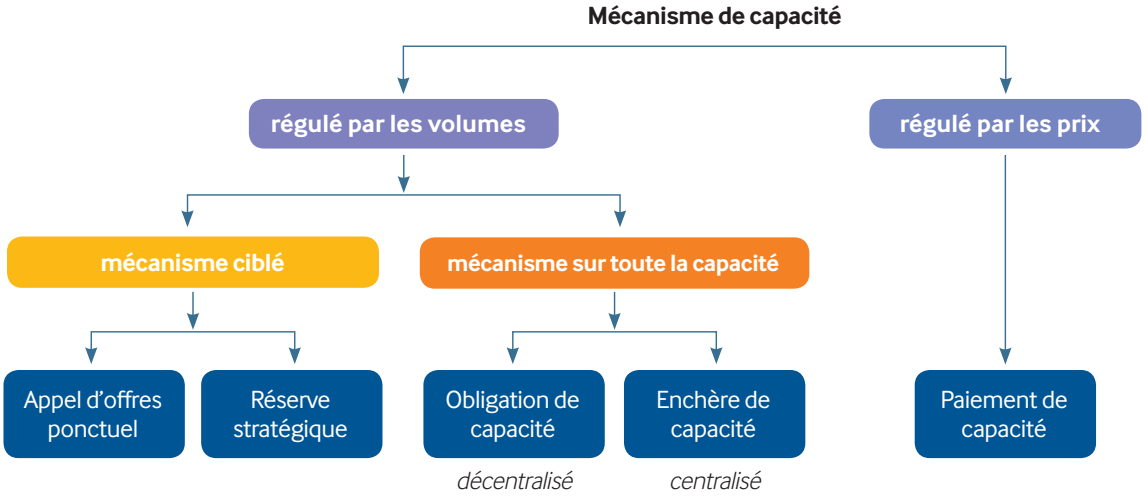
De nombreux États membres ont fait le choix de mettre en œuvre ce type de dispositif. L'initiative française participe de cette tendance. Néanmoins, une forte hétérogénéité se dégage de l'analyse de ces dispositifs, qui mettent en œuvre l'ensemble des solutions possibles en termes d'architecture de marché.

Le chapitre suivant détaille les options possibles pour mettre en place un dispositif de capacité, et précise les modalités retenues par les pouvoirs publics en France.

2. QUEL TYPE DE MÉCANISME DE CAPACITÉ POUR LA FRANCE ?

La mise en œuvre d'une action publique pour assurer la sécurité d'approvisionnement sous la forme d'un mécanisme de capacité peut se traduire par différentes architectures de marché, dont la pertinence dépend largement du contexte. Une catégorisation de ces différentes formes d'intervention publique a par exemple été proposée par l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie dans son rapport sur les mécanismes de capacité et le marché intérieur[73]. Pour ce qui concerne le mécanisme de capacité français, les options considérées sont présentées dans la taxonomie suivante :

Figure 9 – Taxonomie des mécanismes de capacité



L'architecture du mécanisme de capacité français a fait l'objet de précisions successives : les principes généraux ont été fixés dès la loi NOME de décembre 2010, l'organisation générale du dispositif a ensuite été précisée dans le décret d'application publié en décembre 2012, qui a repris en partie les recommandations contenues dans le rapport de RTE au Ministre en charge de l'énergie publié en octobre 2011[74].

Ces étapes ont progressivement donné forme à un mécanisme de capacité adapté au contexte français et pertinent pour répondre aux enjeux qui l'ont motivé. L'architecture retenue est celle d'un mécanisme de marché basé sur les volumes *(market based)*, engageant la totalité des capacités *(market wide)*, et avec un fonctionnement décentralisé. Ces trois caractéristiques structurantes sont respectivement discutées aux paragraphes 2.1, 2.2 et 2.3 du présent chapitre.

2.1 Choix d'un mécanisme de marché basé sur les volumes

Lorsque des défaillances de marché sont identifiées, comme dans le cas de la fourniture d'un bien collectif, ces défaillances justifient l'intervention de la puissance publique pour les corriger[75]. L'intervention publique peut prendre deux formes distinctes : l'adoption de mesures réglementaires[76] ou la mise en œuvre d'instruments économiques conduisant les agents économiques à modifier leurs comportements. Au-delà des mesures réglementaires (réglementation thermique 2012, étiquetage énergétique, nouvelles normes énergétiques), l'intervention

73 [ACER, 2013]

74 [RTE, 2011]

75 Voir chapitre 1 du présent rapport

76 Cas des normes de pollution

publique repose sur la mise en place d'instruments économiques, qui peuvent prendre deux formes principales : celle d'une régulation par les prix, ou celle d'une régulation par les quantités[77]. Ces deux options correspondent à des pilotages différents de l'action publique. La régulation par les prix s'appuie sur des dispositifs qui fixent un prix mais laissent émerger un volume résultant des décisions privées. La régulation par les quantités s'appuie sur des dispositifs qui fixent un volume mais laissent le prix émerger du marché (approche *market based*). Cet aspect de l'intervention publique a fait l'objet d'une littérature académique foisonnante.

Dans le domaine de l'énergie, et plus précisément de la transition énergétique, de nombreux exemples de choix entre une régulation par les prix ou par les quantités existent. Parmi les plus connus, les politiques de soutien aux énergies renouvelables ont été un champ d'investigation important : certains pays ont opté pour des mécanismes de régulation par les prix avec la mise en place des tarifs d'achat garantis, alors que d'autres ont favorisé la création d'instruments économiques par les quantités comme les quotas d'EnR aux États-Unis *[Renewable Portfolio Standard]*. Le marché des quotas d'émissions de CO_2 est un autre exemple récent de régulation par les quantités.

Concernant la sécurité d'approvisionnement, la distinction entre la régulation par les prix et la régulation par les quantités est tout aussi prégnante. Il existe en effet des dispositifs de régulation par les prix : les paiements de capacité[78]. Il existe aussi des dispositifs de régulation par les quantités : les marchés de capacité. **Aussi, le premier choix qui s'est posé pour la conception d'un mécanisme de capacité en France a bien été celui du choix entre une régulation par les prix et une régulation par les quantités.**

Lors de la concertation menée en 2011, plusieurs acteurs du marché ont fait part de leur préférence pour un paiement de capacité, mettant en avant ses avantages en matière de simplicité et de sécurisation pour les investisseurs. Leurs demandes s'appuyaient aussi sur l'existence de tels dispositifs dans certains États membres de l'Union européenne (Espagne, Italie, Irlande,...).

Cependant, les mécanismes de régulation par les prix présentent plusieurs défauts qui non seulement ont été décrits au niveau théorique[79], mais dont les conséquences pratiques commençaient également à se faire sentir à cette période en Europe. Les difficultés liées à la calibration du niveau du tarif d'achat garanti pour certaines filières renouvelables ont abouti à une dynamique de développement erratique, illustrée notamment par la vague d'investissements dans le photovoltaïque en France fin 2010. En outre, cette période a été marquée par une baisse de la consommation d'électricité, ce qui a mis en exergue la possibilité que les mécanismes de paiement de capacité puissent aboutir à subventionner des surcapacités inutiles au consommateur.

En effet, les mécanismes de régulation par les prix n'offrent qu'un faible pilotage sur le service rendu, puisque celui-ci est dépendant d'un bon calibrage du prix par l'autorité en charge de sa fixation, laquelle fait souvent face à une forte asymétrie d'information. L'ACER relève ainsi :

> *It is difficult to determine the right payment level and to determine the effect of the payments, the mechanism provides no guarantee against extreme spikes. This is probably why Capacity Payments are often combined with price caps in the wholesale markets in order to avoid extreme prices. An important drawback is that Capacity Payments are not well targeted; it is not clear what consumers pay for and what they get in return*[80].

Ces considérations ont amené à écarter une solution de type paiement de capacité, avec le choix du législateur de mettre en place en France un mécanisme basé sur les quantités et un prix de marché. Ce choix est ainsi conforme aux recommandations du rapport Poignant-Sido :

> *Proposition 16 : Préparer la mise en place en France d'un marché de capacité*[81].

La préférence d'un mécanisme basé sur les quantités par rapport à un paiement de capacité a depuis été appuyé par les lignes directrices de la Commission européenne, qui a exprimé d'importantes réserves concernant la mise en œuvre de paiements de capacité :

> *Establishing the correct value for capacity payments is difficult and open to accusations of political interference. Neither can it be assured that required capacity will be delivered (particularly given regulatory uncertainty associated with the setting of the payment) or alternatively that excess capacity will not result from the scheme resulting in overcompensation.*
> *[...]*
> *Mechanisms based on capacity payments do not ensure that the identified adequacy gap is filled and create significant risks of overcompensation.*

77 Des formes intermédiaires existent également, par exemple avec un objectif en volume conditionné à un prix.

78 Un paiement de capacité est un prix fixe payé à une classe d'agents économiques pour leur capacité disponible. L'ACER fournit la définition suivante : *"Capacity Payments represent a fixed price paid to generators/consumers for available capacity. The amount is determined by an independent body. The quantity supplied is then independently determined by the actions of market participants".*

79 [Weitzman, 1974] *"quantities are better signals for situations demanding a high degree of coordination"*

80 [ACER, 2013]

81 [Poignant-Sido, 2010]

Enfin, la pertinence du choix d'un mécanisme de marché plutôt que d'un paiement de capacité pour la France est aujourd'hui illustré par les évolutions des paiements de capacité existants en Europe : l'Italie et l'Espagne sont par exemple en train d'évoluer vers des mécanismes de régulation par les quantités et d'abandonner les paiements de capacité.

2.2 Choix d'un mécanisme engageant toute la capacité

Lorsque le choix d'un mécanisme de régulation par les quantités a été validé, le second choix a porté sur la définition du périmètre du mécanisme. Les mécanismes de capacité se distinguent en effet par l'assiette des capacités éligibles, qui peut comprendre tout ou partie de la production ou de l'effacement. Cette distinction a notamment été retenue comme l'un des principaux critères de classification des mécanismes de capacité dans la taxonomie établie par l'ACER[82] : mécanismes ciblés *(targeted)* ou impliquant toutes les capacités *(market wide)*.

Les mécanismes ciblés portent sur un volume précis et limité des capacités de production. Deux grands types de mécanismes appartiennent à la catégorie des mécanismes ciblés : les réserves stratégiques et les appels d'offres ponctuels. Les réserves stratégiques sont des capacités « réservées » qui seront activées uniquement lors de situations qui auraient conduit sans cela au délestage (§2.2.2.2). Les appels d'offres ponctuels permettent de répondre à des situations conjoncturelles qui laissent présager un manque de capacité (§2.2.2.3). Les mécanismes portant sur toutes les capacités concernent l'ensemble des capacités, de production ou d'effacement, qu'elles soient déjà existantes ou nouvelles.

Dans le document de travail sur l'adéquation accompagnant la communication du 5 novembre 2013 sur l'optimisation des interventions publiques dans le secteur de l'électricité[83], la Commission européenne semble privilégier les mécanismes de capacité ciblés. Il est dès lors important de considérer cette possibilité, d'autant plus que la possibilité pour l'État de réagir à une menace perçue sur la sécurité d'approvisionnement par le biais d'appels d'offres ciblés existe dans le cadre juridique français depuis l'ouverture des marchés, dans le cadre du dispositif de programmation pluriannuelle des investissements prévu par la loi du 10 février 2000.

La question de l'assiette du mécanisme de capacité français a été approfondie en 2011 sur la base des dispositions de la loi NOME, qui préfiguraient déjà un mécanisme portant sur toute la capacité. Les conclusions du rapport de RTE daté de 2011 militaient pour une prise en compte de toute la capacité[84] :

> *Pour que le mécanisme apporte une réelle garantie sur le niveau de sécurité d'approvisionnement, il est indispensable que la totalité des capacités participent au mécanisme et que les offreurs prennent des engagements sur la disponibilité de l'ensemble de leurs moyens. Exclure une partie des capacités du mécanisme conduit à un dispositif qui n'apporte pas véritablement de plus-value par rapport à la situation actuelle, ce qui peut faire naître un doute légitime sur l'opportunité de mettre en place un tel mécanisme. À ce titre, le mécanisme réduit aux seules nouvelles capacités s'apparente aux appels d'offres déjà prévus dans le cadre de la Programmation Pluriannuelle des Investissements.*

Cette recommandation a été reprise par les pouvoirs publics, et déclinée dans le décret n°2012-1405 du 14 décembre 2012 :

> *Tout exploitant d'une capacité, ou une personne mandatée par lui, présente, pour chaque année de livraison, une demande de certification de sa capacité, avant une date limite déterminée en fonction des caractéristiques techniques de la capacité et, pour une capacité nouvelle, de l'état d'avancement du projet.*

Cinq principales motivations ont conduit au choix d'un mécanisme portant sur toutes les capacités : apporter des garanties en matière de sécurité d'approvisionnement (§ 2.2.1), répondre aux imperfections de marché en évitant les distorsions (§ 2.2.2), minimiser le coût pour le consommateur (§2.2.3), assurer l'efficacité économique du dispositif face aux cycles d'investissement (§ 2.2.4) et adapter le mécanisme au contexte français (§ 2.2.5).

2.2.1 Apporter des garanties en matière de sécurité d'approvisionnement

La motivation première pour un mécanisme engageant toutes les capacités concerne le besoin d'obtenir des engagements de disponibilité de la part de l'ensemble des capacités pour assurer

82 [ACER, 2013]

83 [EC, 2013a]

84 [RTE, 2011]

au consommateur une véritable plus-value pour sa sécurité d'approvisionnement. Cela traduit le caractère collectif de la sécurité d'approvisionnement, qui ne peut être garantie individuellement par une capacité donnée.

Lors des périodes de tension sur l'équilibre offre-demande, c'est *l'ensemble* des capacités qui sécurise *l'ensemble* de la consommation, et il n'y aurait aucune raison de valoriser cette contribution pour certaines capacités et non pour d'autres. L'impossibilité de distinguer des centrales contribuant spécifiquement à la sécurité d'approvisionnement et à les isoler montre *a contrario* qu'il ne peut y avoir de justification technique à un mécanisme ne valorisant pas toutes les capacités.

L'approche retenue pour le mécanisme de capacité français qui consiste à considérer sur le même plan la contribution de toutes les capacités à la sécurité d'approvisionnement, en prenant en compte leurs caractéristiques et leurs engagements de disponibilité, est donc celle qui permet réellement d'apporter une garantie en matière de sécurité d'approvisionnement au consommateur.

2.2.2 Répondre aux imperfections de marché en évitant les distorsions

Pour répondre aux enjeux de la sécurité d'approvisionnement, un mécanisme de capacité doit pallier aux imperfections du marché de l'énergie identifiées au chapitre 1. Tous les mécanismes n'ayant pas le même impact économique, il convient de distinguer ceux qui sont capables de résoudre les imperfections de marché sans créer de distorsions. L'analyse ci-après traite respectivement des mécanismes de marché portant sur toute la capacité, des mécanismes de réserve stratégique et des appels d'offres ponctuels.

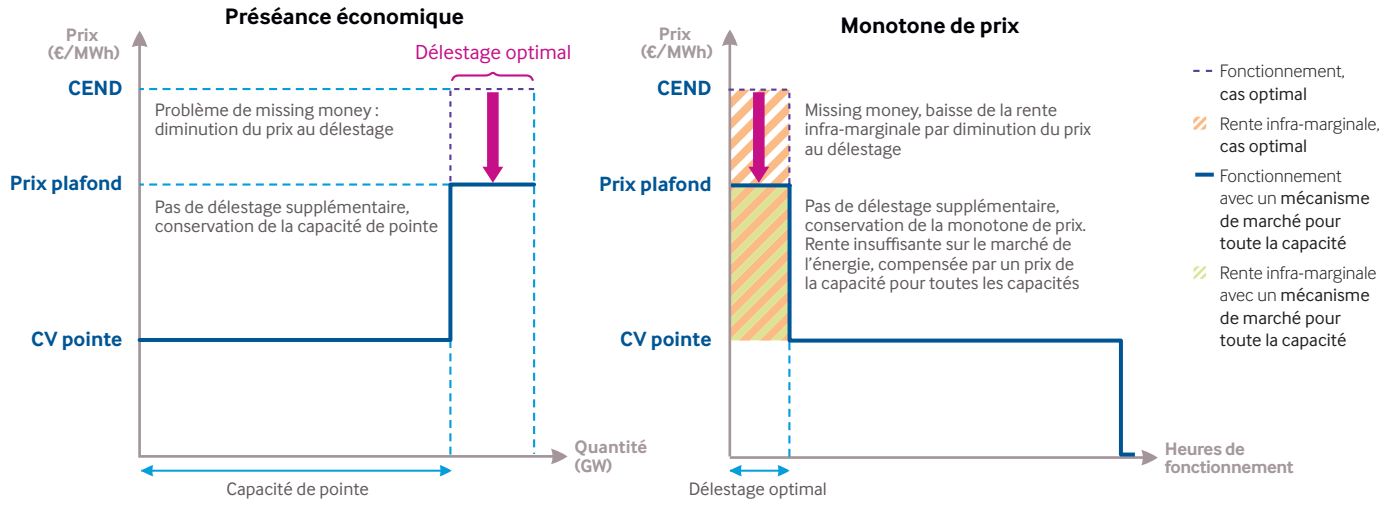
85 Un prix plafond est utilisé pour représenter les imperfections du marché, (cf 2.2.2).

2.2.2.1 Impact économique des mécanismes de marché portant sur toute la capacité

Les mécanismes de marché portant sur toute la capacité sont basés sur le principe d'une valorisation systématique, mais potentiellement nulle, des contributions à la sécurité d'approvisionnement. Le mécanisme fonctionne en permanence, et la rencontre d'une demande portant sur le besoin total en capacité et d'une offre portant sur toutes les capacités fait émerger un prix de marché reflétant la rareté de la ressource. Ce type de mécanisme peut être décliné en plusieurs architectures, qui sont abordées au § 2.3.

Les mécanismes de marché portant sur toute la capacité offrent une opportunité de valorisation complémentaire pour toutes les capacités installées, basée sur leur contribution à la sécurité d'approvisionnement. Cette valorisation s'ajoute à la rente infra-marginale obtenue par les producteurs sur le marché de l'énergie, et vient corriger le *missing money* résultant des imperfections du marché de l'énergie. La figure ci-dessous en illustre le fonctionnement[85] sur l'exemple repris du chapitre 1.

Figure 10 – Illustration de la préséance économique et de la monotone de prix d'un mécanisme de marché portant sur toute la capacité par rapport à un marché *energy-only* parfait



86
[ACER, 2013]

On peut remarquer que le mécanisme de capacité permet de retrouver la monotone de prix du marché *energy-only* parfait, en dehors des périodes de délestage. Un mécanisme de capacité avec un prix de marché et portant sur toutes les capacités, s'il est bien conçu, permet donc de corriger les imperfections du marché sans induire de distorsion sur les prix du marché de l'énergie.

2.2.2.2 Impact économique d'un mécanisme de type réserve stratégique

2.2.2.2.1 Définition d'une réserve stratégique

Les réserves stratégiques consistent à placer hors du marché de l'électricité une certaine capacité « réservée », qui sera activée et utilisée uniquement lors des situations qui auraient conduit sans cela au délestage. Dans ces situations extrêmes, l'énergie produite par les capacités réservées est vendue sur le marché de l'énergie à un prix d'activation prédéterminé, généralement correspondant au prix plafond du marché de l'énergie.

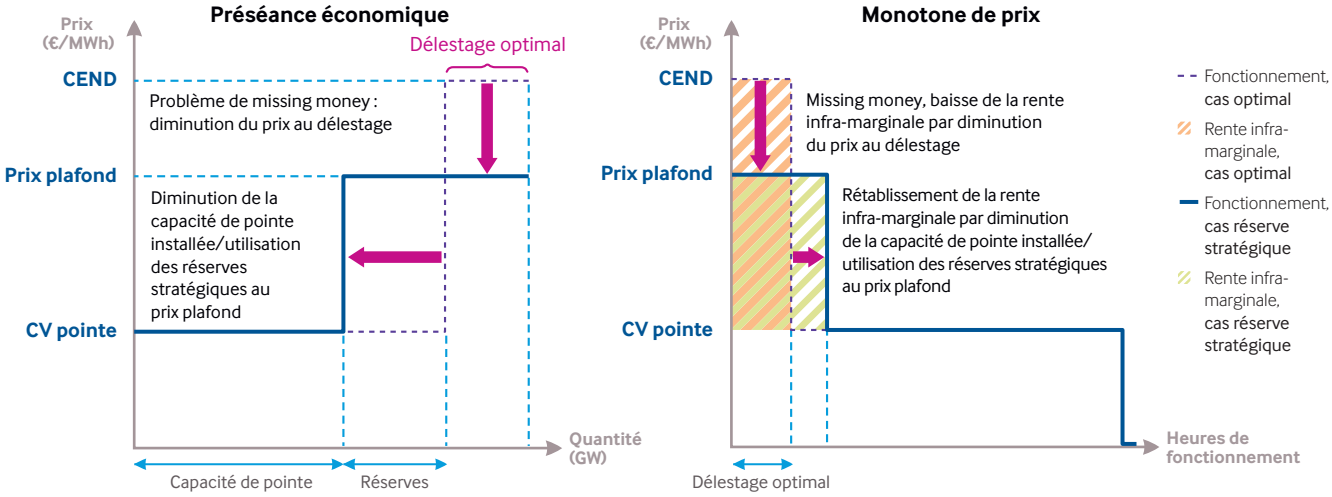
L'ACER en donne la définition suivante[86] :

> *Strategic Reserve*
> *In a Strategic Reserve scheme, some generation capacity is set aside to ensure security of supply in exceptional circumstances, which can be signaled by prices in the day-ahead, intra-day or balancing markets increasing above a certain threshold level. An independent body, for example the Transmission System Operator ("TSO"), determines the amount of capacity to be set aside to achieve the desired degree of adequacy and dispatches it whenever due. The capacity to be set-aside is procured and the payments to this capacity determined through a (typically year-ahead) tender and the costs are borne by the network users.*

Il s'agit d'un outil ciblé de rémunération de la capacité dont l'objectif est d'assurer l'adéquation du système en volume, c'est-à-dire un niveau de délestage optimal. Cependant, afin de rétablir un équilibre de long terme, ce mécanisme doit non seulement permettre de rétablir le niveau optimal de délestage en sécurisant un certain volume de réserves, mais également permettre aux capacités restant sur le marché de couvrir leurs coûts fixes, et donc corriger le problème de *missing money*.

Une réserve stratégique ne peut donc fonctionner correctement que sur une hypothèse très stricte, qui est d'avoir une influence suffisante sur les prix de l'énergie pour corriger le *missing money*. Un exemple des effets que devrait générer un mécanisme de réserve stratégique parfaitement conçu est représenté par la figure 11.

Figure 11 – Illustration de la préséance économique et de la monotone de prix d'un mécanisme de réserve stratégique parfaitement conçu par rapport à un marché *energy-only* parfait



On peut remarquer que la monotone de prix avec un mécanisme de réserve stratégique bien conçu est identique à la monotone de prix d'un marché à l'équilibre avec *missing money* présentée au § 1.1.3.1. En revanche, le prix de l'énergie est plus élevé sur les périodes d'activation des réserves qu'avec un marché *energy-only* parfait.

Le *missing money* des capacités sur le marché (c'est-à-dire non réservées par le mécanisme de réserve stratégique) est théoriquement compensé par le maintien du prix au niveau du plafond lors de l'activation des réserves. La rente infra-marginale leur permet ainsi de couvrir leurs coûts fixes. Les incitations à investir ou rester sur le marché sont conservées par rapport au marché *energy-only* parfait[87].

Pour les capacités intégrées à la réserve stratégique, la rémunération sur le marché de l'énergie[88] est complétée par une part fixe, généralement financée par une surcharge tarifaire payée par les consommateurs finals (ex. sur leur facture en plus du prix de l'énergie). Cette surcharge tarifaire est en général assez faible et ramenée aux MWh consommés car elle doit couvrir uniquement la part des coûts fixes des réserves qui n'est pas couverte par les revenus sur le marché de l'énergie.

2.2.2.2.2 Évaluation de l'impact de la réserve stratégique

Pour répondre aux imperfections de marché et notamment à la question du *missing money*, le mécanisme de réserve stratégique doit être parfaitement conçu, notamment au niveau de la définition de ses paramètres et caractéristiques. En particulier, les paramètres principaux définissant les réserves et leurs conditions d'activation (volume de réserves, conditions d'activation, prix d'activation ou prix proposé pour la vente des réserves sur le marché) exercent une influence majeure sur la capacité du mécanisme à rétablir l'équilibre.

Ces paramètres doivent être fixés de manière à corriger les imperfections du marché, et non pour minimiser le coût pour le consommateur. Si le *missing money* n'est pas corrigé, des capacités vont continuer de sortir du marché et la réserve stratégique ne pourra assurer à elle seule la sécurité d'approvisionnement à long terme, sauf à absorber progressivement l'ensemble des capacités du marché. Ce phénomène est décrit dans la littérature académique sous le nom de *slippery slope*[89].

Cette analyse conduit à retenir trois conditions pour assurer la capacité d'un mécanisme de réserve stratégique à résoudre le problème de *missing money* pour l'ensemble des capacités et à conserver le niveau optimal de délestage :

- le volume de réserves doit être fixé de façon à retrouver la composition optimale du mix énergétique et le niveau souhaité de délestage ;
- la mécanique d'activation et de rémunération doit permettre de rémunérer les réserves stratégiques tout en conservant les incitations aux investissements sur le marché *energy-only* ;
- le mécanisme et son gestionnaire doivent être crédibles pour assurer son bon fonctionnement et son interaction avec le marché *energy-only*, ce qui est crucial lorsque l'on passe d'un fonctionnement théorique à la réalité.

Empiriquement, ces dispositifs sont fréquemment utilisés pour éviter la fermeture de centrales de production anciennes et polluantes[90]. Ce constat est potentiellement problématique au regard des objectifs environnementaux de la politique énergétique européenne et met en évidence qu'il est délicat de disposer d'un mode de sélection vertueux à l'entrée des réserves stratégiques. Il pose également des questions sur les conditions de reprise d'actifs privés non rentables par une entité publique. Cette reprise est-elle transitoire, permettant ainsi aux capacités retenues de revenir dans le marché lorsqu'elles redeviennent économiquement pertinentes (mais conduisant de fait à assimiler le mécanisme à un dispositif de couverture du risque prix auquel est soumis l'exploitant) ; ou bien est-elle définitive, ce qui peut être problématique lorsqu'il s'agit de nouvelles capacités ayant des durées de vie de plusieurs dizaines d'années.

La Commission européenne relève également un ensemble de précautions à considérer dans la conception de mécanismes de réserve stratégique[91] :

> *[It] is important that [Strategic Reserves] be properly implemented. Union rules on public procurement must be respected and help ensure that there is no overcompensation. Where strategic reserves are used to keep prices low, this may result in high emissions from inefficient old plants and discourage the development and deployment of new and more efficient technologies, including storage and demand side response. With market coupling and the introduction of cross-border intraday trading such a failure would happen within a common price mechanism and spill over across*

87 Dans ce cas, les signaux de prix sur le marché de l'énergie avec un mécanisme de réserve stratégique sont similaires à ceux d'un système *energy-only* sous-capacitaire et sur-défaillant.

88 La rémunération des réserves stratégiques sur le marché de l'énergie est assez spécifique, puisque ces réserves sont toujours activées à un prix prédéterminé, en général le cap de prix pour l'énergie. Cette rémunération correspond donc toujours à une rente infra-marginale résultant du différentiel entre le coût variable des réserves stratégiques et le cap de prix.

89 [Finon & Roques, 2013]. Voir [Stoft, 2002] et [De Vries, 2004] sur le fonctionnement théorique des réserves stratégiques.

90 « old units can be purchased and kept available » [De Vries, 2004] « [strategic reserve] provides for keeping old units operational, because they can be sold or leased to the system operator » [De Vries, 2007] « The TSO can take over old units that the owners have decided to close. » [Finon & Pignon, 2008]

91 [EC, 2013]

borders. It is therefore not only not cost-effective but risks seriously distorting the internal market This problem can be avoided when strategic reserves are clearly used only in the event of the failure of the (short run) wholesale market to match supply and demand. This requires objective and transparent criteria as to when strategic reserves can be deployed.

S'il est bien conçu, un mécanisme de réserve stratégique permet de corriger les imperfections de marché. Le fonctionnement des mécanismes de ce type induit néanmoins des distorsions des prix de l'énergie car la compensation du *missing money* passe par une augmentation de la fréquence des pics de prix sur le marché de l'énergie.

2.2.2.3 Impact économique d'un mécanisme de capacité de type appel d'offres ponctuel

2.2.2.3.1 Définition d'un mécanisme d'appel d'offres ponctuel

Les appels d'offres ponctuels de capacité constituent une classe de mécanismes de capacité consistant à déterminer plusieurs années à l'avance le besoin total de capacité, puis à effectuer le cas échéant une enchère sur la capacité manquante. La Commission européenne fait référence à ce type de mécanisme sous le nom de *tendering procedures*[92]. Ce type de mécanisme ne concerne pas toute la capacité[93], et n'est utilisé que de manière ponctuelle[94].

2.2.2.3.2 Évalution du mécanisme d'appel d'offres ponctuel

Les appels d'offres ponctuels peuvent constituer un mode d'intervention publique pratique et rapide pour assurer la sécurité d'approvisionnement. La Commission européenne considère ainsi :

> *A tendering procedure has the advantage of being relatively easy to organise and will ensure that investors actually construct the capacity tendered, and then participate in the market as normal. New capacity which benefits from the tender continues to participate on the market. Consequently, it is important that the tender not be designed in such a way as to distort normal market operation or production decisions or to distort future investment decisions*[95].

Un mécanisme d'appel d'offres ponctuel est donc fondamentalement conçu pour répondre à une problématique physique temporaire et clairement identifiée. Un mécanisme de ce type existe en France dans le cadre de la Programmation Pluriannuelle des Investissements. Cet outil permet aux pouvoirs publics de décliner les objectifs de la politique énergétique au travers d'actions sur le mix énergétique. Son existence n'est pas remise en cause par la création du mécanisme de capacité.

Les appels d'offres ponctuels sont des dispositifs de secours, et ne constituent donc pas une réponse appropriée aux imperfections structurelles du marché.

D'une part, ils ne modifient pas structurellement l'économie des marchés de l'électricité, et ne valorisent pas la sécurité d'approvisionnement en tant que telle. Or le *missing money* identifié par la théorie économique touche uniformément toutes les capacités[96]. Ainsi, dans un marché imparfait où un phénomène de *missing money* diminuerait l'incitation à l'investissement, l'arrivée de nouvelles capacités subventionnées par un appel d'offres ponctuel ne ferait que renforcer le problème de rentabilité de l'ensemble des capacités.

D'autre part, toutes les capacités contribuent à la sécurité d'approvisionnement sur le plan technique. La motivation d'un mécanisme de capacité ciblé ne peut alors porter que sur des critères économiques, par exemple un déficit de rémunération affectant particulièrement certaines centrales. Il constitue alors une forme de subvention spécifique pour certaines centrales, pour le seul fait qu'elles ne sont pas rentables. Cela s'inscrit en contradiction totale avec la philosophie d'un marché intégré de l'énergie dans lequel les investisseurs portent le risque associé à leurs investissements et décident des ouvertures/fermetures de moyens en fonction de leurs perspectives de revenus.

Un mécanisme ciblé sur certaines capacités induit nécessairement des distorsions. Cet effet est particulièrement visible dans le cas des mécanismes sélectifs réservés aux nouvelles capacités. Dans une situation où des installations en état de fonctionnement et parfois en service depuis seulement quelques années sont susceptibles d'être retirées du marché, la mise en place d'un dispositif subventionnant uniquement les nouvelles installations semble problématique sur le plan économique, et susceptible d'engendrer des distorsions importantes.

92 [EC, 2013a]

93 « tendering procedure is normally less distortionary and easier to implement than *market wide* capacity mechanisms » [EC, 2013a]

94 « Properly implemented, tendering constitutes a one off intervention on the market » [EC, 2013a]

95 [EC, 2013a]

96 § 2.1.2 du présent rapport.

La préoccupation d'éviter les distorsions dans la sélection des capacités pouvant participer au mécanisme se retrouve dans les recommandations de la Commission sur la neutralité des mécanismes de capacité entre les capacités existantes et les nouvelles capacités[97] :

> *In certain situations, it can be more cost-effective to retrofit or retain existing generation capacity, which would otherwise shut down, to keep it operational. This can also help potentially to avoid the lock-in effects of constructing new (fossil fuel) generation capacity.*
>
> *Therefore, capacity mechanisms open to capacity retention as well as new investments, without discrimination between the two categories ensure cost-effectiveness and minimise distortion.*

L'approche choisie par les pouvoirs publics en France vise précisément à éviter toute distorsion en considérant sur un même plan toutes les capacités, anciennes comme nouvelles ou rénovées.

Enfin, une utilisation trop fréquente d'appels d'offres ponctuels pourrait occasionner des phénomènes d'anticipation de ces appels d'offres de la part des investisseurs, ce qui s'avérerait contre-productif :

> *[T]here is still a risk of distorting investment signals by encouraging 'a wait for the tender to be launched' approach on the part of investors to secure additional revenue. In the context of the current transition of the electricity system, and in some Member States, the decision to shut down nuclear capacity, well designed and one off tenders could have a role to play. However, only if the connection between the tender requirements and the system transition is clear, is it likely that investors would consider a commitment not to repeatedly launch more tenders, in order to be credible. Where a tender is implemented to correct for regulatory failures it is likely to undermine confidence in the willingness of public bodies to correct such failures, thereby exacerbating the underlying problems*[98].

Le caractère ponctuel et fortement administré de ces appels d'offres diminue *de facto* leur intérêt en tant que guide pour la transition énergétique. Se reposer sur ce type de mécanisme pour faire évoluer le mix énergétique signerait l'échec du rôle des marchés pour l'investissement, et un transfert du risque d'investissement des acteurs privés vers le consommateur.

L'analyse de l'impact économique des différentes classes de mécanismes de capacité permet d'aboutir aux conclusions suivantes :

- **les mécanismes de marché portant sur toute la capacité permettent de répondre aux imperfections du marché sans distordre les prix de l'énergie ;**
- **les mécanismes ciblés de type réserve stratégique permettent de répondre aux imperfections du marché mais induisent une distorsion des prix de l'énergie ;**
- **les mécanismes ciblés de type appel d'offres ponctuel ne permettent pas de répondre aux imperfections du marché et induisent des discriminations sur les capacités ciblées.**

En conséquence, l'analyse aboutit à considérer les mécanismes ciblés de type appel d'offres comme des mécanismes de secours qui ne permettent pas de répondre aux enjeux structurels qui ont motivé la création d'un mécanisme de capacité en France. Ce type de mécanisme ne sera donc plus considéré par la suite.

2.2.3 Minimiser le coût pour le consommateur

Les mécanismes de capacité ciblés sont souvent mis en avant pour assurer la minimisation du coût du dispositif, puisque le volume de capacités valorisées est limité[99]. La Commission européenne mentionne par exemple cette caractéristique[100] :

> *One particular concern about market wide capacity mechanisms is that they can over reward generation which was already financially viable.*

L'analyse du fonctionnement des réserves stratégiques montre néanmoins que ces mécanismes ne coûtent pas moins cher au consommateur qu'un mécanisme de marché portant sur toute la capacité. La question du coût du dispositif a été structurante dans la conception du mécanisme de capacité français, qui comprend un certain nombre de dispositions visant à assurer la stricte proportionnalité du coût à ses objectifs.

2.2.3.1 Comparaison du coût d'une réserve stratégique avec un mécanisme de marché portant sur toute la capacité

En première approche, il peut sembler intuitif que l'assiette plus large du mécanisme portant sur toute la capacité induise des coûts plus élevés pour le

97 [EC, 2013a]

98 [EC, 2013a]

99 Les mécanismes de capacité ciblés peuvent néanmoins être à l'origine de coûts cachés, par exemple dans le prix de l'énergie, qui fausse une appréciation uniquement basée sur leur coût facial.

100 [EC, 2013a]

consommateur final qu'un mécanisme de réserve stratégique. Dans un cas, le coût de la capacité pour le consommateur final correspond à la valorisation de la contribution à la sécurité d'approvisionnement de toutes les capacités, alors que dans l'autre, la surcharge tarifaire ne vise qu'à compléter la rente infra-marginale du volume de capacités réservées.

Cette intuition n'est en fait pas confirmée par l'analyse précise des impacts financiers sur les différents acteurs. L'analyse montre que, dans le cas où les deux mécanismes sont parfaitement conçus et compensent exactement le *missing money* lié aux imperfections du marché de l'énergie, le mécanisme de réserve stratégique ne coûte pas moins cher au consommateur final qu'un mécanisme de marché portant sur toute la capacité.

Un mécanisme de réserve stratégique conforme à la théorie économique repose sur un système dual de compensation du *missing money* dont peuvent souffrir les capacités :

- d'un côté, les capacités participant à la réserve stratégique couvrent leurs coûts fixes par une combinaison de deux systèmes de rémunération :
  - sur le marché de l'énergie, elles bénéficient d'une rente spécifique à chaque activation. Cette rente est générée par le différentiel entre le prix d'activation des réserves et leur coût variable ;
  - cette rente est complétée par une rémunération fixe de la capacité en réserve, financée par les consommateurs finals ;
- de l'autre, les capacités restant sur le marché voient leurs revenus augmenter par une atteinte plus fréquente du prix plafond sur le marché de l'énergie.

Les consommateurs d'électricité sont donc sollicités pour compenser le *missing money* à deux niveaux. D'un côté, ils se voient appliquer une surcharge tarifaire permettant de compléter la rémunération de la réserve. De l'autre, le prix sur le marché de l'énergie atteindra plus souvent le cap de prix que dans un marché *energy-only*, car cela se produira non seulement lors des périodes de délestage mais également lors de l'utilisation des réserves. Ainsi, la mise en place d'une réserve stratégique impose un coût direct correspondant à la rémunération des capacités réservées mais aussi un coût indirect se reflétant par l'augmentation des pics de prix sur le marché de l'énergie.

Dans le cas d'un mécanisme de marché portant sur toute la capacité, la compensation du *missing money* lié aux imperfections de marché s'effectue uniquement par la valeur de la capacité payée par le consommateur final. À la différence du mécanisme de réserve stratégique, les consommateurs bénéficient alors d'un prix de l'énergie plus bas et plus stable, égal au prix du marché *energy-only* parfait[101]. Ils participent cependant davantage de façon directe par le biais du prix de la capacité. Celui-ci est en effet supposé couvrir l'ensemble du *missing money*, et non, seulement, une partie comme dans le cas d'une réserve stratégique.

La figure 12 compare les bilans économiques de capacités dans trois situations : la situation initiale, marquée par un *missing money* non compensé ; et les situations d'ajustement par un mécanisme de marché portant sur toute la capacité ou un mécanisme de réserve stratégique bien conçu. Afin d'analyser l'impact des mécanismes de capacité sur les consommateurs, il ne suffit pas de comparer les effets directs de ces mécanismes en termes financiers, soit la surcharge tarifaire pour les réserves stratégiques et les prix de capacité, représentée par les surfaces orange. Il faut également prendre en compte l'atteinte plus fréquente du cap de prix de l'énergie dans le cas du mécanisme de réserve stratégique. Une comparaison complète permet de confirmer que si les deux mécanismes compensent le *missing money*, ils auront le même impact en matière de coût sur les consommateurs.

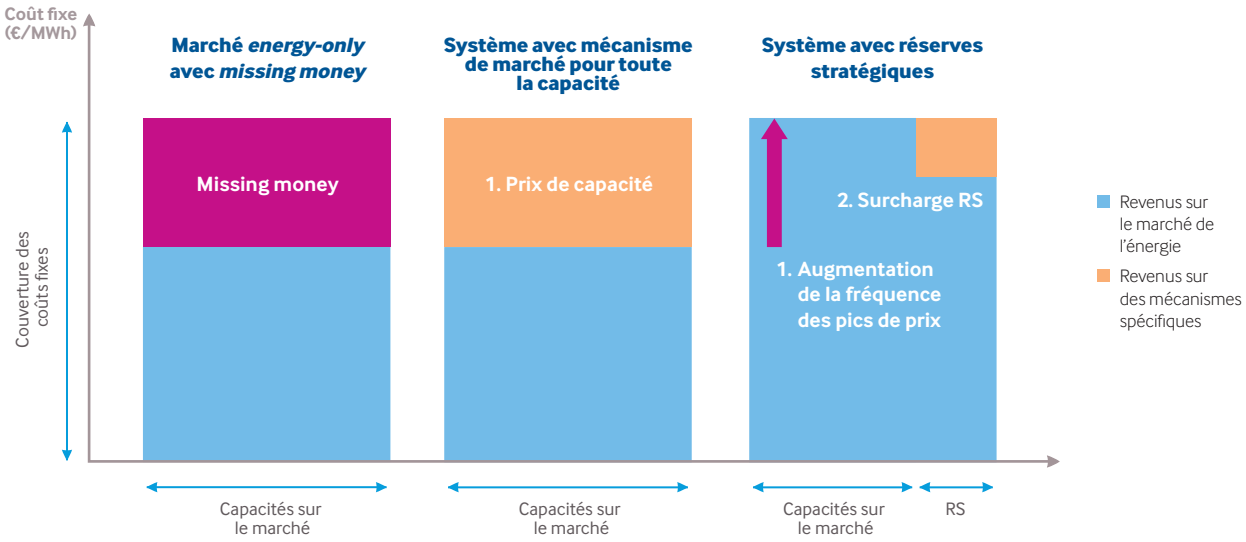
L'analyse comparée sur le plan théorique des mécanismes de marché portant sur toute la capacité et des mécanismes de réserve stratégique montre l'équivalence de leur coût. Ces deux mécanismes permettent de rétablir le niveau de sécurité d'approvisionnement du marché *energy-only* parfait, et compensent le *missing money* associé aux imperfections de marché. Quel que soit le mécanisme, le consommateur final est sollicité pour rétablir la couverture des coûts fixes et les incitations aux investissements.

Si le coût pour le consommateur final est donc équivalent, les canaux de financement ne sont pas les mêmes :

- **avec un mécanisme de marché portant sur toute la capacité, la valorisation de la sécurité d'approvisionnement passe par le canal unique du marché de capacité ;**
- **avec un mécanisme de réserve stratégique, la valeur est renvoyée pour partie dans le financement de la capacité, pour partie dans des augmentations du prix de l'énergie.**

101
Sauf durant les délestages si l'on suppose que l'imperfection du marché à l'origine de la mise en place de l'obligation de capacité est assimilable à un prix plafond inférieur au coût de l'énergie non distribuée.

Figure 12 – Comparaison des bilans économiques de capacités dans le cas d'un marché *energy-only* avec *missing money*, avec un mécanisme de marché portant sur toute la capacité et avec un mécanisme de réserve stratégique



2.2.3.2 Dispositions limitant le coût du mécanisme de capacité français

Bien que portant sur toutes les capacités, le mécanisme de capacité français comprend un certain nombre de dispositions visant à limiter son coût.

Tout d'abord, si le mécanisme de capacité français concerne toutes les capacités, cela se fait dans le cadre d'un marché et non d'un paiement de capacité. Le choix d'un mécanisme basé sur un prix de marché assure une juste valorisation des contributions à la sécurité d'approvisionnement. Si le mécanisme valorise toutes les capacités, il ne valorise pas les surcapacités, et le prix correspond bien au niveau minimal nécessaire pour garantir la sécurité d'approvisionnement.

De plus, la prise en compte de la situation économique spécifique de certaines capacités – le nucléaire historique et les installations sous obligation d'achat – conduit à limiter le volume de l'impact financier du mécanisme :

- le nucléaire historique : le dispositif d'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH) prévu par la loi NOME[102] permet à tous les fournisseurs de proposer à leurs clients des offres dans des conditions économiquement équivalentes à celles de l'opérateur historique. Le prix du produit ARENH *« est représentatif des conditions économiques de production d'électricité par les centrales »*[103] concernées sur la base d'une addition des coûts, y compris des coût de la capacité[104]. La création du mécanisme de capacité ne modifie pas le coût d'accès au nucléaire historique pour les fournisseurs et les fournisseurs alternatifs pourront couvrir une large part de leur obligation en capacité sans coût supplémentaire par rapport à la situation actuelle. Le mécanisme de capacité jouera ici le rôle de révélateur du prix de la capacité, intégré dans le produit ARENH ;
- les installations sous obligation d'achat (éolien, photovoltaïque et cogénération) : la valeur en capacité de ces installations est transférée aux consommateurs *via* un allégement de leurs contributions aux charges de service public[105]. Le tarif de l'obligation d'achat comprend donc déjà une rémunération de la capacité pour les filières concernées.

En étant soumises à des revenus régulés permettant de favoriser la concurrence sur le marché de l'électricité français et de développer les énergies renouvelables, les installations de production nucléaire et sous obligation d'achat (éolien, photovoltaïque et cogénération) intègrent déjà une composante capacité dans leur prix. Le mécanisme de capacité permettra de révéler la valeur de cette composante capacité, sans que cela n'entraîne des coûts

102 Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité

103 Loi n° 2010-1488, Article 1

104 Décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, Article 1, V : « Le produit cédé comprend la garantie de capacité de production, au sens de l'article 4-2 de la loi du 10 février 2000 susvisée, qui correspond à son profil. »

105 Loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes, Article 7, VI : « La personne achetant [sous obligation d'achat] de l'électricité produite en France à partir d'énergies renouvelables ou par cogénération est subrogée au producteur de cette électricité pour la délivrance des garanties de capacité correspondantes » « La valeur des garanties de capacité acquises dans le cadre des contrats [d'Obligation d'Achat] est déduite des charges de service public constatées pour l'acquéreur. »

supplémentaires pour les fournisseurs afin de couvrir leur obligation et donc sans que cela n'ait d'impact au niveau du coût pour le consommateur final.

2.2.4 Efficacité économique face aux cycles d'investissement

La théorie économique prévoit l'apparition de cycles d'investissement dans les secteurs industriels qui présentent des délais de mise en service des installations et un faible degré d'information et de coordination des prises de décision (§ 1.2.3). C'est notamment le cas du secteur électrique. L'équilibre de long terme anticipé par l'analyse statique est alors rarement atteint : les investissements et les fermetures de capacités ne se produisent pas de manière instantanée et suivent une dynamique propre générant des cycles. Cette dimension dynamique a des conséquences à la fois sur la sécurité d'approvisionnement et sur l'efficacité économique de l'ensemble du système électrique.

La littérature économique étudie l'influence de l'architecture de marché sur ces cycles, ainsi que celle d'un mécanisme de sécurisation de l'adéquation. La mise en place d'un mécanisme de valorisation de la capacité permet de coordonner les décisions des acteurs pour l'investissement et la fermeture de capacités. En particulier, le phénomène des cycles d'investissement intrinsèque au marché *energy-only* peut être contrôlé et atténué, du moins en partie, par la mise en place de mécanismes de capacité[106].

2.2.4.1 L'impact d'un mécanisme de marché portant sur toute la capacité sur les cycles d'investissement

Un mécanisme de marché portant sur toute la capacité constitue un outil de régulation par les quantités qui permet d'inciter correctement les décisions d'investissement et de fermetures de capacités. Même si le signal-prix sert de courroie de transmission, la coordination est fondamentalement réalisée par la cohérence des anticipations en quantité dans le cadre du mécanisme.

Pour les mécanismes centralisés, l'anticipation en quantité est réalisée de manière administrative. Pour les mécanismes décentralisés comme les obligations de capacité, la demande totale de capacité repose sur les anticipations agrégées des acteurs, avec une prise en compte des effets de foisonnement et du niveau de couverture requis dans les méthodologies de calcul de l'obligation. Les décisions des acteurs sont donc guidées par les quantités, ce qui évite les sur-réactions aux signaux de prix ainsi que les comportements de mimétisme.

Lors de phases de sous-capacité, les investissements sont limités par la demande totale de capacité. Même si le prix de la capacité est très élevé, seul un volume de capacités correspondant à la demande totale sera valorisé. Les nouvelles capacités en excédent par rapport aux besoins réels ne trouveront pas preneur. Les effets des cycles s'en trouvent limités.

Les mécanismes de marché portant sur toute la capacité envoient donc des signaux de prix et de quantité qui aident à coordonner les investissements et les fermetures. Ils jouent un rôle stabilisateur permettant de réduire l'ampleur des cycles d'investissement.

2.2.4.2 Le contrôle des cycles d'investissement par un mécanisme de réserve stratégique

Un mécanisme de réserve stratégique permet de contrôler l'adéquation des capacités en influençant à la fois le prix sur le marché de l'énergie et le volume de capacité disponible dans les situations de tension du système grâce aux capacités réservées.

Un mécanisme de réserve stratégique permet de répondre aux problèmes rencontrés dans les marchés *energy-only* par une adaptation dynamique du volume des réserves stratégiques. La réduction ou l'augmentation du volume de réserves impacte les perspectives de rémunération des capacités et agit notamment sur les décisions de fermeture des capacités plus anciennes, qui peuvent compléter leur rémunération en participant aux réserves et ainsi retarder leur fermeture.

En cas de risque sur la sécurité d'approvisionnement, le gestionnaire du mécanisme augmente le volume des réserves. L'effet sur les décisions des acteurs est à deux niveaux. D'un côté, les capacités existantes et intégrant la réserve retardent leur fermeture. De l'autre, le retrait de capacités du marché entraîne une augmentation du prix de l'énergie, stimulant les investissements et retardant les décisions de fermeture des capacités sur le marché. Puisqu'il n'y a pas de mécanisme de régulation par les quantités contrôlant le surinvestissement, lors de ces phases, les acteurs continuent à réaliser des investissements importants et à avoir des comportements de mimétisme comme dans le cas d'un marché *energy-only*.

Dans un contexte de surcapacité, le gestionnaire du mécanisme réduit le volume des réserves et n'intervient pas dans la formation du prix de l'énergie. Le mécanisme de réserve stratégique ne limite cependant pas les comportements de mimétisme des acteurs.

106
[De Vries, 2004] montre qu'un mécanisme de capacité de type obligation de capacité permet de contrôler des cycles d'investissement. [Stoft, 2002] suggère un résultat similaire en analysant un mécanisme de type réserve stratégique.

Un mécanisme de réserve stratégique n'apporte donc qu'une correction limitée au problème de manque de coordination des décisions d'investissement et de fermeture des capacités, ce qui diminue son aptitude à réguler les cycles d'investissement du marché *energy-only* et donc sa pertinence en tant que remède structurel aux défaillances de marché.

La mise en place d'un mécanisme de capacité quelle que soit sa forme permet de mieux coordonner les décisions d'investissement et de fermeture des capacités qu'avec un marché *energy-only*, ce qui atténue l'ampleur des cycles d'investissement. Les mécanismes de marché portant sur toute la capacité semblent plus efficaces que les réserves stratégiques, notamment pour éviter les situations de surcapacité.

2.2.5 Pertinence pour le contexte français

Le choix d'un mécanisme de capacité portant sur toutes les capacités est une réponse adaptée aux spécificités des enjeux du système électrique français. Deux éléments sont caractéristiques de ce fait : ce type de mécanisme s'avère pertinent pour permettre une participation de la demande, et le contexte français induirait un dimensionnement problématique pour une réserve stratégique.

2.2.5.1 Permettre la participation de la demande

L'une des principales motivations pour la création du mécanisme de capacité en France réside dans le problème de la pointe de consommation électrique hivernale, situation dans laquelle toutes les capacités de production et d'effacement participent à la sécurité d'approvisionnement.

Un des principaux objectifs du mécanisme est d'inciter les consommateurs à adopter une structure de consommation plus vertueuse, et en particulier à réduire l'ampleur des pointes de consommation hivernales, tel que cela a été montré dans le chapitre 1. Cette incitation n'a de sens que si elle porte sur l'intégralité de la consommation, à proportion de la contribution de chacun. Symétriquement, les capacités impliquées doivent couvrir l'ensemble du besoin.

La logique de correspondance entre une obligation portant sur toutes les consommations et une participation de toutes les capacités au mécanisme est donc celle qui a du sens économiquement, et qui véhicule les bonnes incitations. Elle permet aux effacements et aux mesures de réduction ciblées de la consommation de participer de manière équivalente au mécanisme de manière implicite ou explicite[107], et assure ainsi sa neutralité technologique[108].

2.2.5.2 Dimensionnement d'une réserve stratégique avec un aléa dimensionnant de faible probabilité et de forte amplitude

Résoudre les enjeux structurels de la sécurité d'approvisionnement en France avec une réserve stratégique nécessiterait de cantonner dans cette réserve un volume disproportionné de capacités par rapport à celles restant sur le marché de l'énergie.

En effet, la conception d'une réserve stratégique demande de fixer un certain nombre de paramètres, notamment pour déterminer ses règles d'activation et son dimensionnement en fonction des spécificités du contexte de la sécurité d'approvisionnement. Dans les cas où la réserve stratégique est conçue pour compenser le *missing money*, ces paramètres sont liés. Les revenus additionnels des capacités hors réserve seront fonction de l'espérance d'activation de la réserve, elle-même liée à son dimensionnement et à son coût d'activation[109].

Cependant, le choix du volume effectif de réserve est peu documenté dans la littérature économique, et se base principalement sur l'expertise de l'entité en charge de la réserve stratégique. En pratique, le dimensionnement de la réserve est largement dépendant des enjeux de sécurité d'approvisionnement. Ainsi, dans un contexte où la sécurité d'approvisionnement serait menacée par la fermeture d'un certain nombre de centrales, la réserve stratégique sera calibrée pour les maintenir dans le système électrique.

À cet égard, une réserve stratégique en France devrait être dimensionnée de manière à garantir la sécurité d'approvisionnement lors de vagues de froid hivernales. Mais contrairement à un exercice classique de type étude d'adéquation qui se bornerait à déterminer la capacité totale nécessaire pour faire face à ce risque, il faut pour une réserve stratégique également distinguer la capacité « dans et hors marché », c'est-à-dire distinguer les capacités ayant besoin d'intégrer la réserve pour assurer leur viabilité économique.

Le risque dimensionnant en France, typiquement une vague de froid décennale induisant une trentaine d'heures de délestage,

107
Dans un mécanisme de capacité engageant toute la capacité, un consommateur qui réduit sa consommation de pointe de 10 MW réduit également son obligation de 10 MW, ce qui est donc équivalent pour lui à une valorisation de ses 10 MW d'effacement par leur certification.
Dans un mécanisme de capacité ciblé sur 10 % des capacités, une réduction de consommation de 10 MW se traduit par une réduction d'obligation de 1 MW, et n'est donc plus équivalente à une participation de 10 MW d'effacements certifiés au mécanisme de capacité.

108
Les différentes formes de participation des effacements au mécanisme de capacité français sont détaillées dans la partie 3.

109
« a planner first calculates the optimal volume of generation capacity, then decides the reserve volume and calculates the optimal dispatch price. The reverse is also possible: given a certain reserve dispatch price, the optimal reserve volume can be calculated. »
[De Vries, 2004]

est de faible probabilité et de forte amplitude. Les capacités nécessaires pour faire face à ce risque ont une faible probabilité d'activation, ce qui menace leur viabilité économique sur la base d'une rémunération uniquement basée sur l'énergie produite. On peut donc considérer que si une réserve stratégique était utilisée en France, elle devrait être dimensionnée pour faire face aux surplus de consommation liés aux vagues de froid.

Une première estimation de l'ordre de grandeur du volume de réserves nécessaires peut alors se baser sur une analyse rapide des pointes de consommation hivernales des années passées. Sur l'année 2008, considérée ici comme année de référence sans épisode majeur de vague de froid, la consommation maximale a été légèrement supérieure à 83 GW. Sur l'année 2012, marquée par une vague de froid significative, elle était supérieure à 101 GW. En faisant abstraction des évolutions structurelles de la consommation[110], on peut constater que 18 GW de capacité disponible[111] ont été nécessaires pour couvrir les besoins en 2012 alors qu'ils n'avaient pas été utilisés en 2008[112].

L'interconnexion du système électrique français avec le reste de l'Europe donne des opportunités de valorisation aux capacités françaises au-delà des besoins des consommateurs français. Le chiffre de 18 GW de réserves stratégiques est donc sans doute excessif. Cependant, les capacités économiquement pertinentes pour faire face à des besoins de pointe/ultra-pointe ont des coûts variables élevés. Il est donc peu probable qu'elles soient compétitives à l'export.

La couverture des besoins de consommation à la pointe en France par une réserve stratégique nécessiterait donc :

- soit un volume très important de réserves stratégiques, sans commune mesure avec le dimensionnement pertinent dans d'autres contextes. Comme ces réserves sont activées au prix plafond sur le marché de l'énergie, il en résulterait une déformation importante de la partie supérieure de la monotone de prix.
- soit un surdimensionnement structurel du parc de production pour qu'il couvre les besoins de pointe tout en étant compétitif pour exporter de l'énergie (couverture des besoins de pointe avec de la base).

Ces deux solutions apparaissent comme potentiellement génératrices de distorsions importantes des marchés de l'énergie, en France comme en Europe.

Un mécanisme de réserve stratégique s'avérerait mal adapté aux spécificités du contexte français. Son dimensionnement pour faire face aux vagues de froid serait problématique, et les mécanismes portant sur toute la capacité semblent plus adaptés pour répondre à l'enjeu d'accroissement de la participation de la demande.

2.3 Choix d'un mécanisme de capacité décentralisé

Le choix d'un mécanisme de marché portant sur toute la capacité laisse ouvert un certain nombre de possibilités quant à son architecture de marché. La troisième caractéristique forte du dispositif mis en place en France concerne la nature décentralisée du mécanisme retenu.

En effet, si le dispositif procède bien d'une régulation par les quantités, la loi prévoit que chaque fournisseur devra s'approvisionner en certificats de capacité à hauteur de la consommation de ses propres clients durant les périodes de pointe. Elle ne retient donc pas le modèle de l'acheteur unique, qui représente une alternative en termes de modèle de marché et dont l'ACER donne la description suivante :

> *A Capacity Auction scheme is a centralised scheme in which the total required capacity is set (several years) in advance of supply and procured through an auction by an independent body. The price is set by the forward auction and paid to all participants who are successful in the auction. The costs are charged to the suppliers who charge end consumers. Contracted capacity should be available according to the terms of the contract*[113].

Le mécanisme de capacité français est une obligation de capacité, ce qui renvoie principalement à un mode d'allocation des coûts, d'implication des acteurs du marché et d'organisation des échanges :

> *A Capacity Obligation scheme is a decentralised scheme where obligations are imposed on large consumers and on*

110
Cette hypothèse est acceptable pour un calcul d'ordres de grandeur, d'autant plus que les deux dates sont assez proches et que la conjoncture macroéconomique n'induisait pas de croissance importante de la consommation.

111
La prise en compte des aléas possibles sur ces capacités et les contraintes diminuant leur disponibilité nécessiteraient de rajouter une marge de sécurité.

112
À cet égard, en l'absence de vague de froid, la consommation maximale sur l'hiver 2013-2014 n'a pas dépassé 85GW, ce qui illustre la possibilité de ne pas dépasser des niveaux de consommation relativement faibles en pointe pendant tout l'hiver.

113
[ACER, 2013]

load serving entities ("LSE", further referred to as "suppliers"), to contract a certain level of capacity linked to their self-assessed future (e.g. three years ahead) consumption or supply obligations, respectively. The capacity to be contracted is typically higher, by a reserve margin determined by an independent body, than the level of expected future consumption or supply obligations. The obligated parties can fulfil their obligation through ownership of plants, contracting with generators/consumers and/or buying tradable capacity certificates (issued to capacity providers). Contracted generators/consumers are required to make the contracted capacity available to the market in periods of shortages, defined administratively or by market prices rising above a threshold level. Failure to do so may result in penalties. A (secondary) market for capacity certificates may be established, to promote the efficient exchange of these certificates between generators/consumers providing capacity and the obligated parties or between obligated parties[114].

Le choix d'assumer le caractère décentralisé du mécanisme d'obligation de capacité est une caractéristique distinctive du mécanisme français, qui conduit à responsabiliser directement les fournisseurs ou les consommateurs au-delà du simple financement de leur obligation de capacité. Les acteurs portant l'obligation de capacité sont en conséquence responsables de prévoir les besoins en capacité, de se procurer les garanties de capacité nécessaires à la couverture de ce besoin et de faire l'arbitrage avec la maîtrise de la consommation de leur portefeuille lors des pointes. Ils sont également financièrement responsables des écarts qui pourraient exister entre leur couverture et leur besoin réel, en positif comme en négatif.

Trois raisons principales justifient ce choix : l'inscription du mécanisme dans le marché intérieur de l'électricité, sa pertinence à l'égard du contexte français et notamment les vertus économiques associées à l'incitation véhiculée en matière de maîtrise des consommations à la pointe, et enfin l'efficacité économique liée à la temporalité des marchés décentralisés.

2.3.1 Cohérence avec la philosophie du marché européen de l'énergie

Le système proposé pour la France est un marché de certificats. Il reprend un modèle classique en matière de théorie économique : afin de remédier à la défaillance de marché caractérisée au chapitre 1, des droits de propriété sont créés sur le produit « capacité ». La puissance publique fixe les paramètres nécessaires à l'atteinte des objectifs publics. Les acteurs de marché sont libres d'échanger sur ces bases. Le postulat selon lequel le marché parviendra à réaliser l'allocation optimale est préservé et assumé : la puissance publique ne se substitue pas aux acteurs de marché pour évaluer les besoins.

Ce choix s'inscrit dans la continuité des principes fondateurs du marché intérieur de l'énergie en Europe, et se borne à compléter la gamme des produits de marché proposés. Les principes de responsabilité des acteurs dans leurs périmètres respectifs se retrouvent au niveau de la prévision du besoin, du choix de la couverture à adopter, et de la responsabilité sur les écarts de leur périmètre. La similarité des architectures entre les marchés de l'énergie et de la capacité assure la cohérence des rôles et responsabilités des différents acteurs dans le système électrique. À l'heure où la Commission européenne considère avec circonspection le déploiement des mécanismes de capacité en Europe, cette proximité conceptuelle avec le « modèle cible » européen constitue un élément majeur.

La solution alternative au mécanisme de certificats échangeables est celle de l'acheteur unique. Des exemples de mécanismes de ce type existent en Amérique du Nord, dans des systèmes où le marché de l'énergie est également centralisé. Le Royaume-Uni a également annoncé la mise en place d'un mécanisme relevant de cette philosophie[115]. Dans ce type de système, c'est la puissance publique qui se substitue aux acteurs de marché pour évaluer un besoin agrégé. Ce système est cohérent sur le plan intellectuel, puisque la sécurité d'alimentation est un bien collectif et qu'il réduit les coûts de transaction par rapport à une approche décentralisée. Il a pourtant des conséquences en termes de partage des responsabilités, et relève explicitement d'une démarche de planification du développement des capacités.

Le débat entre ces deux approches est riche mais non conclusif, et renvoie directement à l'examen des performances relatives du marché ou du planificateur pour évaluer l'avenir. Sans prétendre clore une controverse qui risque d'animer les chercheurs et les praticiens pendant encore de nombreuses années, on peut néanmoins dresser les conclusions de ce débat :

- le modèle de l'acheteur unique contribue à diminuer les risques des investisseurs en supprimant l'incertitude associée aux débouchés (l'acheteur unique étant responsable d'acquérir toutes les capacités, puis d'en répercuter le coût), tandis qu'un véritable modèle décentralisé ne conduit à aucun transfert de risque depuis les acteurs vers la collectivité ;

114 [ACER, 2013]

115 [DECC, 2013]

- le modèle de l'acheteur unique nécessite le dimensionnement *ex ante* d'une cible capacitaire à moyen terme (la cible est un paramètre exogène au fonctionnement du dispositif), tandis que le modèle décentralisé responsabilise les acteurs à cet effet (le besoin de capacité est un paramètre endogène qui varie au cours du fonctionnement du dispositif) ;
- le modèle de l'acheteur unique expose la collectivité au risque de prophétie auto-réalisatrice au niveau des prévisions d'évolution de la consommation, tandis que le modèle décentralisé expose au risque d'un échec de fonctionnement du marché si les acteurs sont dans l'incapacité d'évaluer correctement leurs besoins de capacité.

Il n'existe probablement pas de réponse définitive à ces questions, qui s'apprécient également au regard de l'ensemble du fonctionnement du système. Dans ce contexte, la recommandation formulée par RTE en 2011 était de procéder à un simple ajustement sans refondre la structure de responsabilité, de manière à éviter le risque d'une prophétie auto-réalisatrice :

> *Dans une architecture où la totalité de la capacité est contractualisée n années avant l'échéance, l'obligation de capacité peut s'apparenter à un nombre de MW à placer pour la communauté des fournisseurs. Quelles que soient les actions menées par ces fournisseurs après le dimensionnement global de l'obligation en vue de limiter la puissance consommée par leurs clients, elles n'ont aucun impact sur le volume global contractualisé*[116].

Deux ans plus tard, les réserves identifiées en 2011 à l'égard d'un mécanisme de capacité centralisé pour le contexte français apparaissent renforcées. Au vu de l'évolution de la structure et du niveau de la consommation, le niveau total de capacité du système électrique français se situe davantage dans une situation d'ajustement que dans une situation d'augmentation structurelle forte.

Enfin, le choix d'inscrire l'architecture du mécanisme de capacité dans les principes fondateurs du marché intérieur de l'énergie est également une opportunité à terme pour envisager un fonctionnement transfrontalier[117].

2.3.2 Réponse aux spécificités des enjeux en France

L'intérêt d'un système décentralisé est faible si les acteurs obligés sont passifs par rapport à l'obligation à laquelle ils sont soumis. Autrement dit, l'intérêt essentiel d'un système décentralisé, ou à prescription dynamique, réside dans la faculté pour les fournisseurs de se couvrir *(hedging)* contre leur obligation en achetant des certificats ou en activant des leviers physiques sur la demande. Ceci permet d'exercer une boucle de rétroaction fine sur le prix de la capacité en évitant que celui-ci ne puisse dépasser la valeur capacitaire des effacements de consommation.

Cette incitation est tout d'abord logique en raison du rôle des fournisseurs dans l'architecture de marché actuelle : directement en contact avec les consommateurs, ils disposent d'une expertise unique sur leurs comportements et leurs habitudes de consommation. Ils sont dès lors à même d'influer, au travers de leurs pratiques commerciales ou tarifaires, sur les structures de consommation. Leur responsabilisation constitue ainsi un élément clé de l'efficacité du mécanisme français.

Le modèle qui en résulte permet également de cibler l'enjeu principal pour la sécurité d'approvisionnement en France, c'est-à-dire la maîtrise de la pointe de consommation. En cohérence avec les objectifs rappelés au § 2.2.5.1, il permet aux effacements de consommation de prendre toute leur place dans le dispositif, en étant valorisés partout où l'espace économique existe. En ceci, le mécanisme de capacité mis en place en France procède d'une politique de promotion effective des effacements et de préparation de la transition énergétique.

Ces éléments permettent d'établir que la vertu essentielle associée au mécanisme décentralisé est son caractère allocatif, c'est-à-dire sa faculté à adresser les bons signaux aux différents acteurs concernés par le phénomène de pointe de consommation et à promouvoir des actions de couverture des risques induits au meilleur coût. En évitant de rendre exogène l'évolution de la consommation comme le ferait un système d'acheteur unique, ce système doit permettre, une fois activées les actions de maîtrise de la demande, une allocation des coûts juste, proportionnée, et ciblée sur les responsabilités réelles de chaque acteur obligé en matière de sécurité d'approvisionnement. Cet aspect est conforme aux recommandations de la Commission européenne[118] :

> *Electricity consumers benefiting from the increased security of supply should bear the associated cost*
> *[...]*
> *The most effective way of passing costs to the beneficiaries of enhanced security of supply will normally be through their electricity suppliers*
> *[...]*

116
[RTE, 2011]

117
Cette perspective apparaît renforcée en cas d'existence de plusieurs mécanismes de capacité décentralisés ; voir par exemple [BDEW, 2013]. Les aspects transfrontaliers sont développés dans le chapitre 9 du présent rapport.

118
[EC, 2013a]

In practice this will normally be a function of their consumption at peak load, which requires that customer profiles are accurate and detailed. This also allows suppliers to pass on costs to the appropriate consumption groups. Consumers, and in particular industry, who are able to manage their demand flexibly should therefore end up paying less towards the capacity mechanism.

2.3.3 Temporalité du marché décentralisé et efficacité économique

L'exemple récent de la crise économique de 2008, qui a eu un effet important de ralentissement de la consommation, montre que la planification centralisée des capacités peut entraîner un coût pour la collectivité. En effet, une enchère réalisée en 2008 pour les années 2011-2012 aurait conduit à surestimer de manière importante la capacité nécessaire, et donc à subventionner une surcapacité.

Le recours à un marché décentralisé ne réduit pas ce risque (les éléments rappelés au chapitre 1 montrent que les acteurs ont probablement, collectivement, mal anticipé l'effet de la crise sur les consommations et celui des politiques de soutien aux énergie renouvelables sur les prix de marché), mais ne conduit pas à en transférer le coût à la collectivité. Par ailleurs, il offre à tout acteur ayant réalisé de meilleures prévisions la possibilité de ne pas supporter le coût associé.

La faculté, pour le mécanisme de régulation du niveau de capacité, de s'adapter à l'évolution économique et à celle de la consommation joue donc un rôle important. Cette adaptabilité semble supérieure dans le cas d'un mécanisme décentralisé, puisque les acteurs échangent de manière continue plusieurs années avant l'année de livraison et jusqu'au dernier moment. À l'inverse, les mécanismes de capacité centralisés se caractérisent par un fonctionnement ponctuel plusieurs années à l'avance.

La plus grande adaptabilité des mécanismes de capacité décentralisés fait partie des caractéristiques relevées par la Commission européenne comme pouvant minimiser le coût pour le consommateur, notamment en permettant des échanges sur le marché secondaire :

Likewise obligations on suppliers relying on decentralised markets should limit the compensation to capacity to fill the identified gap to the minimum necessary. Capacity markets also facilitate secondary trading, which helps to reduces costs.[119]

Certains mécanismes de capacité centralisés, par exemple nord-américains, ont mis en place un palliatif sous la forme de possibilités de rééquilibrages ultérieurs. Il n'en demeure pas moins que l'essentiel de la capacité est « contractualisée » 3 ou 4 années avant l'échéance.

119 [EC, 2013a]

Ménager la possibilité de rééquilibrages progressifs n'a pas de sens si les constantes de temps associées au développement de nouvelles capacités sont incompatibles. Ainsi, dans l'hypothèse où le système se trouverait « court » de plusieurs gigawatts de capacité deux années avant la livraison, il ne serait plus possible de construire les moyens de production nécessaire pour pallier ce déséquilibre prévisionnel. Le décret prévoit d'ailleurs l'activation possible de leviers de sauvegarde dans ce cas. Ceci n'est en revanche pas exact si le déséquilibre prévisionnel est modéré, ce qui devrait caractériser la situation du système électrique en France au cours des prochaines années. Il est alors nécessaire de considérer le rôle de l'effacement dans l'équilibrage en capacité.

Le recours à l'effacement se caractérise généralement par des constantes de temps de développement plus courtes que celles des nouvelles capacités de production. Alors que des moyens de production tels que les cycles combinés gaz nécessitent environ 5 ans entre la décision d'investissement et leur mise en service industrielle, les effacements peuvent être développés plus rapidement car les investissements associés sont plus réduits. Cette possibilité offre ainsi une réelle valeur de flexibilité dans la couverture des besoins en capacités.

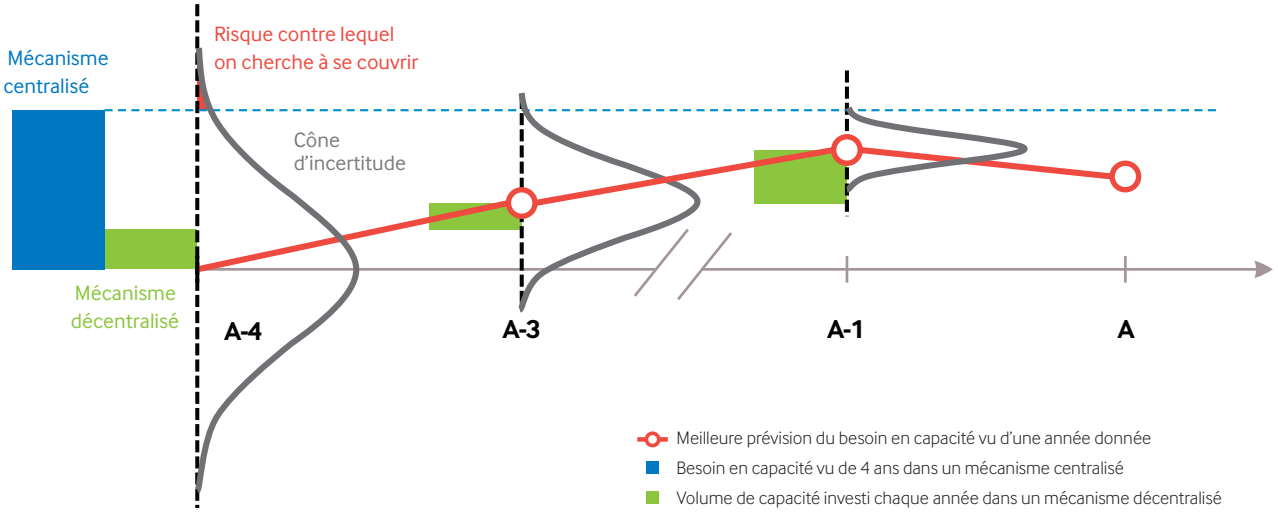
L'intérêt de la temporalité fine est justement que les acteurs du marché de la capacité peuvent solliciter l'ensemble des leviers de gestion de l'équilibre offre-demande à leur disposition jusqu'à l'année de livraison, et notamment l'effacement. Ce choix participe donc des objectifs associés : laisser toute sa place à l'effacement de consommation dans le dispositif, et réduire les coûts en évitant de réserver trop de capacités en amont indépendamment des besoins du secteur.

Ce choix est cohérent avec la gestion de l'équilibre offre-demande par « cône d'incertitude ». Plus l'échéance considérée est éloignée de l'année de livraison, plus les incertitudes sont grandes sur l'évolution de l'équilibre entre offre et demande. De nombreux aléas interviennent à différentes échéances, tant côté demande (croissance économique, température) que côté offre (évolution du parc, disponibilité des centrales, hydraulicité, etc.). Parallèlement, des leviers émergent à différentes échéances pour gérer ces risques.

Les approches recensées ci-dessus peuvent se résumer ainsi :

- une première approche consiste à évaluer 4 ans à l'avance le besoin en capacité permettant de couvrir l'ensemble du « cône d'incertitude ». Des marges suffisantes 4 ans à l'avance permettent d'atteindre le niveau de sécurité souhaité. Il s'agit ici typiquement de l'approche retenue par les mécanismes de capacité dits centralisés.
- une autre approche consiste à donner la possibilité aux acteurs d'évaluer le besoin en capacités tout au long des 4 années précédant la livraison et le cas échéant d'adapter leurs niveaux d'investissement. Ils peuvent ainsi actionner l'ensemble des leviers existants, notamment à plus court terme tels les effacements. Cette approche dynamique, qui apporte une certaine flexibilité dans les choix d'investissement est rendue possible par les architectures de marché décentralisées.

Figure 13 – La temporalité plus fine d'une architecture de marché décentralisée permet de réduire les marges



Cette analyse confirme l'intérêt des mécanismes décentralisés pour limiter les situations de surcapacités par rapport à un mécanisme centralisé, et réduire en conséquence le coût pour le consommateur. Les acteurs du marché de capacité vont faire en sorte de couvrir le besoin en capacités pour l'année donnée en ajustant leurs investissements, avec la progressivité qui leur convient le mieux.

En pratique, il existe des exemples de mécanismes de capacité centralisés dont la temporalité est plus fine : en particulier, le besoin évalué quatre ans à l'avance peut être réparti entre des investissements de long-terme (en capacités de production) et des investissements de plus court terme comme l'effacement. Néanmoins, ces corrections se traduisent par une temporalité rigide, avec un choix administratif et prédéterminé sur le poids respectif des différentes échéances.

Enfin, la valeur d'option des leviers de court terme permet de diminuer la surcapacité du système et donc le coût global pour les acteurs, mais également de mieux renvoyer le coût des aléas entre les acteurs. Ainsi, un consommateur parfaitement prévisible bénéficiera d'une diminution de coût importante puisqu'il profitera de la réduction des marges, sans supporter le coût d'activation des leviers de court terme. Cet effet permet une meilleure individualisation des coûts et crée une forme de responsabilisation correspondant aux recommandations de la Commission européenne[120] :

> *The costs of capacity mechanisms should be allocated to consumers in proportion to their contribution to demand during periods of scarcity or system stress.*

120
[EC, 2013a]

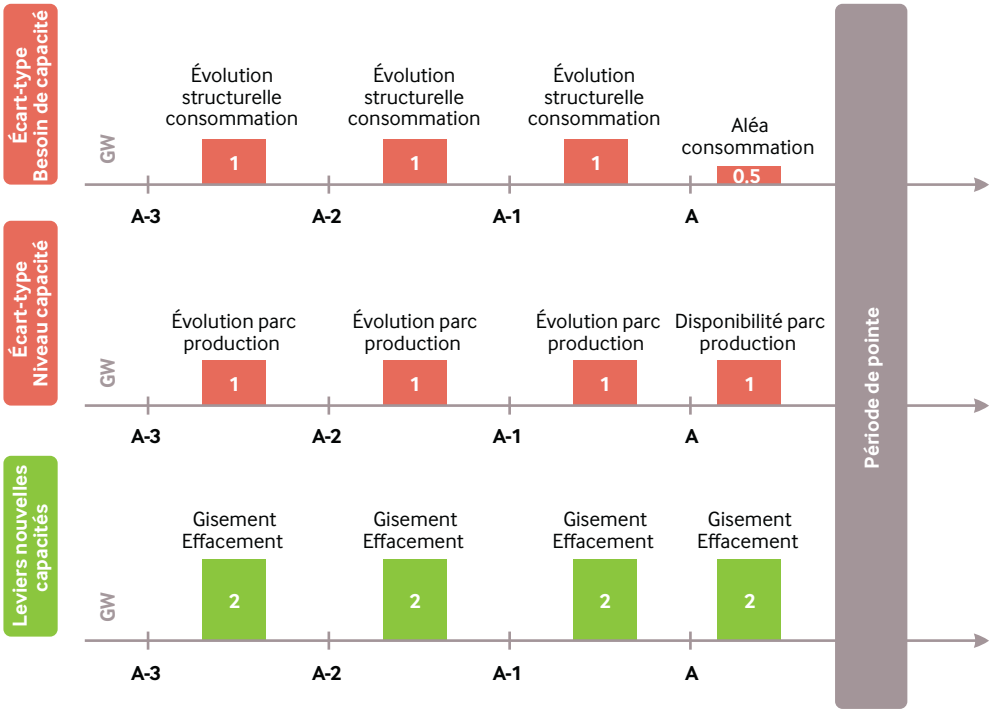
Illustration : Modélisation de l'efficacité économique liée à la temporalité d'un mécanisme de capacité décentralisé

Une modélisation simplifiée permet d'illustrer l'ordre de grandeur de l'impact des différences de temporalité entre les marchés centralisés et décentralisés.

Hypothèses :

Des scénarios de 4 années consécutives sont générés avec des aléas sur la consommation et la production, modélisés par des lois normales centrées et indépendantes et définis chaque année par un écart-type en GW. En fonction de ces aléas, de nouveaux investissements peuvent éventuellement être réalisés pour ramener l'état global du système à l'équilibre, avec un volume maximal correspondant au gisement en nouvelles capacités. Le choix des paramètres a été fait de manière à représenter des ordres de grandeur crédibles pour le cas français. L'objectif n'est pas d'obtenir une valorisation précise, mais un simple ordre de grandeur du bénéfice d'une temporalité plus fine.

Figure 14 – Hypothèses simplifiées utilisées pour la modélisation des aléas



L'utilisation de ces scénarios avec une méthode de Monte Carlo permet de comparer les marges nécessaires pour respecter en espérance le critère de sécurité d'approvisionnement dans les deux approches suivantes :

- un mécanisme centralisé dans lequel le besoin de capacité permettant d'atteindre le niveau de sécurité souhaité est défini 4 ans en avance ;
- un mécanisme décentralisé où les acteurs du marché de capacité ont la possibilité d'actionner l'ensemble des leviers existants, notamment à plus court terme.

Cette modélisation ne représente qu'imparfaitement les mécanismes centralisés et décentralisés, les mécanismes réels ayant souvent une temporalité plus fine que celle représentée, aussi bien pour ce qui concerne le centralisé que le décentralisé. Néanmoins, cette approche simplifiée respecte bien le fait que la temporalité du décentralisé est plus souple que celle du centralisé. Les résultats ne sont pas considérés en valeur absolue, mais de manière différentielle entre les deux classes de mécanismes, ce qui permet d'améliorer leur caractère significatif.

Suite ⤻

Suite ↷

Résultats

L'étude montre que les leviers de court terme apportent une valeur d'option au mécanisme décentralisé qui permet de réduire les marges nécessaires vu de 4 ans d'environ 2 GW par rapport à un mécanisme centralisé. Ce résultat est à considérer en regard des hypothèses de départ, dimensionnées sur les ordres de grandeur du système électrique français.

Lorsqu'une année donnée le scénario réalisé correspond aux prévisions basses de besoin en capacité, un mécanisme décentralisé aura peu (voire pas) besoin de solliciter de leviers de court terme. Le mécanisme centralisé aura en revanche nécessité de prendre, 4 ans en avance, des marges supplémentaires pour faire face au scénario extrême et résultera en une situation de surcapacité. L'étude montre que le mécanisme centralisé serait ainsi sur-capacitaire de 2 GW une année sur trois en moyenne.

Lorsqu'un scénario extrême se réalise, les marges prises par le mécanisme centralisé s'avèrent alors bien dimensionnées pour ces circonstances spécifiques. Le mécanisme décentralisé devra activer des leviers de plus court terme pour atteindre le même niveau de sécurité ce qui conduira à des coûts de transaction supplémentaires. Mais les volumes d'investissement réalisés auront *in fine* été les mêmes, dans un cas par la couverture 4 ans avant par des marges, dans l'autre cas par l'activation au fur et à mesure de leviers de plus court terme.

Quand des investissements sont effectivement nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, mécanismes centralisés et décentralisés conduisent bien au même niveau de capacité dans le système. Quand en revanche la réalisation correspond aux prévisions les plus basses, le mécanisme de capacité centralisé conduit à des surcapacités coûteuses pour le consommateur.

Si l'étude montre qu'en moyenne sur l'ensemble des scénarios, le mécanisme décentralisé permet d'éviter une surcapacité inutile, l'intérêt du modèle décentralisé est particulièrement élevé dans les scénarios où une couverture par les marges 4 ans en avance n'aurait pas été nécessaire.

2.4 Conclusions

Le mécanisme de capacité français est une obligation de capacité reposant sur trois principes fondateurs : il s'agit d'un mécanisme de marché *(market based)*, engageant la totalité des capacités *(market wide)*, et avec un fonctionnement décentralisé. Ces principes donnent corps à un mécanisme adapté aux spécificités et aux enjeux du contexte français.

Le choix d'un mécanisme de marché est issu d'une volonté d'efficience économique, en permettant aux acteurs obligés du mécanisme de faire des échanges pour minimiser le coût de leur obligation de capacité. Cette volonté se double d'un constat d'inefficience des mécanismes de régulation par les prix, dont les différents exemples en Europe sont en cours de réforme : paiements de capacité en Espagne, Italie ou Irlande, ou encore tarifs d'achat garantis en France pour développer certaines filières.

Le choix d'un mécanisme portant sur toute la capacité *(market wide)* est intimement lié à ses objectifs. La volonté d'une sécurisation réelle de l'approvisionnement en électricité nécessite ainsi d'engager la totalité des capacités dans le mécanisme. D'autre part, la logique de correspondance entre une obligation portant sur toutes les consommations et une participation de toutes les capacités au mécanisme est celle qui a du sens économiquement, et qui véhicule les bonnes incitations pour la participation de la demande au mécanisme.

Des considérations économiques motivent également ce choix. La volonté d'apporter une réponse structurelle aux imperfections du marché de l'énergie a conduit à éliminer des options possibles les mécanismes de capacité ciblés « de secours » du type appel d'offres ponctuel. Les mécanismes ciblés de type réserve stratégique peuvent certes corriger les défaillances d'un marché de l'énergie si le dispositif est parfaitement paramétré, mais l'analyse montre que, même dans ce cas, leur coût n'est pas inférieur à celui d'un mécanisme de marché sur toute la capacité. D'autre part, les réserves stratégiques semblent moins efficaces que les mécanismes de marché sur toute la capacité dans un contexte de cycles d'investissement. Enfin, le dimensionnement d'une réserve stratégique pour faire face à un aléa de faible probabilité et de forte amplitude telle que la vague de

froid hivernale en France aboutirait à isoler une part importante des capacités du marché et induirait des distorsions.

Le mécanisme de capacité français est bâti selon une approche décentralisée, avec des principes d'architecture de marché similaires à ceux du marché de l'énergie. Les acteurs obligés du marché de capacité sont responsables de la prévision des besoins de leurs clients, de la couverture de ces besoins et des éventuels écarts avec le réalisé. Cette architecture décentralisée conserve la structure de responsabilité des marchés de l'énergie pour les investissements, et évite de substituer la puissance publique aux acteurs de marché dans le processus de décision. Elle engendre en revanche des coûts de transaction supérieurs.

L'apport d'une architecture de marché décentralisée en matière de responsabilisation des acteurs se retrouve au niveau de l'efficacité économique et de l'allocation des coûts. Un fournisseur bénéficiera d'autant plus de ce système qu'il sera capable d'anticiper les besoins de ses clients, et si besoin d'influer sur leur consommation. Cette architecture est donc particulièrement adaptée à l'enjeu de maîtrise de la pointe de consommation, et présente l'avantage de donner différents leviers d'action aux acteurs obligés.

Ce choix permet également d'adopter une conception dynamique de l'évolution de la consommation, basée sur l'expertise des fournisseurs qui sont les acteurs au contact le plus proche des consommateurs. Non seulement il évite une cible fixe en capacité qui pourrait inciter à une hausse de la consommation, mais il autorise également plus de flexibilité dans les réévaluations progressives des besoins. Dans une situation comparable à celle de 2008, l'architecture décentralisée peut typiquement permettre d'éviter environ 2 GW de surinvestissements.

Enfin, si l'architecture de marché décentralisée nécessite la mise en place de mécanismes autorisant les transactions entre acteurs, ces mécanismes peuvent également favoriser une approche régionale voire européenne à un stade ultérieur, tout comme la standardisation des produits échangeables et des modalités d'échange ont naguère constitué le socle de l'intégration des marchés européens de l'énergie.

3. GRANDES ORIENTATIONS RETENUES DANS LES RÈGLES DU MÉCANISME DE CAPACITÉ

Les mécanismes de marché mis en place en Europe sont aujourd'hui confrontés à plusieurs défaillances, qui ont été présentées dans le chapitre 1 du présent rapport. Ces imperfections conduisent à remettre en question la capacité du marché *energy-only* à assurer seul la sécurité d'approvisionnement et justifient une intervention publique. Ceci est d'autant plus le cas dans un contexte de bouleversement des fondamentaux du système électrique lié à des politiques ambitieuses de transition énergétique menées par les États membres en Europe et à la croissance de la pointe de consommation en France.

Plusieurs architectures de mécanisme de capacité peuvent être envisagées. Le chapitre 2 du présent rapport a mis en évidence et justifié les choix d'architecture retenus pour le mécanisme de capacité français : il s'agit d'un mécanisme de marché *(market based)* régulé par les quantités, engageant la totalité des capacités *(market wide)*, adoptant un fonctionnement décentralisé.

Ces principes sont fixés dans le décret de décembre 2012, et doivent maintenant être déclinés. C'est l'objet de la proposition de règles de RTE datée du 9 avril 2014. Cette étape revêt une importance fondamentale, puisqu'elle conduit à détailler les modalités précises qui vont, en pratique, largement conditionner le fonctionnement du dispositif.

Le présent chapitre rappelle le contexte législatif et réglementaire dans lequel s'inscrit le mécanisme de capacité et qui précise les principes d'architecture retenus (§ 3.1). Il décrit ensuite les orientations structurantes proposées par RTE dans les propositions de règles du mécanisme de capacité afin que son fonctionnement permette effectivement de valoriser la contribution des capacités à la sécurité d'approvisionnement (§ 3.2).

3.1 Principes d'architecture prévus par le cadre législatif et réglementaire

La création d'un mécanisme de capacité en France est prévue par l'article 6 de la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME) :

> *Chaque fournisseur d'électricité contribue, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement en électricité. Chaque fournisseur d'électricité doit disposer de garanties directes ou indirectes de capacités d'effacement de consommation et de production d'électricité pouvant être mises en œuvre pour satisfaire l'équilibre entre la production et la consommation sur le territoire métropolitain continental, notamment lors des périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée.*

La loi fixe certaines caractéristiques importantes du dispositif. Le mécanisme de capacité français repose sur l'obligation faite aux fournisseurs de disposer des garanties de capacité nécessaires pour couvrir la consommation de leurs clients, notamment lors des périodes de pointe, et sur la possibilité faite aux acteurs obligés d'acquérir ces garanties auprès de tiers : il s'agit donc bien, d'emblée, d'un *marché* sur lequel des garanties sont échangeables. La loi renvoie la définition du fonctionnement détaillé de ce dispositif à un décret en Conseil d'État[121].

3.1.1 Élaboration du décret sur le mécanisme de capacité

La préparation du décret sur le mécanisme de capacité a, tout d'abord, conduit le Ministre en charge de l'énergie à demander à RTE de lui remettre un rapport proposant des principes

121
Les dispositions de l'article 6 de la loi NOME sont codifiées aux articles L.335-1 à L.335-8 du code de l'énergie. L'article L.335-6 prévoit qu'un décret en Conseil d'État en fixe les conditions d'application.

d'organisation et de fonctionnement du mécanisme de capacité en application des dispositions de l'article 6 de la loi NOME. Ce rapport, rédigé dans le cadre d'une concertation des acteurs de marché et remis au Ministre en charge de l'énergie le 1er octobre 2011, proposait notamment la participation de l'ensemble des capacités de production et d'effacement au mécanisme de capacité, l'introduction d'une contrepartie à toute rémunération de capacité, et la mise en place d'une architecture de marché décentralisée construite sur des principes similaires à ceux du marché de l'énergie et responsabilisant ainsi les acteurs de marché vis-à-vis de leur contribution à la sécurité d'approvisionnement. Il s'agit, dans les principes, du modèle décrit au chapitre 2 du présent rapport.

Ce rapport contenait des propositions détaillées qui ont fait l'objet d'une seconde phase de concertation, conduite par l'administration française dans le cadre du processus d'élaboration du décret prévu par la loi. Cette concertation s'est déroulée du mois de novembre 2011 à mars 2012. Elle a conduit à débattre, préciser ou amender les propositions contenues dans le rapport initial. Ainsi, par exemple, un mécanisme dit « de bouclage », a-t-il été ajouté en cas de « risque exceptionnel » sur la sécurité d'approvisionnement[122]. L'ensemble des questions traitées dans la suite du rapport (forme de l'obligation, méthodes de certification, nature des règlements financiers, transparence du mécanisme, régulation du pouvoir de marché de l'opérateur dominant, prise en compte des interconnexions transfrontalières, etc.) ont été abordées, souvent de manière précise, lors de ces discussions.

Le processus d'élaboration du décret par le Gouvernement a conduit ce dernier à saisir la Commission de régulation de l'énergie et l'Autorité de la concurrence pour avis. Ces avis, rendus au printemps 2012, ont conduit à des évolutions dans le projet de décret avant que celui-ci ne soit finalement publié par le Gouvernement en décembre 2012 (ces évolutions ne sont pas intégralement rappelées dans le présent rapport). Ils ont également été considérés lors de la phase de rédaction des règles au cours de l'année 2013.

3.1.1.1 Délibération de la Commission de régulation de l'énergie

La Commission de régulation de l'énergie, dans sa délibération du 29 mars 2012[123], a conforté la puissance publique dans les choix d'architecture retenus pour le mécanisme de capacité en émettant un avis favorable au projet de décret, sous réserve de certaines modifications.

À cet égard, la Commission de régulation de l'énergie a apporté son soutien aux choix d'un mécanisme de marché décentralisé dont les paramètres permettent de refléter la contribution des fournisseurs au risque de défaillance, de valoriser la contribution des capacités au maintien de la sécurité d'approvisionnement et de responsabiliser les acteurs.

Les observations de la Commission de régulation de l'énergie étaient assorties de propositions d'amendement visant à améliorer le fonctionnement du dispositif, notamment en renforçant les dispositions permettant de responsabiliser les acteurs, sans remettre en cause l'équilibre général des choix proposés par l'administration. Plusieurs modifications concernant le fonctionnement du marché de capacité ont été apportées au projet de décret allant dans le sens des recommandations émises :

> *La CRE propose d'intégrer dans le projet de décret un dispositif de rééquilibrage en capacité pour les fournisseurs, en amont de la vérification du respect de leur obligation.*
>
> *Le règlement financier relatif à l'écart du responsable de périmètre de certification est une composante importante de l'efficacité du dispositif.*
>
> *La notion de prix de référence de la capacité doit être introduite dans le projet de décret : sa méthodologie de calcul doit être établie par la CRE*[124].

En revanche, les propositions de la Commission de régulation de l'énergie de supprimer le dispositif de bouclage et l'appel d'offres transitoire au titre de l'année de livraison incluant l'hiver 2015-2016 n'ont, quant à elles, pas été retenues par l'administration. Cela n'a pas d'impact sur la proposition de règles datée du 9 avril 2014 : ces propositions ne visaient pas l'organisation et le fonctionnement du mécanisme de capacité devant être déclinés dans les règles proposées par RTE, mais des dispositions différentes ne relevant pas du pouvoir de proposition de RTE.

La Commission de régulation de l'énergie considère également que le mécanisme proposé comporte des éléments permettant *« de limiter ou d'encadrer le risque*[125] » d'impact défavorable sur la concurrence. Elle précise que, dans le cadre de ses activités de surveillance des marchés, elle veillera à ce que le mécanisme de capacité ne constitue pas une entrave à la concurrence. Les

122 Dispositif permettant au ministre d'organiser un appel d'offres afin de sécuriser les capacités nécessaires à la résorption d'une situation de risque exceptionnel.

123 [CRE, 2012]

124 [CRE, 2012]

125 [CRE, 2012]

dispositions prévues pour prémunir le marché de la capacité contre les risques de manipulations sont traitées dans le chapitre 7 du présent rapport.

La Commission de régulation de l'énergie observe que la prise en compte implicite des interconnexions dans le calcul du montant de l'obligation de capacité des fournisseurs constitue une solution adaptée à court terme mais qu'un travail de coordination à l'échelle européenne, ou a minima régionale, doit s'engager afin de permettre la participation explicite des capacités étrangères à la réduction du risque de défaillance. Les éléments concernant la prise en compte de la participation des capacités étrangères font l'objet d'un développement spécifique au chapitre 9 du présent rapport.

3.1.1.2 Avis de l'Autorité de la concurrence

Par son avis rendu le 12 avril 2012[126], l'Autorité de la concurrence a émis des réserves sur le projet de décret, au regard de son analyse concurrentielle portant sur les dispositions transmises par le Gouvernement.

L'Autorité de la concurrence s'est ainsi interrogée dans un premier temps sur la nécessité d'instaurer un mécanisme de capacité en France regrettant l'absence d'étude d'impact par le Gouvernement. À ce titre, les chapitres 1 et 8 du présent rapport apportent des éléments de réponse quant à la nécessité de justifier l'intervention publique et introduisent des éléments sur l'appréciation des conséquences et les impacts économiques du dispositif prévu par les règles du mécanisme de capacité. En réponse aux interrogations de l'Autorité, la justification de l'intervention publique a donc été précisée.

Les réserves de l'Autorité de la concurrence ne remettent pas en cause les choix structurants d'un mécanisme de marché portant sur l'ensemble des capacités et reposant sur une architecture décentralisée. Elles se concentrent sur les risques liés à la transparence et à la complexité du dispositif, qui pourraient entraîner des distorsions de concurrence et des barrières à l'entrée pour les nouveaux entrants sur le marché de l'électricité. Elles sont en cela très éclairantes à la fois pour la définition des règles précises encadrant le fonctionnement du dispositif, mais également pour la mise en place d'une surveillance efficace une fois que celui-ci sera opérationnel.

Dans ce contexte et afin d'accroître le caractère concurrentiel du mécanisme de capacité, l'Autorité de la concurrence a insisté auprès du Gouvernement sur l'importance de prendre en compte les risques et les impacts en matière de concurrence des choix retenus à chaque étape de la conception du mécanisme et lors de sa mise en œuvre et formulé plusieurs recommandations sur les propositions du décret :

- *rendre obligatoire la communication par EDF à la CRE des prix de cession internes de la capacité ;*
- *mettre en place une séparation comptable entre la branche production et la branche commercialisation d'EDF ;*
- *contraindre les producteurs à déclarer la disponibilité prévisionnelle de leurs installations de production sur la base de la disponibilité historique de ces installations ;*
- *prendre en compte la contribution des interconnexions au risque de défaillance via une vente publique des certificats de capacité correspondants en affectant le produit de cette vente à la CSPE ;*
- *envisager une modification législative pour les entités s'approvisionnant directement sur les marchés de gros, afin que tous les intervenants concernés soient soumis à l'obligation de capacité ;*
- *prévoir de ne pas attribuer de certificats aux installations en obligation d'achat, dans la mesure où les tarifs de rachat de l'électricité produite par ces installations couvrent déjà les coûts complets de ces installations ;*
- *ne pas faire supporter le financement de l'appel d'offres à projet transitoire par les fournisseurs alternatifs.*

Le projet de décret a été amendé afin de tenir compte de certaines recommandations de l'Autorité de la concurrence. Par ailleurs, dans le cadre de l'élaboration de sa proposition de règles, RTE a pris en compte le paysage concurrentiel décrit par l'Autorité : le dispositif mis en place en France est, à cet égard, un mécanisme de marché fortement régulé et surveillé. Un soin particulier a été apporté à garantir l'accès des acteurs aux informations pertinentes et à permettre la surveillance et le contrôle de la Commission de régulation de l'énergie. À cet effet, les règles prévoient des dispositions pour assurer la visibilité et la stabilité des paramètres du mécanisme, des mesures de transparence sur les sous-jacents physiques du mécanisme et l'état prévisionnel de la sécurité d'approvisionnement et des mesures de transparence sur le fonctionnement du marché et en particulier sur les volumes et prix des transactions.

Les éléments présentant des propositions de RTE sur la participation des capacités étrangères de manière explicite au mécanisme de capacité sont détaillés au chapitre 9.

126 [ADLC, 2012a]

3.1.2 Dispositions prévues par le décret

À l'issue de la consultation des acteurs du système électrique et des avis des autorités administratives indépendantes, le décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 *relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité* a été publié au Journal officiel de la République français le 18 décembre 2012.

Il définit l'organisation générale du mécanisme de capacité français et retient le principe, présenté dans le chapitre 2 du présent rapport, d'un mécanisme de marché décentralisé dans lequel l'ensemble des capacités participent et dans lequel les acteurs sont responsabilisés au regard de leur contribution à la sécurité d'approvisionnement. Les fournisseurs doivent couvrir leur obligation sur la base de la consommation constatée de leurs clients et peuvent s'approvisionner en certificats de capacité auprès des exploitants. L'architecture de marché décentralisée vise à responsabiliser les acteurs et permet donc aux fournisseurs de réaliser des échanges pour couvrir le plus finement possible leur obligation de capacité. La certification des capacités est assortie d'un engagement de disponibilité de l'exploitant de capacité. Enfin, l'ensemble des acteurs sont incités financièrement à respecter leur engagement.

Les chapitres 1 et 2 du décret disposent que l'obligation de capacité des fournisseurs d'électricité et la certification des exploitants de capacité sont définies en évaluant respectivement la contribution au risque de défaillance et à sa réduction. Ces dispositions traduisent la volonté de mettre en œuvre un mécanisme de capacité ayant pour objectif d'apporter une réelle contribution à la sécurité d'approvisionnement.

Ceci a des implications fortes sur l'architecture du mécanisme : c'est au regard de la contribution de leurs clients au risque de défaillance que l'obligation des fournisseurs sera déterminée ; c'est à l'aune de la structure du risque de défaillance que les capacités se verront allouer un volume de garanties prenant en compte leurs caractéristiques techniques.

Dans ce contexte, le décret détaille notamment comment seront déterminées les obligations pesant sur les fournisseurs (§3.1.2.1), les principes de certification des capacités pour leurs exploitants (§3.1.2.2) et l'organisation des échanges des garanties de capacité (§3.1.2.3).

3.1.2.1 Obligation de capacité portée par les fournisseurs

Les fournisseurs sont obligés de détenir pour chaque année de livraison, des garanties de capacité à hauteur de la consommation constatée de leurs consommateurs (y compris les gestionnaires de réseau de transport et de distribution pour leurs pertes) afin de satisfaire à l'objectif de sécurité d'approvisionnement mentionné à l'article L.335-2 du Code de l'énergie.

Le décret pose les principes régissant les échanges de garanties de capacité entre les acteurs obligés. Il prévoit de fixer la date limite de cession de garanties de capacité, au-delà de laquelle les échanges de garanties de capacité ne sont plus possibles, et la date limite de recouvrement des garanties de capacité, pour laquelle chaque fournisseur doit régler le montant financier relatif au déséquilibre entre le montant de son obligation de capacité et le montant de garanties de capacité qu'il détient.

3.1.2.2 Certification des capacités de production et d'effacement

Les exploitants de capacité s'engagent sur un certain niveau de capacité et se voient octroyer, en fonction, un montant de garanties de capacité. Les exploitants de capacité sont rattachés à un responsable de périmètre de certification.

À l'issue de l'année de livraison, RTE calcule, pour chaque responsable de périmètre de certification, l'écart entre le niveau de capacités certifiées au sein de son périmètre, reflétant l'engagement déclaratif des exploitants de capacité, et le niveau effectif de capacités. Le responsable de périmètre de certification est redevable du montant relatif au règlement financier de cet écart.

Au cours d'un exercice du mécanisme de capacité et avant l'année de livraison, les exploitants de capacité peuvent se rééquilibrer à la hausse ou à la baisse en fonction de l'évolution de la disponibilité prévisionnelle de leurs capacités.

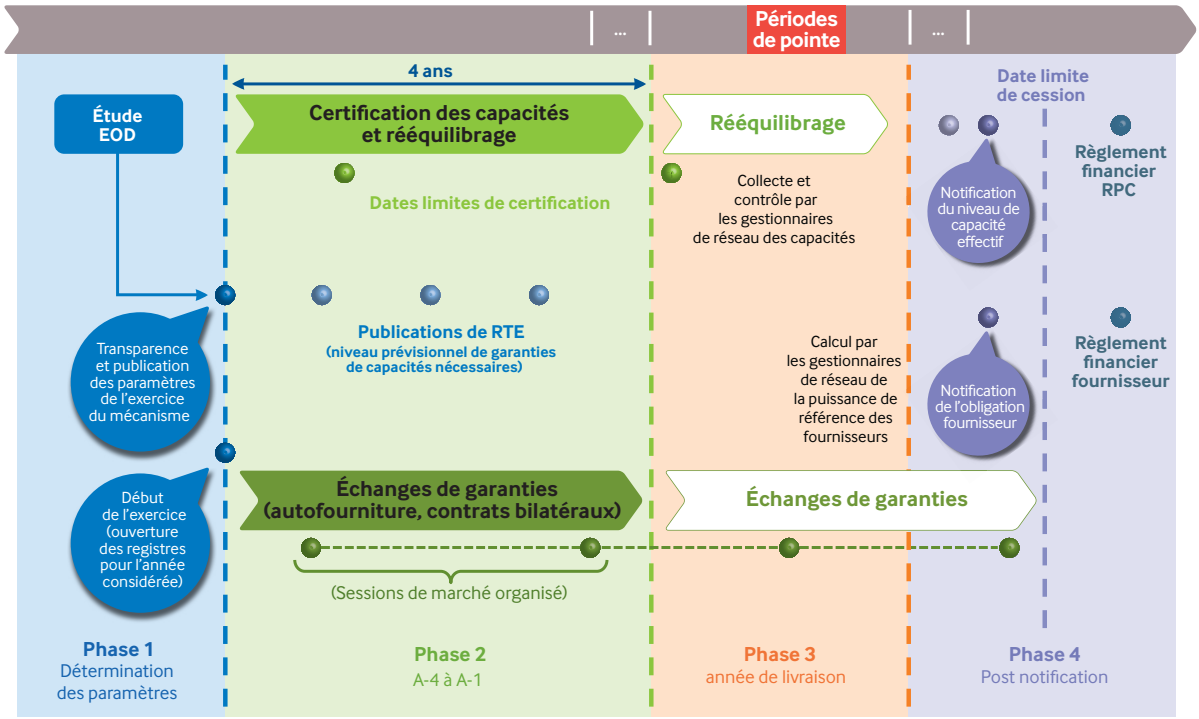
3.1.2.3 Fonctionnement du mécanisme de capacité

Le fonctionnement du marché des garanties de capacité fait l'objet d'une surveillance de la Commission de régulation de l'énergie afin que les signaux adressés aux acteurs de marché soient pertinents et répondent à l'objectif de maintien de la sécurité d'approvisionnement.

Afin de faciliter les échanges et la surveillance du marché, le décret prévoit plusieurs dispositions concernant la transparence du mécanisme, et notamment prévoit la mise en place et la gestion par RTE de trois registres, pour chaque année de livraison :

- **le registre des capacités certifiées,** à caractère public, répertorie toutes les capacités certifiées, qu'elles soient raccordées sur les réseaux de transport ou de distribution. RTE établit une liste avec toutes leurs caractéristiques, la puissance certifiée, la disponibilité prévisionnelle (actualisée) ;
- **le registre des garanties de capacité,** à caractère confidentiel, comptabilise de manière sécurisée toutes les opérations de délivrance, de transaction et de destruction de garanties de capacité ;
- **le registre des mesures de maîtrise de la consommation en période de pointe.**

Figure 15 – Schéma général d'organisation du dispositif (frise chronologique)



Un exercice du mécanisme de capacité est un dispositif pluriannuel qui démarre 4 années avant l'année de livraison et s'achève 2 années après l'année de livraison. Une frise chronologique représentant l'organisation du dispositif est présenté dans la figure 15.

Le démarrage d'un exercice du mécanisme de capacité correspond à la publication des paramètres de l'obligation et de la certification qui coïncide avec l'ouverture des registres de capacités certifiées et des garanties de capacité pour l'année de livraison. Parallèlement, RTE publie une première prévision du niveau de garanties de capacité nécessaires à la couverture de l'obligation de l'ensemble des fournisseurs. Cette prévision intègre l'évaluation de l'apport des interconnexions à la réduction du risque de défaillance (voir chapitre 9).

Les exploitants de capacité peuvent alors demander la certification de leur capacité et obtenir, en échange, des garanties de capacité. Pour les capacités pouvant être mises en œuvre dans des délais très courts, telles que les capacités d'effacement, la certification est possible jusqu'au début de la période de livraison. Les exploitants de capacité peuvent ajuster, jusqu'à la fin de la période de livraison, les données qu'ils ont déclarées au titre de la certification grâce à un processus de rééquilibrage souple.

Dès l'émission des premières garanties de capacité, les fournisseurs peuvent commencer à couvrir leur obligation, sur la base de leurs estimations et de leur stratégie de couverture des risques, en acquérant des garanties de capacité auprès d'exploitants ou en détenant des garanties de capacité en lien avec des capacités dont ils disposent en propre. La période d'échange

des garanties de capacité se poursuit jusqu'à la date limite de cession, qui est postérieure à l'année de livraison.

Pendant l'année de livraison, les données relatives au fonctionnement des capacités sont collectées et contrôlées, notamment la disponibilité des capacités sur la période définie à cet effet (dite PP2). Parallèlement, la consommation constatée des consommateurs est également mesurée.

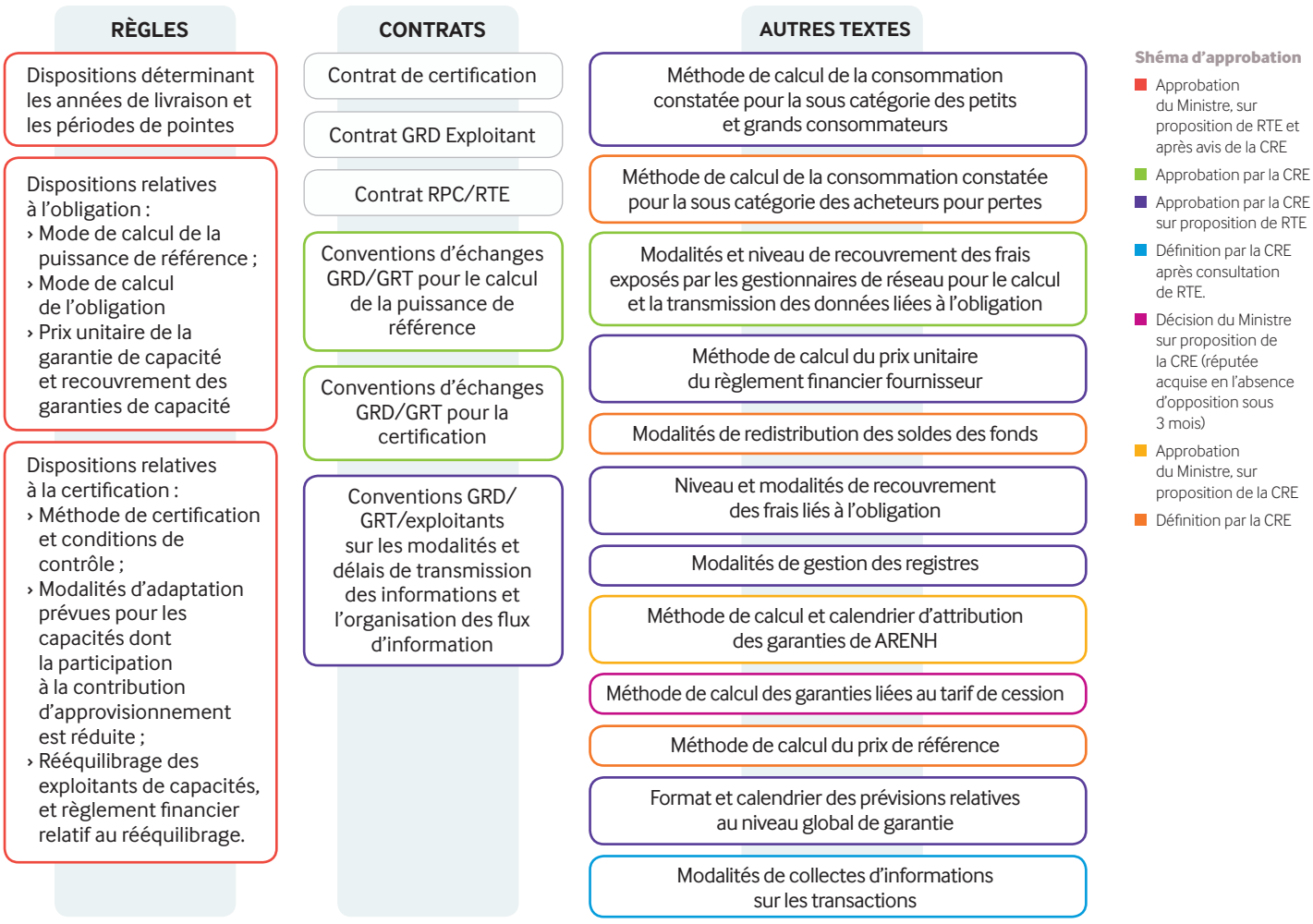
À l'issue de la période de livraison, le niveau de capacité effectif est calculé pour chaque capacité, sur la base des données réalisées collectées pendant l'année de livraison. Le niveau de capacité effectif est agrégé à la maille d'un périmètre de certification. Ce niveau agrégé permet de calculer l'écart avec le niveau de capacité certifié d'un responsable de périmètre de certification. En cas d'écart, le responsable de périmètre de certification est redevable du montant du règlement financier correspondant à un règlement des écarts.

À partir de la mesure du niveau de consommation et des paramètres d'obligation définis avant le démarrage de l'exercice, le niveau d'obligation d'un fournisseur est calculé. Chaque fournisseur est notifié de son niveau d'obligation, avant la date limite de cession. Après la date limite de cession, l'écart entre le niveau d'obligation d'un fournisseur et le volume de garanties détenues sur son compte du registre des garanties de capacité est calculé et donne lieu à une notification du niveau de son déséquilibre. Le fournisseur est redevable du montant du règlement financier correspondant à un règlement des écarts.

3.1.3 Élaboration d'un corpus réglementaire en application du décret

Le décret nécessite une nouvelle étape de déclinaison pour préciser les règles, contrats et conventions nécessaires au bon fonctionnement du mécanisme de capacité. Comme dans tout

Figure 16 – Corpus réglementaire prévu par le décret



dispositif de marché, ces éléments ont vocation à pouvoir évoluer de manière plus rapide, dans la mesure où ils ne remettent pas en cause les principes généraux du dispositif.

Le décret dispose que les règles du mécanisme de capacité sont approuvées par le Ministre en charge de l'énergie, sur proposition de RTE, après avis de la Commission de régulation de l'énergie. Il prévoit, par ailleurs, l'élaboration d'un ensemble de conventions et de contrats intervenant en complément des règles du mécanisme de capacité et nécessitant l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie.

Afin de disposer d'une vision cohérente et de faciliter la compréhension du dispositif, RTE a fait le choix en juillet 2013 de proposer un « choc de simplification », c'est-à-dire de privilégier un examen du dispositif comme un tout, indépendamment des nombreux circuits d'approbation contenus dans le décret (voir figure 16). Ce parti-pris conduit également à soumettre conjointement les propositions relevant du pouvoir d'approbation du Ministre en charge de l'énergie et celle relevant du pouvoir d'approbation de la Commission de régulation de l'énergie. Par défaut, chaque article de la proposition de RTE est une proposition de disposition des règles, c'est-à-dire du texte relevant du pouvoir décisionnel du Ministre. La mention **[CRE]** dans le corps du titre identifie les articles proposés au titre des dispositions approuvées par la CRE. Dans la suite du rapport, on traitera de manière indifférenciée ces dispositions.

La proposition de RTE a été élaborée après concertation des parties prenantes. Elle ne revêt pas le caractère d'un acte réglementaire : les dispositions qu'elle contient pourront être modifiées à l'initiative du Ministre ou de la CRE au cours du processus de décision en vigueur dans le domaine réglementaire, qui comprendra une nouvelle consultation des parties prenantes. Le processus en vigueur en France est, sur ce point, semblable à celui en vigueur à l'échelle européenne entre ENTSO-E, l'ACER et la Commission européenne, en ce qui concerne l'élaboration des codes de réseau.

3.1.3.1 Concertation des acteurs menée par RTE

La concertation menée par RTE s'est déroulée dans le cadre du Comité des clients Utilisateurs du Réseau de Transport d'Électricité (CURTE), qui comprend tous les acteurs de marché en France (producteurs, fournisseurs, négociants, opérateurs d'effacement, bourses), les associations de consommateurs, les gestionnaires de réseau de distribution. Les travaux du CURTE sont ouverts aux représentants de la Commission de régulation de l'énergie et de la DGEC et accessibles aux tiers intéressés (par exemple des universitaires). Un groupe de travail dédié au mécanisme de capacité, hébergé au sein de la Commission Accès aux Marchés (CAM) du CURTE, a fédéré l'ensemble des travaux réalisés pendant cette période de concertation.

La diversité et l'implication des acteurs ont permis d'appréhender l'ensemble des aspects du mécanisme. La concertation a conduit les acteurs du système électrique à faire part de leurs positions sur les différentes briques constituant la proposition de règles sur le mécanisme de capacité. Il s'agit d'un travail collectif de grande intensité (22 réunions de travail, 76 contributions écrites, 52 présentations en séance, un outil de simulation mis à disposition des acteurs).

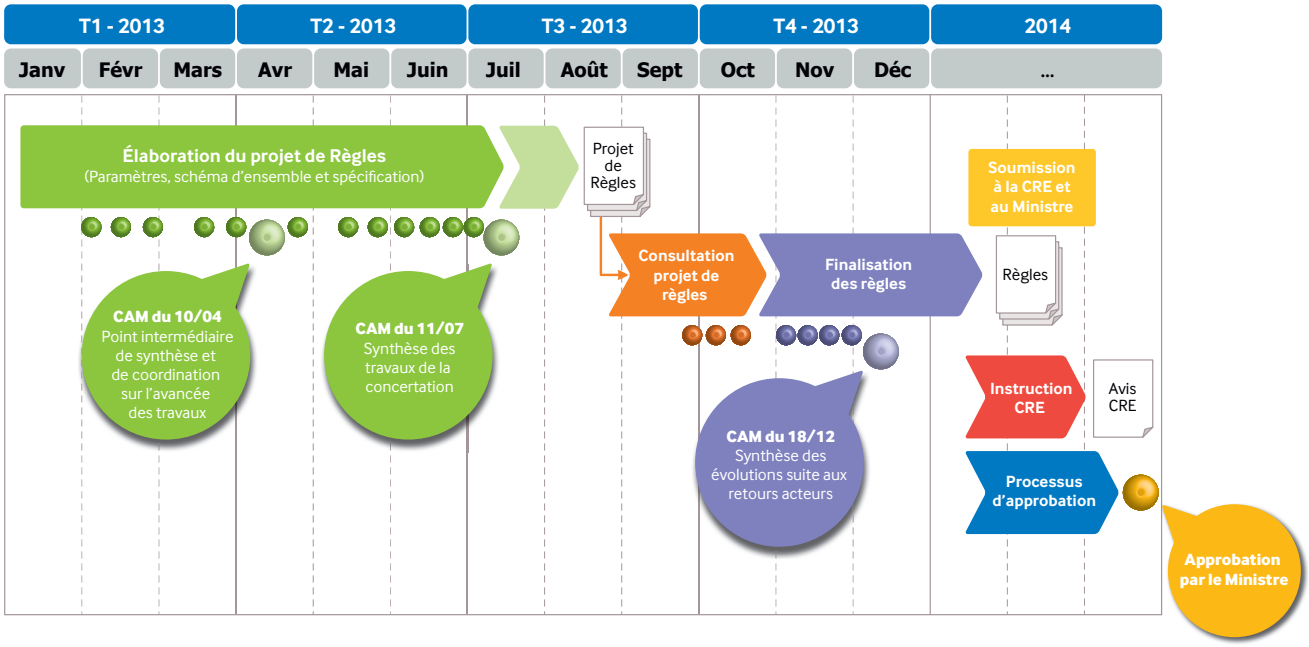
La concertation s'est déroulée en 2 phases (cf. figure 17). La première phase a permis d'élaborer un projet de règles du mécanisme de capacité (de janvier à juillet 2013). Ce projet de règles a été soumis à une consultation publique des acteurs ouverte le 11 septembre 2013 pour une période de 6 semaines. Elle a permis de recueillir plus de 500 remarques, auxquelles une réponse détaillée est fournie en annexe de la proposition de règles.

Faisant suite à la consultation publique, la deuxième phase de concertation (de septembre à décembre) a permis aux acteurs de proposer des modifications et à RTE de proposer des évolutions du projet de règles. L'objectif de cette deuxième phase était de trouver un équilibre entre, d'une part, le besoin de responsabiliser les acteurs et de conduire à des incitations réelles et proportionnées – ce qui nécessite une précision et une individualisation des dispositions prévues par les règles – et, d'autre part, l'intérêt de permettre l'anticipation des acteurs en garantissant une certaine stabilité dans le fonctionnement du mécanisme, notamment par l'introduction de dispositions normatives.

RTE considère que les évolutions proposées sur le projet de règles à l'issue de la consultation de septembre 2013 sont de nature à accroître la transparence et à renforcer la prévisibilité du mécanisme et permettent d'aboutir à une proposition équilibrée entre des contraintes d'ordres différents.

RTE remercie l'ensemble des participants pour la qualité de leurs contributions qui a permis à cette concertation d'être un espace de débats riches et constructifs et d'apporter des propositions concrètes pour la mise en œuvre du mécanisme de capacité, en cohérence avec les dispositions du décret.

Figure 17 : Planning de la concertation



3.2 Enjeu des règles du mécanisme de capacité : permettre la contribution réelle à la sécurité d'approvisionnement

Les chapitres 1 et 2 du présent rapport ont démontré le rôle essentiel que doit jouer le mécanisme de capacité afin de corriger le fonctionnement du marché de l'énergie et de garantir la sécurité d'approvisionnement.

Si le décret a précisé les dispositions de la loi NOME et renforcé les principes d'un marché décentralisé et engageant toute la capacité, sa déclinaison dans les règles repose sur des notions et paramètres-clés qui conditionnent grandement le fonctionnement du dispositif. Pour RTE, il était essentiel que ces choix soient effectués en prêtant attention à l'enjeu de contribution à la sécurité d'approvisionnement ainsi qu'à la proportionnalité du dispositif. En pratique, le débat a souvent consisté à rechercher un équilibre entre, d'une part, le besoin d'individualiser les dispositions des règles et, d'autre part, l'intérêt de stabiliser certains paramètres du dispositif pour réduire l'incertitude associée pour les acteurs de marché.

Cinq choix majeurs de définitions font particulièrement écho à ces enjeux et sont présentés dans les paragraphes suivants : (1) la nature de l'engagement des capacités, (2) les périodes retenues pour l'engagement des capacités, (3) les paramètres pour le calcul de l'obligation de capacité et de certification des capacités, (4) les données de référence pour le calcul de l'obligation et la certification des capacités et (5) les méthodes de valorisation des effacements de consommation.

3.2.1 Nature de l'engagement pour les exploitants de capacité (capacité installée ou disponible)

Lors des concertations menées en 2011 et en 2013, la définition de la nature de l'engagement de capacité des exploitants a été l'un des points importants de discussions avec les acteurs de marché. Les deux approches qui ont émergé portent sur un engagement lié respectivement à la *puissance installée* ou à la *puissance disponible* des capacités de production ou d'effacement.

Un mécanisme basé sur un engagement de *puissance installée* vise à garantir qu'il existe suffisamment de capacités de production ou d'effacement installées pour couvrir le risque de défaillance, sans se préoccuper de la mise à disposition effective de cette capacité lors des périodes de risque sur la sécurité d'approvisionnement. À l'inverse, un mécanisme basé sur un engagement de *puissance disponible* vise à garantir que les

capacités nécessaires sont effectivement disponibles lors des pointes de consommation pour couvrir le risque de défaillance.

Ces deux approches conduisent à des impacts très différents tant sur la nature du mécanisme que sur le niveau de sécurité d'approvisionnement et sur le fonctionnement du mécanisme pour les acteurs de marché.

En premier lieu, l'engagement qui est demandé aux exploitants des capacités dans un mécanisme basé sur la *puissance installée* est d'assurer l'existence physique des capacités en contrepartie de la valorisation de la capacité. Or, si la capacité installée est valorisée, rien ne garantit qu'elle soit effectivement disponible durant les périodes nécessaires pour la sécurité d'approvisionnement, notamment lors des périodes de pointe de consommation. Il est certes possible, sur le plan théorique, d'escompter que le marché de l'énergie enverra naturellement une incitation aux exploitants pour qu'ils rendent disponibles ces capacités durant les périodes de pointe. Pour autant, dans la mesure où le dispositif d'obligation de capacité revient, pour le consommateur, à souscrire une assurance d'être alimenté en électricité y compris durant des situations de tension du système électrique, il apparaît naturel que le coût porté par le consommateur final se traduise en une plus-value *certaine* en matière de sécurité d'approvisionnement : le dispositif doit alors conditionner la rémunération de capacité perçue par les exploitants à la disponibilité effective des capacités, et non pas à leur seule existence.

En second lieu, un mécanisme basé sur la *puissance installée* risque de prioriser l'objectif de rémunération des capacités par rapport à l'objectif de contribution à la sécurité d'approvisionnement dans la mesure où il est explicitement orienté vers les préoccupations d'offrir un cadre favorable à l'investissement et d'éviter les situations de déficit de rémunération.

Enfin, un mécanisme basé sur la *puissance installée* peut créer des barrières à l'entrée pour les effacements de consommation. En effet, les acteurs vont chercher à couvrir leur besoin en privilégiant la création de nouvelles capacités sur le long terme, sur la base de prévisions dans lesquelles la demande risque d'être considérée comme fixe. Cette couverture des besoins à long terme empêche la participation des capacités pouvant être développées avec des constantes de temps courtes, comme les capacités d'effacement.

Un mécanisme basé sur la *puissance installée* présente donc des incohérences avec les finalités du mécanisme de capacité. En particulier, il ne permet pas de refléter la réalité des besoins physiques du système électrique dans les engagements afférents à la certification des capacités et, à ce titre, ne permet pas de répondre à l'enjeu central de contribution à la sécurité d'approvisionnement.

A contrario, un mécanisme basé sur un engagement de disponibilité présente plusieurs avantages.

Tout d'abord, il vise à garantir que les capacités nécessaires à la couverture du risque de défaillance sont effectivement disponibles lors des périodes de risque sur la sécurité d'approvisionnement ; à ce titre, il porte plus naturellement sur toutes les capacités disponibles lorsque le système en a besoin. Il s'agit d'un dispositif assurantiel qui offre une garantie en termes de sécurité d'approvisionnement : toutes les capacités perçoivent une valorisation au titre du mécanisme de capacité, dès lors qu'elles sont disponibles lors des périodes de risque sur la sécurité d'approvisionnement. La valorisation des capacités dans ce type de mécanisme est donc directement liée à leur contribution effective à la sécurité d'approvisionnement et l'engagement sur la disponibilité est une contrepartie à la valorisation de toutes les capacités.

De plus ce type de dispositif permet d'aligner le régime de participation des effacements de consommation sur celui des capacités de production : un fonctionnement concurrentiel peut alors être instauré entre ces deux types de capacités.

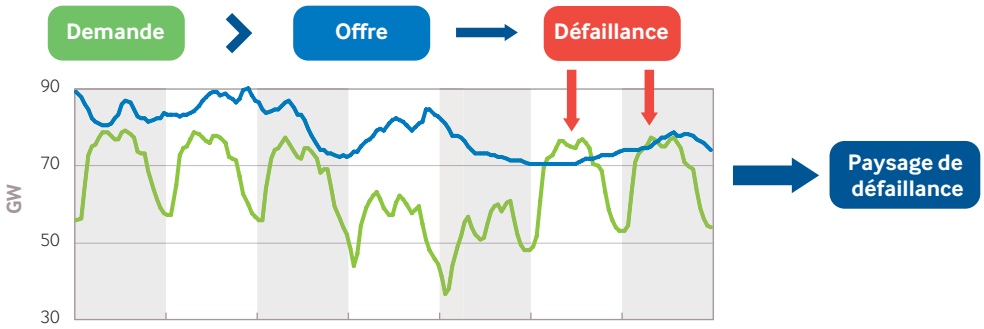
Au vu de sa cohérence avec l'objectif de sécurité d'approvisionnement et de sa compatibilité avec les principes fondamentaux du mécanisme (participation des effacements, prise en compte de toutes les capacités), l'orientation retenue dans la proposition de règles du mécanisme de capacité soumise par RTE porte donc sur un mécanisme basé sur la puissance effectivement disponible.

3.2.2 Période d'engagement des capacités

Le chapitre 1 du présent rapport a permis de mettre en évidence la thermosensibilité caractéristique du système électrique français et la croissance soutenue de la pointe de consommation (§ 1.2). Dans ce contexte, les études d'adéquation réalisées par RTE mettent en évidence, d'une part, que l'aléa de température sur la demande est l'aléa dominant du système électrique français et, d'autre part, que les situations de demande exceptionnelle dimensionnent le paysage de défaillance.[127]

127
L'ensemble des situations de défaillance étudiées. Cf. figure 16

Figure 18 – Illustration du paysage de défaillance par confrontation des simulations d'offre et de demande



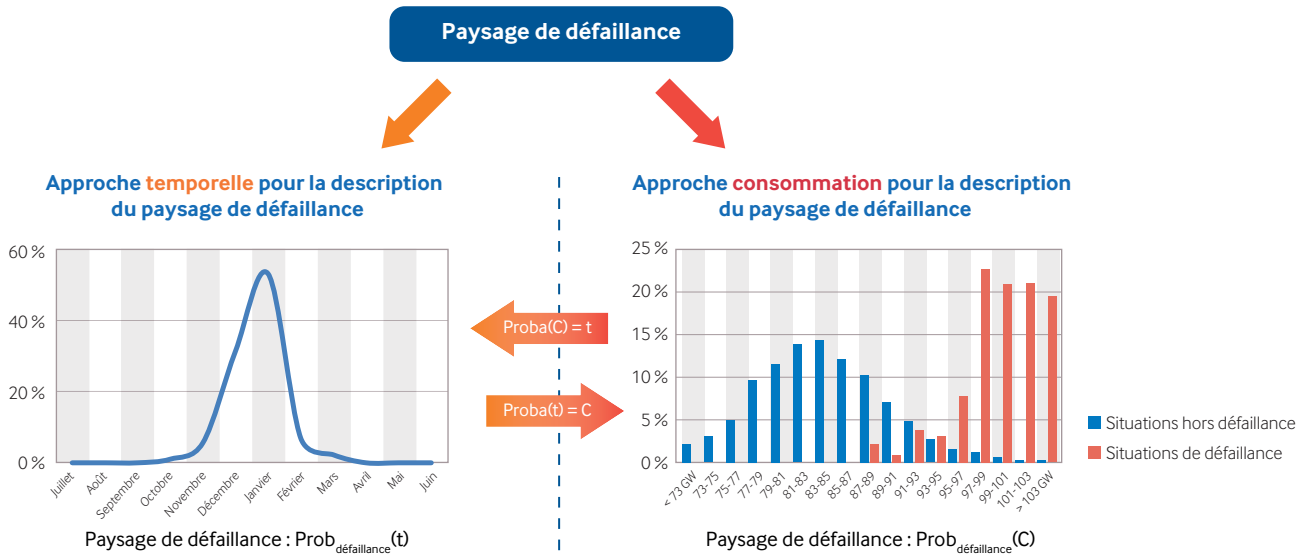
Le risque de défaillance correspond donc au risque de consommation exceptionnelle, c'est-à-dire au risque d'une vague de froid intense.

Deux approches ont été présentées lors de la concertation afin de définir la période d'engagement pour les exploitants de capacité pour couvrir le risque de défaillance :

- la première approche propose de retenir, comme période d'engagement, toute la période sur laquelle la défaillance peut se produire (« période hivernale » du 1er novembre au 31 mars). La période d'engagement est alors définie par rapport à une variable temporelle. Chaque mois est pondéré en fonction de la probabilité de défaillance associée.
- la deuxième approche propose de cibler les périodes durant lesquelles le niveau de consommation est le plus élevé pour définir la période d'engagement. La période d'engagement est définie par rapport à une variable consommation.

L'illustration ci-dessous (figure 19) représente graphiquement ces deux approches. Le graphique de gauche représente la répartition de la défaillance mois par mois avec un maximum en janvier. La période d'engagement définie par rapport à une variable temporelle). Le graphique de droite représente la répartition des situations de défaillance en fonction du niveau de consommation. Il illustre l'approche permettant de définir la période d'engagement des capacités par rapport à une variable consommation.

Figure 19 – illustration des deux approches permettant d'apprécier le risque de défaillance
(Source : RTE, GT du 02/04)



Afin de disposer d'un mécanisme de capacité ciblé sur la contribution des capacités à la réduction du risque de défaillance, RTE propose de retenir l'approche permettant de définir l'engagement des capacités par rapport à une variable consommation en raison de l'influence directe et dimensionnante du niveau de consommation sur le risque de défaillance.

En effet, les études probabilistes d'adéquation montrent que le risque de défaillance est d'autant plus fort que la consommation est élevée. Pour chaque scénario défaillant, les heures de défaillance correspondent en effet systématiquement aux heures de plus forte consommation.

Il en ressort notamment que :

- les 50 heures de plus forte consommation permettent de capter 100 % des heures défaillantes sur les 2 tiers des chroniques présentant de la défaillance et, dans le cas le plus défavorable, un peu moins de 40 % de la défaillance ;
- à partir des 150/200 heures de plus forte consommation, 100 % de la défaillance est couverte sur 90 % des chroniques défaillantes, et ces 150/200 heures de plus forte consommation captent au moins 80 % de la défaillance dans tous les cas.

La variable temps n'est en réalité qu'une réalisation de la variable consommation : la probabilité de défaillance est maximale en janvier tout simplement car c'est en janvier que la probabilité d'avoir une vague de froid intense est la plus forte.

Par ailleurs, en ciblant la période d'engagement sur les périodes où le risque de défaillance est effectivement le plus élevé, la période d'engagement est définie plus finement et cela évite que le mécanisme de capacité n'ait d'effet en dehors des périodes sur lesquelles il est véritablement nécessaire.

La proposition de règles du mécanisme de capacité de RTE retient donc l'approche consommation pour la définition de la période d'engagement des capacités – dite PP2 – en raison de sa pertinence pour apprécier le risque de défaillance et pour éviter de maintenir les effets du mécanisme en dehors des périodes effectivement nécessaires.

3.2.3 Méthodes de calcul de l'obligation et de certification des capacités

Les articles 3 et 10 du décret prévoient, respectivement, l'élaboration d'une méthode pour le calcul de l'obligation de capacité pour les fournisseurs et d'une méthode de certification et de contrôle des capacités ; le décret dispose que ces méthodes doivent permettre de satisfaire l'objectif de sécurité d'approvisionnement de manière proportionnée.

3.2.3.1 Paramètres de détermination de la méthode de calcul de l'obligation de capacité

La contribution au risque de défaillance des fournisseurs dépend de la sensibilité de leur consommation à la température, du synchronisme de leur consommation avec la consommation nationale et de la flexibilité de leur consommation (capacité à être reportée, élasticité au prix, etc.).

L'architecture du mécanisme de capacité prévoit que cette contribution au risque de défaillance des fournisseurs se traduise par la définition d'une obligation de capacité propre à chaque fournisseur.

Le montant de l'obligation de capacité d'un fournisseur est calculé à partir de sa puissance de référence – c'est-à-dire une puissance fondée sur sa consommation durant les périodes de pointe – et de plusieurs paramètres communs à l'ensemble des fournisseurs – tels que le coefficient de sécurité qui reflète notamment les marges nécessaires à la couverture des aléas résiduels (hors aléa de température).

Or, ces paramètres sont indépendants des déterminants physiques de la contribution au risque de défaillance des fournisseurs (sensibilité à la température, flexibilité...). Afin que l'obligation de capacité des fournisseurs soit proportionnée et permette de satisfaire l'objectif de sécurité d'approvisionnement, il est donc nécessaire que la définition de ces paramètres dans les règles du mécanisme de capacité traduise au mieux la contribution physique de chaque fournisseur au risque de défaillance.

La définition des paramètres liés à l'obligation de capacité dans les règles doit permettre de refléter la contribution réelle de chaque fournisseur au risque de défaillance. Le respect de ce principe a guidé la détermination des paramètres de l'obligation de capacité, de sorte que deux consommateurs ayant une même contribution au risque de défaillance obtiennent un même niveau d'obligation de capacité. Les paramètres de détermination de l'obligation de capacité sont développés dans le chapitre 4 du présent rapport.

3.2.3.2 Paramètres de certification des capacités

Une capacité de production ou d'effacement contribue effectivement à la réduction du risque de défaillance si elle est

disponible durant les périodes de risque sur la sécurité d'approvisionnement, et donc pendant les vagues de froid. Le niveau réel de sa contribution à la réduction du risque de défaillance dépend également du nombre d'heures durant lesquelles cette capacité peut être activée au cours de ces périodes.

L'architecture du mécanisme de capacité prévoit que la contribution à la réduction du risque de défaillance des capacités se traduise par la définition d'un montant de garanties de capacité, propre à chaque capacité et délivré à l'exploitant de capacité concerné.

Le montant de garanties d'une capacité est calculé à partir de la puissance disponible déclarée de cette capacité – c'est-à-dire la puissance pouvant être activée pendant les périodes de pointe – et de paramètres de certification communs aux exploitants de capacité. Ces paramètres prennent la forme de coefficients permettant de refléter l'impact des contraintes techniques d'une capacité sur sa contribution effective à la réduction du risque de défaillance, telles que les contraintes de stock (journalière et hebdomadaire) ou la contrainte de commandabilité. Il est nécessaire que la définition de ces paramètres de certification dans les règles traduise l'impact réel de ces contraintes techniques sur la contribution à la réduction du risque de défaillance d'une capacité afin que le montant de garanties attribué à cette capacité reflète réellement son impact en matière de sécurité d'approvisionnement.

La définition des paramètres de certification dans les règles doit refléter l'impact réel des contraintes des capacités sur la contribution à la réduction du risque de défaillance afin de contribuer à la sécurité d'approvisionnement. Ce principe a guidé la détermination des paramètres de certification, de sorte que deux capacités ayant une même contribution à la réduction du risque de défaillance obtiennent un même volume de garanties. Les paramètres de certification sont développés dans le chapitre 5 du présent rapport.

3.2.4 Données de référence pour le calcul de l'obligation et la certification

Les paragraphes précédents ont mis en évidence l'importance apportée à la définition de principes et de méthodologies permettant d'évaluer la contribution effective des acteurs au risque de défaillance pour chaque paramètre du mécanisme proposé dans les règles. Parmi ces principes, il convient de déterminer la nature des données utilisées pour déterminer, d'une part, la *puissance de référence* des fournisseurs dans le calcul de l'obligation de capacité et, d'autre part, la *puissance disponible* d'une capacité dans le calcul du montant des garanties de capacité.

Concernant l'obligation des fournisseurs, la *puissance de référence* sert à calculer le montant de l'obligation de capacité et reflète la contribution au risque de défaillance du fournisseur (§ 3.2.3.1). Le décret dispose que la puissance de référence est calculée à partir de la consommation constatée. La consommation réalisée de l'année de livraison doit donc être considérée comme la donnée de référence pour définir la *puissance de référence.*

Concernant la certification des capacités, il est aisé de définir la *puissance disponible* d'une capacité lors des heures de défaillance pour une année présentant effectivement de telles situations : il s'agit de mesurer l'activation de la capacité pendant ces heures-ci. Or, la plupart des années ne sont pas caractérisées par de la défaillance : toute la question est donc de savoir quelle est la donnée pertinente pour mesurer la contribution effective d'une capacité au risque de défaillance lors des années sans défaillance.

Plusieurs propositions pour la mesure de la *puissance disponible* peuvent être envisagées et sont regroupées au sein de deux approches :

- la première approche considère que la **mesure de la disponibilité observée** pendant l'année de livraison doit être retenue pour contrôler le caractère effectif de la contribution d'un exploitant à la sécurité d'alimentation. Cette approche conduit à individualiser le niveau de capacité ; elle est cohérente avec l'objectif de responsabilisation des acteurs et de prise en compte de la contribution effective des capacités à la réduction du risque de défaillance. Par exemple, deux exploitants de capacité d'une même filière peuvent avoir des taux de disponibilité effectifs différents, ce qui a une influence directe sur leur contribution à la réduction du risque de défaillance. Par ailleurs, cette approche est cohérente avec le choix retenu pour le calcul de la puissance de référence utilisée pour le calcul du montant de l'obligation de capacité des fournisseurs ;
- la deuxième correspond à intégrer des **valeurs normatives** dans la méthode de certification. Par définition, ces valeurs normatives ne rebouclent pas avec le réalisé. L'approche normative a pour conséquence de figer la contribution de certaines capacités sur des valeurs qui ne correspondent pas à l'observation. À cet égard, elle s'écarte de l'objectif de responsabilisation des acteurs et de la définition d'un niveau de capacité correspondant effectivement à la contribution au risque de défaillance. Cependant, certains acteurs considèrent que la nature intermittente de certaines capacités nécessite de retenir cette approche, en raison de la nature exogène des aléas affectant les capacités intermittentes (disponibilité de la ressource primaire).

RTE propose de retenir prioritairement des méthodes et des paramètres qui s'appuient sur les valeurs observées lors de l'année de livraison. Cette approche permet d'intégrer la totalité des informations possibles sur l'état du système et de renvoyer à chaque acteur sa véritable contribution à la sécurité d'approvisionnement.

Dans une optique d'équilibre entre l'individualisation et le besoin de stabilité, RTE a également introduit une disposition complémentaire pour la certification des capacités intermittentes : un schéma similaire aux capacités commandables avec un traitement de l'aléa sur la source primaire sur la base du déclaratif avec mesure de la disponibilité observée.

Les règles retiennent un principe d'optionalité, à la main de l'exploitant de capacité qui peut choisir entre ce schéma et un schéma normatif neutralisant les aléas affectant la source primaire. Un coefficient est alors ajouté afin que le niveau de capacité renvoie, en espérance, à la contribution à la réduction du risque de défaillance de ces filières.

Cette approche répond aux attentes exprimées lors de la concertation tout en permettant à un exploitant, à même de couvrir la variabilité de ses capacités (notamment en les adossant à des capacités flexibles, par exemple des capacités d'effacement), de bénéficier pleinement du bénéfice de cette couverture.

3.2.5 Méthodes de valorisation des effacements de consommation

Le mécanisme de capacité français a été conçu comme une réponse à la croissance de la pointe de consommation, c'est-à-dire comme un moyen de modifier les comportements de consommation à la pointe (approche demande) et de susciter les investissements adéquats en complétant les signaux de prix formés sur les marchés de l'énergie (approche offre). Le mécanisme de capacité doit permettre de stimuler les investissements en faveur d'une gestion économique de la pointe électrique, c'est-à-dire à permettre aux effacements de contribuer pleinement au « bouclage capacitaire » du système. Ainsi, la participation de la demande au sein du mécanisme de capacité ne doit pas être considérée uniquement comme un élément d'architecture du mécanisme de capacité mais comme l'un des moteurs de sa mise en place.

Afin de favoriser la participation des effacements de consommation au mécanisme de capacité, l'architecture du mécanisme prévoit deux possibilités pour permettre la valorisation des effacements : « implicite » par la réduction du montant de l'obligation de capacité d'un fournisseur, ou bien « explicite » par la certification et l'attribution de garanties de capacité aux capacités d'effacement.

La valorisation implicite des capacités d'effacement se traduit par des actions de maîtrise de la pointe, menées directement par les fournisseurs pour réduire la consommation de leurs clients à la pointe. Dans la mesure où le calcul de l'obligation de capacité est fonction de la consommation des clients à la pointe, les actions de maîtrise de la demande d'énergie ont donc pour effet immédiat de réduire l'obligation de capacité de l'acteur concerné.

La valorisation explicite des capacités d'effacement se traduit par l'ouverture du processus de certification aux capacités d'effacement. Une capacité d'effacement se voit alors attribuer un montant de garanties correspondant à sa contribution à la réduction du risque de défaillance, avec une méthodologie et des paramètres semblables à ceux utilisés pour les capacités de production. Les capacités d'effacement exploitées, soit directement par un consommateur soit par un agrégateur, peuvent ainsi participer directement au marché des garanties de capacité à l'instar des capacités de production.

Les règles du mécanisme de capacité prévoient la correction de la puissance effacée des capacités certifiées activées afin d'éviter une double-comptabilisation d'un effacement de consommation, à la fois implicite et explicite, ce qui aboutirait à un volume physique de capacités insuffisant pour couvrir le risque de défaillance. Par ailleurs, le décret dispose d'un principe de non-discrimination entre la réduction du montant de l'obligation de capacité et la certification de capacités d'effacement.

Afin de garantir ce principe de non-discrimination et d'assurer la contribution effective des effacements à la sécurité d'approvisionnement, une cohérence entre les méthodes d'estimation de la contribution des effacements et des périodes associées côté réduction de l'obligation et côté certification doit être assurée. RTE propose de retenir les principes suivants :

- côté certification : une capacité d'effacement s'engage à être disponible sur la période considérée pour le calcul du montant de garanties de capacité (PP2) pour être certifiée ;
- côté obligation : pour qu'un effacement de consommation puisse conduire à la réduction de l'obligation de capacité d'un fournisseur, il doit être activé sur la période considérée pour le calcul de l'obligation de capacité (PP1).

Figure 20 – Valorisation des effacements sur le mécanisme de capacité

Effacement certifié	Effacement non certifié
Doit être **disponible** durant sur la même période d'engagement que les capacités de production – PP2	Doit être **activé** durant la période de référence pour le calcul de l'obligation – PP1

Illustration du bilan sur 10 ans pour un effacement d'extrême pointe activé 1 année sur 10.

Effacement disponible sur chaque période PP2 mais activé sur une seule période PP2	Effacement activé sur chaque période PP1, c'est à dire 10 périodes PP1

Les dispositions proposées par RTE concernant la définition des méthodes de calcul de l'obligation de capacité et de certification des capacités permettent de garantir la non-discrimination entre les deux méthodes de valorisation des effacements et d'assurer ainsi la contribution effective des capacités d'effacement à la sécurité d'approvisionnement.

Ces propositions sont détaillées dans les chapitres 4 et 5 du présent rapport.

3.3 Conclusions

L'article 6 de la loi NOME dispose de la création d'un mécanisme d'obligation de capacité et renvoie la définition des principes de fonctionnement de ce mécanisme d'obligation de capacité à un décret en Conseil d'État.[128]

La publication au Journal Officiel du décret *relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité* fait suite à une concertation des acteurs du système électrique menée par les pouvoirs publics et prenant en compte les propositions de RTE pour la mise en place d'un mécanisme d'obligation de capacité. La Commission de régulation de l'énergie et l'Autorité de la concurrence ont également été consultées par le Gouvernement pour rendre un avis sur le projet de décret.

Le décret s'articule autour de trois piliers : la notion de risque de défaillance, l'obligation pour les fournisseurs de détenir des garanties de capacité et l'obligation pour les exploitants de capacité de conclure des contrats de certification de capacité.

Les dispositions du décret prévoient que les fournisseurs sont obligés de détenir pour chaque année de livraison des garanties de capacité à hauteur de la consommation constatée de chaque consommateur, et du montant de leurs pertes évaluées par les gestionnaires de réseau de transport et de distribution, afin de satisfaire à l'objectif de sécurité d'approvisionnement ; les exploitants de capacité de production et d'effacement de consommation sont tenus de conclure avec RTE un contrat de certification de leur capacité, dans lequel ils s'engagent sur un certain niveau de capacité. Le décret détaille également comment seront déterminées les obligations pesant sur les fournisseurs, les principes de certification des capacités pour leurs exploitants et l'organisation des échanges des garanties de capacité.

Le décret prévoit que les règles du mécanisme de capacité soient adoptées par le Ministre en charge de l'énergie sur proposition de RTE et après avis de la Commission de régulation de l'énergie. En 2013, afin d'élaborer les propositions de règles du mécanisme de capacité, RTE a organisé une concertation auprès des acteurs de marché dont l'objectif était

128 Les dispositions de l'article 6 de la loi NOME sont codifiées aux articles L.335-1 à L.335-8 du code de l'énergie. L'article L.335-6 prévoit qu'un décret en Conseil d'État en fixe les conditions d'application.

d'élaborer un projet de règles du mécanisme de capacité (i) conformes aux dispositions du décret, (ii) permettant de décliner en pratique l'enjeu lié à la contribution réelle à la sécurité d'approvisionnement et (iii) équilibrant le besoin d'individualiser les dispositions des règles et le besoin de garantir une certaine stabilité de fonctionnement.

Cinq choix majeurs font particulièrement écho à ces trois principes :

- un mécanisme basé sur la puissance disponible est cohérent avec la proposition d'un mécanisme couvrant toute la capacité et avec l'enjeu de garantir la contribution réelle des capacités à la sécurité d'approvisionnement en échange de leur valorisation ;
- la définition de la période d'engagement des capacités sur la base d'une approche consommation – c'est-à-dire sur la période durant laquelle le niveau de consommation est le plus élevé – est pertinente pour garantir que les effets du mécanisme de capacité sont effectivement ciblés sur les besoins du système électrique dans les situations de risque sur la sécurité d'approvisionnement ;
- la définition des paramètres permettant de calculer le montant de l'obligation de capacités des fournisseurs – tels que le coefficient de sécurité – et le montant des garanties attribué à une capacité – tels que les contraintes techniques ayant un impact sur la contribution de cette capacité à la réduction du risque de défaillance – doivent permettre de refléter le plus justement possible la contribution réelle des fournisseurs au risque de défaillance et des capacités à la réduction du risque de défaillance ;
- le choix de retenir prioritairement les valeurs observées pour la consommation et pour les capacités lors de l'année de livraison permettent de renvoyer à chaque acteur sa véritable contribution à la sécurité d'approvisionnement. Un écart faible entre les informations déclaratives et les données effectivement réalisées correspond à un simple retraitement. Dans une optique d'équilibre entre ce besoin d'individualisation et le besoin de stabilité et de prédictibilité souligné par les acteurs, une approche normative peut également être retenue dans le cadre du calcul du niveau effectif de capacité pour les capacités intermittentes ;
- la définition des méthodes de calcul de l'obligation de capacité et de certification des capacités doit permettre de garantir la non-discrimination entre la valorisation implicite ou la valorisation explicite des effacements. Afin d'assurer la contribution effective des capacités d'effacement à la sécurité d'approvisionnement, il est donc nécessaire que, d'une part, les capacités d'effacement faisant l'objet d'une certification soient soumises aux mêmes engagements de disponibilité que les capacités de production sur la période considérée (PP2) et que, d'autre part, les mesures de maîtrise de la demande en énergie comptabilisées dans la réduction de l'obligation des fournisseurs soient effectivement activées pendant la période considérée pour le calcul de l'obligation (PP1).

4. OBLIGATION DE CAPACITÉ

Le présent chapitre traite des dispositions proposées concernant la détermination de l'obligation pour les acteurs obligés. Il aborde dans un premier temps les dispositions générales qui encadrent l'obligation de capacité, c'est-à-dire l'identification des acteurs concernés, la définition de la puissance de référence et de la consommation constatée, les périodes et les modalités de calcul pour l'obligation (§4.1). Dans un second temps, les options retenues dans la proposition de RTE sont détaillées : fixation de la période PP1 servant à la détermination de l'obligation de capacité (§4.2), définition de l'année de livraison (§4.3), paramètres de calcul de l'obligation de capacité (§4.4). La suite du chapitre est consacrée à la présentation de la formule précise de détermination de l'obligation de capacité (§4.5) et l'articulation temporelle de l'obligation des fournisseurs au cours d'un exercice du mécanisme de capacité (§4.6).

4.1 Dispositions générales sur l'obligation

L'obligation de capacité désigne, conformément à l'article L. 335-1 du code de l'énergie, l'obligation pour tout acteur obligé de contribuer à la sécurité d'approvisionnement en électricité en disposant, pour chaque année de livraison, de garanties de capacité valables pour cette année de livraison.

Le décret dispose que le volume d'obligation d'un fournisseur *« est calculé en fonction de la puissance de référence de ses clients et d'un coefficient de sécurité tenant compte du risque de défaillance »*.

4.1.1 Acteurs obligés

L'obligation de capacité mise en place par la loi NOME du 7 décembre 2010 portait sur les fournisseurs d'électricité. Suite aux recommandations émises durant la phase de rédaction du décret, le périmètre des acteurs soumis à l'obligation de capacité a été étendu par la loi Brottes du 15 avril 2013 (article 15) :

> *« Les consommateurs finals et les gestionnaires de réseau pour leurs pertes qui, pour tout ou partie de leur consommation, ne s'approvisionnent pas auprès d'un fournisseur contribuent, en fonction des caractéristiques de cette consommation, en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement en électricité. Pour l'application du présent chapitre, ils sont soumis aux dispositions applicables aux fournisseurs ».*

Cette évolution permet d'assurer que l'ensemble des consommateurs est soumis à l'obligation de capacité, assurant la cohérence entre les obligations calculées et la consommation nationale.

Pour l'application de ces dispositions, les règles retiennent la notion « d'acteur obligé » pour désigner de façon générique l'ensemble des acteurs sur lesquels porte une obligation de capacité, au-delà des seuls fournisseurs. Sont définis comme acteurs obligés au titre des règles :

- les fournisseurs, en tant qu'acteurs exerçant l'activité d'achat d'électricité pour revente aux consommateurs finals ou aux gestionnaires de réseau pour leurs pertes et disposant d'une autorisation administrative ;
- les consommateurs finals ne s'approvisionnant pas, pour tout ou partie de leur consommation, auprès d'un fournisseur ;
- les gestionnaires de réseau pour leur pertes, lorsqu'ils ne s'approvisionnent pas auprès d'un fournisseur.

4.1.2 Puissance de référence

Le décret indique que la puissance de référence d'un consommateur d'électricité *« reflète sa contribution au risque de défaillance pendant l'année de livraison considérée »*. Les gestionnaires de réseau calculent et transmettent à RTE *la puissance de référence des consommateurs finals raccordés à leurs réseaux, par fournisseur.*

Du fait de quelques différences de traitement des consommateurs selon leur type (télérelevés, profilés, ou acheteurs pour les pertes), la puissance de référence est décomposée en trois termes : puissance de référence profilée, puissance de référence télérelevée, puissance de référence pour la fourniture de pertes.

Pour chacun de ces types de consommateur, la méthode de calcul repose sur les principes suivants :

- prise en compte de la *consommation constatée durant la période de pointe* (période de pointe PP1 définie dans le paragraphe suivant) ;
- correction, d'une part, de la *sensibilité de la consommation à la température* (thermosensibilité) ;
- correction, d'autre part, de la *puissance effacée des capacités certifiées activées* durant la période PP1.

4.1.2.1 Période de pointe PP1

La période PP1 constitue la période de référence pour l'établissement de l'obligation de chaque acteur obligé. Elle est constituée des heures sur lesquelles s'effectue la mesure de la consommation retenue pour le calcul de la puissance de référence et *in fine* la détermination du volume de l'obligation de capacité.

La définition de la période PP1 vise à répondre aux deux objectifs suivants :

- les heures de PP1 doivent constituer la meilleure métrique pour traduire, dans le niveau de l'obligation d'un acteur obligé, la contribution réelle au risque de défaillance des consommateurs de son périmètre ;
- la réalisation d'actions de maîtrise de la consommation à la pointe doit pouvoir être valorisée en tant que réduction de l'obligation, conformément aux objectifs rappelés au chapitre 1 du rapport et à l'ambition d'intégrer pleinement la maîtrise de la pointe au dispositif.

4.1.2.2 Consommation constatée

Le décret de décembre 2012 dispose que *« la puissance de référence est calculée à partir de la consommation constatée de chaque consommateur[129] »*. Il prévoit ainsi que l'obligation ne soit pas déterminée de manière normative en amont, mais sur la base de données mesurées, afin de renvoyer à chaque consommateur sa contribution réelle au risque de défaillance. Ce principe est incompatible avec un modèle dans lequel l'obligation d'un acteur représenterait une partie d'une obligation totale définie par ailleurs. Ainsi, dans le système français, la consommation constatée durant les heures PP1 constitue le socle de calcul de l'obligation en capacité de chaque acteur obligé.

Les données élémentaires utilisées pour le calcul de la consommation constatée d'un consommateur sont issues des systèmes de comptage et d'information des gestionnaires de réseaux publics auxquels les sites sont raccordés directement ou indirectement. Ce principe est cohérent avec l'ensemble du cadre réglementaire en vigueur dans le domaine de l'énergie, mais peut engendrer une difficulté spécifique pour les consommateurs profilés, dont la courbe de charge n'est pas mesurée mais estimée sur la base de profils normatifs. Dans l'attente du déploiement de nouveaux systèmes de comptage permettant une affectation des flux d'énergie plus dynamique, les dispositions retenues dans les règles s'appuient sur les dispositifs existants, notamment le système de profilage permettant de reconstituer une courbe de charge à chaque site doté d'un compteur à index. Les dispositions autorisant la valorisation explicite des effacements de consommation sur le marché de capacité (voir chapitre 5) permettent de contourner cette difficulté *via* l'utilisation des installations déployées par les opérateurs d'effacement pour certifier le potentiel d'effacement, sous réserve que ces installations soient conformes au cadre réglementaire en vigueur sur le marché (NEBEF) ou le mécanisme d'ajustement, c'est-à-dire qualifiées selon les règles en vigueur.

129 Article 1 du décret n°2012-1405

À la maille d'un acteur obligé, un référentiel est utilisé pour le calcul de la consommation constatée qui lui est rattachée, dans le calcul de sa puissance de référence : le périmètre de l'acteur obligé. Ce périmètre permet d'identifier le rattachement d'un site à un acteur pour le calcul de l'obligation, et assure le traitement des cas particuliers des sites multi-acteurs obligés.

4.1.2.3 Prise en compte de la sensibilité de la consommation à la température

La sensibilité de la consommation à la température (thermosensibilité) se définit comme le lien attesté, en-dessous d'une certaine température, entre les consommations d'électricité et la température. La thermosensibilité représente la réponse rapide de la consommation à une variation de température, elle est donc à distinguer de la composante cyclique/saisonnière de la courbe de consommation.

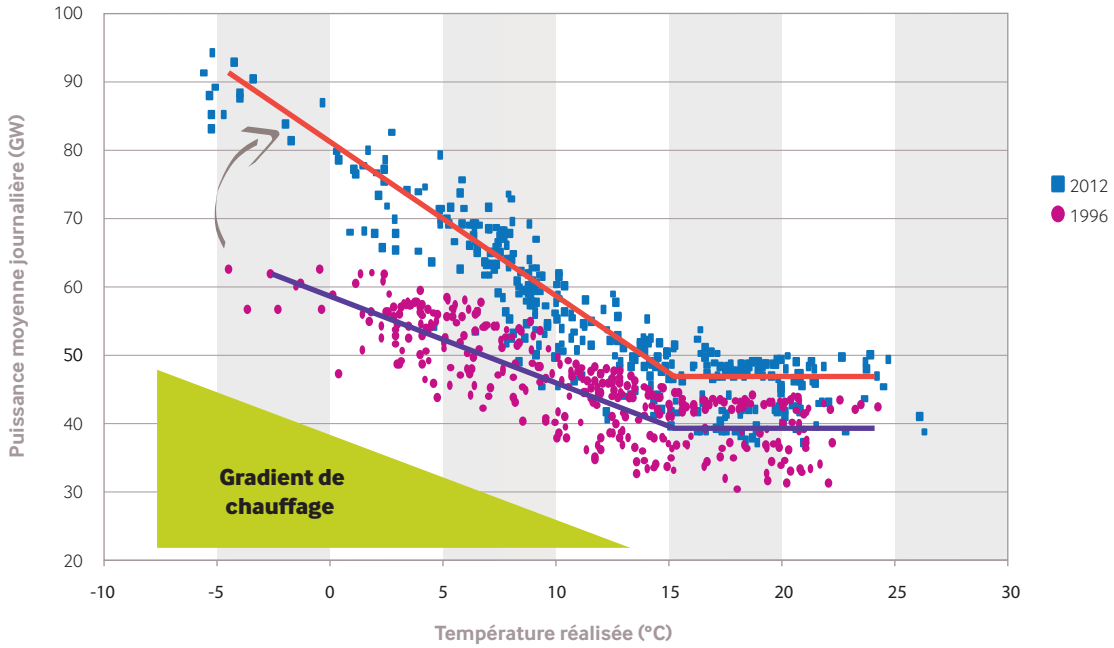
La thermosensibilité de la consommation française n'a cessé de progresser ces dix dernières années et caractérise particulièrement le système électrique français. RTE estime ainsi que le gradient d'hiver à 19 h a augmenté de 35 % entre l'hiver 2001-2002 et l'hiver 2011-2012. Cette augmentation du gradient est responsable, pour une bonne part, de la croissance de la pointe de consommation électrique mise en évidence au paragraphe 1.2 du rapport.

Pour que le mécanisme de capacité atteigne son objectif de sécurité d'approvisionnement, il est nécessaire que **la somme des thermosensibilités considérées dans le mécanisme corresponde à la thermosensibilité à l'échelle nationale** de l'année de livraison.

4.1.2.3.1 Caractérisation de la thermosensibilité

Le lien puissance-température est considéré linéaire. Cette hypothèse se justifie par la forme du nuage de points obtenus lorsqu'on représente, en abscisse, une température et, en ordonnée, la consommation correspondante du groupe de sites étudiés.

Figure 21 – illustration du gradient de chauffage France
(Source : ERDF, GT du 19/02/13)



On observe que, en dessous d'une température seuil, la variation de consommation est proportionnelle à la variation de température. En pratique, le gradient est la pente du nuage de points. Au-dessus de la température seuil, la consommation n'est pas impactée par la variation de température.

Le gradient dit de « sur-chauffage » pour les températures très froides est peu constaté ; il n'est donc pas pris en compte.

4.1.2.3.2 Déterminants de la thermosensibilité

La thermosensibilité se caractérise par 48 gradients demi-horaires pour une année donnée, des températures lissées et une température seuil. Les notions suivantes sont utilisées dans les règles.

Température lissée

Les températures utilisées dans le mécanisme de capacité correspondent à des variables dérivées de la température brute mesurée sur différentes stations météorologiques. Il est en effet nécessaire de construire une température appelée dans la suite « température lissée » – et non de prendre des températures brutes – de sorte à constituer une variable explicative performante de la consommation. Cette température est notamment lissée pour prendre en compte l'inertie thermique des bâtiments.

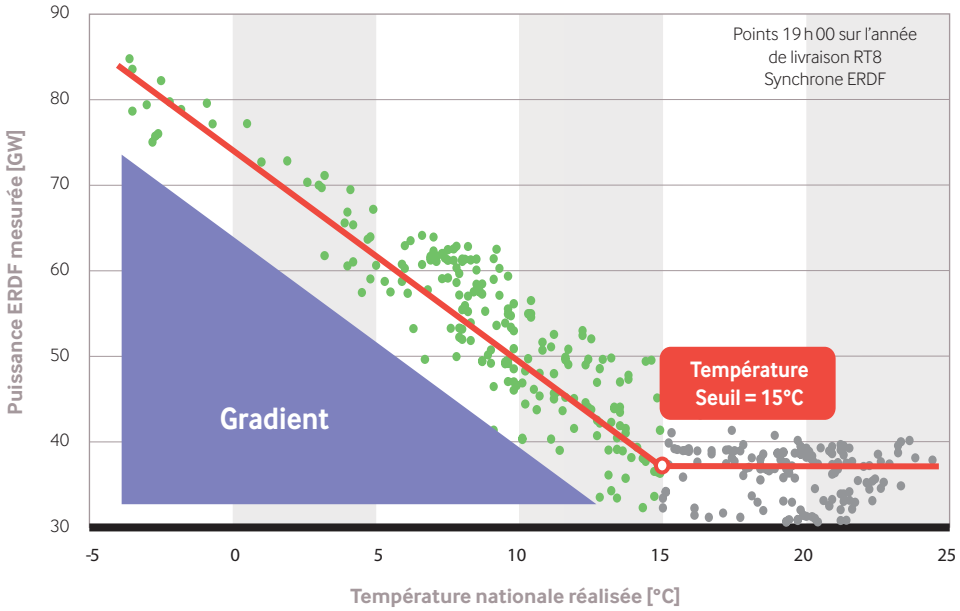
Température seuil

La température seuil correspond à la température en-deçà de laquelle on considère qu'une variation de la température entraîne une variation de la consommation. Schématiquement, elle renvoie à la température à partir de laquelle les chauffages sont activés.

Gradient

Le lien puissance-température lissée, considéré pour une année de livraison, se traduit par un gradient de

Figure 22 – Illustration de la température seuil
(Source : ERDF, GT du 09/07/13)



thermosensibilité (la pente de la courbe), constant pour une année donnée.

Le lien puissance-température n'est pas uniforme sur une journée. Sont donc définis 48 gradients demi-horaires pour chaque demi-heure de la journée.

4.1.2.3.3 Température extrême

Afin de traduire la contribution d'un consommateur au risque de défaillance du fait de sa thermosensibilité, il est nécessaire de baser le calcul de l'obligation non pas sur la consommation observée lors de l'année de livraison, mais sur une estimation de cette consommation lors d'une vague de froid dont la sévérité correspond au risque contre lequel le système cherche à se couvrir (vague de froid décennale).

Pour ce faire, l'utilisation d'une température extrême a été proposée lors de la concertation et est retenue dans les règles, permettant ainsi de se ramener à une vague de froid.

Concrètement, les consommations observées sont ramenées à celles estimées à cette température extrême. Tout se passe *in fine* comme si chaque année la vague de froid définie par cette température extrême, correspondant à une vague de froid décennale, avait lieu. **Le mécanisme de capacité s'apparente ainsi à un mécanisme assurantiel visant à se couvrir contre une situation extrême dont le niveau de risque renvoie au critère de sécurité défini par les pouvoirs publics.** Le mécanisme de capacité permet donc de stabiliser l'espérance de revenus des capacités, en répartissant sur chaque année des revenus qui seraient sinon concentrés lors d'une vague de froid avec une probabilité d'occurrence d'une fois tous les dix ans.

4.1.2.4 Correction de la puissance effacée des capacités certifiées activées

La correction de la puissance effacée des capacités certifiées activées vise à éviter une double valorisation d'un effacement de consommation. En effet, comme exposé au paragraphe §3.2.5, les effacements de consommation peuvent alternativement être valorisés sous la forme d'une réduction de l'obligation de capacité, ou de manière directe par l'attribution de garanties de capacité. Il importe dès lors d'éviter de comptabiliser deux fois la même action d'effacement, ce qui conduirait à des distorsions de concurrence entre acteurs et aboutirait à un volume physique de capacités insuffisant pour respecter le critère de sécurité d'approvisionnement.

La disposition retenue dans les règles pour la correction de la puissance effacée des capacités certifiées activées correspond à l'ajout de la puissance effacée, pour les capacités certifiées, à la consommation constatée.

4.1.3 Coefficient de sécurité

4.1.3.1 Dispositions du décret

Le coefficient de sécurité vise à remplir les exigences fixées dans la loi et dans le décret selon lesquelles l'obligation en capacité des fournisseurs « *incite au respect à moyen terme du niveau de sécurité d'approvisionnement en électricité*[130] », dans le respect du principe général d'un mécanisme de responsabilisation des acteurs vis-à-vis des aléas qu'ils génèrent.

Le décret prévoit que le coefficient de sécurité «[tient] *compte du risque de défaillance* » et que « *l'effet* [des interconnexions du marché français de l'électricité avec les autres marchés européens] *est intégré dans la détermination du coefficient de sécurité* ».

Le coefficient de sécurité s'applique à tous les acteurs obligés, il s'agit donc d'un paramètre « mutualisant ». Il ne doit intégrer que les seuls déterminants de la sécurité d'approvisionnement qui ne le sont pas par ailleurs. Schématiquement, côté obligation, la *puissance de référence* traduit déjà la contribution au risque de défaillance des consommateurs et, côté certification, le *niveau de capacité*[131] traduit de la même façon la contribution des capacités à la réduction du risque de défaillance. Le coefficient de sécurité tel que retenu dans les règles recouvre donc les seuls éléments suivants :

- la contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement ;
- les marges nécessaires à la couverture des aléas résiduels, notamment sur la demande (aléas hors aléa thermosensible).

Les principes de détermination du coefficient de sécurité, y compris méthodologiques, sont détaillés au § 4.4.3. Ces principes ainsi que les modalités d'évolution du coefficient de sécurité sont décrits dans les règles du mécanisme de capacité. La valeur numérique initiale du coefficient de sécurité est indiquée dans les règles, lesquelles prévoient que toute évolution de cette valeur doit faire l'objet d'une approbation spécifique de la part du Ministre.

4.1.3.2 Sensibilité du coefficient de sécurité au choix de la température extrême

La détermination de la température extrême et celle du coefficient de sécurité sont liées. Il est ainsi possible de définir plusieurs couples $[T_{ext};C_{sécurité}]$ aboutissant au même niveau global de garanties nécessaires au respect du critère de sécurité d'approvisionnement[132], mais qui conduisent à des répartitions différentes entre les différents acteurs.

L'exemple simplifié ci-dessous permet d'illustrer l'influence du choix de la température extrême sur le coefficient de sécurité. Il est basé sur les hypothèses suivantes :

- le volume de garanties alloué au parc de référence est de 1 000 MW ;
- l'ensemble des consommateurs français est réparti entre deux fournisseurs F1 et F2, le dernier étant « thermosensible », l'autre non ;
- le portefeuille de clients de F1 n'est pas thermosensible et la puissance appelée par son portefeuille sur PP1 est de 400 MW ;
- le portefeuille de clients de F2 est thermosensible avec un gradient estimé à 100 MW/°C. La puissance appelée par son portefeuille sur PP1 est de 400 MW.

On considère 4 cas avec des choix de température extrême différents : 0°C, -2°C, -3°C et -6°C. Il est alors possible de calculer pour chacun de ces cas la puissance de référence pour F1 et F2 et le total correspondant au niveau France.

	Cas 1	Cas 2	Cas 3	Cas 4
T_{ext} (°C)	0	-2	-3	-6
Pref F1 (MW)	400	400	400	400
Pref F2 (MW)	300	500	600	900
Pref France (MW)	700	900	1000	1300

Or la somme totale des obligations doit correspondre au volume de garanties du parc de référence (1000 MW) de telle sorte que l'obligation incite bien au respect du critère de sécurité. Il est donc possible de déterminer le coefficient de sécurité permettant le respect de ce critère et ainsi l'obligation des fournisseurs F1 et F2.

	Cas 1	Cas 2	Cas 3	Cas 4
$C_{sécurité}$	1,43	1,11	1,00	0,77
Obligation F1 (MW)	571	444	400	308
Obligation F2 (MW)	429	556	600	692
Obligation totale (MW)	1000	1000	1000	1000

Il apparaît donc que le choix des deux paramètres de l'obligation que sont la température extrême et le coefficient de sécurité a des effets redistributifs forts entre consommateurs thermosensibles et non thermosensibles.

130 Article L.335-2 du code de l'énergie

131 Cette notion est détaillée au chapitre 5 du présent rapport.

132 Le volume de garanties nécessaires au respect du critère de sécurité d'approvisionnement renvoie à un *parc de référence* dont la détermination est détaillée au § 4.4.3.

Le choix retenu dans les règles consiste à responsabiliser les acteurs sur les aléas qu'ils génèrent. L'aléa thermosensibilité est entièrement pris en compte par le paramètre « température extrême ». Il aurait été possible a contrario d'augmenter le coefficient de sécurité pour intégrer une part de la thermosensibilité du système électrique français, choix qui serait revenu à mutualiser sur l'ensemble des acteurs obligés une part de l'aléa climatique alors que les différents consommateurs y contribuent de manière très diverse.

4.1.4 Synthèse sur les principes de l'obligation

4.1.4.1 Formules

Dans le respect des dispositions du décret et au regard des éléments mentionnés ci-avant, il est proposé que les formules de calcul de l'obligation s'expriment sous la forme suivante.

L'obligation d'un acteur obligé est déterminée en fonction de sa puissance de référence et du coefficient de sécurité.

$$Oblig,AO,AL = Pref,AL,AO \times CS,AL$$

- $Oblig,AO,AL$ est l'obligation de l'acteur obligé AO pour l'année de livraison AL ;
- $Pref,AL,AO$ est la puissance de référence de l'acteur obligé AO pour l'année de livraison AL ;
- CS,AL est le coefficient de sécurité pour l'année de livraison AL.

La puissance de référence est calculée à la maille de l'acteur obligé :

- à partir de la consommation constatée corrigée de la puissance effacée des capacités certifiées activées sur son périmètre durant la période de pointe PP1,
- corrigée de la sensibilité de la consommation à la température, traduite par un gradient, de sorte à extrapoler la consommation réalisée à température extrême (proche de -2,6°C assimilable à une vague de froid décennale).

$$Pref,AL\ AO = \frac{1}{2 \times nbHeuresPP1,AL} \times \sum_{t \in PP1} [ConsoCorrigée_{AO,AL}[t] + Gradient_{AO,AL}[t] \times (T_{Ext}[t] - TFLs,AL[t])]$$

Si $\sum_{t \in PP1} ConsoConstatée_{AO,AL}[t] = 0$ alors $Pref,\ AL,\ AO$ est mise à 0.

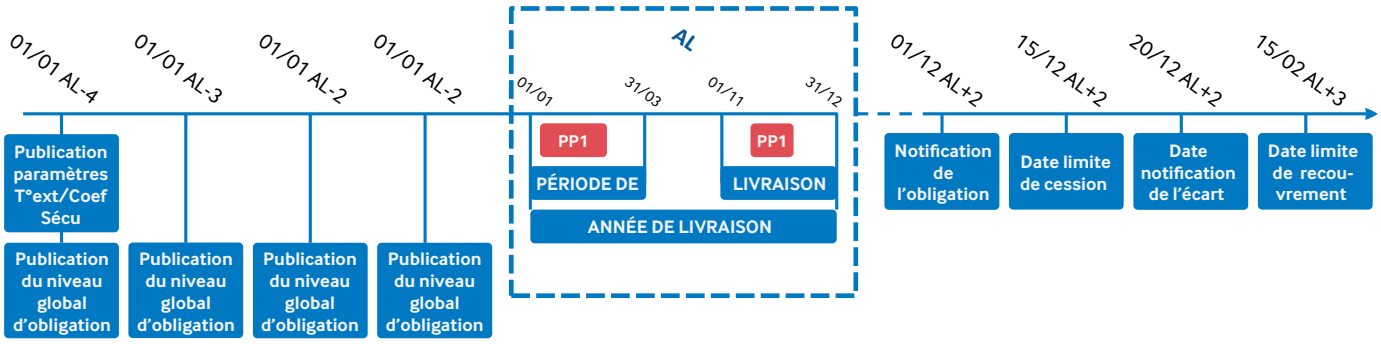
- $Gradient_{AO,AL}[t]$ est le gradient de l'acteur obligé AO au pas demi-horaire t de l'année de livraison AL ;
- $ConsoCorrigée_{AO,AL}[t]$ est la consommation constatée de l'acteur obligé AO, au pas demi-horaire t de l'année de livraison AL, corrigée des effacements certifiés activés ;
- $T_{Ext}[t]$ est la température extrême, au pas demi-horaire t, pour l'année de livraison AL ;
- $TFLs,\ AL[t]$ est la température France lissée au pas demi-horaire t, pour l'année de livraison AL ;
- $nbHeuresPP1,AL$ est le nombre d'heures de la période de pointe PP1 pour l'année de livraison AL.

4.1.4.2 Chronologie synthétique concernant l'obligation

Pour les deux premières années de livraison, les règles retiennent des dispositions spécifiques permettant de prendre en compte :

- une première année de livraison spécifique (du 30 novembre 2016 au 31 décembre 2017 à l'exception des mois de juillet et d'août) permettant la transition vers une année de livraison calée sur l'année civile ;
- une anticipation plus réduite entre le démarrage de l'exercice et l'année de livraison. Les règles intègrent directement les paramètres du mécanisme pour ces deux années.

En régime établi, c'est-à-dire dès la troisième année de livraison, la chronologie du mécanisme de capacité côté obligation est la suivante :



4.2 Période de mesure de l'obligation des fournisseurs : période de pointe PP1

Comme indiqué précédemment, la définition de la période PP1 vise à répondre aux deux objectifs suivants :

- constituer la meilleure métrique permettant de traduire, dans la puissance de référence, la contribution au risque de défaillance d'un consommateur ;
- inciter l'activation d'actions de maîtrise de la consommation à la pointe, valorisées en tant que réduction de l'obligation, pour ainsi contribuer à la réduction de la pointe de consommation.

En conséquence, la disposition retenue dans les règles correspond à une période PP1 ciblée, limitée en volume, visant à retenir les heures de plus forte consommation observées. Cette période PP1 s'inscrit dans une année de livraison correspondant, à l'exception de la première année, à une année civile (01/01/AA au 31/12/AA). Les éléments ayant conduit à cette disposition concernant l'année de livraison sont décrits au paragraphe 4.3.

4.2.1 Définition de PP1 et contribution au risque de défaillance

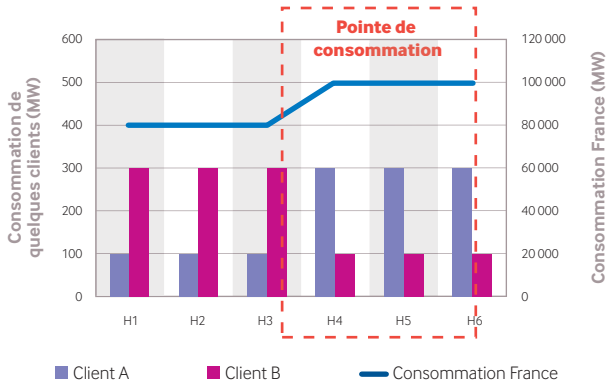
Du fait de l'importance de l'aléa thermosensible en France, le risque de défaillance se concentre actuellement sur les heures plus de plus forte consommation. Le synchronisme de la consommation d'un individu avec la consommation France influence donc fortement sa contribution au risque de défaillance. **Un consommateur qui ne consomme pas durant les heures de forte consommation ne contribue pas au risque de défaillance ; à ce titre, sa puissance de référence doit être nulle.**

Le respect de ce principe guide le choix entre des périodes longues, qui permettent de stabiliser le niveau d'obligation mais qui aboutissent à une mutualisation de l'obligation sur les consommateurs, et des périodes courtes, qui ciblent de manière plus précise les périodes pendant lesquelles le risque de défaillance est le plus élevé et permettent ainsi de différencier la contribution au risque de défaillance des consommateurs.

4.2.1.1 Illustration de l'impact de la définition de PP1 sur la puissance de référence d'un consommateur

Prise individuellement, la définition des heures PP1 peut influencer fortement la puissance de référence, notamment pour les clients non thermosensibles. Dans l'illustration (figure 23), les consommateurs A (consommateur type contribuant fortement à la pointe de consommation) et B (consommateur type modérant sa consommation lors des pointes de consommation) voient leur puissance de référence augmenter ou diminuer de 50 % selon qu'on considère les heures de forte consommation ou toutes les heures.

Figure 23 – La consommation France est maximale durant les heures H4 à H6



	Heures dans PP1	
	H1 à 6	H4 à 6
Puissance de référence A	200	300
Puissance de référence B	200	100

Pour que la disposition du décret de responsabilisation à hauteur du risque de défaillance soit respectée, il est nécessaire que la période PP1 cible les heures de plus forte consommation pour un volume qui représente l'enveloppe des heures sur lesquelles la défaillance a une probabilité significative d'apparaître.

Avec un PP1 « long » (potentiellement tout l'hiver pondéré), des heures de faible consommation seraient retenues pour estimer la contribution d'un consommateur au risque de défaillance. En conséquence, un consommateur ne consommant pas durant les heures de plus forte consommation pourrait avoir une obligation non nulle alors même que sa contribution au risque de défaillance est nulle. Les règles proposées par RTE permettent d'écarter ce cas de figure.

4.2.1.2 Impact de la durée de PP1 sur la valeur attribuée à une action de maîtrise de la consommation à la pointe

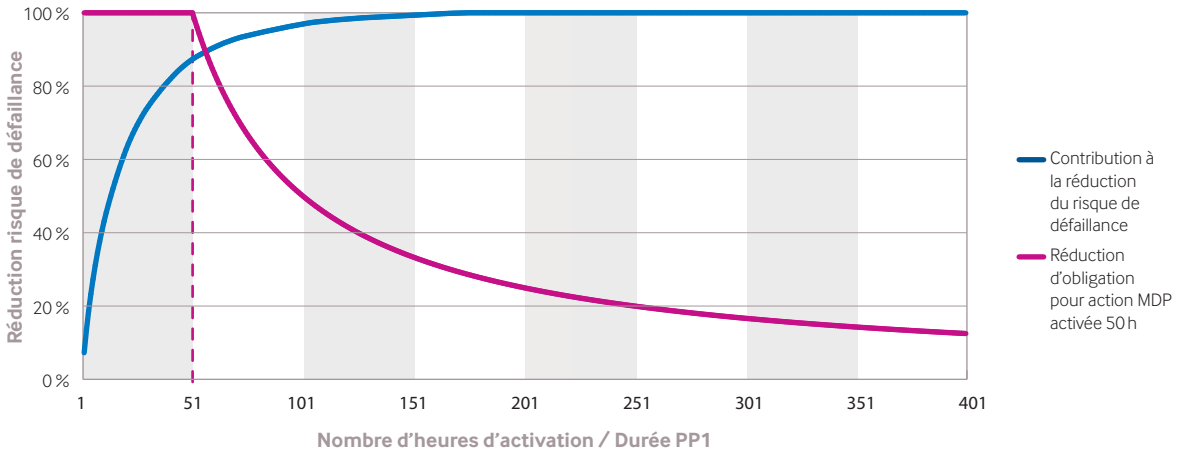
L'obligation d'un consommateur doit renvoyer à sa consommation sur les heures de plus forte consommation. Par ailleurs, par prolongement de la disposition du décret de non-discrimination entre les effacements certifiés et les réductions de l'obligation par une réduction de la consommation, toute action de maîtrise de la consommation à la pointe doit être valorisée à hauteur de sa contribution à la réduction du risque de défaillance. Ce principe est mieux mis en œuvre par le choix d'une période PP1 courte qui évite une dilution de la valeur des actions de maîtrise de la consommation à la pointe alors même que leur contribution à la réduction du risque de défaillance peut être forte.

En effet, une action de maîtrise de la consommation à la pointe, pour être prise en compte en tant que réduction de l'obligation, doit être activée sur PP1. La volumétrie de PP1 dimensionne donc le stock d'activations nécessaires. Pour que les actions de maîtrise de la consommation à la pointe soient valorisées à la hauteur du risque de défaillance évité, il est nécessaire que le stock d'activations soit dimensionné au regard du paysage de défaillance.[133]

133 Cette dimension est bien prise en compte pour les effacements certifiés, côté certification, dans les contraintes de stock Kj et Kh (voir § 5.3.2).

Sur la figure 24, la courbe rouge représente la réduction d'obligation obtenue pour une action de maîtrise de la pointe activée 50 h en fonction de la durée PP1. La courbe bleue représente la contribution à la réduction du risque de défaillance en fonction du nombre d'heures d'activation d'un effacement.

Figure 24 – Action de maîtrise de la pointe et contribution à la réduction du risque de défaillance



Ainsi, une activation sur 50 h permet de contribuer à hauteur d'environ 88 % à la réduction du risque de défaillance par rapport à un effacement sans limite d'activation. Si PP1 est très court, inférieur à 50 h par exemple, l'action de maîtrise de la pointe aura un effet pris à 100 % sur la réduction de l'obligation. Si PP1 est long, cette action de maîtrise de la pointe sera comptabilisée de manière très réduite sur la réduction de l'obligation alors que sa contribution à la réduction du risque de défaillance est la même.

La période PP1 doit donc être définie en cohérence avec la courbe bleue pour que l'impact sur la réduction de l'obligation d'une action de maîtrise de la pointe soit cohérent avec sa contribution à la réduction du risque de défaillance en suivant deux principes :

- être basée sur les heures de plus forte consommation, révélatrices des périodes à risque de défaillance ;
- être d'une volumétrie de l'ordre de 100 h à 150 h.

Les règles retiennent une période PP1 définie comme suit :

- **ciblée sur les périodes de forte consommation ;**
- **dimensionnée en cohérence avec la durée typique d'épisodes de défaillance ce qui permet de valoriser les réductions de la consommation à la pointe à la hauteur de leur contribution à la réduction du risque de défaillance.**

4.2.2 Définition de PP1 et maîtrise de la pointe de consommation

Le choix de retenir pour PP1 les heures de plus forte consommation observées est également motivé par la volonté de mettre en place une gestion active de la pointe de consommation. Il permet en effet d'offrir aux fournisseurs un véritable levier de gestion du risque que constitue pour eux l'obligation : l'activation d'effacements ou de toute autre action de maîtrise de la pointe. Le dispositif proposé fait ainsi correspondre les incitations économiques transmises aux acteurs de marché avec les impératifs physiques relatifs à la sécurité d'approvisionnement, dans une logique de recherche de l'optimum économique.

Ce choix est à mettre en regard des autres considérations valables pour la détermination de PP1. Lors de la concertation organisée par RTE au cours de l'année 2013, certains fournisseurs se sont exprimés en faveur d'une période PP1 longue au nom d'une stabilisation de l'obligation pour les acteurs, car neutralisant l'incertitude liée à la localisation des heures PP1. RTE a mené des études[134] pour estimer la sensibilité de l'obligation à la répartition effective des heures PP1 : ces études conduisent à considérer cette sensibilité comme non significative.

Surtout, le scénario alternatif d'une période PP1 longue conduirait à une perte de représentativité de la signification de l'obligation et des incitations souhaitées pour la maîtrise des pointes de consommation. Moins PP1 correspondra aux vagues de froid réelles, plus les incitations à activer les effacements au bon moment seront faibles. Le choix d'une période PP1 longue (tout l'hiver pondéré par les probabilités de défaillance) diluerait en effet très largement l'incitation économique pour les fournisseurs à réaliser des actions de maîtrise de la pointe auprès de leurs consommateurs. Une action de maîtrise de la consommation à la pointe devrait être activée tous les jours de l'hiver pour conduire à une réduction de l'obligation équivalente : les efforts à réaliser pour réduire l'obligation par l'intermédiaire d'une réduction de la consommation durant les périodes de pointe seraient surdimensionnés par rapport aux besoins réels du système, ce qui n'aurait aucun sens économique vu les défis auxquels fait actuellement face le système électrique français.

Ces actions de maîtrise de la consommation seraient également susceptibles d'être mises en œuvre sur des périodes potentiellement différentes des périodes de pointe. Ainsi, les consommateurs seraient incités à réduire leur consommation lors des mois ayant la probabilité la plus forte – janvier en particulier – et à consommer les autres mois. Typiquement en février 2012, un tel dispositif n'aurait véhiculé aucune incitation vis-à-vis des consommateurs/fournisseurs pour qu'ils réduisent leurs consommations lors de la pointe. Un tel schéma pourrait même avoir des effets de bord : certains consommateurs s'arrêtant en janvier et reprenant leur consommation début février.

Les mérites associés à une période PP1 courte et ciblée sur les véritables pointes de consommation sont réduites dans le cas des consommateurs profilés, du fait des limites intrinsèques du système de profilage qui ne permet pas de distinguer finement la contribution spécifique de chaque consommateur à la pointe[135]. Seul le remplacement du système de profilage par un traitement individualisé de chaque consommateur (non prévu à ce jour même après déploiement des compteurs communicants) ou la création de profils par fournisseurs selon les offres de ceux-ci pourraient à terme permettre la juste captation de la valeur créée pour le système. Dans l'intervalle, comme indiqué plus haut, c'est la valorisation directe du potentiel d'effacement de ces consommateurs au titre de l'offre de capacité (certification des effacements) qui peut permettre aux consommateurs concernés d'en bénéficier de la meilleure façon. En ce sens, la valorisation explicite des effacements sur le marché de capacité est complémentaire du nouvel espace de valorisation économique offert par les règles NEBEF[136], qui permettent de valoriser un effacement réalisé sur des sites indépendamment des limites technologiques des compteurs des sites concernés, sur la base des données fournies par les opérateurs d'effacement.

4.2.3 Signalement des heures PP1

4.2.3.1 Principes

Cibler les périodes de pointes réelles du système électrique conduirait, en première approche, à définir PP1 à l'issue de l'année de livraison, par l'observation des heures de plus forte consommation durant l'hiver. Néanmoins, cela poserait deux types de difficultés :

- le « déplacement de la pointe » : les actions de maîtrise de la consommation mises en œuvre par les acteurs obligés durant les heures prévues comme étant « de plus forte consommation » pourraient avoir un impact si efficace sur le niveau de consommation que ces heures ne figureraient plus dans les heures de pointes réalisées. Ce phénomène

134
Ces études et leurs résultats sont présentés, à une maille France au § 4.2.4 et à une maille individuelle au § 4.3.4. de ce rapport.

135
En effet, cet effort n'étant pas pris en compte dans la courbe de consommation (pas de diminution localisée de la consommation), son espérance de valorisation est diluée au prorata de sa part de marché dans les consommateurs profilés (à court terme, *via* le coefficient de calage utilisé dans le processus RE qui assure la cohérence, à chaque pas de temps, du bilan global de consommation profilée) ou de sa part de marché dans les consommateurs de ce profil (à plus long terme, *via* la réactualisation du profil).

136
Notification d'Échange de Blocs d'Effacement. Voir le rapport sur la valorisation explicite des effacements de consommation sur le marché de gros, sur le site internet de RTE.

Illustration des conséquences du choix de PP1 pour un consommateur capable d'effacer 50 % de sa consommation pendant 15 jours

Il est retenu comme hypothèse simplificatrice que le consommateur est non thermosensible et sa consommation est constante (elle vaut C) sur l'année de manière à illustrer uniquement les conséquences du choix de PP1. Ainsi, la puissance de référence du consommateur correspond à sa consommation moyenne sur PP1.

$$P_{référence} = Consommation_{moyenne\ sur\ PP1} = C - Effacement_{PP1}$$

L'impact de PP1 sur la puissance de référence du consommateur correspond donc à la prise en compte de l'effacement en fonction de PP1.

Avec un PP1 ciblé, l'effacement est considéré en totalité et de manière cohérente avec sa contribution à la réduction du risque de défaillance :

$$Effacement_{PP1\ ciblé} = \frac{NB\ activation_{effacement}}{NB\ jours\ PP1} \times Volume_{effacement} = 50\,\%.C$$

$$\boldsymbol{P_{référence,PP1\ ciblé} = 50\,\%.C}$$

Avec un PP1 long, l'effacement pour profiter au mieux au consommateur en tant que réduction de son obligation doit être placé sur le mois correspondant à la plus forte pondération. Dans cette illustration et en cohérence avec une pondération proposée lors de la concertation, il s'agit du mois de janvier avec un poids de 70 %.

$$Effacement_{PP1\ long} = Poids_{janvier} \times \frac{NB\ activation_{effacement}}{NB\ jours\ ouvrés} \times Volume_{effacement}$$

$$= 70\,\% \times \frac{15}{25} \times 50\,\%.C = \mathbf{21\,\%.C}$$

$$\boldsymbol{P_{référence,PP1\ long} = 79\,\%.C}$$

Cet exemple permet d'illustrer l'importance du choix de la période PP1 sur la valorisation des actions de maîtrise de la consommation en tant que réduction de l'obligation. La valorisation de l'effacement est plus de deux fois moins importante avec un PP1 long alors même que sa contribution à la réduction du risque de défaillance est quasi-équivalente à celle d'un moyen sans contraintes.

Cet exemple permet également d'illustrer l'impact d'une période PP1 longue lié à des incitations potentiellement contradictoires entre le marché de l'énergie et le mécanisme de capacité. Ainsi pour une année de livraison type 2012 avec une vague de froid en février, si ce consommateur privilégie un effacement sur les heures de la vague de froid, son effacement ne serait pris en compte dans son obligation de capacité qu'à hauteur de la pondération du mois de février (20 % dans la pondération présentée en concertation) ce qui aboutirait alors à une valorisation encore plus faible (6 %.C).

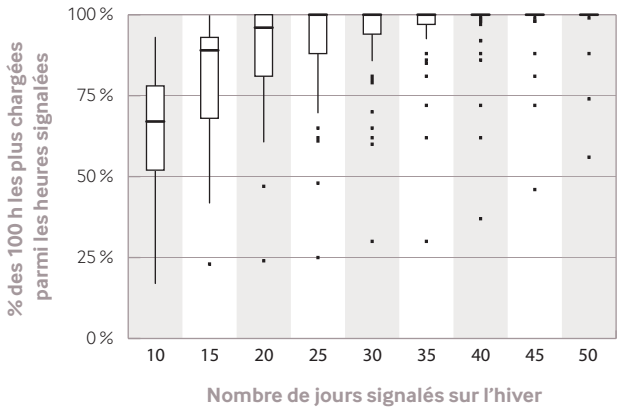
Études sur la performance du signalement

Tableau 1 – Critère type Jours – Performance pour signaler les 100 h les plus chargées.

Nb Jours signalés*	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Nb J.Pointe signalés Moy.	9,22	13,58	17,44	20,5	22,62	24,18	25,3	26,16	26,68
Nb J.Pointe signalés Min.	6	9	12	14	16	19	20	20	20
Nb J.Pointe signalés Max.	10	15	20	25	28	31	33	36	39
Score Moyen	63,98 %	79,20 %	87,92 %	91,34 %	93,10 %	95,38 %	96,40 %	97,64 %	98,34 %

*« J.Pointe » : Jour qui contient au moins 1 heure parmi les 100 h de plus forte consommation.

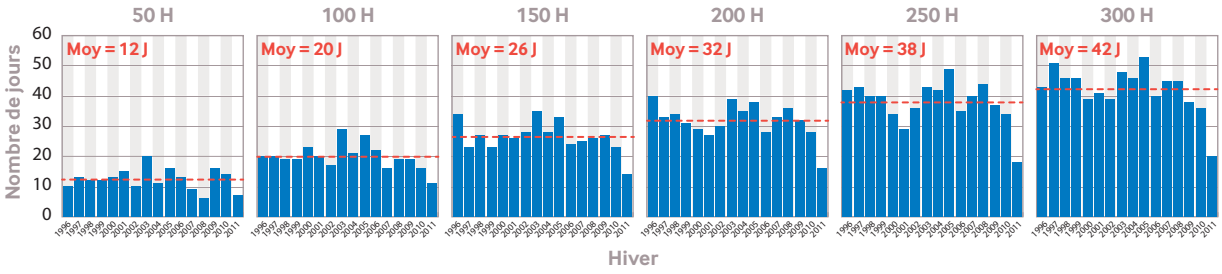
Figure 25 – Distribution des résultats du Tableau ci-dessus



Le Tableau 1 révèle que pour capter en espérance 90 % des 100 h de plus forte consommation, il est nécessaire de signaler entre 20 et 25 jours (~350 h signalées). Il est important de souligner qu'avec un stock de 15 jours, dans 25 % des cas, le signal ne permet de capter qu'au plus 70 % des 100 heures de plus forte consommation (min à 25 %).

Ce volume est cohérent avec la répartition des 100 h de plus forte consommation de chaque hiver – en moyenne sur 20 jours entre novembre et mars.

Figure 26 – Nombre de jours contenant les heures les plus chargées chaque hiver
(Source : Historique des consommations en puissance – Site clients RTE)



Dans une optique où les heures PP1 correspondent strictement aux heures signalées, la période signalée doit être réduite, en cohérence avec la définition de PP1. En ce sens, une période 10-15 jours (100 h à 150 h) est cohérente avec la volumétrie nécessaire à l'estimation de la contribution au risque de défaillance (cf. § 4.2.1).

Les résultats de l'étude précédente sur le signal synthétisé dans le Tableau 1 montrent qu'un signal qui couvre une telle période permet de capter entre 60 % et 80 % des 100 h de plus forte consommation. Cependant, PP1 n'est pas uniquement constitué des heures les plus chargées. En effet, parmi les jours signalés, en moyenne 1 jour sur 10 et 2 sur 15 (pour un signal respectivement de 10 jours signalés et 15 jours signalés) ne contiennent aucune des 100 h les plus chargées de l'hiver. L'étude a montré qu'on pouvait atteindre jusqu'à 40 % des jours signalés pour lesquels aucune heure ne ferait partie des 100 heures de plus forte consommation (avec un signalement de 15 jours).

risquerait de rendre ces actions de maîtrise inutiles dans le cadre de la réduction de l'obligation de l'acteur, le dispositif ayant alors un impact surdimensionné par rapport à l'objectif recherché ;

- la prévisibilité de PP1 : un très grand nombre de participants à la concertation ont demandé à disposer en amont de visibilité sur les périodes de pointe potentielles, afin d'activer avec davantage de certitudes les leviers dont ils disposent. Ce point est particulièrement sensible pour les fournisseurs car la totalité du coût de l'obligation sera concentrée sur les heures de PP1.

Pour pallier ces difficultés, RTE propose de signaler la veille pour le lendemain, les jours PP1 qui serviront à déterminer les obligations des fournisseurs.

4.2.3.2 Conséquence du signalement sur la sélection des heures de plus forte consommation

Le signal idéal devrait permettre de sélectionner uniquement les heures de plus forte consommation. Cependant, par nature, il n'est pas possible de prévoir avec certitude les heures correspondantes : cette difficulté est exactement la même pour un acteur de marché que pour le gestionnaire du réseau.

En effet, compte tenu du lien entre consommation et température, prévoir que la consommation d'une journée sera parmi les plus élevées de l'hiver revient à prévoir que la température sera l'une des plus froides de l'hiver. Cela implique la capacité de disposer de visibilité sur le comportement général de la température au cours d'une longue période, or les prévisions climatiques de court terme ne sont actuellement pas utilisables au-delà de 10 jours. Les scénarios climatiques, utilisés notamment dans les études d'équilibre offre-demande, permettent bien d'avoir une visibilité de la distribution de la température à une heure donnée de la journée et de l'année. Cependant, cela ne permet pas de déduire la température d'une heure donnée sur la base de ses valeurs passées.

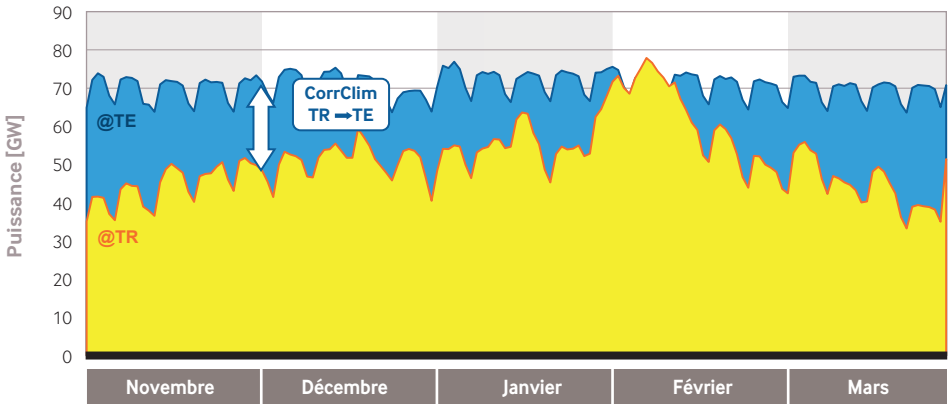
Le signalement des heures PP1 avec une volumétrie réduite nécessite donc une gestion du stock d'heures à signaler. Par conséquent, les heures signalées peuvent ne pas correspondre uniquement aux heures de plus fortes consommations de l'année de livraison constatées *ex post*.

Des études ont été menées par RTE sur un signalement des heures PP1 basé sur un critère de type horaire ou de type jour, afin d'évaluer dans quelle mesure le signalement conduirait à dégrader la performance du ciblage des heures de plus forte consommation. Ces études confirment que le ciblage réalisé ne sera pas parfait, permettent d'illustrer l'impact du nombre de jours signalés sur la précision du signal, et montrent qu'une période PP1 de 10-15 jours permet de capter l'essentiel des heures de plus forte consommation.

4.2.3.3 Conséquence du signalement de PP1 sur le niveau d'obligation

Le fait de « ramener » la consommation réalisée à une température extrême permet de traduire l'aléa dimensionnant prédominant du système électrique et le niveau de tension contre lequel le système cherche à se couvrir.

Figure 27 – Illustration de la correction climatique prise sur périmètre profilé ErDF
(Source : ERDF, GT du 09/07/13)



Sur la figure 27, la correction climatique fait passer la consommation réalisée (courbe en jaune @TR) à la consommation à la température extrême, qui sert de référence pour le calcul de l'obligation (courbe en bleu @TE). Du point de vue de la thermosensibilité, le choix de la période PP1, c'est-à-dire le choix des points de la courbe bleue, n'influe pas sur le volume obtenu *in fine*.

Cependant, si l'extrapolation de la consommation thermosensible à température extrême permet d'isoler l'aléa climatique, on observe également une variation de la consommation non thermosensible au cours de l'hiver (voir figure 28). L'augmentation de l'utilisation de l'éclairage lorsque les jours raccourcissent explique la variation en forme de cloche centrée sur janvier (le creux est dû aux vacances de Noël).

Cette évolution de la consommation non thermosensible au cours de l'hiver induit une variation sur la puissance de référence selon « l'emplacement » des heures les plus chargées au cours de l'hiver. Ainsi, un hiver dont les heures les plus chargées sont situées en janvier aura une puissance de référence plus élevée que celle d'un hiver dont les heures les plus chargées sont situées fin février.

Il est donc nécessaire que le choix de PP1 intègre des éléments qui permettent de lisser la variabilité du volume d'obligation. Cela conduit notamment à :

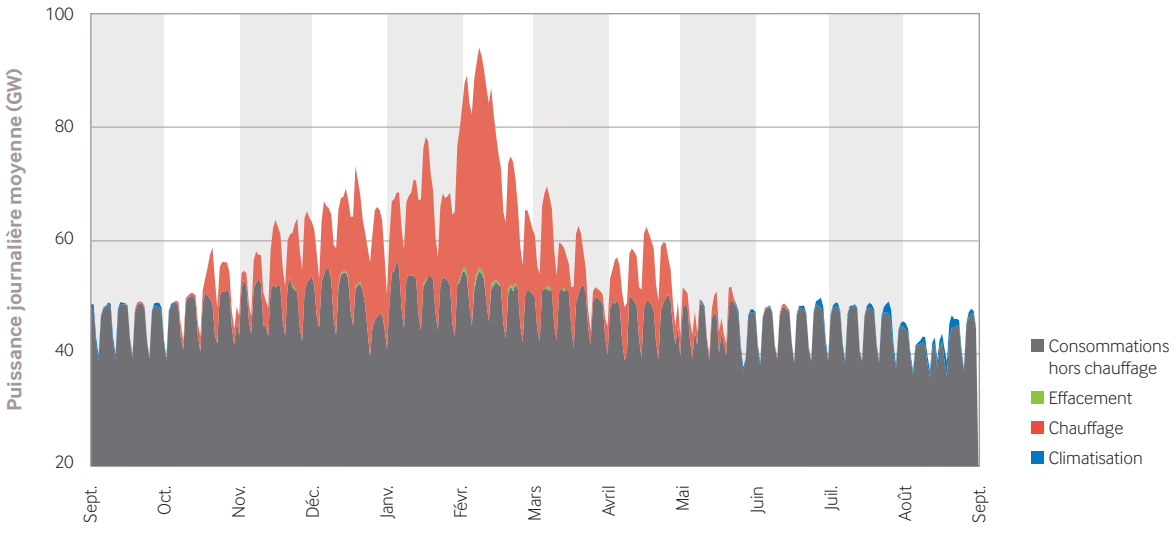
- retirer des périodes dites de rupture c'est-à-dire pour lesquelles la consommation n'est pas représentative d'un comportement normal (week-end, jours fériés, vacances de Noël) ;
- retenir les périodes pour lesquelles les températures sont froides ce qui permet de limiter l'incertitude liée aux erreurs de modélisation de la correction climatique ;
- retenir des journées PP1 (plage horaire déterminée) plutôt que des heures indépendantes afin de stabiliser les variations infra-journalières de la consommation.

Enfin, le signalement des jours PP1 permet d'éviter une très forte concentration des heures PP1 sur une période courte et a donc tendance à lisser la répartition des jours signalés sur la période hivernale. L'usage d'un signal pour désigner les jours PP1 aide ainsi à stabiliser la puissance de référence.

4.2.4 Sensibilité de l'obligation à la localisation temporelle de PP1

L'évolution de la consommation non thermosensible au cours de l'hiver induit une légère variation de la puissance de référence selon « l'emplacement » des heures PP1 retenues. Cette influence a été mise en avant par certains fournisseurs durant la concertation pour demander un étalement de la période PP1, dans le but de stabiliser l'obligation. Comme indiqué plus haut, cet aspect a fait l'objet d'études spécifiques de RTE afin de quantifier l'incertitude associée à la localisation des jours PP1.

Figure 28 – Illustration de la variation de la consommation thermosensible et non thermosensible sur l'année 2011-2012 *(données : RTE – Bilan Électrique 2012)*



Ces études conduisent à établir que l'influence de la localisation des jours PP1 sur le montant de l'obligation est faible.

Tout d'abord, il est nécessaire de rappeler que les heures de plus forte consommation n'arrivent pas de manière aléatoire ou uniforme sur l'ensemble de la période hivernale. Ainsi, il n'est jamais arrivé que les 10 jours de plus forte consommation aient tous lieux en novembre ou en mars. La période décembre à février concentre en moyenne 96% des 10 jours de plus forte consommation et a minima 60% de ces 10 jours. **L'incertitude qu'entraîne la localisation des jours PP1 ne correspond donc pas à l'amplitude min-max entre la pointe en janvier et le creux fin mars.**

Tableau 2 – Répartition des 10 jours de plus forte consommation
(Données : Site Client RTE – historique des consommations réalisées depuis 1996)

Mois	Moyenne	Écart-Type	Min	Max
Novembre	2%	5%	0%	20%
Décembre	22%	24%	0%	70%
Janvier	52%	26%	0%	90%
Février	21%	24%	0%	100%
Mars	2%	10%	0%	40%

Les études réalisées visent à estimer (i) le niveau de variabilité de l'obligation France lié à la localisation temporelle de PP1 et (ii) l'intérêt d'éventuels jalons PP1 sur les mois encadrant mars et novembre.

4.2.4.1 Estimation de la sensibilité de la puissance de référence sur la base de consommations réalisées

La sensibilité de la puissance de référence France à la sélection des jours PP1 en intégrant l'effet du signalement des jours PP1 a été évaluée sur plusieurs années. Pour ce faire, la consommation ramenée à température extrême a été calculée pour chaque journée éligible en respectant les modalités décrites dans les règles sur les 6 années 2006 à 2011.

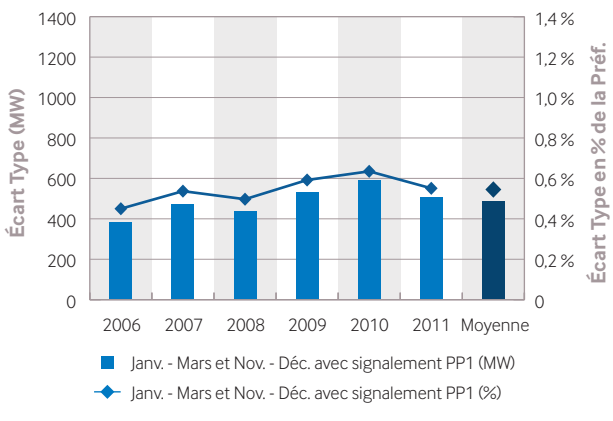
Pour chaque année de livraison, les 100 scénarios de consommation France de l'année considérée, issus des 100 scénarios climatiques Météo France représentatifs du climat actuel, ont été répartis en 2 jeux de 50 scénarios : le premier (jeu de calibrage) sert à déterminer les paramètres du signal et le deuxième (jeu de test) permet d'obtenir une répartition des jours signalés. Cette méthodologie faisant intervenir des jeux de scénarios de calibrage et de test cohérents mais différents permet d'obtenir des résultats non biaisés (ni surestimés, ni sous-estimés). Ce jeu de tests permet d'obtenir 50 scénarios de répartition des jours PP1 cohérents avec les dispositions retenues dans les règles.

Les scénarios de répartition et les consommations à température extrême de chaque année de livraison permettent d'obtenir 50 valeurs de puissance de référence, donnant ainsi un bon estimateur de la variabilité de la puissance de référence intégrant le signalement.

Deux enseignements sont à tirer de cette étude, résultant de la répartition des jours PP1 sélectionnés sur la période de livraison :

- la variabilité moyenne sur ces 6 années est faible, avec un écart type de 500 MW, soit une variabilité inférieure à 0,6 % de la puissance de référence France ;
- pour chaque année de livraison, l'écart type se trouve entre 400 et 600 MW.

Figure 29 – Variabilité de la puissance de référence en intégrant l'effet du signalement des jours PP1

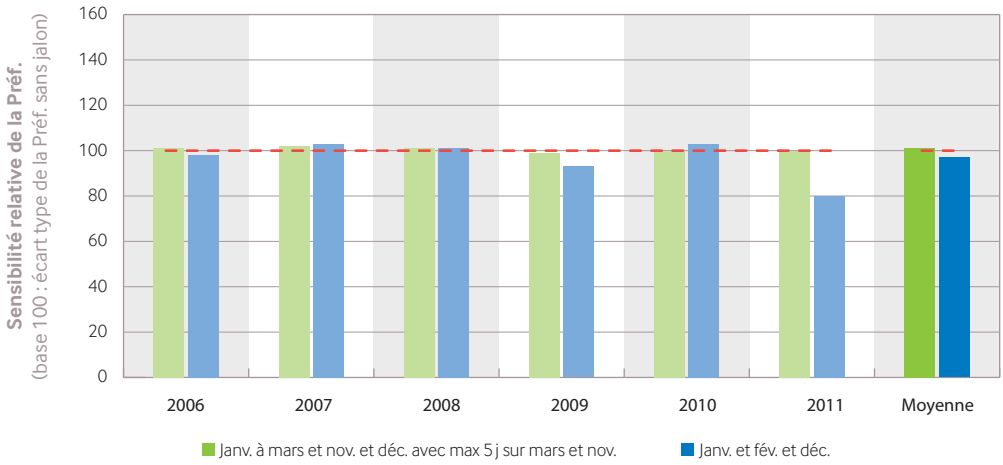


4.2.4.2 Estimation de l'intérêt de jalons sur mars et novembre pour la période de pointe PP1

Lors de la concertation, des acteurs ont proposé des modalités visant à limiter l'impact de la variation de la consommation non thermosensible en limitant le nombre de jours PP1 pris dans les mois de mars et novembre, voire même en ne retenant que les mois de janvier, février et décembre comme période de sélection des jours PP1.

RTE a réalisé une étude sur la base des consommations réalisées et des scénarios climatiques de Météo France comparant la sensibilité de la puissance de référence à la localisation des heures PP1 en (1) introduisant un jalon de 5 jours maximum sur mars et novembre et (2) en ne retenant que la période [janvier ; février ; décembre]. La sensibilité obtenue dans les deux cas est comparée à celle obtenue sans jalon, qui sert alors de référence (base 100).

Figure 30 – Impact de jalons sur PP1 sur la variabilité de la puissance de référence



Il ressort de cette analyse qu'une limitation du nombre de jours PP1 sur les mois de mars et de novembre n'a pas d'effet significatif sur la variabilité de la puissance de référence. En conséquence, ces modalités n'ont pas été retenues dans les règles du mécanisme.

En synthèse, les deux études réalisées confirment que les modalités retenues dans les règles sur la période de pointe PP1 conduisent à une puissance de référence, au niveau France, faiblement sensible à la réalisation climatique de l'année de livraison : l'écart type moyen s'établit à 500 MW, soit une valeur très inférieure par exemple au seuil de 2 GW retenu comme écart limite des règlements financiers. Des études complémentaires à une maille fournisseur sont disponibles au § 4.3.4 et confortent ces résultats.

4.2.5 Dispositions retenues dans les règles sur PP1

Un ensemble d'exigences fortes sur PP1 est apparu au cours de la concertation :

- les heures signalées doivent correspondre aux heures de plus forte consommation nationale réalisée ;
- les heures signalées sont les heures PP1 (signal engageant) ;
- la volumétrie de PP1 correspond à un nombre d'heures réduit (50 à 200 h).

Les résultats de l'étude sur le signal présentés précédemment conduisent à considérer ces différentes exigences comme incompatibles entre elles. Il est donc nécessaire d'assouplir certaines contraintes pour définir la période de pointe PP1 :

- la volumétrie de PP1 n'est pas fixe mais varie entre une borne minimale et une borne maximale. La définition de ces bornes a été étudiée en fonction de la performance du signal obtenu et dans le respect du principe de non-discrimination entre réduction de l'obligation et effacements certifiés ;
- le signalement de PP1 est basé sur un critère de consommation. Les heures PP1 seront donc des heures de forte consommation. Cependant, la volumétrie de PP1 étant encadrée et maintenue ciblée, les heures PP1 ne seront pas nécessairement et systématiquement les heures de plus forte consommation de l'année de livraison.

RTE propose que les jours PP1 soient signalés en J-1 à 10 h 30. D'un côté, le besoin d'un horaire de signalement préalable au fixing du marché spot est apparu lors de la concertation afin de permettre aux fournisseurs d'activer leurs actions de maîtrise de la consommation à la pointe pour réduire leur obligation et d'ajuster leur couverture en énergie en conséquence. De l'autre côté, le choix d'un horaire le plus tardif possible permet d'affiner la prévision de consommation utilisée pour le signalement et donc de cibler plus précisément les jours de forte consommation.

Le critère consommation utilisé pour l'activation d'un signal PP1 sera fondé sur :

- des distributions statistiques de consommations possibles à cette période de l'année, élaborées par RTE sur la base des chroniques de température du référentiel de Météo France et de prévisions météorologiques moyen terme. Ces distributions permettent de définir des seuils de consommation au delà desquels un signal est envoyé ;
- la prévision de consommation nationale élaborée la veille pour le lendemain par RTE sur la base des prévisions court terme de température de Météo France.

La période de pointe PP1 retenue dans les règles permet ainsi de traiter au plus près la pointe de consommation nationale, tout en lui associant une disposition qui offre une plus grande stabilité aux acteurs obligés.

1. **La Période PP1 correspond aux plages horaires [07 h 00 ; 15 h 00[et [18 h 00 ; 20 h 00[(soit 10 heures par jour) des jours signalés par RTE.**
2. **Les jours signalés ne sont pas fixés avant la période de livraison. Cependant, ils appartiennent toujours aux jours ouvrés des mois de novembre à mars diminués de la période correspondant aux vacances scolaires de Noël.**
3. **Le signalement des jours PP1 est transmis en J-1 à 10 h 30. Il est fondé sur un critère de consommation.**
4. **Le volume de jours PP1 signalés varie entre 10 et 15.**

4.3 Année de livraison

4.3.1 Année à cheval centrée sur un hiver ou année civile

Le décret dispose que l'année de livraison est « une période de douze mois, pouvant ne pas coïncider avec l'année civile, incluant une période de pointe PP1 et une période de pointe PP2. »

Le décret prévoit que la première année de livraison couvre l'hiver 2016-2017 (« La première année de livraison commence en 2016 et couvre les périodes de pointe de l'hiver 2016-2017 ») mais ne précise rien sur les années suivantes.

La concertation a fait émerger deux schémas pour la définition de l'année de livraison : l'année de livraison centrée sur un hiver (à cheval sur 2 années civiles) ou l'année de livraison correspondant à l'année civile.

Les arguments majeurs qui ont été avancés, pour l'une ou l'autre des options sont les suivants :

- un argument « physique », en lien avec la réalité de la gestion du système électrique, pour justifier d'une année de livraison à cheval ;
- un argument « contractuel », en lien avec l'intégration du mécanisme de capacité dans un univers contractuel existant (marché de l'énergie, mécanisme ARENH), justifiant d'une année de livraison civile.

La cohérence avec le cadre européen a également été avancée en concertation : la définition d'un produit « garantie de capacité » portant sur des périodes identiques faciliterait les échanges de ce produit entre pays.

L'ensemble des réflexions menées durant la phase de concertation et présentées dans le présent paragraphe permettent de montrer que des dispositions comme le signalement des jours PP1 aboutissent en pratique à réduire l'impact sur les fournisseurs du choix de l'année de livraison. De ce fait, la proposition de RTE est de fonder le mécanisme sur l'année civile, qui offre de meilleurs perspectives d'intégration aux pratiques contractuelles en vigueur et d'intégration européenne ultérieure.

4.3.2 Impact du choix de l'année de livraison sur le fonctionnement du mécanisme

Le choix d'une année civile implique que la période d'échange post année de livraison est plus longue que celle faisant suite à une année à cheval ; la date limite de cession étant intimement liée à l'échéance des données de consommation définitives (données définitives de consommation pour décembre d'une année A connues uniquement en octobre A+2).

Le choix d'une année civile, donc composée de deux périodes de pointe (janvier à mars d'un côté et novembre-décembre de l'autre), rend plus difficile l'envoi d'un signal sur les périodes de pointe, RTE ne disposant d'informations détaillées sur le système qu'à une maille saisonnière.

4.3.3 Sensibilité du mécanisme de capacité aux choix de l'année de livraison quant à son objectif de sécurité d'approvisionnement

Le choix d'une année civile comme année de livraison renvoie à deux niveaux de risque distincts du fait de l'évolution structurelle de la consommation et du parc de capacités.

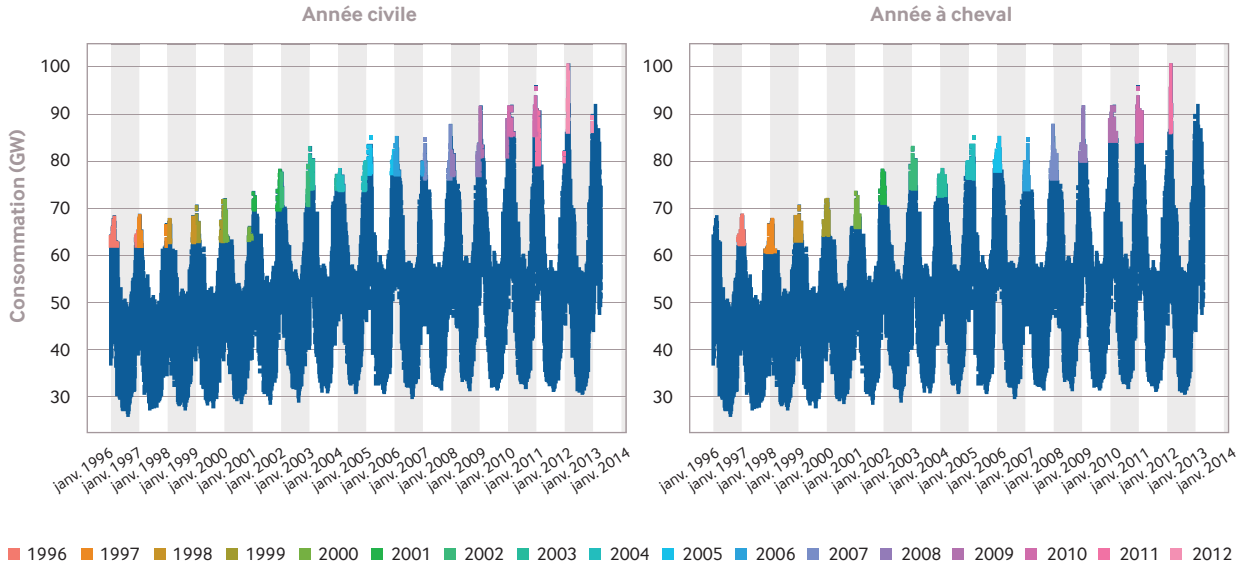
Au niveau consommation, le choix d'une année civile entraîne une variabilité du niveau global d'obligation liée à l'accroissement structurel de consommation sur une année (jusqu'à 2 %). En effet une année s'est presque écoulée entre les deux bouts d'hiver que présente une année civile. Or cette évolution de la consommation est structurelle et la correction climatique appliquée ne permet pas de pallier l'écart entre les deux niveaux de puissance de référence. Ainsi, en fonction de la localisation des heures PP1, la puissance de référence obtenue correspondra à une moyenne de ces deux niveaux pondérée par la répartition des heures PP1 entre la première et la deuxième période.

A titre d'illustration, sont représentées les courbes de consommation de 1996 à 2012 avec, en couleur, les 200 h de plus forte consommation selon qu'il s'agisse d'une année civile ou d'une année à cheval.

Le choix d'une année civile entraîne la sélection de 200 h correspondant à des consommations sous-estimant la pointe hivernale. Cet effet est particulièrement visible pour 2008 (consommation en violet)

RTE a mené une analyse afin d'évaluer la sensibilité de la puissance de référence « France » au choix du type d'année de livraison. 100 scénarios de répartition des heures PP1 ont été considérés, obtenus à partir de 100 scénarios de consommation France issus des 100 scénarios climatiques Météo France représentatifs du climat actuel. Pour chaque scénario de

Figure 31 – Localisation des 200 heures les plus chargées de chaque année de livraison selon qu'il s'agisse d'une année civile ou d'une année à cheval



consommation, les heures PP1 ont été choisies en cohérence avec les dispositions du projet de règles (plages horaires et jours éligibles, volumétrie entre 10 et 15 jours, signalement sur la base d'un critère de consommation).

L'analyse montre tout d'abord que la puissance de référence « France » est faiblement sensible à la répartition des heures PP1 et ceci quel que soit le choix retenu pour l'année de livraison : l'écart-type s'établit autour de 400 à 500 MW soit environ 0,5 % de la puissance de référence « France ». Ceci permet de confirmer les résultats présentés plus haut.

En second lieu, il ressort que le choix d'une année civile augmente légèrement l'incertitude moyenne sur le niveau global d'obligation à la localisation temporelle des heures PP1 et ceci pour toutes les années étudiées à l'exception de 2008. La moyenne des écarts-type s'établit ainsi à 490 MW (0,55 % de la puissance de référence « France » moyenne) pour l'année civile contre 450 MW (0,5 % de la puissance de référence « France » moyenne) pour l'année à cheval.

4.3.4 Sensibilité de l'obligation des fournisseurs au choix de l'année de livraison

Les pratiques commerciales actuelles, au moins sur le marché des grands consommateurs, sont articulées autour de durées de contrats annuels commençant au 1er janvier de chaque année de contractualisation. Il peut en résulter une évolution significative du périmètre de clients d'un fournisseur donné au 1er janvier. La répartition effective des heures PP1 entre les périodes précédant et suivant le 1er janvier s'avère alors structurante pour le montant de leur obligation.

Afin d'estimer la sensibilité de la puissance de référence des principaux fournisseurs en fonction du choix sur l'année de livraison, RTE a mené une étude avec une méthodologie identique à celle présentée ci-dessus mais cette fois à la maille fournisseur.

La figure 33 synthétise les résultats obtenus pour les principaux responsables d'équilibre (puissance de référence supérieure à 800 MW). Il représente, pour chaque acteur considéré, la variabilité moyenne, sur les 6 années étudiées, de son obligation en proportion de sa puissance de référence, selon que l'année de livraison est centrée sur l'hiver ou en adéquation avec l'année civile.

L'analyse fait apparaître un écart-type inférieur à 4 % pour l'ensemble des principaux fournisseurs, voire même inférieur à 2 % pour tous à l'exception d'un seul. Par rapport aux premiers résultats de ces simulations présentés dans le rapport intermédiaire de septembre 2013, on observe une réduction importante de la variabilité de la puissance de référence des principaux fournisseurs. Ce phénomène est lié au signalement des jours PP1, qui entraîne une répartition des jours sur la période de livraison et *in fine* à un encadrement du poids du début de l'hiver (novembre et décembre)[137]. En conséquence la variabilité de la puissance de référence liée au changement des portefeuilles au 1er janvier est lissée.

Pour plusieurs fournisseurs, la variabilité de l'obligation demeure néanmoins accrue avec une année à cheval comparativement à une année civile (écart de variabilité moyenne supérieure de 1 à 2 points), et ceci d'autant plus que leur pratique contractuelle est centrée sur une année civile.

Figure 32 – Incertitude relative liée au choix de l'année de livraison sur la puissance de référence France

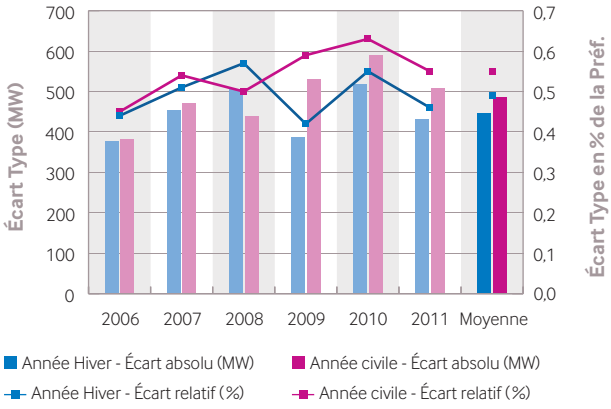
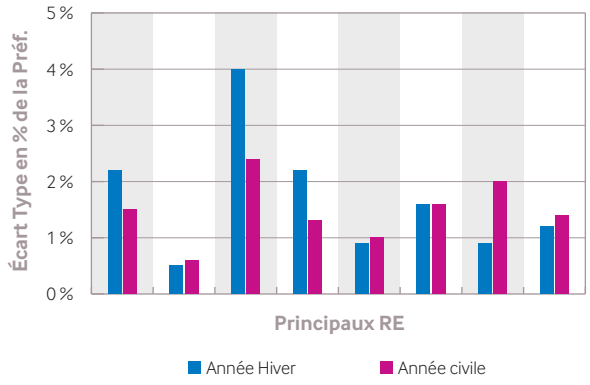


Figure 33 – Incertitude relative liée au choix de l'année de livraison sur la puissance de référence des principaux RE



137 Dans les études réalisées par RTE sur l'historique, le poids de novembre et décembre vaut en moyenne 40 % des jours PP1 avec un écart type de l'ordre de 10 %. Ces valeurs sont très stables d'une année de livraison à l'autre.

Partant de ce constat, plusieurs approches sont possibles.

La première consiste à introduire dans les règles du mécanisme de capacité des paramètres qui conduisent à réduire la sensibilité de l'obligation des fournisseurs à la localisation des heures PP1, soit :

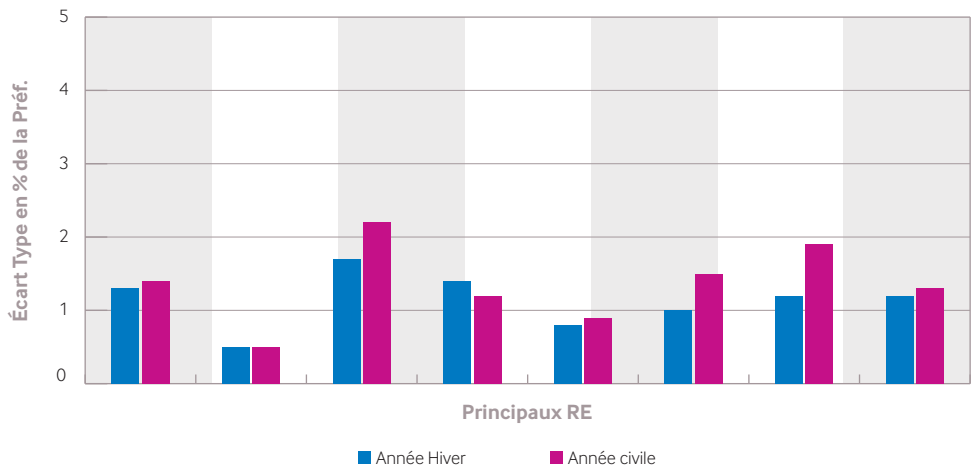
- en contraignant la répartition du nombre d'heures PP1 avant et après le 1er janvier : cette solution conduit nécessairement à dégrader la qualité du signal. À nombre de jours égal, cela conduirait à retenir des heures « moins chargées » qu'en absence de contrainte de répartition. Les pointes étant moins bien captées, les problématiques liées à la valorisation des effacements non certifiés ainsi qu'à l'augmentation de l'erreur du modèle de thermosensibilité sont amplifiées. Pour y remédier, l'augmentation du nombre de jours PP1 permettrait de capter au mieux les heures de plus forte consommation malgré la contrainte de répartition, mais diluerait, en contrepartie, la valeur des effacements à la pointe ;
- en faisant coïncider les années de livraison avec les années civiles : cette solution entraine une variabilité légèrement accrue du niveau d'obligation global mais est très efficace en matière de stabilisation.

La seconde approche consiste à renvoyer aux fournisseurs la responsabilité de gérer ce risque en le couvrant éventuellement par des initiatives externes au mécanisme de capacité. Différentes solutions pourraient alors être mises en place par les fournisseurs pour gérer et couvrir ce risque :

- le gérer dans la contractualisation avec les consommateurs : une façon pragmatique consisterait à contractualiser sur des années en cohérence avec les années de livraison du mécanisme de capacité ;
- le gérer par des produits de couverture : la problématique associée au risque lié à la localisation des heures PP1 est essentiellement une problématique de risque sur la répartition de la puissance de référence entre les fournisseurs car la puissance de référence totale n'est que peu affectée, il est donc théoriquement tout à fait justifié que les fournisseurs contractualisent entre eux des produits de couverture visant à s'insensibiliser de ce risque. La couverture de ce risque devrait théoriquement se faire à coût faible – hors coûts d'interface – vu que le risque global est faible et qu'il s'agit d'un risque de répartition. Ces produits de couverture n'existent pas actuellement et seraient donc à construire ;
- le gérer par des échanges de garanties durant la période de livraison voire au-delà : comme indiqué précédemment, la problématique associée au risque lié au choix de l'année de livraison est essentiellement une problématique de répartition de la puissance de référence entre les fournisseurs. Or, le décret dispose d'une cession des garanties de capacité possible pendant l'année de livraison et même postérieure à la notification aux acteurs obligés du niveau de leur obligation. En conséquence, il est possible pour les fournisseurs d'ajuster leur couverture en fonction de la réalisation des heures PP1 *via* un échange de garanties.

Par ailleurs, lors de la concertation, de nombreux fournisseurs ont souligné le fait que la méthodologie d'attribution des garanties de capacité associées aux droits ARENH n'était pas connue à

Figure 34 – Incertitude relative liée au choix de l'année de livraison sur l'obligation résiduelle des principaux RE en considérant une attribution des droits ARENH au pro-rata des jours PP1



la date de mise en consultation du projet de règles. Or, les modalités retenues pour l'attribution des garanties ARENH peuvent avoir des impacts importants sur la variabilité de la puissance de référence des fournisseurs. Schématiquement, si le montant de garanties ARENH allouées aux fournisseurs évolue symétriquement avec leur puissance de référence en fonction de la répartition des jours PP1, les fournisseurs se retrouvent alors exposés uniquement sur le volume résiduel de la consommation hors ARENH.

Afin d'estimer l'effet que pourrait avoir l'attribution des garanties ARENH, la même étude de sensibilité a été réalisée en considérant cette fois l'obligation résiduelle des fournisseurs une fois les garanties ARENH allouées. La modalité envisagée d'attribution des garanties ARENH correspond à une attribution au prorata du nombre d'heures PP1 et des droits ARENH pour l'année N et N+1.

Avec la modalité d'attribution des garanties ARENH retenue pour cette étude, la variabilité de l'obligation résiduelle de l'ensemble des principaux fournisseurs à l'exception d'un seul est plus faible avec une année à cheval qu'avec une année civile.

Ces résultats montrent donc que le choix retenu pour l'attribution des garanties de capacité associées aux droits ARENH peut limiter l'impact de la localisation des heures PP1 en lien avec le changement de portefeuille client au 1er janvier. Ainsi, en fonction des modalités retenues pour l'ARENH, le choix d'une année à cheval pour le mécanisme de capacité pourrait être retenu sans conduire nécessairement à une réadaptation des pratiques commerciales actuelles sur l'énergie selon des années civiles.

Disposition retenue dans les règles sur l'année de livraison

Les études réalisées sur le choix de l'année ne permettent pas à un type d'année de livraison de se démarquer nettement sur la seule base de la stabilité. En effet, la sensibilité de l'obligation au choix de l'année de livraison est relativement faible aussi bien au niveau France qu'à une maille fournisseur du fait notamment du signalement qui repartit les jours sur l'ensemble de la période de livraison. Ces études sont d'autant moins conclusives que les modalités d'attribution des garanties de capacité aux droits ARENH ne sont pas connues et peuvent grandement impacter la variabilité de l'obligation des fournisseurs.

Le débat sur le type d'année de livraison confronte en réalité deux approches : la logique physique correspondant à la gestion physique du système, qui conduit à privilégier une période intégrant un hiver à cheval entre deux année, et la logique contractuelle, qui conduit à privilégier une année civile au regard des pratiques existantes sur le marché de l'énergie.

Les règles proposent une année de livraison correspondant à une année civile, ceci dès la deuxième année du mécanisme. Ce choix est plébiscité par les fournisseurs alternatifs et par les consommateurs industriels au titre d'une bonne intégration du mécanisme de capacité dans l'univers contractuel préexistant du marché de l'énergie.

À l'heure où la Commission européenne demande aux États membres d'inscrire leurs approches capacitaires dans le cadre plus général du marché européen de l'énergie, le choix d'une année civile semble en outre offrir de meilleures perspectives en matière d'intégration européenne vu les pratiques contractuelles existantes.

En respect des dispositions de décret et de manière à assurer la liaison avec la cible de l'année civile, la première année de livraison démarre au 1er novembre 2016 et s'achève au 31 décembre 2017, les mois de juillet et d'août 2017 étant exclus.

4.4 Paramètres de l'obligation de capacité

4.4.1 Détermination des paramètres de l'obligation (T°extrême et coefficient de sécurité)

4.4.1.1 Temporalité de publication des paramètres de l'obligation

Le décret dispose dans son article 18 que « pendant la période de quatre ans précédant chaque année de livraison, et au moins une fois par an pour chaque année de livraison, le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité publie des prévisions relatives au niveau global de garanties de capacité permettant de satisfaire l'obligation de capacité de tous les fournisseurs ». Cette publication repose sur une étude d'équilibre offre-demande portant sur l'année de livraison.

Les règles retiennent une disposition correspondant à l'utilisation de cette étude d'adéquation pour déterminer la nécessité d'une éventuelle mise à jour des paramètres de l'obligation (T°extrême et coefficient de sécurité) et des abaques utilisés pour la certification des capacités (cf. § 5.3.2).

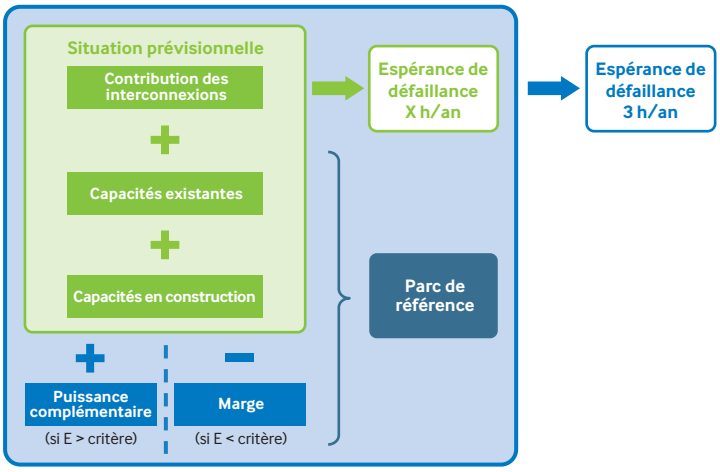
En cas de mise à jour de ces paramètres, une approbation du Ministre est nécessaire. En effet, en l'absence de mentions particulières dans le décret sur l'évolution de dispositions des règles, l'application du principe du parallélisme des compétences renvoie la compétence pour modifier ou supprimer un acte à l'autorité qui était compétente pour l'édicter en premier lieu. En l'occurrence, le ministre approuvant « l'ensemble des dispositions relatives à la certification de capacité » ainsi que « l'ensemble des dispositions relatives à l'obligation de capacité, notamment au mode de calcul de la puissance de référence et à la détermination de l'obligation des fournisseurs », il est donc l'autorité compétente pour approuver toute modification de ces paramètres.

Au démarrage d'un exercice du mécanisme de capacité sont publiés de manière synchronisée les paramètres du mécanisme ainsi que la première prévision du niveau global de garanties. Les prévisions du niveau global de garanties sont ainsi calculées avec les mêmes méthodes et paramètres que ceux *in fine* employés pour le calcul des obligations des acteurs obligés.

138
Article L-335.2

139
La méthode utilisée ici est la même que celle utilisée dans les études du Bilan prévisionnel. Pour plus de détail, se référer à la page 35 de l'Actualisation du Bilan prévisionnel édition 2013 et aux pages 82-83 du Bilan prévisionnel édition 2012.

Figure 35 – Illustration de la détermination du parc de référence



La disposition retenue dans les règles correspond à un choix de paramètres stables durant toute la durée d'un exercice (stabilité intra exercice). Ils peuvent varier d'un exercice à l'autre (évolution inter exercice) en cohérence avec l'évolution du système électrique et sa dynamique pluriannuelle.

En définissant à l'avance les paramètres du mécanisme, les fournisseurs ont la visibilité nécessaire pour intégrer l'impact du montant de leur obligation dans leur contractualisation avec leurs clients, respecter leur obligation et mettre en œuvre d'éventuelles actions de maîtrise.

Ce schéma permet de répondre aux dispositions du code de l'énergie[138] selon laquelle les fournisseurs doivent agir de manière anticipée :

> *« Les obligations faites aux fournisseurs sont déterminées de manière à inciter au respect à moyen terme du niveau de sécurité d'approvisionnement »*
> *« Les garanties de capacité sont requises avec une anticipation suffisante »*

4.4.1.2 Détermination du parc de référence en cohérence avec le critère de sécurité d'approvisionnement

La détermination des paramètres de l'obligation repose sur une étude d'équilibre offre-demande (EOD) portant sur l'année de livraison.

Cette étude permet tout d'abord de déterminer un parc de référence qui correspond au parc prévisionnel auquel sont ajoutées ou soustraites des capacités afin d'aboutir à une durée de défaillance correspondant exactement au critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics[139], ni plus (ce qui correspondrait à une surcapacité coûteuse pour le consommateur), ni moins (synonyme d'un niveau de sécurité moindre, au détriment de la collectivité).

Ce parc de référence permet d'estimer le niveau global d'obligation correspondant au volume de garanties que doit détenir la communauté des fournisseurs pour que le critère de sécurité d'approvisionnement soit respecté. Le niveau global d'obligation correspond exactement au volume de garanties alloué au parc de référence.

$$Critère\ des\ 3h\ respecté <=> Garanties_{NiveauGlobal} = \sum_{Parc_référence} Garanties\ allouées$$

Cette articulation assure la nécessaire cohérence entre certification et obligation : lorsque le critère de sécurité d'approvisionnement retenu par les pouvoirs publics est respecté, il y a

stricte équivalence entre le niveau global de garanties (donc le parc de capacité qui le sous-tend) et la somme des obligations des fournisseurs.

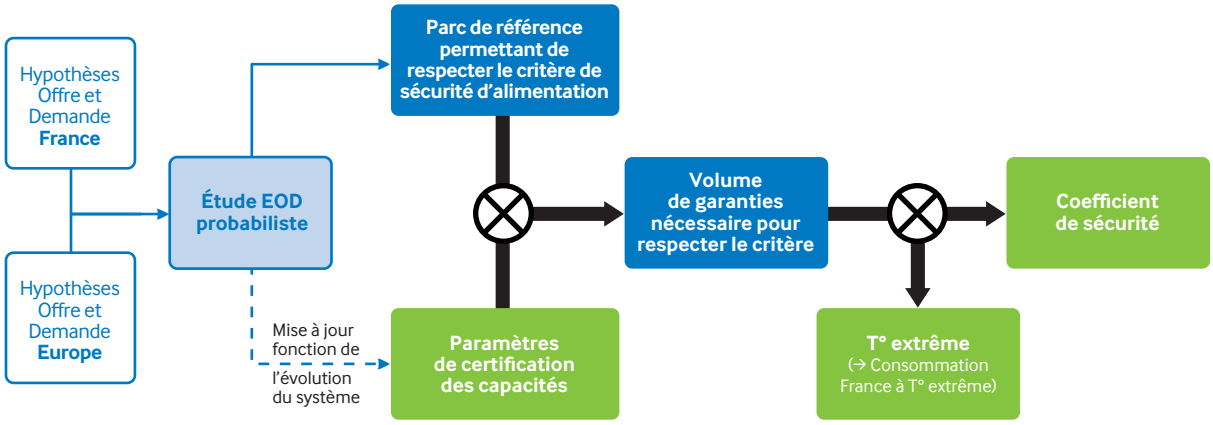
Le volume de garanties allouées au parc de référence est calculé en certifiant ce parc de manière cohérente avec les règles du mécanisme de capacité pour l'exercice concerné, c'est-à-dire en prenant en compte une éventuelle mise à jour des paramètres de certification. Par conséquent, la certification du parc de référence intègre toute évolution du système électrique dans sa mesure de la contribution des capacités au risque de défaillance.

4.4.1.3 Détermination des paramètres de l'obligation (T°extrême et coefficient de sécurité)

La certification du parc de référence permet de déterminer le volume global de garanties nécessaires pour respecter le critère de sécurité d'approvisionnement. Les paramètres de l'obligation (T°extrême et coefficient de sécurité) sont déterminés de sorte à :

- assurer que le volume global d'obligation corresponde exactement au volume de garanties du parc de référence, ce qui conduit au respect du critère de sécurité d'approvisionnement ;
- déterminer le couple $[T_{ext}; C_{sécurité}]$ qui renvoie l'aléa thermosensible aux consommateurs thermosensibles sans transfert vers les consommateurs non thermosensibles (cf § 4.1.3.2).

Figure 36 – Illustration de l'articulation entre le niveau global de garanties et les paramètres de l'obligation



L'atteinte de ces deux objectifs est obtenue grâce à des études d'équilibre offre-demande menées par RTE. La démarche s'effectue en deux temps :

- en premier lieu, il s'agit de déterminer la contribution individuelle au risque de défaillance qui conduit à la détermination de la température extrême ;
- dans un deuxième temps, il s'agit d'assurer, *via* le coefficient de sécurité, la complétude du mécanisme nécessaire au respect du critère de sécurité d'approvisionnement.

4.4.2 Température extrême

4.4.2.1 Détermination de la température extrême

Comme indiqué précédemment, la température extrême doit être définie de manière à ne pas renvoyer une part de l'aléa thermosensible sur des consommateurs non thermosensibles *via* le coefficient de sécurité. Cette responsabilisation des consommateurs thermosensibles, sans mutualisation, contribue fortement à les inciter à maîtriser leur consommation et concourt à l'objectif de maîtrise de la consommation à la pointe. Elle doit donc être assurée.

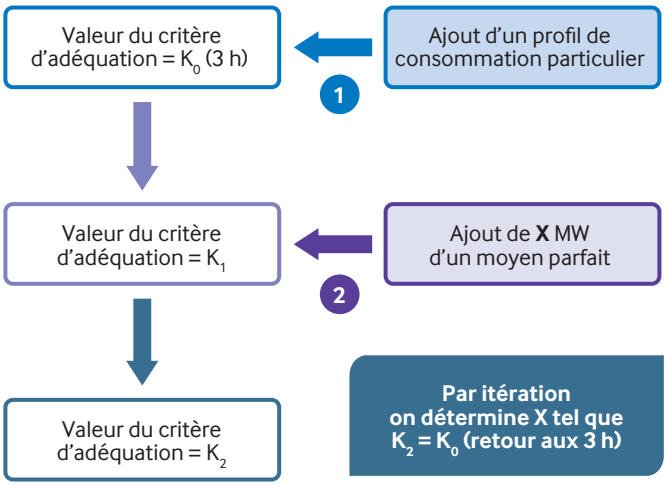
Des simulations ont été réalisées pour déterminer la température extrême qui respecte ces exigences. Pour ce faire, une approche marginale a été retenue, approche permettant une estimation de paramètres spécifiques individuels sans que le système soit perturbé dans son ensemble. Cette propriété est importante car les phénomènes étudiés dépendent intrinsèquement du système dans lesquels ils se trouvent : la contribution d'une consommation au risque de défaillance est directement liée à la forme de la défaillance et donc au système sous-jacent dans son ensemble. Cette approche respecte ainsi la lettre et l'esprit du décret du

mécanisme de capacité qui renvoie à chaque consommateur sa contribution au risque de défaillance.

La démarche utilisée est la suivante :

› la situation initiale correspond à la situation prévisionnelle du système électrique français interconnecté dont le niveau de sécurité d'approvisionnement a été ramené au critère défini par les pouvoirs publics ;

Figure 37 – Illustration de l'approche marginale de détermination de la contribution d'un profil de consommation au risque de défaillance



› à partir de cet état, différents profils de consommation sont rajoutés marginalement qui conduisent à des états de sécurité d'approvisionnement en écart avec le critère défini par les pouvoirs publics[140] ;

› sont ensuite ajoutés des « moyens parfaits »[141] jusqu'à revenir à un état de sécurité d'approvisionnement respectant le critère défini par les pouvoirs publics.

Cette approche permet d'obtenir les résultats suivants :

› le besoin en moyen parfait nécessaire pour une consommation constante sur l'année et parfaitement non thermosensible en tenant compte de l'interconnexion du système français[142] ;

› l'ajout d'un consommateur purement thermosensible (linéarité parfaite du comportement, pas de consommation non thermosensible donc une absence de consommation au delà de 15°C) permet ensuite de calculer la température extrême en tenant compte des interconnexions. L'ajout d'un tel consommateur avec un gradient de 100 MW/°C entraîne un besoin en moyens parfaits qui correspond à sa consommation pour une température de – 2,6°C en système France interconnecté.

L'approche marginale permet de dissocier efficacement la contribution au risque de défaillance d'une consommation non thermosensible de celle d'une consommation thermosensible et de les traduire, sans transfert, dans les paramètres de l'obligation de capacité.

4.4.2.2 Illustration de la température extrême au regard de l'aléa climatique auquel est soumis le système

Afin de prendre en compte les variations de température au sein d'une journée, les dispositions retenues dans les règles correspondent au choix d'une chronique journalière de température extrême au pas demi-horaire. La température extrême prend donc la forme d'une chronique de 20 valeurs correspondant aux températures extrêmes des 20 pas demi-horaires de la plage PP1. La traduction demi-horaire de la température extrême retenue dans les règles fait le lien entre température extrême, résultat des simulations d'équilibre offre-demande, et référentiel climatique représentatif de l'ensemble des situations possibles du climat actuel.

Une étude a été menée à partir du référentiel climatique Météo France en vigueur et composé de 100 chroniques de température représentatives du climat actuel. La figure 38 correspond à des températures construites avec la méthodologie détaillée dans les règles.

Des températures extrêmes horaires correspondant à un niveau de risque donné (une chance sur 20, une chance sur 10, une chance sur 5) ont été déterminées à partir de ces données. Il s'agit, pour chaque pas horaire, du quantile correspondant aux températures minimales de chaque chronique. Ainsi la température à une chance sur 10 correspond au 10e centile des valeurs minimales de chaque chronique, tandis que la température à une chance sur 20 correspond au 5e centile des températures minimales.

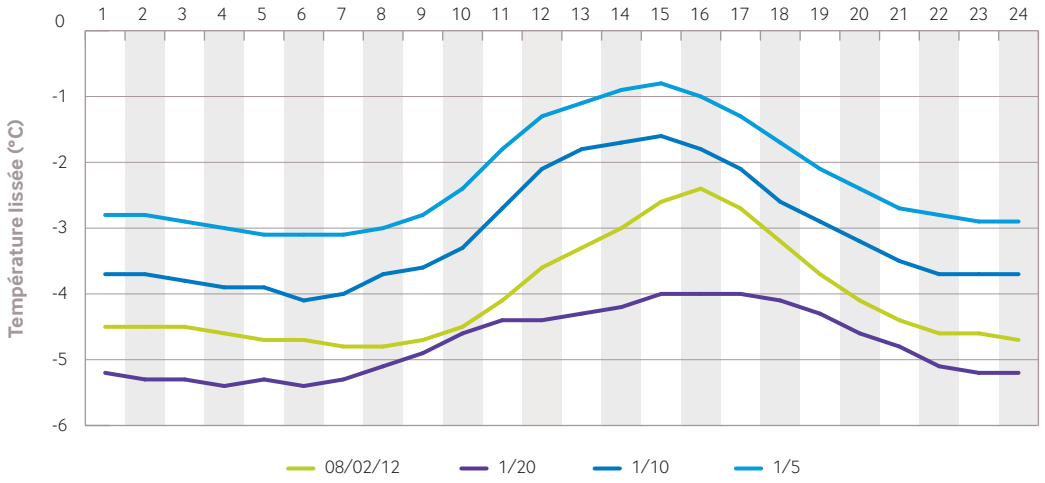
La figure 38 représente les températures extrêmes obtenues avec les trois niveaux de risque susmentionnés ainsi que le jour le plus froid de la vague de froid de février 2012.

140
Le système électrique est ramené aux « 3 heures » avec une méthodologie identique à celle utilisée pour estimer le parc de référence (cf. figure 37).

141
Un « moyen parfait » correspond à une capacité fictive parfaitement disponible et sans aucune contrainte technique. Ce moyen parfait sert de pierre de touche pour le mécanisme car chaque MW de moyen parfait se voit attribuer 1 MW de garanties de capacité.

142
En effet, une telle consommation en France isolée entraine naturellement un besoin en moyen parfait de 1 MW pour 1 MW de consommation.

Figure 38 – Illustration de la température extrême au regard de l'aléa climatique

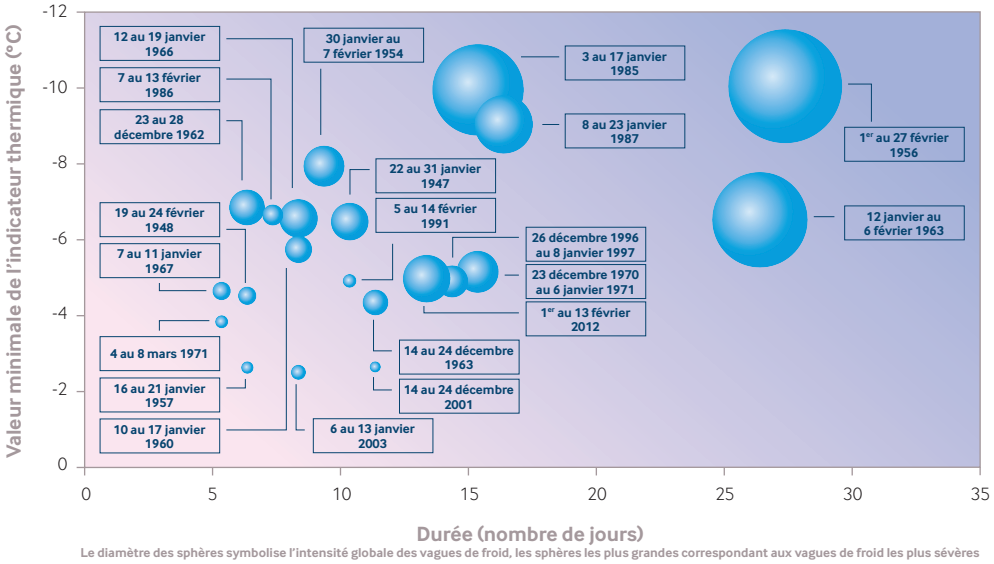


Les études précédentes montrent que la température extrême de référence pertinente pour la détermination de l'obligation de capacité est représentative d'une vague de froid décennale.

Étant donnée l'importance de l'aléa de température au sein du système électrique français, de sa distribution statistique et de sa constante de temps d'environ une semaine (voir figure 39), les 3 heures de défaillance en espérance du système électrique français se traduisent par une défaillance qui apparaît en moyenne 30 h tous les dix ans, lorsque survient une vague de froid exceptionnelle. Le mécanisme vise donc à faire comme si avait lieu chaque année une vague de froid sévère.

Au niveau d'un fournisseur, cela revient à insensibiliser le niveau d'obligation des fournisseurs de la réalisation de l'aléa climatique et à ramener la consommation constatée à la température extrême représentative de l'aléa thermosensibilité.

Figure 39 – Vagues de froid en France – Période 1947-2012
(source : Météo France)



Le diamètre des sphères symbolise l'intensité globale des vagues de froid, les sphères les plus grandes correspondant aux vagues de froid les plus sévères

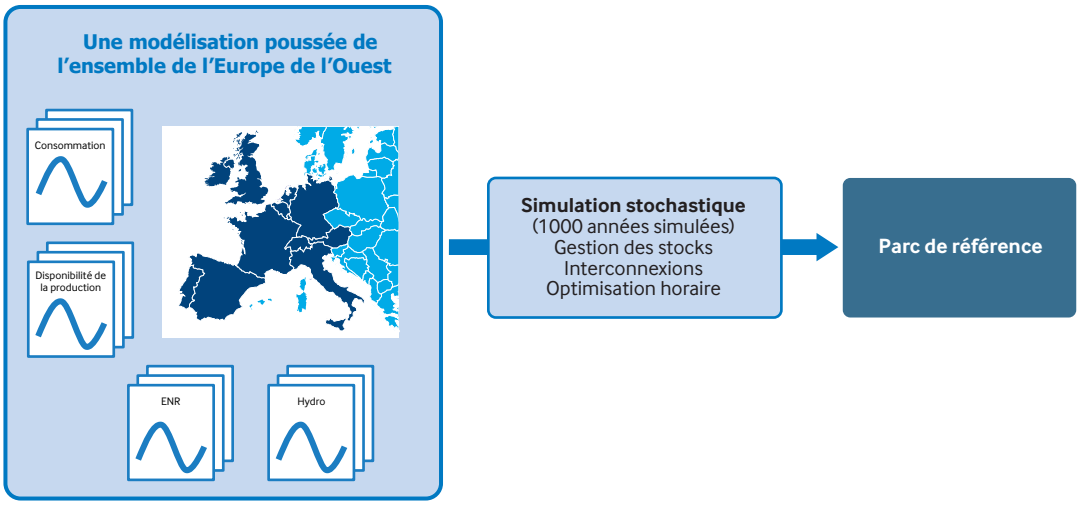
4.4.3 Coefficient de sécurité

4.4.3.1 Prise en compte des interconnexions dans le coefficient de sécurité

La loi prévoit que l'obligation prenne en compte l'interconnexion du marché français avec les autres marchés européens. Le décret précise que le coefficient de sécurité tient compte de la contribution des interconnexions. Concrètement, la prise en compte « implicite » conduit à une diminution forfaitaire de l'obligation des fournisseurs, au prorata de la contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement française.

La méthodologie de prise en compte de la contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement française repose sur celle utilisée pour la réalisation des études d'adéquation par RTE (Bilan Prévisionnel) : le rôle des interconnexions est pris en compte dans les études d'équilibre offre-demande par une modélisation détaillée de toute l'Europe de l'Ouest.

Figure 40 – Modélisation européenne des études d'équilibre offre-demande



Il s'agit donc d'une prise en compte « implicite » : la contribution des interconnexions intervient dans le dimensionnement du parc de référence localisé en France. Schématiquement, si la contribution des interconnexions est nulle, l'ensemble de la puissance nécessaire pour respecter le critère de sécurité d'approvisionnement doit être situé en France ; à l'inverse si les interconnexions peuvent contribuer, le parc de capacité nécessaire en France est moindre.

La contribution des interconnexions dépend de deux facteurs :

- le dimensionnement de l'interconnexion physique et sa disponibilité ;
- la disponibilité de marges dans les pays voisins, c'est-à-dire de capacités disponibles au delà des besoins de consommation des pays voisins.

En effet, en l'absence de marges disponibles dans les pays voisins, les interconnexions physiques peuvent être disponibles sans qu'il n'en résulte des imports. La disponibilité du parc à l'étranger dépend de facteurs exogènes à la France.

4.4.3.2 Détermination du coefficient de sécurité

Le coefficient de sécurité est déterminé plusieurs années à l'avance et permet d'assurer que le niveau d'obligation respecte le critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics.

Il est déterminé au démarrage d'un exercice du mécanisme de capacité sur la base d'une étude d'équilibre offre-demande et est stable durant tout l'exercice.

Afin d'estimer la valeur du coefficient de sécurité, une analyse a été menée à partir de l'étude du Bilan prévisionnel 2012 correspondant à l'année 2017. La figure 41 illustre le principe de détermination du coefficient d'après cette étude. Cette démarche a été présentée en concertation en juin 2013.

Le parc de production de référence, constitué du parc existant, des projets engagés et d'un ajout ou retrait de puissance « parfaite » permettant d'atteindre les trois heures en espérance du

critère de sécurité d'approvisionnement, a été certifié à partir des hypothèses de modélisation du parc et des sorties du modèle :

- à partir de leur disponibilité pendant les 200 heures les plus chargées pour les groupes thermiques et effacements ;
- à partir de leur production à la défaillance dans les sorties du modèle pour les groupes hydrauliques.

Pour l'année 2017, le volume total de garanties permettant de respecter le critère obtenu est ainsi estimé à 93 GW. Il représente le niveau global de garanties qui permet de couvrir le risque représenté au travers de la température extrême de référence. Ce volume de garanties inclut déjà la contribution des interconnexions car les pays étrangers sont modélisés explicitement dans l'étude[143].

À partir des 100 chroniques de consommation (1 chronique = 8 760 puissances moyennes horaires) qui servent d'entrée au modèle, et qui correspondent aux 100 chroniques climatiques fournies par Météo France, on peut estimer une puissance de référence moyenne France. Pour chaque chronique, on ramène les 100 heures de plus forte consommation à la température extrême, puis on prend la moyenne de ces 100 valeurs extrapolées. On obtient ainsi une puissance de référence pour chaque chronique. La moyenne des 100 puissances de référence calculées donne une estimation de la puissance de référence France. Elle est estimée à 99,7 GW dans cette étude.

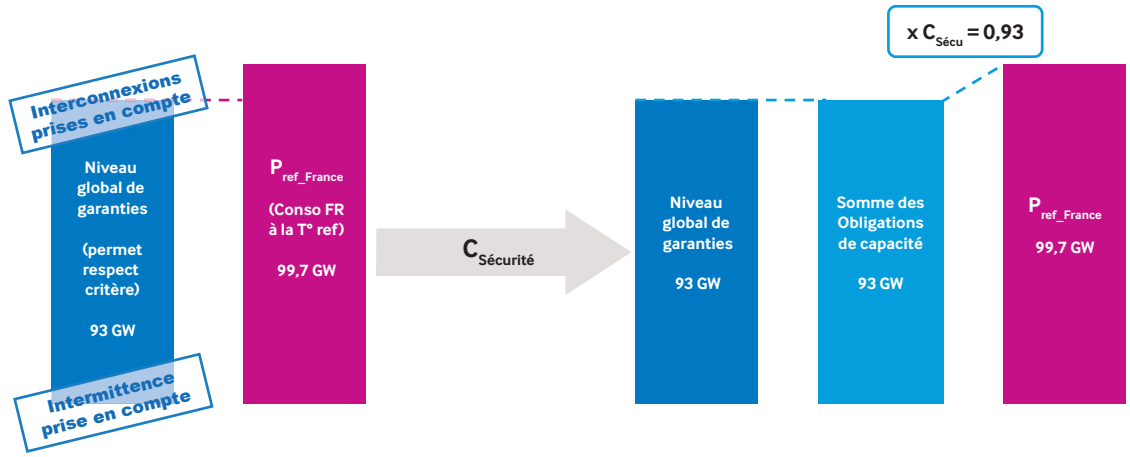
143
Si l'étude avait été menée sur la France seule, le volume de puissance complémentaire nécessaire au respect du critère aurait été bien supérieur. Ce volume représente la contribution des interconnexions.

Lorsque le critère des trois heures est respecté, l'obligation totale doit être égale au volume de garanties du parc de référence. Le coefficient de sécurité assure la cohésion entre la puissance de référence et le volume de garanties qui permet le respect du critère des trois heures, en transférant du côté de l'obligation la contribution des interconnexions prise en compte dans la certification du parc de référence. Le coefficient de sécurité est ainsi déduit à partir du niveau global de garanties et de la puissance de référence France :

$$\sum_{ParcRéférence} Certificats = C_{sécurité} \times Puissance_{référence}(T°_{extrême})$$

$$=> C_{sécurité} = 93/99{,}7 = 0{,}93$$

Figure 41 – Prise en compte des interconnexions et détermination du coefficient de sécurité



4.5 Détermination de l'obligation

Comme présenté plus haut, l'obligation d'un fournisseur est donnée par la formule suivante :

$$Oblig,AL,AO = Pref,AL,AO \times CS,AL$$

- $Oblig,AL,AO$ est l'obligation de l'acteur obligé AO pour l'année de livraison AL
- $Pref,AL,AO$ est la puissance de référence de l'acteur obligé AO pour l'année de livraison AL
- CS,AL est le coefficient de sécurité pour l'année de livraison AL

$$Pref,AL\ AO = \frac{1}{2 \times nbHeuresPP1,AL} \times \sum_{t \in PP1} [ConsoCorrigée_{AO,AL}[t] + Gradient_{AO,AL}[t] \times (T_{Ext}[t] - TFLs,AL[t])]$$

Si $\sum_{t \in PP1} \text{ConsoConstatée}_{AO,AL}[t] = 0$ alors $Pref,\ AL,\ AO$ est mise à 0.

- $Gradient_{AO,AL}[t]$ est le gradient de l'acteur obligé AO au pas demi-horaire t de l'année de livraison AL ;
- $ConsoCorrigée_{AO,AL}[t]$ est la consommation constatée de l'acteur obligé AO, au pas demi-horaire t de l'année de livraison AL, corrigée des effacements certifiés activés ;
- $T_{Ext}[t]$ est la température extrême, au pas demi-horaire t, pour l'année de livraison AL ;
- $TFLs,\ AL[t]$ est la température France lissée et seuillée au pas demi-horaire t, pour l'année de livraison AL ;
- $nbHeuresPP1,AL$ est le nombre d'heures de la période de pointe PP1 pour l'Année de Livraison AL.

La partie suivante détaille, de manière concrète, comment est évalué chacun des termes qui servent à la détermination de l'obligation, et constitue ainsi un guide de lecture très précis des règles.

4.5.1 Périmètre d'un acteur obligé

4.5.1.1 Définition du périmètre d'un acteur obligé

Afin de déterminer l'obligation d'un acteur obligé, il est nécessaire de préciser les consommations couvertes par cet acteur obligé. À cet effet, une notion de périmètre d'un acteur obligé a été introduite dans les règles.

Le périmètre d'un acteur obligé est le référentiel utilisé pour le calcul de la puissance de référence de l'acteur obligé. En pratique ce périmètre est partitionné en sous-périmètres par gestionnaire de réseau, pour les sites qui lui sont rattachés. Les modalités d'échange et de suivi de ces sous périmètres sont cadrées dans les conventions entre les gestionnaires de réseau de distribution et RTE.

Le périmètre d'un acteur obligé n'est pas lié à une année de livraison. Il a une constitution initiale, et évolue en fonction des changements de portefeuille.

Le périmètre d'un acteur obligé (Périmètre AO(h, m, AL)) est l'ensemble des sites pour lesquels l'acteur obligé porte l'obligation de capacité (en totalité ou en partie) à l'heure h du mois m de l'année de livraison AL.

Chaque gestionnaire de réseau est responsable du bon suivi du sous-périmètre des acteurs obligés pour lesquels il doit calculer la puissance de référence.

4.5.1.2 Détermination du lien entre un site de consommation et un acteur obligé

L'étape de reconstitution de la consommation par acteur obligé repose sur l'attribution de la consommation constatée d'un consommateur donné entre (a) le ou les fournisseurs pour la part qu'ils fournissent et (b) le consommateur lui-même pour la part non approvisionnée par un fournisseur.

Pour les sites faisant l'objet d'un contrat unique, les changements de périmètre s'effectuent en cohérence avec les dates d'effet de leur contrat unique. Le consommateur titulaire d'un contrat unique et son fournisseur n'ont pas à effectuer de démarche pour le rattachement au périmètre d'un acteur obligé.

Pour les sites ne faisant pas l'objet d'un contrat unique, l'ajout d'un consommateur au périmètre d'un acteur obligé se fait sur la base d'une attestation conjointe de l'acteur obligé et du site. À défaut d'attestation de rattachement au périmètre d'un fournisseur, le site est considéré comme ne s'approvisionnant pas auprès d'un fournisseur. Il est donc soumis directement à l'obligation de capacité et intègre le périmètre du consommateur obligé (ou entraîne sa création si le consommateur ne s'était pas déclaré en tant qu'acteur obligé).

Les règles retiennent donc un mode déclaratif de suivi des périmètres, afin d'éviter un suivi complexe et intrusif de l'ensemble des liens contractuels entre chaque consommateur et son ou ses fournisseurs. Cette modalité permet un contrôle intrinsèque de l'attestation, les deux parties au dispositif ayant des intérêts opposés : le fournisseur pour réduire son obligation pourrait chercher à minimiser son périmètre ; à l'inverse un consommateur n'ayant pas d'attestation se retrouverait à porter financièrement l'obligation de capacité.

4.5.1.3 Rôle des gestionnaires de réseau public de distribution d'électricité (GRD)

Les GRD transmettent à RTE la puissance de référence par acteur obligé sur leur réseau c'est-à-dire :

- la puissance de référence des consommateurs finals raccordés à leur réseau par acteur obligé (fournisseur et consommateur final ne s'approvisionnant pas pour tout ou partie de sa consommation auprès d'un fournisseur) ainsi que les données et paramètres utilisés ;

- la puissance de référence pour leurs pertes par acteur obligé (fournisseur et gestionnaire de réseau pour ses pertes ne s'approvisionnant pas pour tout ou partie de sa consommation auprès d'un fournisseur) ainsi que les données et paramètres utilisés.

La puissance de référence par acteur obligé transmise par chaque GRD est calculée conformément aux dispositions des règles.

La transmission de ces données doit se faire dans le respect des délais prévus dans les règles et la convention d'échange entre GRT et GRD pour le calcul de l'obligation.

4.5.2 Consommation constatée

4.5.2.1 Données utilisées

Les données élémentaires utilisées pour le calcul de la consommation constatée d'un consommateur sont issues des systèmes de comptage et d'information des gestionnaires de réseaux publics auxquels les sites sont raccordés directement ou indirectement.

4.5.2.2 Consommation constatée pour le profilé

Pour les consommations profilées, les courbes de charges sont établies conformément aux modalités définies par les règles RE/MA en vigueur.

À ce titre, la donnée de consommation constatée utilisée dans le mécanisme de capacité correspond à la donnée de consommation définitive Recotemp (courbe de charge calée, normalisée et corrigée de l'activation de NEBEF), c'est-à-dire aux courbes de charges réputées consommées sur la base des énergies mesurées par les compteurs à index, corrigées des effacements.

Cette courbe de charge, établie selon les modalités définies par les règles RE/MA et les règles expérimentales pour la valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie en vigueur à l'entrée de l'année de livraison, est définitive contrairement aux courbes de charges estimées pour le calcul des écarts qui ne sont pas basées sur les énergies réellement mesurées.

4.5.2.3 Prise en compte des NEB RE-Site

4.5.2.3.1 Rattachement à un Acteur Obligé

La NEB RE-Site se rapproche contractuellement d'un contrat de fourniture entre le fournisseur rattaché au RE qui l'a émise, et le consommateur du site dont elle fait l'objet.

Pour autant, la NEB RE-Site peut également être perçue comme le véhicule de l'approvisionnement en propre d'un consommateur, hors contrat de fourniture « classique ».

Du fait de l'ambigüité de la nature de la NEB RE-Site ; RTE fait, dans les règles, une proposition souple :

- la NEB RE-Site est rattachée par défaut au fournisseur qui l'a émise ;
- la NEB RE-Site peut être attribuée à un consommateur obligé, si la demande (co-signée du fournisseur et du consommateur) en est faite.

Pour ce faire : le modèle de demande est annexé aux règles du mécanisme et une évolution des règles relatives aux NEB sera faite de sorte que le fournisseur de toute NEB RE-Site soit identifié lors de sa notification à RTE.

4.5.2.3.2 Prise en compte de la NEB RE-Site dans le calcul de l'Obligation

Dès lors que la NEB RE-Site est rattachée à un acteur obligé, la NEB est traitée, dans la consommation corrigée de l'acteur obligé, mais n'intervient pas dans le calcul de la chronique utilisée pour le calcul de son gradient.

En d'autres termes, cette disposition revient à considérer que les NEB RE-Site ne sont pas thermosensibles.

4.5.3 Sensibilité de la consommation à la température

4.5.3.1 Température lissée

Le processus de construction de la température lissée ainsi que le choix de la température seuil retenu dans les règles correspond à celui utilisé pour la prise en compte de l'aléa météorologique dans le système de profilage.

Ce choix présente l'avantage de retenir un processus existant et connu des acteurs et cohérent avec les processus actuels, notamment le système de profilage.

La température considérée correspond à l'indice national de température calculé à une maille France. Elle est calculée sur la base du panier Météo France composé de 32 stations météorologiques.

Les températures utilisées correspondent à des variables dérivées de la température brute mesurée sur différentes stations météo. Il est en effet nécessaire de prendre en compte l'inertie

de la consommation par rapport aux variations de température. Cela se traduit par un lissage des températures visant à retarder et atténuer les amplitudes de variation de température, de sorte à constituer une variable explicative performante de la consommation.

La liste des stations retenues, les pondérations associées ainsi que les paramètres de lissage pour le calcul de l'indice sont indiquées dans la partie IV de l'annexe F-M3 du chapitre F de la section 2 relative au dispositif de responsable d'équilibre. L'annexe 2 des règles décrit la méthode de lissage et de construction de la température France lissée.

Cette température lissée n'est pas celle utilisée par RTE dans ses travaux (Bilan Prévisionnel – corrections climatiques). Cependant les écarts associés aux choix de la variable de température utilisée s'avèrent minimes.

4.5.3.2 Température seuil

La température seuil est celle donnée dans la partie III de l'annexe F-M3 du chapitre F de la section 2 relative au dispositif de responsable d'équilibre, à savoir 15°C actuellement. Elle s'inscrit dans la même logique que le paragraphe précédent.

4.5.3.3 Gradient

4.5.3.3.1 Estimation du gradient France et par grand poste de consommation

4.5.3.3.1.1 Méthode d'estimation du gradient

Ce paragraphe présente la méthode d'estimation du gradient retenue à une maille France et par grand poste de consommation (ensemble profilé et ensemble télé-relevé).

4.5.3.3.1.1.1 Description générale de la méthode

Une estimation du gradient par une régression linéaire de la puissance sur la température ne peut être satisfaisante du fait de la saisonnalité de la consommation ; il faut en effet s'en affranchir avant d'évaluer sa part thermosensible.

La méthodologie retenue dans les règles aboutit à la détermination de gradients demi-horaires valables pour une année de livraison :

- le gradient est calculé par la méthode de « régression en delta », c'est-à-dire une régression linéaire affine sur l'écart de puissance par rapport à l'écart de température d'une semaine à l'autre. Cette méthode permet de contourner la difficulté liée à l'estimation de l'évolution saisonnière de la consommation qui n'est pas représentative de la thermosensibilité de la consommation ;
- les données utilisées portent sur la consommation de l'année de livraison à l'exception des jours fériés et de la période correspondant aux vacances hivernales ainsi que la période les encadrant (schématiquement du 01/01 au 12/01 et du 14/12 au 31/12 de l'année de livraison)[144] ;
- les températures sont ramenées à une température seuil à partir de laquelle la consommation devient thermosensible. De ce fait, les deltas de puissance correspondant à des deltas de température nuls sont omis[145]. Le gradient est donc de fait calculé sur la partie froide de l'année de livraison.

L'unicité de la méthode et sa propriété d'additivité constituent des atouts forts pour le mécanisme. En effet, appliquée sur un ensemble de données cohérentes et rebouclant sur la consommation France, elle permet d'assurer l'additivité entre les différentes thermosensibilités estimées et l'égalité de la somme obtenue avec la thermosensibilité France.

Par ailleurs, en retenant les données de consommation de l'année de livraison, les valeurs ainsi obtenues correspondent exactement à la thermosensibilité réelle.

4.5.3.3.1.1.2 Calcul du delta de puissance

La variation de puissance est calculée pour la même demi-heure de 2 jours à une semaine d'intervalle. La variation hebdomadaire de saisonnalité liée notamment à l'éclairage est négligeable.

4.5.3.3.1.1.3 Calcul du delta de température

Comme pour les puissances, la variation de température est calculée pour la même demi-heure de 2 mêmes jours à une semaine d'intervalle.

En cohérence avec la description du comportement de la consommation et de l'effet thermosensibilité, chaque température est comparée à la température seuil pour ne retenir dans le calcul du delta que la part réellement explicative de l'écart de puissance. Par exemple, la variation de puissance entre une demi-heure à 22°C et celle à une semaine d'intervalle à 17°C n'est pas expliquée par cet écart de 5°C (les chauffages ne fonctionnent pas à ces températures) ; chaque température est ainsi ramenée à la température seuil, ici 15°C (fonction min(T°seuil ; T°réalisé)), et entraîne alors un delta de température de 0°C.

144
Il est en effet nécessaire de retenir une période longue et pas seulement les heures PP1 pour avoir une validité statistique suffisante du gradient obtenu

145
On retient en effet un delta de température calculé comme suit :
$\Delta T = [\min(T_{réalisé}(j,h); T_{seuil}) - \min(T_{réalisé}(j-7,h); T_{seuil})$

Figure 42 – Illustration du calcul des deltas de puissance
(Source : ERDF, GT du 09/07/13)

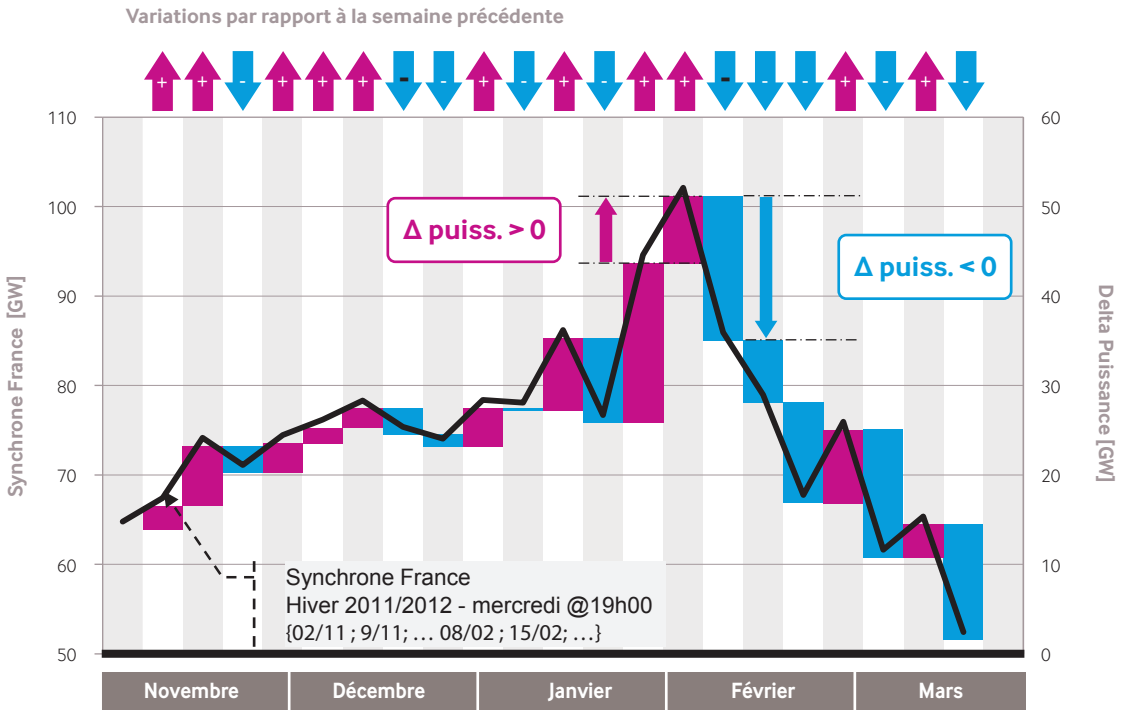
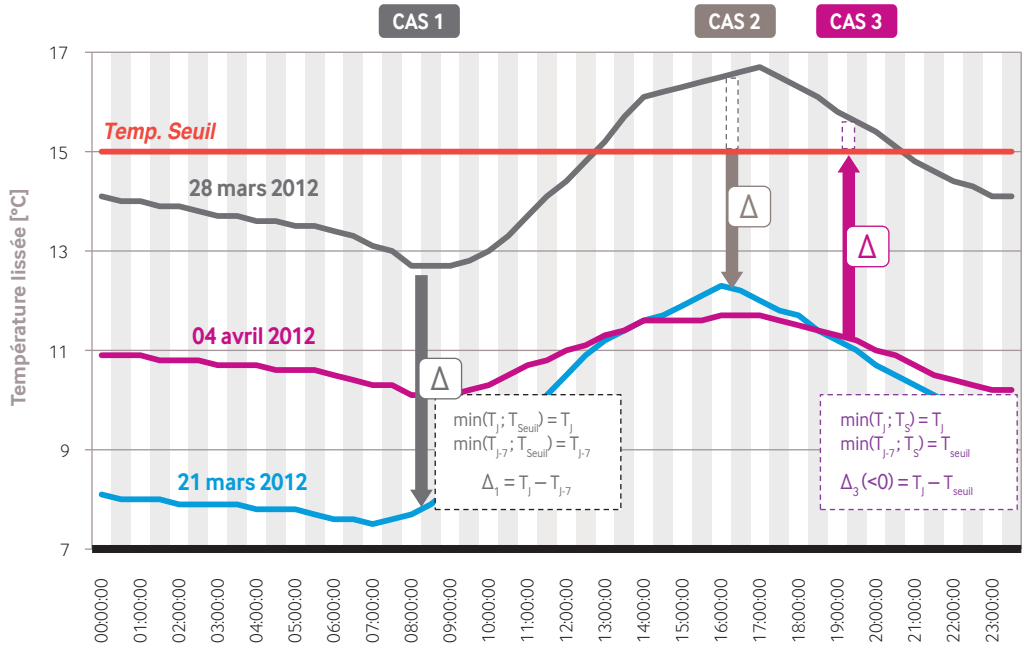


Figure 43 – Illustration du calcul des deltas de température
(Source : ERDF, GT du 09/07/13)



4.5.3.3.1.2 Performance de la méthode à la maille France

La méthode proposée dans le projet de règles et retenue dans les règles pour la détermination des courbes de charge au niveau France, pour l'ensemble profilé et pour le télérelevé RPD, est une méthode simple et transparente ; en effet, elle ne repose pas sur une modélisation « boite noire » inaccessible et l'ensemble des données utilisées sont publiques. En ce sens, la méthode retenue pour le mécanisme de capacité met l'ensemble des acteurs sur un pied d'égalité.

Cependant, certains acteurs ont remis en cause, lors de la concertation, la performance de cette méthode notamment sur deux dimensions :

- la simplicité de la méthode était présentée comme pouvant conduire à des résultats non représentatifs d'une réalité physique ;
- par conséquent, l'évolution des gradients, obtenus d'une année sur l'autre, a été présentée comme instable.

RTE a réalisé un ensemble d'études sur la base de la consommation réalisée de 2006 à 2012. **Ces analyses conduisent à ne pas retenir les remarques remettant en cause la méthode de détermination du gradient France.**

4.5.3.3.1.2.1 Représentativité des résultats obtenus au niveau France

Les dispositions retenues dans les règles sur la sélection des couples [consommation ; température] servant au calcul du gradient conduisent, pour chaque pas demi-horaire, à des nuages de points constitués a minima de 180 points. D'un point de vue statistique, la représentativité des gradients obtenus est réelle.

Une étude a été réalisée visant à estimer la sensibilité de la méthode aux données réalisées utilisées. Pour ce faire, 1 000 simulations ont été réalisées au cours desquelles des points, servant à la détermination des gradients pour une même année et un même pas demi-horaire, ont été aléatoirement retirés. Deux volumétries différentes de retraits ont été considérées : 20 points et 100 points soit environ 10 % et 50 % du nombre total de points servant au calcul.

Les résultats de cette étude montrent que :

- la moyenne des gradients obtenus est très stable : l'écart du gradient moyen par rapport au gradient initial calculé avec tous les points est de 0,05 % pour un retrait de 20 points et de 0,2 % pour un retrait de 100 points ;
- la variabilité des gradients obtenus est faible : l'écart type est de 20 MW soit 1 % du gradient, pour un retrait de 20 points ; il est de 65 MW, soit 3 % du gradient, pour un retrait de 100 points.

La méthode retenue est donc très peu sensible aux données réalisées utilisées et traduit correctement la thermosensibilité France de l'année considérée.

Enfin, certains acteurs ont interrogé l'utilisation d'une seule année d'historique pour déterminer le gradient comparativement à un historique pluriannuel présenté comme garant d'une plus grande stabilité.

Le choix de déterminer le gradient France sur la base d'une année s'inscrit en cohérence avec les modélisations plus complexes utilisées par RTE. En effet, si RTE utilise un historique de 5 ans pour caler ses modèles de prévision, cet historique sert à déterminer les températures seuils et les coefficients de lissage (optimisation sous contraintes) ; les gradients sont déterminés sur chaque année indépendamment (degrés de liberté nécessaires du modèle). Cette démarche est très similaire à celle retenue pour le mécanisme de capacité : la température seuil et la température lissée sont déterminées au préalable ; les gradients sont calculés sur la base de l'année réalisée.

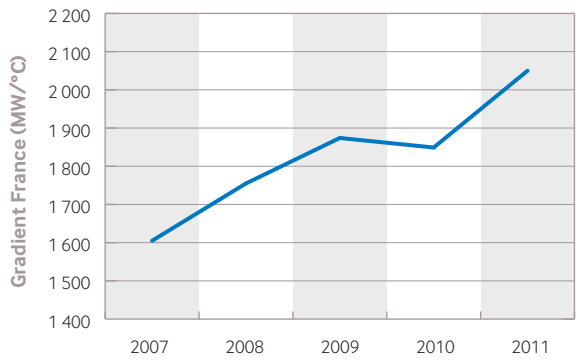
Le choix de calculer le gradient sur la base d'une seule année de livraison n'introduit pas un facteur d'instabilité du mécanisme. Au contraire, il s'inscrit dans la continuité des processus existants et permet une cohérence des termes du traitement thermosensibilité dans son ensemble (température seuil, lissage et gradient qui doivent être pris comme un tout). De plus, ce choix renforce l'aspect dynamique du mécanisme avec un gradient qui reflète la thermosensibilité de l'année réalisée et permet une prise en compte des actions mises en œuvre par les acteurs, sans traîner l'inertie des gradients passés.

4.5.3.3.1.2.2 Variabilité des résultats obtenus au niveau France

Dans la continuité des retours sur la méthode de détermination des gradients, des études ont été réalisées sur l'historique en se focalisant cette fois sur l'évolution du gradient d'une année sur l'autre.

L'illustration ci-contre présente l'évolution de la moyenne des gradients sur les plages demi-horaires retenues pour PP1 de l'hiver 2006-07 à 2011-12.

Figure 44 – Évolution du gradient moyen sur les plages PP obtenu avec la méthode des règles



Il ressort plusieurs éléments de cette analyse :

- en premier lieu, la croissance moyenne de la thermosensibilité France obtenue avec la méthode des règles est conforme avec les publications réalisées par RTE (Bilan prévisionnel et Bilan électrique) ;
- ensuite, il est possible d'observer un « rebond » entre les gradients des années 2009, 2010 et 2011. Des analyses complémentaires ont été réalisées pour identifier les causes liées à cette évolution notamment pour identifier si elle correspondait à une évolution physique de la consommation ou si elle était liée à la méthode en elle-même. Ces analyses ont permis d'identifier comme facteur explicatif la distribution des jours EJP sur l'hiver qui introduit un aléa sur l'évolution du gradient si les volumes effacés ne sont pas pris en compte pour le calcul du gradient. Dans l'éventualité d'une certification des EJP, la consommation sera corrigée des EJP activés. Quoi qu'il en soit, la déformation du nuage de points liée aux EJP n'impacte que l'opérateur historique ; l'évolution du gradient hors EJP, qui impacte l'ensemble des fournisseurs, est stable.

L'évolution du gradient France obtenu avec la méthode des règles traduit bien l'évolution physique du comportement de la consommation.

4.5.3.3.2 Dispositions retenues sur la thermosensibilité des consommateurs

4.5.3.3.2.1 Principes structurants pour le choix de méthode d'estimation de la thermosensibilité

En parallèle au débat entre précision et stabilité, de nombreux acteurs ont souligné la nécessité de respecter les trois exigences suivantes :

(i) le calcul de l'obligation doit refléter précisément la contribution au risque de défaillance, ni plus, ni moins ;

(ii) les consommateurs non thermosensibles ne doivent en aucun cas être pénalisés par d'éventuelles incertitudes liées au calcul des gradients ;

(iii) les consommateurs télérelevés ne doivent pas être pénalisés par les incertitudes liées au système de profilage.

Ces exigences visent à éviter une mutualisation complète qui conduirait à diluer complètement l'objectif de responsabilisation des acteurs sur leur thermosensibilité. Elles ont conduit à retenir dans les Règles **une segmentation des méthodes retenues par grand poste de consommation,** qui prend en compte à la fois le processus de détermination de la consommation (profilée et ou télérelevée) mais également des paramètres physiques de celle-ci (par exemple en distinguant les pertes du RPT, thermosensibles, des consommateurs raccordés à ce réseau qui ne le sont pas).

4.5.3.3.2.2 Méthode retenue pour le dimensionnement global de la thermosensibilité par grand poste de consommation

Les études réalisées sur l'historique présentées ci-avant montrent que la méthode d'estimation du gradient global par régression statistique sur la base des données effectivement mesurées permet d'estimer les gradients à une maille France ou par grand poste de consommation avec une précision et une stabilité satisfaisante.

RTE propose de retenir cette méthode générique pour déterminer les gradients correspondant à chaque grand poste de consommation dans son ensemble. La propriété d'additivité de cette méthode permet d'assurer que la somme des gradients des différents postes de consommation corresponde exactement au gradient France. Par conséquent, l'association de cette méthode à la segmentation par grands postes de consommation permet (i) de cibler le réel niveau de la thermosensibilité France et donc de contribuer à l'objectif du mécanisme de sécurité d'approvisionnement et (ii) d'éviter des transferts de thermosensibilité entre grands postes de consommation ce qui serait contraire aux principes retenus dans le paragraphe précédent.

Cette proposition conduit également à considérer dans les règles que le gradient est nul pour certaines catégories de consommateurs du fait d'une thermosensibilité très faible ou statistiquement contestable. Il s'agit de tous les consommateurs raccordés au réseau public de transport et des consommateurs raccordés aux réseaux publics de distribution identifiés comme non thermosensibles par les gestionnaires de réseau de distribution.

Suite à la demande appuyée des fournisseurs de clients profilés, **un lissage a été introduit dans le calcul du gradient global des clients profilés :** les Règles retiennent une extrapolation linéaire établie sur la base des gradients obtenus pour les années AL-1, AL-2 et AL-3 *via* la méthode générique d'estimation du gradient. Le gradient total du profilé retenu pour l'année AL correspond alors à la valeur de cette extrapolation linéaire. Cette disposition a la vertu de stabiliser l'évolution du gradient profilé d'une année sur l'autre[146]. Cependant, elle introduit un retard dans la prise en compte de changements de l'évolution tendancielle de la thermosensibilité du profilé, en niveau mais également en forme, qui pourrait connaître des ruptures avec le déploiement de compteurs intelligents et la bascule de consommateurs profilés vers le télérelevé. À ce titre, cette disposition n'est pas retenue pour les consommateurs télérelevés.

4.5.3.3.2.3 Choix de la méthode à une maille consommateur : des enjeux redistributifs

À une maille individuelle, le gradient affecté aux fournisseurs doit en théorie refléter le gradient réel de la consommation de leur portefeuille de clients afin de répondre à l'objectif d'affecter l'obligation à la hauteur de leur contribution au risque de défaillance et de leur permettre de valoriser toute initiative de maîtrise de sa thermosensibilité.

À cette fin, il est préférable en première approche de retenir une approche individualisée sur le périmètre d'un fournisseur en fonction des caractéristiques de la consommation de ses clients. En effet, une approche normative aboutit de fait à mutualiser toute initiative de maîtrise de la thermosensibilité sur l'ensemble des consommateurs de la classe.

Cette approche présente cependant des limites :

- les dispositifs de réconciliation des flux utilisés sur les sites profilés demeurent actuellement régis par une approche normative indépassable avec les systèmes de comptage actuels (mettre fin au profilage nécessite d'utiliser les données de courbe de charge issues de compteurs évolués) ;
- une approche individualisée peut aboutir à une réinterrogation de l'hypothèse de linéarité du lien puissance-température. Ainsi, le résultat numérique obtenu par application de la méthode brute peut ne pas avoir de réalité statistique ni physique notamment pour des « petits » périmètres ne foisonnant pas ou pour des clients de comportement de consommation « particulier ».

De l'autre côté, une approche normative est intrinsèquement porteuse de complexité et ceci à plusieurs niveaux.

Elle implique tout d'abord de définir une clef de répartition qui permette d'attribuer à chaque consommateur une part de la thermosensibilité de sa classe. Ce choix de la clef de répartition est sensible (quote-part de la puissance souscrite par rapport à la somme des puissances souscrites de la classe, du ratio sur la puissance moyenne annuelle ou durant PP1, etc.).

Par ailleurs, la temporalité de détermination de la clef de répartition a des conséquences sur la précision et la prévisibilité des gradients ainsi obtenus :

- avec une clé déterminée préalablement à la période de livraison, la somme des gradients obtenus s'écarte immanquablement du gradient réalisé sur l'ensemble. Cette approche doit être écartée car elle entraîne une remise en cause de l'objectif du mécanisme de sécurité d'approvisionnement ;
- avec une clé déterminée à l'issue de la période de livraison, il est possible de normaliser la somme des gradients obtenus pour la ramener au gradient réel. Cependant, cela signifie alors que le gradient d'un fournisseur ne dépend pas uniquement de la réalisation sur son périmètre mais est impacté par la réalisation des autres fournisseurs. Un fournisseur capable de prévoir parfaitement la consommation de ses clients ne pourra pas prévoir parfaitement son obligation.

Le choix de la méthode de détermination de la sensibilité de la consommation à la température à une maille individuelle a des effets uniquement de redistribution du gradient entre les acteurs (entre individualisation et mutualisation) et non de dimensionnement du gradient global. Ainsi, le choix entre une méthode sur la base du réalisé individualisé et une approche normative avec rebouclage mutualisant[147] correspond au choix de la redistribution du gradient global entre les différents acteurs (consommateurs et fournisseurs). Ce choix modifie grandement le niveau d'incitation des acteurs à agir sur leur thermosensibilité.

Toutefois, plusieurs acteurs (en particulier les fournisseurs de sites profilés) ont fait part de leur souhait de disposer de davantage de visibilité sur les valeurs des gradients s'appliquant sur leur portefeuille pour une année de livraison donnée.

Ces deux niveaux d'exigence renvoient à un **arbitrage entre la stabilité du gradient (qui conduit à une mutualisation) et le principe d'individualisation (porteur d'incitations qui expose chaque fournisseur à la précision de sa prévision).**

146
En effet, les gradients retenus pour les années AL et AL-1 sont déterminés sur une base partagée à 66 % (les gradients estimés pour les années AL-1 et AL-2).

147
En effet, le rebouclage est effectué à une maille plus importante, par exemple l'ensemble des consommateurs profilés ou l'ensemble des consommateurs télé-relevés. Ce rebouclage conduit donc à une mutualisation des actions entreprises par les acteurs de réduction de leur thermosensibilité.

Pour le démarrage du mécanisme, RTE propose de retenir les approches suivantes :

- pour les consommateurs profilés, une approche basée sur les gradients des profils utilisés dans les règles RE-MA. Ce choix a été demandé par les fournisseurs de sites profilés, au titre d'une plus grande prévisibilité ;
- pour les consommateurs télérelevés, une approche individualisée par périmètre fournisseur. Ce choix permet aux fournisseurs d'estimer la thermosensibilité de leur portefeuille sur la seule base de leur prévision (pas de paramètre exogène) et ainsi de bénéficier de leurs actions de maîtrise de la thermosensibilité de leurs clients.

4.5.3.3.3 Méthode retenue en fonction du type de consommation

4.5.3.3.3.1 Périmètre d'application et volumétrie des gradients associés

Il est possible d'identifier les 4 postes de consommation suivants qui se distinguent par le processus de construction de leur courbe de charge et la nature physique sous-jacente :

- consommation télérelevée RPT ;
- consommation télérelevée RPD ;
- consommation profilée ;
- pertes (RPD et RPT).

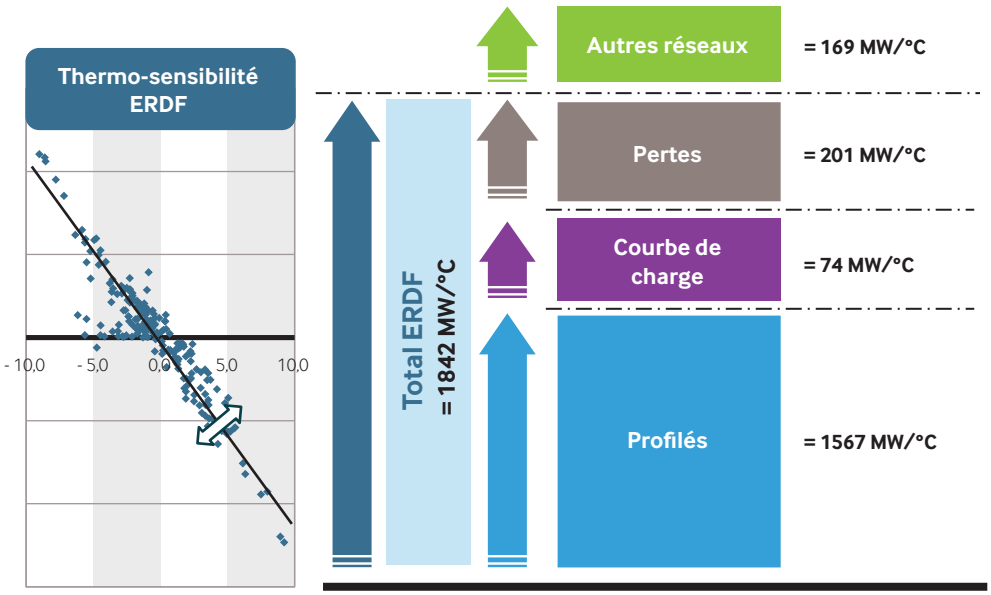
Lors de la concertation organisée par RTE, des éléments ont été communiqués sur les ordres de grandeur des différentes thermosensibilités par type de consommation, ce qui donne une indication sur les enjeux associés à ces différents postes en matière de volumétrie de gradients.

Ces éléments permettent d'identifier les principaux postes porteurs de la thermosensibilité de sorte à avoir une approche rationnelle et proportionnée. La thermosensibilité des consommations du réseau ERDF est portée pour 85 % par les consommateurs profilés, pour 11 % par les pertes du réseau ERDF et pour seulement 4 % par les consommateurs télérelevés.

Ils permettent par ailleurs d'identifier la volumétrie des effets redistributifs que peut entraîner le choix d'une approche individualisée sur le réalisé comparativement à une approche normative mutualisante pour les consommations télérelevées RPD ; il s'agit donc de décider comment sera répartie cette thermosensibilité qui pour l'hiver 2011/12 est estimée à 74 MW/°C pour les clients raccordés au réseau d'ERDF.

L'application des principes de non-transfert de la thermosensibilité (des thermosensibles vers les non thermosensibles, et des profilés vers les télé-relevés) conduit à cloisonner la redistribution des gradients par poste de consommation.

Figure 45 – Ordres de grandeur de la thermosensibilité par poste de consommation
(Source : ERDF, GT du 09/07/13)



Il s'agit d'appliquer le principe de la complétude de la somme des gradients individuels avec le gradient France mais pour chaque poste pris séparément : concrètement, la somme des gradients des consommateurs profilés doit correspondre à la thermosensibilité du profilé pris dans son ensemble, ni plus, ni moins. Cette segmentation permet d'envisager des approches distinctes par poste de consommation.

4.5.3.3.3.2 Consommation télérelevée RPT

Pour compléter les éléments numériques indiqués ci-dessus, différentes illustrations sont présentées ci-après sur le lien entre puissance et température pour les clients raccordés au RPT.

Les figures 46 et 47 ne font pas apparaître de lien entre puissances et températures et illustrent l'hypothèse de non thermosensibilité des clients raccordés au RPT.

Figure 46 – Énergie journalière consommée par les clients directs RPT suivant la température moyenne journalière, en 2012

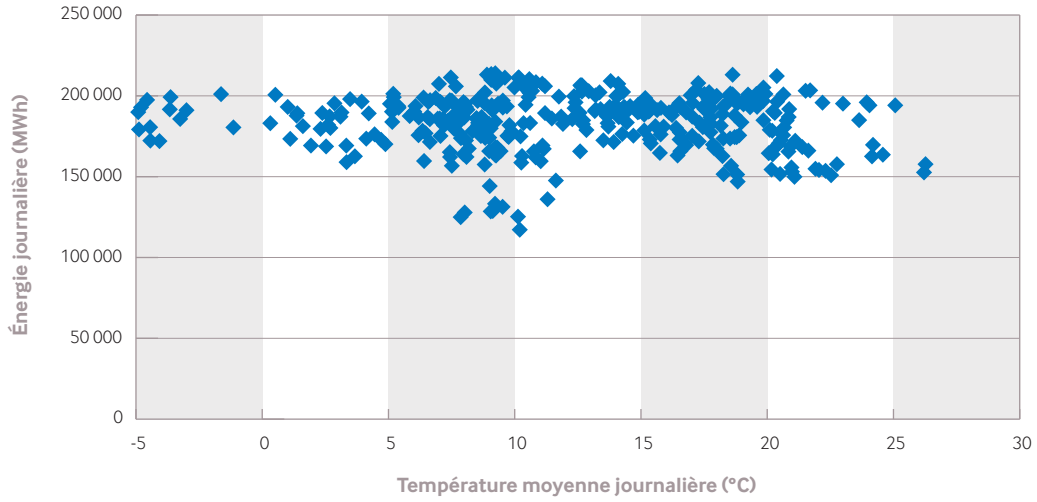
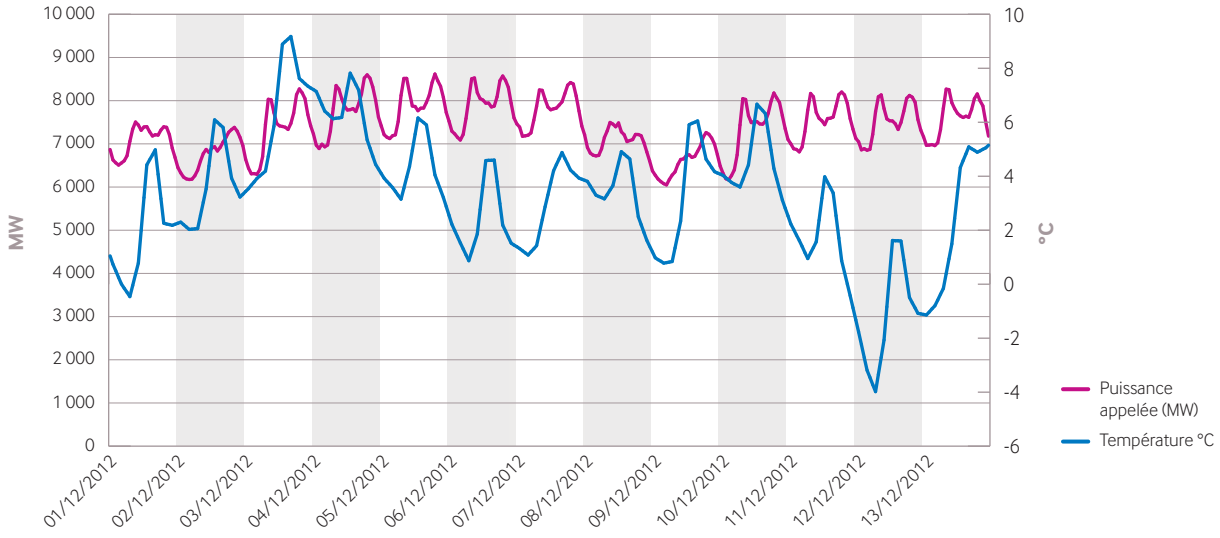


Figure 47 – Évolution de la température au pas de temps horaire du 1er au 13 décembre 2012



Par ailleurs, l'application d'une régression linéaire de la puissance à 19 h sur la température donne une pente égale à -0,18 MW/°C. Ce gradient n'a pas de validité statistique et physique. L'application de la méthode dans un tel cas (à savoir la redistribution des -0,18 MW/°C) ne présente pas d'intérêt au titre de l'attribution au plus juste de la thermosensibilité des consommateurs.

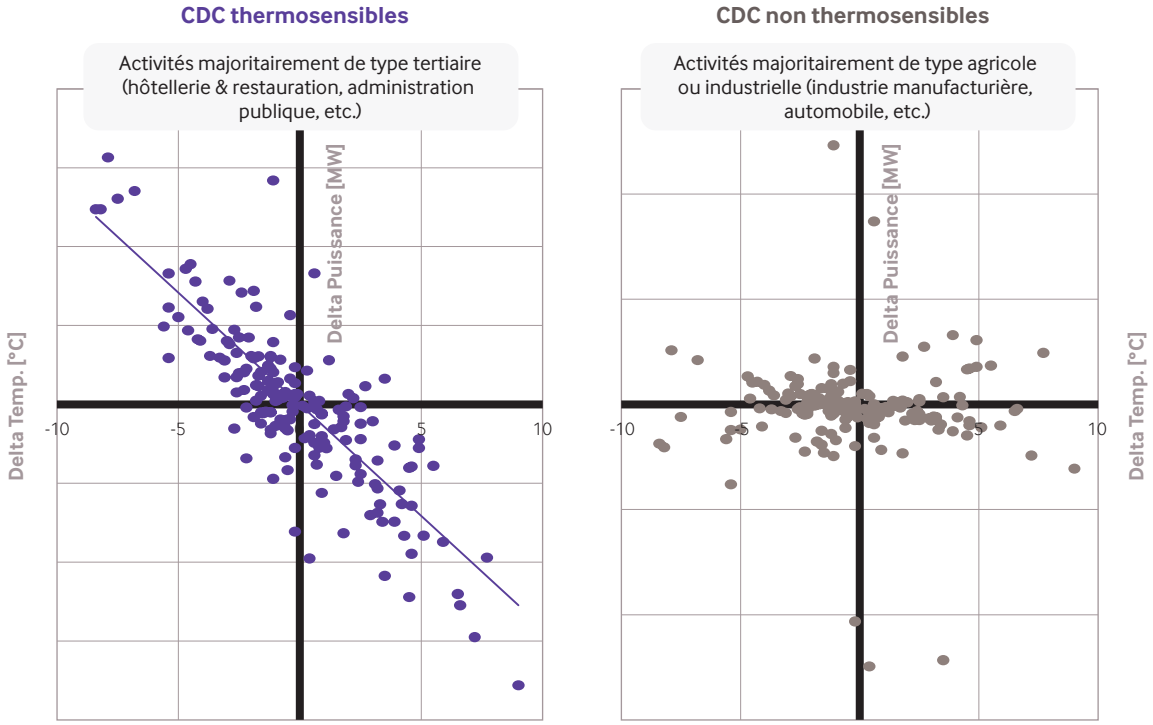
La disposition retenue dans les règles correspond donc au choix d'un gradient nul pour les clients RPT. Leur puissance de référence sera égale à la moyenne de la puissance consommée sur les heures PP1 à température réalisée corrigée des effacements certifiés activés.

148 Décision du Conseil d'État du 22 octobre 2012 sur l'arrêté tarifaire du 13 août 2009

4.5.3.3.3.3 Consommation télérelevée RPD

Le réseau de raccordement n'est pas une frontière entièrement pertinente en matière de thermosensibilité : certains consommateurs raccordés à un réseau de distribution sont thermosensibles, d'autres non et ont au contraire un profil proche de certains sites raccordés au RPT.

Figure 48 – illustration de la thermosensibilité des clients télérelevés
(Source : ERDF, GT du 09/07)



La grande difficulté que pose ce constat correspond à la détermination d'une classification pertinente pour distinguer consommateurs thermosensibles et non thermosensibles.

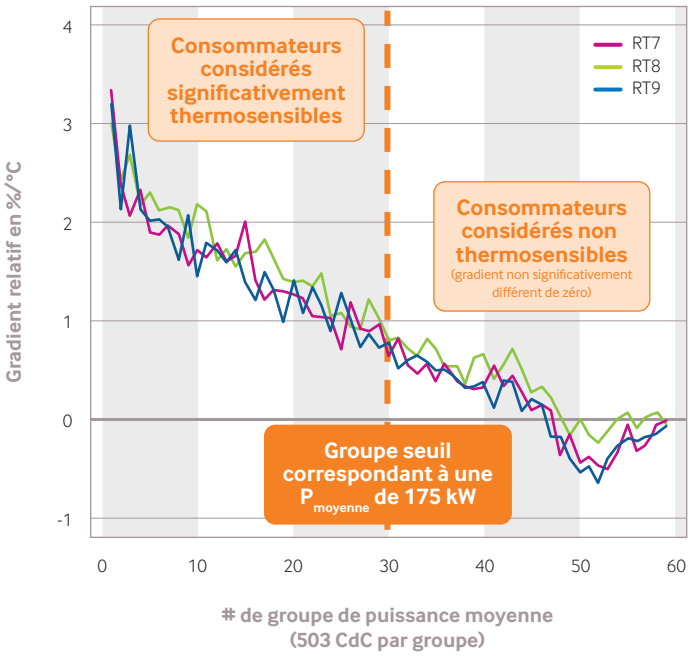
Une première classification sur la base du code APE (Activité Principale Exercée) de la nomenclature NAF a été proposée lors de la concertation. Cette classification n'a pas été retenue pour des raisons de natures différentes :

- juridiques : fondée sur les usages, elle peut être considérée discriminatoire[148] ;
- mais également techniques : cette classification semble contestable car sous un même code d'activité, peut se cacher des consommations thermosensibles ou non thermosensibles.

À la suite de cette analyse, ERDF a proposé une nouvelle classification sur la base d'un critère technique : la puissance annuelle moyenne. Concrètement, il s'agit de considérer que les consommateurs télérelevés RPD thermosensibles sont ceux dont la puissance moyenne annuelle est inférieure ou égale à 175 kW.

La figure 49 représente sur 3 années historiques le gradient moyen en %/°C pour des ensembles de consommateurs regroupés par puissance moyenne.

Figure 49 – Illustration de la thermosensibilité des clients en fonction de leur puissance moyenne
(Source : ERDF, contribution déposée sur site Concerte le 22/01/2014)



Il est possible d'observer pour chaque année une relation entre puissance moyenne du groupe et gradient relatif de la classe. Les groupes de sites de plus petites puissance sont plus thermosensibles (gradient significativement supérieur à 0) tandis que les plus grands sites ne sont pas thermosensibles (gradient non significativement différent de 0).

Il s'agit ensuite de déterminer pour le mécanisme de capacité, un groupe seuil au delà duquel les consommateurs ne sont plus considérés comme thermosensibles ; cela revient bien à déterminer un critère correspondant à une puissance moyenne : il s'agit de la puissance moyenne de ce groupe seuil.

Au démarrage du mécanisme, il est proposé que la puissance moyenne seuil corresponde à 175 kW ; ce paramètre pourra être révisé à l'instar des autres paramètres du mécanisme de capacité.

En intégrant ce critère, RTE propose de retenir l'approche suivante :

- pour les clients télérelevés raccordés au RPD non thermosensibles, le traitement retenu est le même que pour les consommateurs télérelevés RPT : le gradient est pris égal à 0 ;
- pour les clients télérelevés raccordés au RPD thermosensibles, la méthode générique est appliquée, par périmètre fournisseur, sur la courbe de charge correspondant à la somme des courbes de charge des clients télérelevés raccordés au RPD et considérés comme thermosensible.

Cette disposition apporte une réponse aux limites intrinsèques de la méthode générique (non représentativité physique des gradients obtenus pour des petits portefeuilles ou des consommateurs atypiques) en ne considérant que les clients thermosensibles.

Les deux illustrations 50 et 51 représentent les gradients obtenus pour 1 000 tirages aléatoires avec des populations de plus en plus grandes (allant de 1 à 1 000 individus) prises (1) parmi tous les clients télérelevés et (2) uniquement parmi les clients considérés thermosensibles.

On observe dans le cas (1) que le gradient moyen obtenu est très variable en fonction de l'échantillon sélection. Ainsi pour un échantillon de 51 individus, le gradient obtenu est négatif dans plus de 25 % des cas. À l'inverse dans le cas (2), pour une même taille d'échantillon, le gradient est positif dans plus de 99 % des cas et il est même compris entre 1,1 et 1,8 % dans 50 % des cas. La mise à 0 des gradients des consommateurs considérés comme non thermosensibles contribue donc à stabiliser le gradient obtenu pour des petits portefeuilles.

Cette disposition retenue pour les clients considérés non thermosensibles s'inscrit dans la logique du schéma proposé en concertation. Il s'agit d'une mesure de simplification, eu égard à la différence durable entre le cadre de régulation applicable au haut de portefeuille (télérelevé, marché) et au bas de portefeuille (profilage, tarifs réglementés de vente). En allant vers une normalisation du gradient pris égal à 0 pour les consommateurs (en pratique industriels) non thermosensibles, cette disposition assure le respect du principe qu'un consommateur qui ne consomme pas durant les jours PP1 a une obligation nulle, dans tous les cas.

4.5.3.3.3.4 Consommation profilée

Deux approches ont été présentées en concertation pour l'estimation de la sensibilité des consommateurs profilés à la température :

Figure 50 – Tirage aléatoire parmi tous les clients télérelevés
(Source : ERDF, contribution déposée sur site Concerte le 22/01/2014)

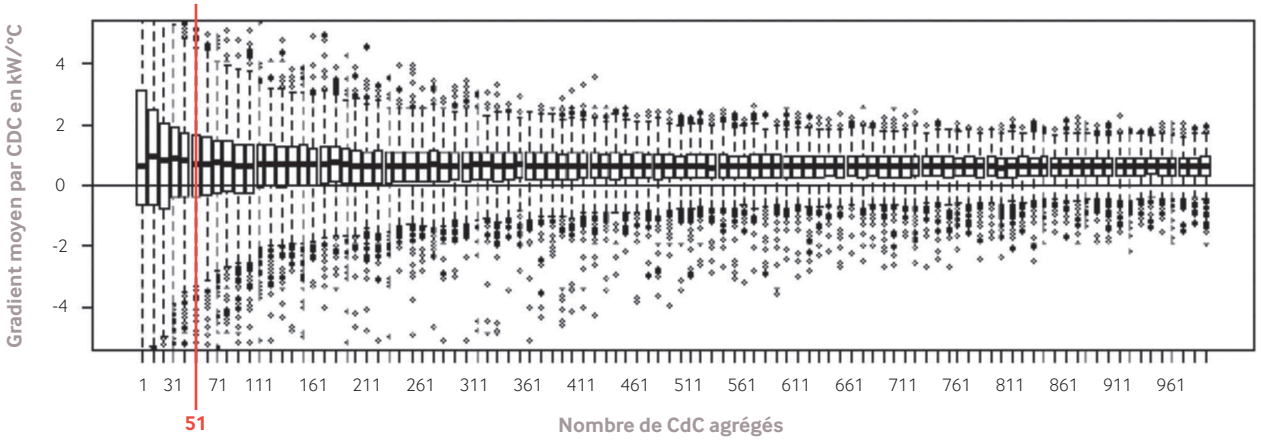
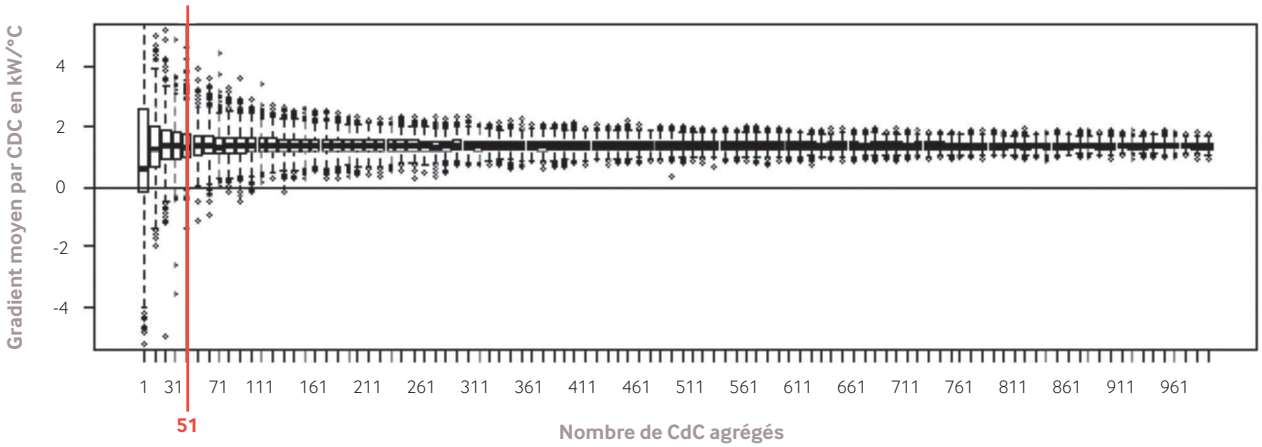


Figure 51 – Tirage aléatoire parmi les clients thermosensibles
(Source : ERDF, contribution déposée sur site Concerte le 22/01/2014)



- La première approche correspond à l'application de la méthode décrite au paragraphe 4.5.3.3.1 sur la base de la consommation profilée définitive. La méthode repose donc sur le processus de profilage actuel sans le dupliquer, connu des acteurs, qui permet d'aboutir à une courbe de charge par consommateur. Étant parfaitement additive, le calcul pourra être fait sur le périmètre profilé de chaque acteur obligé, l'hypothèse de linéarité étant intrinsèquement validée pour la consommation profilée, par construction normalisée ;
- la deuxième approche correspond à la création de nouveaux profils de consommation basés sur ceux décrits dans les règles RE/MA avec ajustement des coefficients des sous-profils à température normale qui sont ramenés à température extrême. Par conséquent, la thermosensibilité est évaluée par sous-profil, partant du gradient calculé pour l'ensemble des clients profilés, sur des chroniques précédant l'année de livraison. Il est nécessaire d'associer à cette méthode des nouveaux coefficients d'ajustement calculés pour chaque demi-heure (Cprofilé). Ces coefficients de calage sont déterminés à chaque pas de temps, avec pour référence de la consommation, sur l'année de livraison, de l'ensemble des sites profilés calée ramenée à température extrême déterminée en appliquant la méthode décrite au paragraphe 4.5.3.3.1. Ce calage couvre à la fois un calage en énergie nécessaire pour assurer la cohérence et la complétude des consommations profilées avec la consommation profilée totale ainsi qu'un calage correspondant à une actualisation des gradients déterminés préalablement lié à l'évolution de la thermosensibilité.

Au cours de l'année 2013, RTE et ERDF ont mené des analyses conjointes et contradictoires sur les résultats auxquels aboutissaient ces deux méthodes. Elles ont permis de mettre en évidence que les deux méthodes aboutissaient à des résultats similaires à une maille fournisseur et strictement identique pour l'ensemble des clients profilés.

Plusieurs acteurs ont exprimé leur préférence en faveur de l'utilisation des gradients des sous profils définis *ex ante* quitte à avoir recours à de nouveaux coefficients d'ajustement pour que la somme des gradients reboucle avec le gradient du profilé dans son ensemble. Les règles retiennent une méthodologie de ce type, étant entendu que l'obligation calculée sur l'ensemble des clients profilés avec cette méthode est identique.

Les règles retiennent donc une méthode d'estimation du gradient d'un consommateur profilé en deux temps :

$$GradientsP_S[h] = G_{Profil,S}[h] \times CdC_{estim,S}(M+14)[h] \times CGP_{AL}[h]$$

- $GradientsP_S[h]$: gradient du site profilé exprimé en MW/°C ;
- $G_{Profil,S}[h]$: gradient correspondant au sous profil du site au pas demi horaire h des jours PP1 exprimé en %/°C. La liste des profils applicables est décrite dans l'annexe F-M1 des règles RE MA en vigueur au début de l'année de livraison ;
- $CdC_{estim,S}(M+14)$: courbe de charge du site au pas demi horaire h des Jours PP1
- $CGP_{AL}[h]$: coefficient de calage du gradient profilé

Ce coefficient de calage est déterminé à l'issu de la période de livraison afin d'assurer la correspondance entre la somme des gradients des sites profilés et le gradient total du profilé calculé en appliquant la méthode décrite au paragraphe 4.5.3.3.1 sur l'ensemble de la consommation profilée définitive et retraitée des effacements certifiés activés, et lissé *via* une extrapolation linéaire sur les 3 années AL-1, AL-2 et AL-3 (cf. § 4.5.3.3.2.2).

4.5.3.3.3.5 Coefficient de calage et obligation

La question de la volatilité du niveau de l'obligation a été soulevée en concertation en pointant en particulier la consommation profilée du fait du coefficient de calage[149].

Le raisonnement qui était avancé faisait une projection directe de la volatilité du coefficient de calage à la volatilité du niveau d'obligation. S'il existait un écart et une volatilité importants entre le profilage et la réalité de la consommation sur les périodes de pointe, cet écart et cette volatilité devraient se retrouver au niveau de l'obligation. À ce titre des chiffres de plusieurs GW ont été avancés.

Figure 52
(Source : EDF, GT du 07/06)

De 2009 à 2012, sur les 10 jours les plus chargés par hiver (sur la plage 8 h-20 h) :

- Le coefficient de calage varie de **1,03** à **1,08** selon les années
- Le coefficient est **très volatil** au sein des 10 jours les plus chargés

	2009	2010	2011	2012
Coefficient de calage moyen	**1,08**	**1,04**	**1,03**	**1,04**
Volatilité journalière du coefficient	1,04 à 1,10	0,97 à 1,11	1,02 à 1,05	1,00 à 1,06

1 % de variation du coefficient de calage sur la pointe ≈ un écart de 0,6 GW

La validité de ce lien entre variabilité du coefficient de calage et variabilité de l'obligation ne semble pas avérée. En effet, le coefficient de calage n'entraîne pas de variabilité de la consommation France, il assure au contraire, pour chaque pas demi-horaire, la cohérence entre la somme de la consommation profilée issue de la modélisation et la consommation profilée réelle.

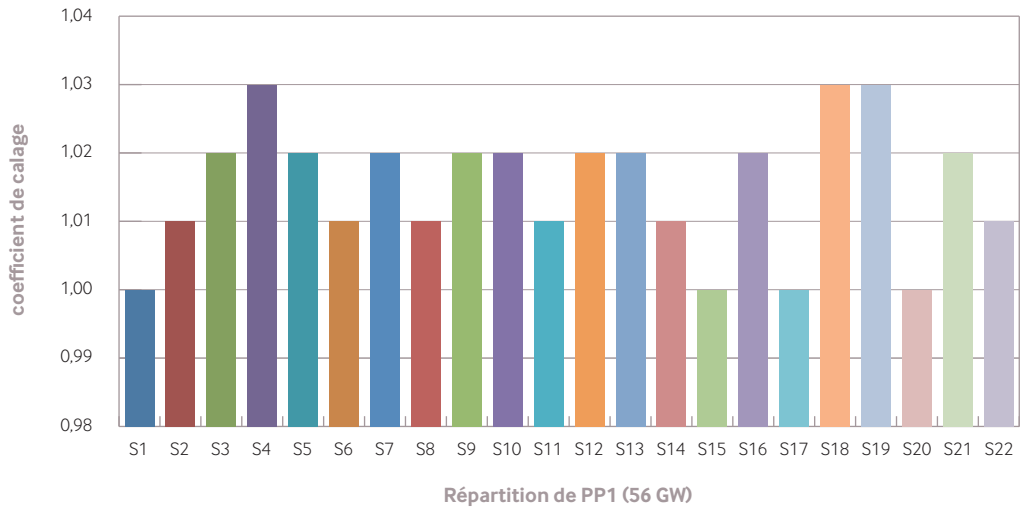
Une étude a donc été menée par RTE pour tester l'hypothèse d'une corrélation entre la valeur du coefficient de calage et la valeur de la puissance de référence. Pour ce faire, les coefficients de calages à échéance M+12 ont été récupérés pour l'année de livraison. Parallèlement, la puissance de référence de la consommation profilée a été calculée en appliquant les dispositions retenues dans les règles et en utilisant les répartitions des jours PP1 correspondant aux scénarios de consommation France issus des scénarios climatiques Météo France représentatifs du climat actuel.

Sur la figure 53, il ressort que pour une même valeur de puissance de référence profilée (56 GW), le coefficient de calage moyen sur PP1 varie entre 1,00 et 1,03 (chaque colonne représente le coefficient de calage associé à une répartition des heures PP1).

La variabilité du coefficient de calage n'est donc pas un indicateur pertinent de la variabilité de l'obligation de capacité.

149 Le coefficient de calage est à entendre au titre de la Section 2, chapitre C des règles RE-MA

Figure 53 – Variabilité du coefficient de calage pour une même puissance de référence



150 Les ordres de grandeurs présentés au § 4.5.3.3 retiennent une thermosensibilité pour les pertes ERDF de l'ordre de 200 MW/°C, soit environ 10 % de la thermosensibilité globale France.

4.5.3.3.3.6 Pertes

Les modalités de détermination de la sensibilité des pertes à la température doivent être compatibles avec les dispositions retenues pour déterminer la consommation constatée des pertes. Or ces dernières sont définies par la CRE et ne sont pas connues à date de soumission des règles.

Toutefois, les pertes étant proportionnelles au soutirage et le soutirage étant globalement thermosensible, le volume de pertes est donc sensible à la température. Par ailleurs, cette thermosensibilité des pertes représente une part significative de la thermosensibilité France[150], elle ne peut donc être négligée. En conséquence, une méthode d'estimation de cette sensibilité doit être définie. À ce titre, la méthode générique décrite au § 4.5.3.3 est adaptée pour estimer la thermosensibilité des pertes de chaque gestionnaire de réseau.

De la même manière que pour les autres postes de consommation, se posent alors des questions de redistribution de cette thermosensibilité entre les différents acteurs. En effet, la couverture des pertes de chaque gestionnaire de réseau peut faire intervenir plusieurs dizaines de fournisseurs et le gestionnaire de réseau directement pour tout ou partie de ses pertes.

Cette question est traitée dans le prochain paragraphe de manière générique. En effet cette répartition du gradient des pertes entre les différents fournisseurs et le gestionnaire de réseau est très similaire à la situation d'un site dont la consommation est fournie par plusieurs fournisseurs et potentiellement également par le consommateur directement.

4.5.3.3.3.7 Distribution de la thermosensibilité d'une consommation entre différents fournisseurs

La définition des règles de fonctionnement du mécanisme de capacité nécessite de décliner en pratique les concepts génériques d'architecture de marché y compris dans les situations les plus complexes. Tel est le cas pour les sites de consommation alimentés par plusieurs fournisseurs. Le cadre présenté dans ce paragraphe est également transposable à la compensation des pertes ou à l'obligation d'un consommateur s'approvisionnant en propre sur les marchés.

La question de la distribution de la thermosensibilité de la consommation entre différents fournisseurs est à articuler avec la nature de l'engagement pris par un fournisseur vis à vis d'un consommateur. Schématiquement, deux types de fourniture sont à distinguer :

- d'un côté la fourniture d'un bloc d'énergie. Dans ce cas, le fournisseur s'engage à fournir un volume défini d'énergie indépendamment des conditions extérieures, notamment de la température réalisée ;
- de l'autre côté, l'engagement d'un fournisseur à couvrir la consommation réalisée du site. Dans le cadre du mécanisme de capacité, ce fournisseur porte donc l'engagement de couvrir la consommation du site à température extrême. Cet engagement peut également emporter la couverture des écarts entre injection et soutirage du site.

Cette réflexion conduit donc à considérer que la fourniture d'un bloc d'énergie n'emporte pas une part de la thermosensibilité

du site contrairement à l'engagement d'un fournisseur à couvrir la consommation réalisée. Concrètement, les règles considèrent donc les NEB-Site comme non thermosensibles.

Se pose alors la question de l'existence pour tout site d'un fournisseur s'engageant à couvrir la consommation réalisée (résiduelle des blocs d'énergie fournis autrement) et de son unicité. Cette notion de fournisseur s'engageant à couvrir la consommation réalisée est transcrite dans les Règles *via* le rattachement d'un site au périmètre d'un (ou de plusieurs) acteur(s) obligé(s)[151]. L'absence d'un tel fournisseur ne constitue pas *in fine* un obstacle : elle correspond de fait au choix du consommateur de couvrir lui-même sa consommation, y compris à température extrême. Les règles retiennent donc dans ce cas le rattachement au périmètre du consommateur obligé soit par déclaration du consommateur soit par défaut de rattachement au périmètre d'un fournisseur. Dans ce cas, le consommateur porte donc lui-même la thermosensibilité de sa consommation.

Il reste alors à déterminer de l'unicité d'un tel fournisseur à chaque pas de temps. La pluralité de tels fournisseurs ne semble pas compatible avec l'accomplissement même de cette responsabilité. Une telle pluralité nécessite a minima une coordination explicite ; autrement, les actions de l'un viendront contrarier celles des autres. Cependant, les analyses juridiques menées par RTE et les retours des acteurs lors de la concertation n'ont pas permis d'arrêter cette unicité. À défaut, les règles prévoient donc une modalité particulière dans l'éventualité d'une pluralité de tels fournisseurs pour un même pas de temps : passage par le RE pour répartir la consommation et la thermosensibilité d'un site entre plusieurs fournisseurs.

4.5.4 Prise en compte des effacements certifiés activés

Dans la lignée des choix d'architecture de marché réalisé en France depuis le groupe de travail Sido-Poignant de 2010, le mécanisme de capacité prévoit la possibilité, pour les effacements de consommation, de participer directement au marché de capacité en tant qu'offre, c'est-à-dire d'obtenir directement des certificats de capacité à l'issue du processus de certification. La mise en place de ce principe nécessite des modalités spécifiques pour éviter une double comptabilité des effacements, à la fois sous la forme d'une réduction de l'obligation et de l'attribution de certificats. À cet effet, le décret dispose que « *la consommation constatée d'un client qui a contribué à la constitution d'une capacité d'effacement certifiée est corrigée de la puissance effacée conformément aux règles relatives au mécanisme de capacité.* »

En application, pour chaque heure de pointe PP1, la consommation constatée d'un consommateur engagé dans une capacité d'effacement certifiée et activée doit être augmentée du volume d'effacements certifiés activés pour le calcul de l'obligation. Cela nécessite d'attribuer un volume d'effacements activés par consommateur, ce qui peut résulter d'une mesure individuelle (dans l'idéal) ou bien de l'application de clefs de répartition sur un volume d'effacements attesté au niveau de la capacité d'effacement certifiée. Les règles du mécanisme de capacité proposées par RTE décrivent la méthodologie de calcul de l'obligation d'un fournisseur en prenant en compte les effacements certifiés activés. Elles ne traitent en revanche pas des flux financiers entre acteurs (fournisseur, consommateur, opérateur d'effacement éventuel).

4.5.4.1 Cas des consommateurs non thermosensibles

Le principe posé ci-dessus ne présuppose pas la connaissance, pour le fournisseur, des effacements certifiés activés sur son périmètre. Il suffit en effet au fournisseur de connaître la somme des effacements certifiés activés, ou simplement la consommation constatée corrigée des effacements activés certifiés, pour pouvoir déterminer l'obligation. Ceci est compatible avec les évolutions apportées dans le cadre de régulation des effacements, qui ont conduit à instaurer, dans les règles techniques de valorisation des effacements, une étanchéité entre les opérateurs d'effacement indépendants et les fournisseurs des sites effacés. Ce nouveau modèle de régulation, encadré par les avis de l'Autorité de la concurrence du 26 juillet 2012 et du 20 juillet 2013 et validé par la Commission de régulation de l'énergie par les délibérations du 31 janvier 2013 et du 28 novembre 2013, a été largement décrit par RTE dans son rapport sur la mise en place des règles NEBEF[152]. Si les effacements sont correctement évalués, tout se passe pour le fournisseur (en termes de volume d'obligation) comme si ses consommateurs ne s'étaient pas effacés. **L'obligation du fournisseur ne dépend donc pas du volume d'effacements certifiés activés.**

L'application de ces principes de régulation soulève en revanche une difficulté dans la répercussion du coût de l'obligation sur les clients du fournisseur. Pour facturer à ses clients

151
De fait, les règles distinguent la notion d'« acteur obligé de périmètre » de la notion d'« acteur obligé pour une fourniture déclarée ».

152
Notification d'Échange de Blocs d'Effacement. Voir le rapport sur la valorisation explicite des effacements de consommation sur le marché de gros, sur le site internet de RTE.

le montant d'obligation résultant des effacements certifiés activés, le fournisseur doit avoir soit accès aux sites concernés avec les volumes d'effacements correspondants soit disposer de la part du gestionnaire de réseau non pas de la consommation mesurée mais de la consommation mesurée corrigée des effacements de consommation. Dans le cas contraire, le fournisseur n'a d'autre choix que de répartir l'obligation résultant des effacements entre tous ses clients. Il en résulte un effet d'aubaine potentiel pour le consommateur s'effaçant : son obligation correspond à sa consommation effective (puisque le montant de l'obligation correspondant à la consommation effacée est réparti entre tous les consommateurs) mais il bénéficie par ailleurs d'une rémunération pour son effacement. Par exemple, si sa consommation est nulle suite à l'effacement, il n'est assujetti à aucune obligation et il perçoit par ailleurs une rémunération correspondant à la puissance effacée (au titre des garanties de capacité). Or, le même consommateur s'effaçant en vue de réduire simplement le montant de son obligation ne bénéficiera pas de cette rémunération : il aura simplement une obligation nulle. Ainsi, le principe de non-discrimination du décret entre la réduction du montant de l'obligation de capacité par une réduction de la consommation et la certification de capacité d'effacement n'est pas respecté.

Pour permettre au fournisseur de répercuter correctement le coût de l'obligation, il lui serait donc nécessaire de disposer des consommations corrigées des effacements activés certifiés par site. Or, cela est susceptible de soulever des difficultés en matière de concurrence qui ont été traitées au cours des dernières années et ont conduit à la mise en place d'un modèle régulé entre l'opérateur d'effacement et le fournisseur. Ces questions ne concernent pas spécifiquement le marché de capacité mais de manière générale les relations entre les opérateurs d'effacements indépendants et les fournisseurs ; elles sont traitées par ailleurs dans le cadre des travaux en cours sur la mise en œuvre des dispositions prévues par l'article L. 271-1 du code de l'énergie.

L'alternative au traitement bilatéral et contractuel des impacts financiers de la valorisation explicite des effacements de consommation revient justement à mettre en place un versement de la part des sites concernés selon des modalités régulées, qui pourrait être intégré au versement en cours de définition pour déclinaison de l'article L. 271-1 du code de l'énergie. Dans ce cas, le fournisseur n'a pas besoin de connaître précisément au niveau des sites les consommations corrigées des effacements. Il facture ses clients sur la base de la consommation mesurée (sans tenir compte des effacements). Le « surplus » d'obligation résultant des effacements certifiés activés est rémunéré par l'opérateur d'effacement. Une évolution correspondant à une extension de l'article L. 271-1 du code de l'énergie à la capacité permettrait un traitement symétrique entre l'énergie et la capacité et pourrait alors être privilégié.

Dans tous les cas, à l'horizon de la mise en place du mécanisme de capacité, les questions juridiques actuellement en cours d'instruction par ailleurs devront avoir trouvé des réponses afin que le fournisseur soit en mesure d'affecter l'obligation au consommateur qui en est la source ou d'obtenir de la part de ce dernier la rémunération correspondante dans un schéma régulé.

4.5.4.2 Cas des consommateurs thermosensibles

Pour les consommateurs thermosensibles, l'évaluation du gradient du fournisseur se fait sur la base des consommations constatées corrigées des effacements certifiés activés (c'est sur ce nuage de points que la régression linéaire est appliquée). Ainsi, l'activation d'effacements sur son périmètre n'a aucun impact pour le fournisseur sur l'évaluation de sa thermosensibilité.

En revanche, le principe de non-discrimination entre réduction de l'obligation et effacement certifié activé est très difficile à atteindre, car la régression linéaire est appliquée sur la totalité de la période de livraison et pas seulement la période de pointe.

Cette différence de traitement peut mieux se visualiser en comparant le cas d'un effacement activé toutes les heures de PP1 sans être certifié et celui d'un effacement identique certifié et activé selon les mêmes modalités. En effet, d'un coté il est possible de calculer un écart d'obligation générée par l'effacement « implicite », et de l'autre, il est possible (selon des modalités précises à décrire) de calculer le volume d'effacements certifiés intégrant la thermosensibilité de l'effacement (en effectuant une régression linéaire sur les puissances effaçables sur les heures de pointe PP2). Deux valeurs différentes sont obtenues : pour un effacement fortement thermosensible, la certification est préférable ; pour un effacement non thermosensible (mais s'appliquant sur des clients thermosensible), l'effacement implicite peut être préférable (voir l'encadré concernant l'illustration du traitement des effacements de consommation).

Une approche régulée (extension de l'article 14 de la loi Brottes à la partie capacitaire) peut soulever une difficulté pour identifier le volume sur lequel devrait être appliquée le versement régulé. Pour répondre à cette question il convient en toute

Illustration du traitement des effacements de consommation

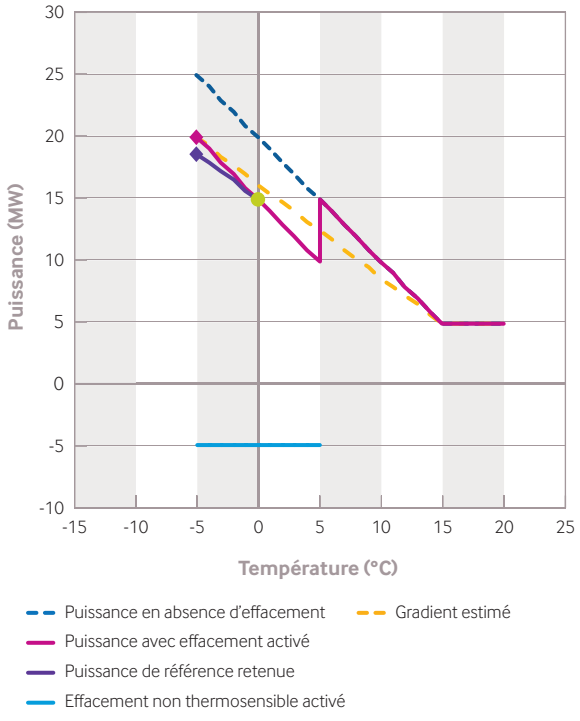
Le cas d'école suivant permet d'illustrer ce phénomène.

Les hypothèses sont les suivantes :

- on considère un portefeuille thermosensible dont la dépendance à la température est parfaitement linéaire pour les températures en dessous de 15°C avec un gradient de 1 MW/°C ;
- les heures PP1 correspondent à des heures à une température à 0°C ;
- la température extrême est définie à -5°C.

Cas 1 : en dessous de 5°C un effacement de 5 MW (non thermosensible) est systématiquement déclenché.

Le graphique température/consommation qui servira à estimer le gradient est le suivant.

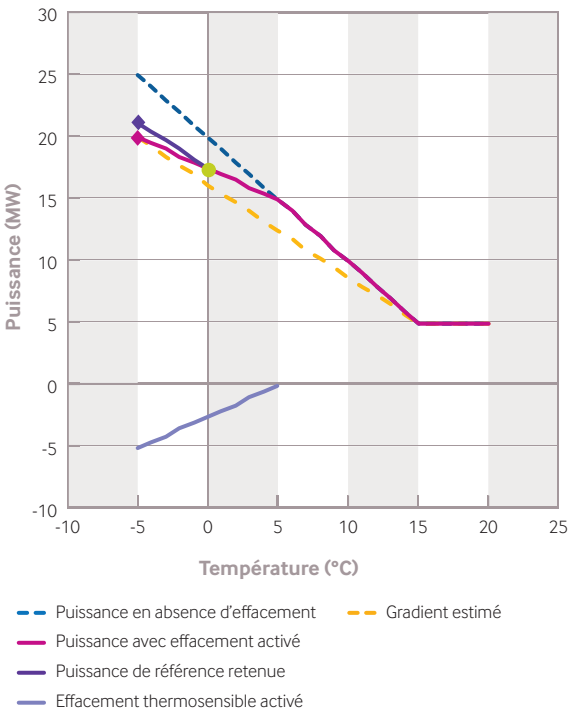


Le gradient estimé par la méthode proposée est de 0,75 MW/°C (courbe orange pointillée).

La consommation constatée sur PP1 vaut 15 MW (point vert). L'application du gradient aboutit à une puissance de référence de 18,75 MW (losange violet) alors que le consommateur consomme 20 MW quand la température est de -5°C (losange rose).

Cas 2 : en dessous de 5°C un effacement thermosensible de gradient 0,5 MW/°C est systématiquement déclenché.

Le graphique température/consommation qui servira à estimer le gradient est le suivant.



Le gradient estimé par la méthode proposée est de 0,75 MW/°C (courbe orange pointillée)

La consommation constatée sur PP1 vaut 17,5 MW (point vert). L'application du gradient aboutit à une puissance de référence de 21,25 MW (losange violet) alors que le consommateur consomme 20 MW quand la température est de -5°C (losange rose).

rigueur de connaître les modalités de facturation de la capacité par le fournisseur. On peut faire l'hypothèse que le fournisseur facture ses clients sur la base de l'application de la formule de régression linéaire sur les consommations réellement mesurées (hypothèse simplificatrice, revenant à dire que le fournisseur transmet exactement à ses clients le montant d'obligation de capacité générée par leur consommation). Dans ce cas, le fournisseur récupère de la part de ses clients un certain volume d'obligation. Le volume global qui lui est notifié par RTE résulte de l'application de la régression linéaire sur les consommations constatées corrigées des effacements. L'écart d'obligation qui en résulte pourrait être affecté à l'opérateur d'effacement. Cela revient *in fine* à affecter à l'effacement une thermosensibilité correspondant à l'écart de gradient entre les deux situations évoquées ci-dessus. Or, si on effectue une régression linéaire sur les effacements, on obtient un volume d'effacement différent de l'écart d'obligation.

Préalablement à la mise en œuvre de cette approche, il serait donc nécessaire de statuer sur la méthode retenue pour déterminer le volume sur la base duquel l'opérateur d'effacement doit indemniser le fournisseur.

4.5.5 Dispositions particulières correspondant à la compensation des pertes constatées sur les réseaux publics de transport et de distribution

La méthodologie de calcul de l'obligation correspondant à la compensation des pertes constatées sur les réseaux publics de transport et de distribution doit correspondre aux modalités de détermination de la consommation constatée associée à la compensation des pertes, qui relève du pouvoir de proposition de la CRE.

L'approche proposée dans les règles correspond à une transposition au plus près des méthodes et dispositifs utilisés pour les autres consommations.

Elle correspond à un traitement des blocs d'énergie fournis au titre de la compensation des pertes sur le RPT et sur le RPD similaire à celui des fournitures déclarées (NEB-Site) d'une part, et au rattachement à un périmètre de l'obligation résiduelle liée à l'écart éventuel entre le volume des pertes constatées pendant PP1 et la somme des blocs d'énergie fournis d'autre part. Cette obligation peut être portée soit par un fournisseur, soit par le gestionnaire de réseau.

4.6 Articulation temporelle de l'obligation des fournisseurs

4.6.1 Avant l'année de livraison

Pour un exercice du mécanisme de capacité, deux dispositifs jalonnent la période précédant l'année de livraison :

- la publication des paramètres de l'obligation de capacité. Cette publication a lieu au plus tard le 1er janvier, 4 années avant l'année de livraison ;
- les publications de RTE des prévisions du niveau global de garanties de capacité permettant de satisfaire l'obligation de capacité de tous les fournisseurs en respect avec les dispositions du I de l'article 18 du décret. La première publication pour une année de livraison se fera conjointement avec celle des paramètres de l'obligation de capacité. Les suivantes se feront à une fréquence annuelle au plus tard le 1er janvier de chaque année.

4.6.2 Pendant l'année de livraison

Comme indiqué précédemment l'année de livraison AL retenue dans les règles débute au 1er janvier de l'année AL et s'achève au 31 décembre de l'année AL.

Au sein de cette année de livraison est définie une période de livraison qui correspond à une formalisation de la période dite « hivernale », période qui concentre le risque de défaillance et sur laquelle les jours de PP1 pourront être retenus. La période de pointe correspond aux périodes du 1er janvier au 31 mars et du 1er novembre au 31 décembre de l'année AL.

4.6.3 Après l'année de livraison

4.6.3.1 Dispositions du décret

Plusieurs dispositions du décret précisent l'articulation des différentes étapes qui suivent l'année de livraison. Elles sont applicables directement.

Notification de l'obligation : « *Quinze jours au moins avant la date limite de cession des garanties de capacité, le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité notifie à chaque fournisseur le montant de son obligation de capacité* »

153
Article L-321-16

Date limite de cession : « la date limite de cession des garanties de capacité, au-delà de laquelle les cessions de garanties de capacité ne sont plus possibles »

Date limite de recouvrement : « *la date limite de recouvrement des garanties de capacité, à laquelle chaque fournisseur doit disposer du montant de garanties de capacité correspondant à son obligation ; elle est fixée au plus tard deux mois après la date limite de cession* »

Notification du déséquilibre d'un acteur obligé et du montant du règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité des acteurs obligés : « *Au plus tard quinze jours après la date limite de cession, [RTE] notifie à chaque fournisseur son déséquilibre et le règlement financier correspondant à son rééquilibrage en capacité* »

4.6.3.2 Modalités retenues dans les règles

Le premier jalon qui articule le dispositif à l'issue de l'année de livraison correspond à la notification de l'obligation. La disposition retenue dans les règles correspond à une notification de l'obligation au plus tard le 1er décembre de l'année AL+2. Ce jalon est déterminé par le délai nécessaire à la récupération des données de consommation constatée, notamment pour la consommation profilée.

À partir de cette date limite à laquelle RTE devra avoir notifié aux acteurs obligés le volume de leur obligation, la date limite de cession d'une année de livraison donnée est fixée au 15 décembre de l'année AL+2 dans le respect des dispositions du décret. En conséquence, la disposition du décret impose une date limite de recouvrement au plus tard le 15 février AL+3.

Il est ensuite proposé que la notification du règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité des acteurs obligés doive se faire au plus tard le 20 décembre de l'année AL+2.

Les processus de recouvrement et versement des règlements financiers s'échelonnent en deux temps avec tout d'abord un recouvrement des règlements dus par les acteurs obligés puis un versement des montants dus aux acteurs obligés dans la limite des montants recouvrés. En conséquence, il est rajouté une date limite de recouvrement des règlements dus par les acteurs obligés, fixée au 15 janvier de l'année AL+3, au delà de laquelle RTE procède aux versements des sommes dus aux acteurs obligés.

4.6.3.3 Intégration de l'Offre Publique de Vente

Le Code de l'énergie dispose d'une obligation pour les fournisseurs de procéder à une offre publique de vente sur les garanties détenues en excédent de leurs obligations[153].

Suite à la demande de plusieurs acteurs, les règles retiennent un ensemble de dispositions favorisant la mise en œuvre de cette obligation des fournisseurs :

- la notion d'excédent des fournisseurs est intégrée dans les règles, et correspond à la différence entre un volume de garanties et un volume d'obligations ;
- ce volume sera communiqué aux fournisseurs en même temps que leur est notifié leur niveau d'obligation. Pour ce faire, le volume de garanties détenues à la date de notification du niveau de leur obligation est pris en compte. Cet excédent sera actualisé suite à chaque évolution du nombre de garanties détenues ; l'information de cet excédent pourra être consultée directement par le fournisseur *via* son accès au registre ;
- les fournisseurs pourront donc procéder à une offre publique de vente répondant à leur obligation à partir de la notification de leur obligation jusqu'à la date limite de cession ;
- les modalités retenues pour le registre des garanties de capacité permettent une interface avec d'éventuelles plateformes d'échange organisé. L'organisation de l'offre publique de vente pourra ainsi s'articuler de manière facilitée entre registre et plateformes d'échange.

5. CERTIFICATION DES CAPACITÉS

Sur le marché de la capacité, l'offre est constituée des garanties de capacité émises par RTE et attribuées aux exploitants des moyens de production et d'effacement qui contribuent à la sécurité d'alimentation. La présente partie du rapport traite de la certification des capacités, c'est-à-dire du processus qui conduit à attribuer à chaque exploitant un montant de garanties proportionné au service rendu au système électrique en termes de réduction du risque de défaillance.

Le chapitre aborde dans un premier temps les conditions générales qui encadrent la certification, notamment les acteurs concernés, la détermination du niveau de capacité, les périodes de calcul et les modalités de calcul du niveau de capacité (§5.1).

Dans un second temps, les options retenues dans la proposition de RTE sont détaillées : fixation de la période PP2 durant laquelle est déterminé le niveau effectif de capacité (§5.2), modalités de calcul de la disponibilité en fonction des contraintes techniques des capacités (§5.3), mise en œuvre pratique de la certification, notamment sur les échéances temporelles (§5.4), et principes du rééquilibrage (§5.5). A des fins de transparence pour l'ensemble des acteurs concernés, le processus de certification s'appuie sur une large collecte de données (§5.6). En cohérence avec les exigences réglementaires, le processus de certification repose aussi sur des contrôles de cohérence, dont certaines modalités sont explicitées au terme de ce chapitre.

5.1 Dispositions générales sur la certification des capacités

La certification doit permettre d'allouer à une capacité un volume de garanties correspondant à sa contribution à la réduction du risque de défaillance.

La contribution d'une capacité à la réduction du risque de défaillance dépend des caractéristiques propres de la capacité, du système électrique dans lequel elle s'insère et du critère de sécurité d'approvisionnement retenu par les pouvoirs publics. Le choix des paramètres de certification doit en conséquence traduire le plus finement possible la contribution d'une capacité à la réduction du risque de défaillance. Les dispositions générales présentent le cadre dans lequel le processus de certification peut s'opérer.

5.1.1 Acteurs de la certification des capacités

Les exploitants de capacité de production et les exploitants de capacité d'effacement sont concernés par la certification du mécanisme de capacité. À cet égard, les exploitants ont la possibilité d'exercer en propre le rôle de responsable du périmètre de certification prévu par le décret, ou de désigner un responsable de périmètre de certification, qui supportera la charge financière des écarts de son périmètre.

5.1.1.1 Exploitant

Au titre de l'article 321-16 du Code de l'énergie, *toute installation de production ou d'effacement raccordée au réseau public de transport ou au réseau public de distribution doit faire l'objet, par son exploitant, d'une demande de certification auprès du gestionnaire du réseau public de transport*[154]. La participation est ainsi de facto obligatoire pour l'ensemble des installations.

Les règles précisent les définitions des exploitants de capacité et les distinguent selon la nature de leurs capacités (production ou effacement).

5.1.1.1.1 L'exploitant d'une capacité de production

L'exploitant d'une capacité de production est défini :

- soit comme le titulaire du Contrat d'Accès au Réseau de Transport (CART), du Contrat d'Accès au Réseau de Distribution (CARD) ou du contrat de décompte relatif à un site d'injection ;
- soit comme une personne morale disposant d'un mandat délivré par le titulaire du Contrat d'Accès au Réseau de Transport (CART), du Contrat d'Accès au Réseau de Distribution (CARD) ou du contrat de décompte relatif à un site d'injection.

5.1.1.1.2 L'exploitant d'une capacité d'effacement

L'exploitant d'une capacité d'effacement, qu'elle soit exploitée directement par un consommateur ou indirectement par un agrégateur, est défini :

154 Le décret précise, par ailleurs, au II de l'article 8, que le dossier de demande de certification est présenté au gestionnaire de réseau auquel est raccordée l'installation.

- soit comme le titulaire d'un Contrat d'Accès au Réseau, Contrat de Service de Décompte, Contrat Unique, ou contrat au tarif de vente réglementé des sites de soutirage ;
- soit une personne morale disposant d'un mandat délivré par le titulaire du Contrat d'Accès au Réseau, du Contrat de Service de Décompte, du Contrat Unique, ou du contrat au tarif de vente réglementé du site de Soutirage ou pour chaque site de soutirage constituant la capacité d'effacement.

5.1.1.2 Responsable de périmètre de certification

À l'instar du dispositif de responsable d'équilibre existant dans le domaine de l'énergie, le décret instaure la notion de responsable de périmètre de certification (RPC) qui permet de foisonner les aléas de disponibilité des capacités pour la détermination du niveau de capacité effectif.

Le RPC est la personne morale responsable financièrement des écarts des exploitants des capacités de son périmètre. Il est redevable de la pénalité due par les exploitants et prévue par l'article L.335-3 du Code de l'énergie. Les exploitants peuvent en conséquence être leur propre responsable de périmètre de certification ou contractualiser auprès d'un responsable de périmètre de certification. La qualité de responsable de périmètre de certification s'acquiert par la signature d'un contrat avec RTE.

155 Article 1 du décret n° 2012-1405

5.1.2 Niveau de capacité

5.1.2.1 Niveau de capacité certifié et niveau de capacité effectif

5.1.2.1.1 Retour sur les dispositions du décret

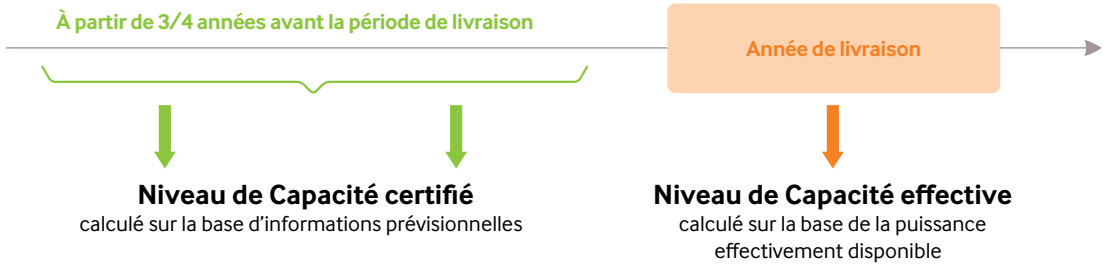
Le décret instaure un processus de certification basé sur un niveau de capacité certifié puis un contrôle sur la base d'un niveau de capacité effectif.

*Le **niveau de capacité certifié** [...] reflète la contribution de cette capacité à la réduction du risque de défaillance pendant l'année de livraison.*

*Le **niveau de capacité effectif** reflète, pour une année de livraison donnée, la contribution réelle de la capacité à la réduction du risque de défaillance pour une année de livraison donnée*[155].

Ces deux notions sont indissociables.

Figure 53 – Articulation entre le niveau de capacité certifié et le niveau de capacité effectif
(Source : RTE, CAM du 11/07)



5.1.2.1.2 Approche sur le réalisé ou approche normative

Le niveau réel de sécurité d'approvisionnement dépend de la disponibilité effective des capacités durant les périodes de tension. La certification se réalisant en amont (à partir de 3 ou 4 années avant la période de livraison pour les capacités de production existantes) et la mesure du niveau de capacité effectif en aval de la période de livraison, des écarts peuvent exister. Deux approches permettent de traiter cette notion d'écart :

- l'approche sur le réalisé repose sur *l'individualisation* des écarts entre le niveau de capacité certifié (qui a conduit à l'attribution des garanties de capacité) et le niveau de capacité effectif : la certification initiale peut se baser sur des données déclaratives (ce sont les exploitants qui disposent des meilleures informations sur la disponibilité prévisionnelle) ;
- l'approche normative consiste à mutualiser les écarts entre le niveau de capacité certifié et le niveau de capacité effectif : il est alors possible que la certification initiale soit basée sur des valeurs normatives, typiquement par filière, associées à des engagements minimaux en temps réel.

Cependant, le décret précise que l'exploitant indique dans sa demande de certification *« la disponibilité prévisionnelle de la capacité durant la période de pointe PP2 »*. En ce sens, les dispositions réglementaires prévoient explicitement un mécanisme de responsabilisation des RPC sur les écarts entre leurs engagements sur le niveau de capacité certifié et le niveau de capacité effectif. Le décret s'inscrit ainsi dans la philosophie de l'approche sur le réalisé. En conséquence, c'est une approche générique basée sur l'individualisation des écarts qui a été retenue.

Celle-ci présente plusieurs avantages.

En premier lieu, en privilégiant une approche déclarative plutôt qu'une approche normative, **le niveau de capacité certifié d'un exploitant n'est pas limité du fait des performances des autres exploitants.** Une approche normative conduirait à pénaliser les exploitants les plus performants d'une filière donnée au bénéfice des moins performants. Dans une approche individualisée, chaque exploitant est en mesure de récupérer la totalité de l'effet d'une amélioration de ses propres performances. C'est un principe de responsabilisation fort. En effet, l'exploitant de capacité décide de la disponibilité prévisionnelle de sa capacité. Afin d'éviter toute distorsion ou comportement stratégique, il est indispensable qu'il soit responsabilisé sur les écarts entre le réalisé et sa prévision.

En second lieu, **ce schéma doit aboutir à des comportements vertueux, notamment grâce à un lien plus étroit entre l'état physique du système et les informations véhiculées par le mécanisme de capacité.** Le maintien de ce lien jusqu'au dernier guichet de rééquilibrage doit permettre l'émergence d'une gestion dynamique de l'adéquation de capacité. À titre d'exemple, si certains exploitants anticipent une diminution de leur contribution prévisionnelle à la réduction du risque de défaillance (aléa technique, maintenance exceptionnelle, décision de fermeture d'un groupe), ils seront incités à procéder à un rééquilibrage : la baisse du niveau de capacité certifié peut alors susciter l'émergence de nouvelles capacités et d'actions de maîtrise de la demande d'électricité en pointe. **Cette boucle de rétroaction apparaît comme un paramètre important de stabilité du mécanisme mis en place, en créant une force de rappel qui lie les deux termes de l'équilibre offre-demande. Il s'agit d'un choix particulièrement dimensionnant pour les capacités capables d'être mises en œuvre rapidement, en particulier les effacements et autres actions de maîtrise de la consommation à la pointe.** *A contrario,* le choix de ne pas prendre en compte les leviers de court terme aboutirait à une mutualisation des aléas des capacités et en ferait porter le coût à la collectivité (en pratique, cela revient à augmenter le coefficient de sécurité répercuté sur tous les consommateurs).

Troisièmement, ce schéma offre l'avantage de la simplicité : le nombre de garanties de capacité attribuées à un moyen dépend directement de la disponibilité et des caractéristiques techniques attestées de ce moyen durant la période de pointe PP2. Ce système « déclaratif + contrôle » évite la définition de coefficients normatifs, souvent contestés par certains exploitants s'estimant plus performants. L'approche normative impose en effet de déterminer ex-ante les valeurs d'attribution des garanties de capacité, et reste génératrice de distorsions importantes, notamment sur les éléments de calcul de références des valeurs d'attribution.

Ce schéma limite enfin le risque d'apparition de « capacités fantômes » puisque la disponibilité réelle est prise en compte. Il assure ainsi qu'une capacité non disponible durant la période de pointe ne sera pas rémunérée au titre du mécanisme de capacité. Ce choix n'est certes pas adapté si l'objectif visé consiste simplement à rémunérer les actifs existants en permettant de compenser certains coûts échoués, mais comme précisé au chapitre 1 du rapport, il ne s'agit pas de l'objectif du mécanisme mis en place en France.

La disposition générique retenue consiste à certifier les capacités sur la base des déclarations de leurs exploitants concernant leur disponibilité prévisionnelle, et à prévoir un retraitement financier ex-post en fonction du niveau de capacité effectif résultant du contrôle de la disponibilité durant la période PP2.

5.1.2.1.3 Capacités intermittentes

L'applicabilité du régime générique présenté ci-dessus (certification sur la base du déclaratif, retraitement à l'issue du contrôle) aux capacités intermittentes ou non-commandables a fait l'objet de discussions suivies durant la période de concertation. Plusieurs participants ont souligné que la nature intermittente de certaines capacités nécessitait intrinsèquement de privilégier pour ces capacités une approche normative, dans la mesure où leur disponibilité dépendait uniquement de paramètres exogènes[156]. Ces acteurs ont également insisté sur l'impact

156
Un parallèle peut être fait avec la correction climatique qui est mise en oeuvre côté obligation pour insensibiliser l'obligation des acteurs obligés de la réalisation de l'aléa climatique. Si l'aléa climatique est neutralisé côté obligation, il devrait l'être également côté certification. Il est néanmoins important de souligner que le retraitement qui est fait côté obligation ne porte pas sur l'ensemble des aléas exogènes mais bien uniquement sur l'aléa climatique. En effet, il s'agit de ramener la situation réalisée à une situation représentative du risque contre lequel le système cherche à se couvrir, c'est-à-dire une vague de froid. C'est dans cette perspective qu'il est proposé dans le projet de règles qu'une correction soit effectuée pour les capacités thermosensibles (il ne s'agit pas ici des capacités intermittentes mais de certains effacements par exemple) de sorte à leur attribuer un niveau de capacité cohérent avec leur contribution en situation de vague de froid de type décennale.

qu'entraînerait cette volatilité sur l'ensemble des acteurs et sur la qualité du signal transmis par le mécanisme. Enfin, une grande partie des capacités intermittentes étant sous obligation d'achat, un régime spécifique de traitement de ces capacités est de toute façon prévu par le cadre législatif (ce régime doit être proposé par la CRE).

Ces éléments ont conduit à introduire dans les règles, pour les capacités intermittentes, la possibilité pour un exploitant d'opter pour un régime de certification alternatif. Le régime alternatif consiste à attribuer les certificats aux exploitants par application de coefficients normatifs, plutôt que sur la base de leurs déclarations corrigées *a posteriori* par le contrôle du niveau effectif de capacité. Il en résulte une optionalité à la main de l'exploitant dans le régime de traitement de l'aléa sur la source primaire.

Cependant, deux réserves doivent accompagner la mise en œuvre d'une telle disposition :

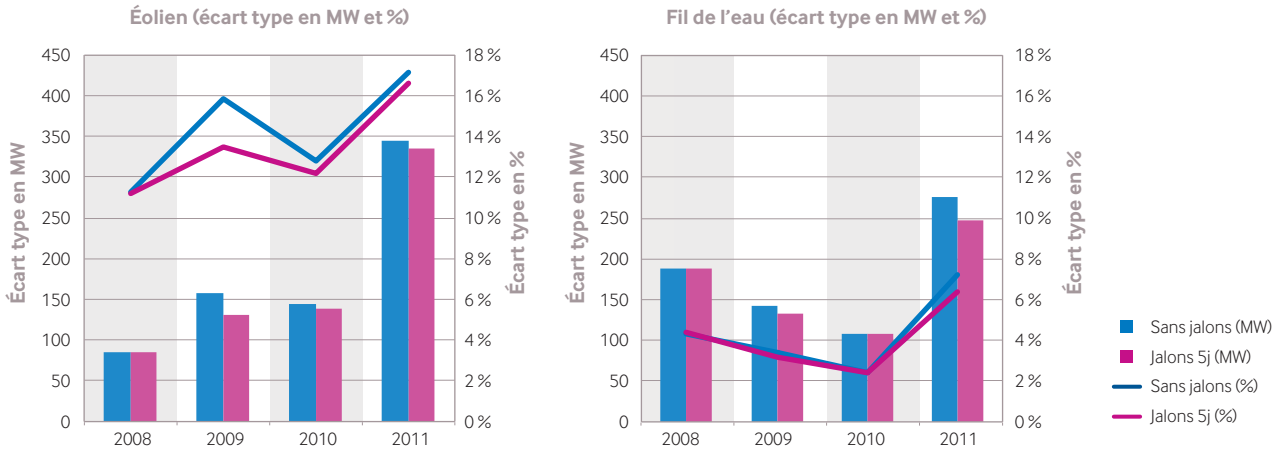
- les études techniques réalisées par RTE (présentées dans ce chapitre) ne permettent pas d'attester que le traitement des filières intermittentes sous le régime générique pourrait menacer la qualité du signal du mécanisme de capacité : à ce jour, les aléas déterminants sur le niveau de capacité effectif, et donc sur les signaux relatifs à la capacité, sont ceux qui sont susceptibles d'affecter la filière nucléaire ;
- une telle approche pourrait ne pas permettre d'utiliser pleinement l'ensemble des leviers du mécanisme de capacité, notamment ceux relatifs à l'effacement de consommation.

5.1.2.1.3.1 Structure et volumétrie des aléas intermittents

Afin d'étudier l'impact de la certification des moyens intermittents dans une approche prenant finement en compte la disponibilité, RTE a mené des études techniques portant sur la structure et la volumétrie des aléas auxquels sont soumises les capacités intermittentes. Ces éléments permettent d'estimer l'impact du mode de certification des capacités intermittentes sur la « stabilité » du mécanisme de capacité.

Les études se basent sur les productions réalisées de 2008 à 2011 et aboutissent à quantifier la variabilité des aléas de production éolienne et fil de l'eau. Les graphiques ci-dessous présentent les résultats sur la variabilité du niveau de capacité en fonction de jours sélectionnés sur l'ensemble de la période de livraison ou avec des jalons limitant le nombre de jours sur mars et novembre à 5.

Figure 54 – Écart type du niveau de capacité effectif pour l'éolien et le fil de l'eau



Deux conclusions peuvent être tirées de ces études :

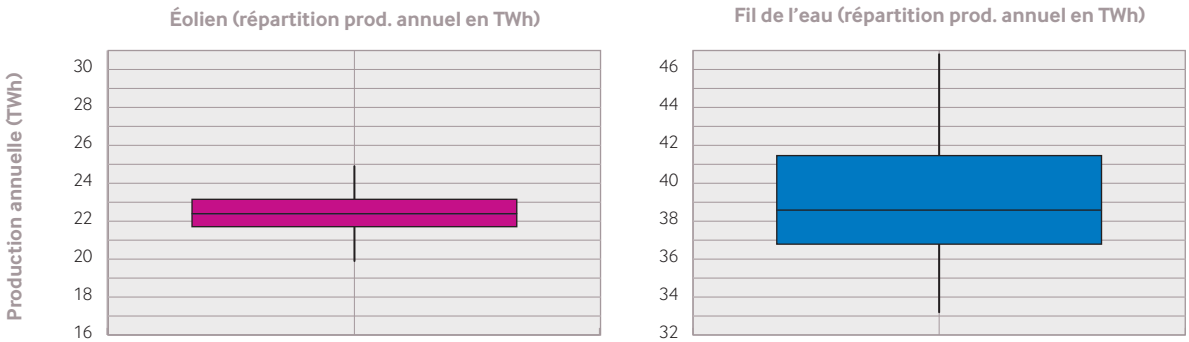
- une variabilité limitée au sein d'une même année (de l'ordre de 300 MW pour l'éolien et de 200 MW pour le fil de l'eau) ;
- l'aléa peut en revanche être plus significatif au niveau d'une filière : l'écart type peut représenter jusqu'à 17 % du niveau de capacité effectif pour l'éolien et 7 % pour le fil de l'eau.

Ces résultats montrent que **la variabilité des filières éolienne et fil de l'eau,** au sein d'une année réalisée, **est faible au niveau du système électrique et notamment comparativement à celle de la filière nucléaire** (écart type de l'ordre de 1 000 MW). **La volatilité sur l'offre de capacité correspond avant tout aux aléas de la filière nucléaire.**

À plus long terme, des projections sur 2016-17 ont été réalisées pour disposer d'estimation de la variabilité de l'éolien et de la filière PV. **À l'horizon 2016-17, la variabilité des filières EnR intermittentes demeure limitée** avec un écart type de l'ordre de 150 MW pour le PV et de 500 MW pour l'éolien terrestre. Cette variabilité reste toujours inférieure à celle de la filière nucléaire.

Une étude basée sur des simulations probabilistes a complété l'analyse sur la structure des aléas intermittents, notamment sur la répartition entre les aléas infra-annuels, sensibles à la localisation de jours PP2, et les aléas pluriannuels, sensibles à la réalisation de l'année de livraison. À cette fin, la variabilité des productions annuelles de ces filières a été étudiée sur un grand nombre de scénarios, à parc constant.

Figure 55 – Comparaison de la répartition des productions annuelles pour l'éolien et le fil de l'eau



Deux points découlent de cette étude :

- La variabilité inter-annuelle de la production éolienne reste faible ; l'aléa principal se situe en infra-annuel ;
- La variabilité inter-annuelle de la production hydraulique est forte ; elle est liée aux écarts d'hydraulicité constatés sur différentes années. En revanche, l'aléa infra-annuel est plus faible. Les projections 2016-17 aboutissent à une estimation de la variabilité totale du fil de l'eau de l'ordre de 600 MW.

La différence de caractérisation de l'intermittence entre l'hydraulique fil de l'eau et la production éolienne a des conséquences distinctes sur le signal véhiculé au marché et au système :

- à l'entrée de la période de livraison, un exploitant de capacités éoliennes ne dispose pas de nouvelles informations quant à la prévision de production de ses capacités ;
- à l'entrée de la période de livraison, un exploitant de capacité hydraulique au fil de l'eau dispose d'informations plus fiables sur le productible attendu.

Le traitement **de l'aléa d'hydraulicité associé à la filière fil de l'eau, prévisible avant le début de la période de livraison, par une approche réalisée ou normative conduit au choix de cibler ou non l'état réel de la sécurité d'approvisionnement pour l'année de livraison considérée.**

5.1.2.1.3.2 Impacts d'une approche normative

Mettre en place la possibilité d'un traitement distinct pour les capacités intermittentes n'est pas sans conséquence pour le mécanisme.

En premier lieu, la question d'une certification normative pourrait être proposée pour toutes les capacités. Or, sans correction sur la base de la disponibilité constatée, **une approche purement normative conduit à attribuer des garanties à des capacités indépendamment de leur contribution effective à la réduction du risque de défaillance.** Une approche normative conduisant à une absence totale d'écarts quelle que soit la disponibilité réelle de la capacité est porteuse d'effets d'aubaine indésirables[157]. Cette approche est fortement pénalisante pour les effacements de consommation.

En second lieu, **l'approche normative ne permet pas de faire jouer les différents leviers du mécanisme de capacité,** notamment l'émergence de nouvelles capacités à des échéances proches de l'année de livraison. Des aléas sur l'hydraulicité peuvent typiquement être décelés entre l'année A-3 et la période de livraison. Dans ce cas, les dispositifs prévus par le décret et déclinés dans les règles (rééquilibrage des exploitants concernés) doivent conduire à transmettre les informations correspondantes au marché (par exemple une augmentation des prix suite à une diminution des perspectives de disponibilité

157
Dans l'optique d'une détermination du niveau de capacité sur un historique relativement long (une dizaine d'années), si aucun traitement n'était prévu, une capacité fermée pourrait alors bénéficier d'un niveau de capacité durant 10 ans, niveau de capacité qui s'amenuiserait certes chaque année mais non nul durant toute cette durée.

effective de certains moyens), ce qui offre un espace économique à de nouvelles capacités (typiquement des effacements à des échéances proches de l'année de livraison). Dans le cas d'un traitement normatif, ces leviers ne jouent pas.

En troisième lieu, **l'éventualité d'une approche normative pour les capacités intermittentes pose la question de l'équité de traitement entre toutes les capacités.** Cette question est d'autant plus prégnante que des acteurs ont souligné le fait que tout type de capacité, commandable ou non, connaissait des aléas exogènes.

Les règles prévoient la possibilité, pour l'exploitant d'une capacité non commandable (éolien, photovoltaïque, hydraulique fil de l'eau), d'opter pour l'un ou l'autre des régimes suivant concernant la certification des capacités :

- **le régime générique (certification sur la base du déclaratif, retraitement a posteriori sur la base du contrôle de la disponibilité) applicable aux capacités commandables ;**
- **un régime alternatif (certification sur la base de taux normatifs calculés par filière, conduisant à neutraliser les aléas affectant la source primaire).**

Cette approche permet de répondre aux attentes exprimées lors de la concertation et d'inciter les exploitants à mettre en place une stratégie de couverture du risque de variabilité (notamment en les adossant à des capacités flexibles comme des capacités d'effacement). Elle permet ainsi de distinguer les aléas exogènes sur la source primaire de ceux qui sont « maîtrisables » par l'exploitant

Dans le schéma normatif, les coefficients utilisés sont basés sur les études d'adéquation et renvoient, en espérance, à la contribution à la réduction du risque de défaillance de ces filières.

Ce choix entre les deux approches s'inspire des régimes de soutien aux énergies renouvelables mis en place dans certains pays européens, qui laissent le choix entre une participation au marché ou un traitement dé-risqué aux exploitants (comme en Allemagne ou en Espagne).

5.1.2.1.4 Aléas fortuits

Durant la phase de concertation, certains producteurs ont souhaité que l'évaluation du niveau effectif de capacité, à l'issue du contrôle sur la disponibilité, ne prenne pas en compte les aléas fortuits affectant en temps réel la disponibilité des moyens. Les aléas fortuits désignent tous les événements indépendants de la volonté de l'exploitant qui conduisent à une indisponibilité temporaire (pannes de matériels, etc.).

La prise en compte des aléas fortuits présente le même type de difficultés que celles exposées ci-dessus. Il est en effet délicat de déterminer *ex ante* une règle permettant de distinguer les aléas fortuits (et donc acceptables) des aléas prévisibles (qui seraient, eux, « anormaux »). À l'instar des modalités de règlement des écarts en vigueur sur les marchés de l'énergie, une structure incitative renvoyant à chacun le coût des actions de rééquilibrage imposées au système devrait permettre de traiter efficacement ces questions, sans nécessiter la mise en place d'une règle nécessairement complexe d'identification de la nature des aléas.

La possibilité de se rééquilibrer pendant la période de livraison (voir chapitre 6) permet aux exploitants d'ajuster leur niveau de capacité certifié en fonction de la réalisation des aléas fortuits : pendant les périodes ou les années durant lesquelles les exploitants subissent beaucoup d'aléas fortuits, ils peuvent ajuster à la baisse leur niveau de capacité, et vice-versa pendant les années avec peu d'aléas fortuits. Par ailleurs, les règles prévoient différentes dispositions permettant d'atténuer cet effet :

- l'écart entre le niveau de capacité certifié et le niveau de capacité effectif est évalué au niveau du périmètre du RPC ce qui permet de foisonner les écarts;
- l'engagement de disponibilité est défini sur l'ensemble de la période PP2 ce qui permet de profiter d'un foisonnement temporel.

Certains acteurs considèrent que, si ces dispositifs sont nécessaires, ils ne sont pas suffisants pour assurer une concurrence équitable sur le marché de capacité, notamment au regard des acteurs disposant d'un périmètre important de capacités. Les règles introduisent en réponse une disposition particulière limitant l'application du coût de rééquilibrage en cas d'aléas fortuits affectant des capacités (de production ou d'effacement).

Les modalités pratiques retenues (2 « tickets » de rééquilibrage à coût nul) ont été définies pour préserver les incitations liées aux déclarations anticipées des meilleures prévisions de disponibilité (ticket valable uniquement dans un délai de 2 jours suivant la déclaration de l'aléa fortuit et pour un volume proportionné à l'impact de l'aléa fortuit sur le niveau de capacité certifié). En conséquence, les exploitants devront donc déclarer l'ensemble des aléas fortuits affectant leurs capacités, y compris pour des capacités de taille inférieure à 100 MW[158], pour disposer de tickets de rééquilibrage. Ce nouveau dispositif viendra renforcer la transparence du système électrique.

158
En ce sens, cette disposition va au-delà des principes du règlement européen (UE) n°543/2013.

5.1.2.2 Certification déclarative assortie d'un contrôle sur la disponibilité

Les principes exposés ci-dessus consistent, dans le régime générique, à faire reposer la détermination du nombre de garanties de capacité allouées à un moyen sur les éléments déclaratifs fournis par l'exploitant. Chaque capacité est certifiée selon ses caractéristiques propres. Le niveau de capacité certifié est basé en partie sur la disponibilité prévisionnelle de la capacité sur la période PP2 comme le précise le décret : *« Le niveau de capacité certifié [...] tient compte notamment de la disponibilité prévisionnelle de celle-ci [la capacité] durant la période de pointe PP2 de l'année de livraison »* (Article 1er).

Tous les éléments d'ordre déclaratif sont ensuite confrontés à la mesure effective lors de l'année de livraison sur la période PP2. Le niveau de capacité effectif est déterminé selon la même méthode que pour le calcul du niveau de capacité certifié. L'écart entre les deux donne ensuite lieu à un règlement financier sous la forme d'un règlement des écarts.

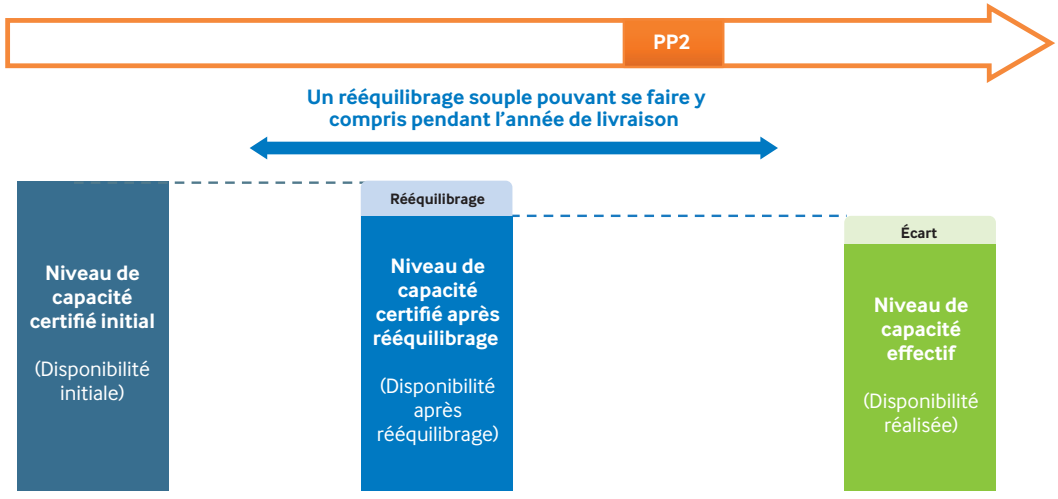
Une cohérence est ainsi assurée entre niveau de capacité certifié et niveau de capacité effectif. Ce choix d'une méthode commune pour établir respectivement le niveau de capacité certifié et le niveau de capacité effectif conduit à fixer les paramètres de certification au début d'un exercice du mécanisme. Les paramètres sont stables sur toute sa durée et les seules données pouvant faire varier le niveau de capacité sont celles déclarées par les exploitants. Ceux-ci disposent des éléments permettant d'anticiper leur volume de garanties allouées en cohérence avec le niveau de capacité effectif.

Le niveau de capacité certifié correspond ainsi à l'anticipation faite par l'exploitant de son niveau de capacité effectif. La méthode proposée reproduit ainsi le schéma existant sur l'énergie : les acteurs sont libres sur le déclaratif, c'est le programme réalisé qui est retenu pour le calcul des écarts.

Le rééquilibrage joue un rôle majeur dans le dispositif : autorisé tout au long du mécanisme, y compris pendant l'année de livraison, c'est lui qui permet à un exploitant de faire évoluer son niveau de capacité certifié en fonction des informations de plus en plus précises dont il dispose sur la disponibilité de ses moyens durant la durée de l'exercice.

La certification initiale doit être réalisée au plus tard 3 ans avant l'année de livraison pour les capacités de production existantes (le principe d'une « date limite » à laquelle l'exploitant doit avoir présenté sa demande de certification figure dans le décret de décembre 2012). Il ne s'agit pas d'imposer à l'exploitant une déclaration ferme et définitive sur la disponibilité prévisionnelle de sa capacité, puisque le rééquilibrage est possible. Ce dernier correspond alors à une « re-certification » de la capacité et permet à l'exploitant d'ajuster ses anticipations au fur et à mesure de la révélation de nouvelles informations sur sa capacité. Le coût du rééquilibrage, en sus du coût des garanties nécessaires

Figure 56 – Articulation du processus de certification



au rééquilibrage du RPC, reflète le coût pour la collectivité de la révélation de l'information. Il est nul avant l'année de livraison et renvoie progressivement au coût des écarts pendant l'année de livraison.

5.1.3 Période de pointe PP2

Le décret précise que la période de pointe désigne *« les heures d'une année de livraison durant lesquelles le risque de défaillance est le plus élevé, en particulier celles durant lesquelles la consommation nationale est la plus élevée »*. La période de pointe utilisée dans les méthodes de certification et de contrôle des capacités est appelée période PP2.

Lors de la certification, le niveau de capacité certifié doit refléter la contribution de cette capacité à la réduction du risque de défaillance, c'est-à-dire tenir compte de la disponibilité prévisionnelle durant la période de pointe PP2. La mesure en temps réel sur la disponibilité effective des moyens doit donc porter sur cette même période PP2.

Dans le cas d'une année avec situations de défaillance, la meilleure évaluation de la contribution de chaque moyen à la réduction du risque de défaillance serait obtenue en mesurant la disponibilité sur les heures durant lesquelles la défaillance a lieu. PP2 doit donc comprendre ces heures. Cependant, le mécanisme de capacité est un dispositif assurantiel qui vise à rémunérer les moyens pour leur contribution à la sécurité d'alimentation y compris pour les années durant lesquelles la défaillance ne se produit pas. En pratique, il est donc nécessaire de caler la période PP2 pour estimer au mieux, en situation de non-défaillance, la contribution d'une capacité à la réduction du risque de défaillance.

5.1.4 Calcul du niveau de capacité

Concernant la méthode de calcul du niveau de capacité, différentes propositions ont été exprimées lors de la concertation, notamment sur l'algorithme de calcul. Les propositions convergent sur une formule s'articulant autour de :

- une puissance disponible durant PP2
- un coefficient permettant de prendre en compte des contraintes techniques des capacités – dont la définition et le calcul sont précisés au § 5.1.4.2.

5.1.4.1 Puissance disponible

La puissance disponible doit permettre de respecter le principe selon lequel une capacité, qui ne serait pas disponible à la pointe, ne contribue pas à réduire le risque de défaillance. À ce titre, elle ne recevra pas de garanties de capacité.

La puissance disponible se définit dans les règles comme la puissance pouvant être activée sur PP2. Une capacité de production qui ne produit pas d'énergie mais est susceptible de le faire, une capacité d'effacement non activée mais susceptible de l'être, sont considérées comme disponibles durant la période considérée.

5.1.4.2 Contraintes techniques

Certaines contraintes techniques des capacités (autres que la disponibilité) peuvent influencer la contribution d'une capacité à la réduction du risque de défaillance. Il s'agit notamment :

- des contraintes de stock ;
- des contraintes liées à la commandabilité (intermittence) ;
- des contraintes dynamiques.

Leur prise en compte dans le calcul de la certification dépend de leurs poids dans la détermination de la contribution de la capacité à la réduction du risque de défaillance. Pour cela, il faut pouvoir les mesurer et les contrôler.

5.1.4.2.1 Contraintes de stock

L'aléa dimensionnant du mécanisme de capacité est celui d'une vague de froid qui présente une structure temporelle particulière, pouvant aller de quelques heures d'affilées à plusieurs jours de suite.

D'un point de vue théorique, le processus de certification doit prendre en compte les contraintes techniques de type stock journalier (nombre d'heures par jour pendant lesquelles la capacité est capable d'être activée à puissance maximale par jour), hebdomadaire (nombre de jours consécutifs d'une semaine pendant lesquels la capacité est capable de fonctionner) et saisonnier (nombre de jours par an pendant lesquels la capacité est capable de fonctionner).

À cet égard, la contrainte saisonnière joue un rôle moins prégnant si la capacité est à même d'être activée pendant 2 semaines consécutives. À l'inverse, la contribution à la réduction du risque de défaillance d'une capacité ne pouvant être activée qu'un jour par semaine est réelle mais limitée, et ce, quelle que soit l'importance de son stock saisonnier. Au démarrage du dispositif et dans un souci de simplification, **la contrainte sur le stock saisonnier n'a pas été considérée dans la version actuelle des règles.** Cette contrainte pourra être intégrée dans une version ultérieure du mécanisme.

Suite à la publication en septembre 2013 du rapport d'accompagnement du projet de règles dans lequel figurait un abaque illustratif de prise en compte de la contrainte journalière, certains acteurs ont exprimé des doutes sur la nécessité de ne disposer que de capacités activables 10 h par jour pour la contribution à la sécurité d'approvisionnement et l'efficacité économique du mécanisme.

Cette contrainte de « capacité activable » permet de neutraliser l'hétérogénéité des capacités de production et d'effacement par l'émission de garanties de capacités à l'aune de leur apport à la sécurité d'approvisionnement. **L'ensemble du paysage de défaillance est pris en compte pour estimer la contribution de chaque capacité.** Cette disposition est guidée par les exigences du décret de retenir un unique produit « garantie de capacités ». Elle est préférable, a minima lors du démarrage du mécanisme, car elle permet de faciliter les échanges. Toutes les dispositions autres, qui auraient pu être envisagées, conduisent immanquablement à la création de produits différents, introduisant un niveau de complexité supplémentaire.

5.1.4.2.2 Commandabilité/intermittence

5.1.4.2.2.1 Modalités de prise en compte en fonction du mode de certification retenu

Le caractère commandable ou intermittent d'une capacité est pris en compte en premier lieu dans l'approche retenue pour la certification des capacités.

Dans le cadre d'une certification sur la base du réalisé, l'exploitant, lors de sa déclaration du niveau de capacité certifié, doit intégrer la variabilité de sa capacité et reçoit *in fine* un volume de garanties correspondant à sa contribution réelle (son productible sur la période PP2).

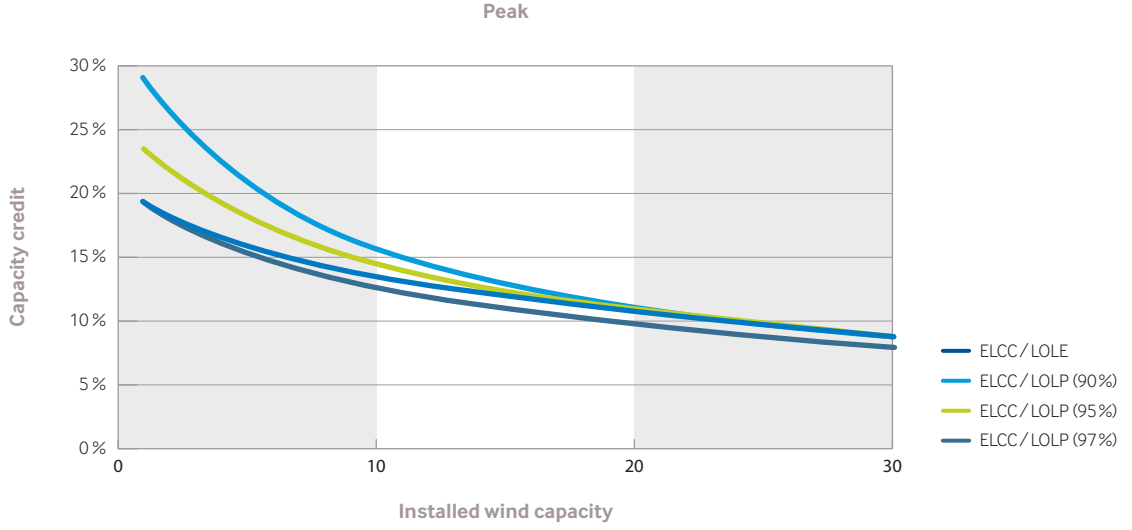
Dans le cadre de la certification sur une base normative, ce principe n'est plus appliqué. Conformément aux dispositions réglementaires, l'approche normative doit renvoyer à la contribution moyenne des capacités à la réduction du risque de défaillance.

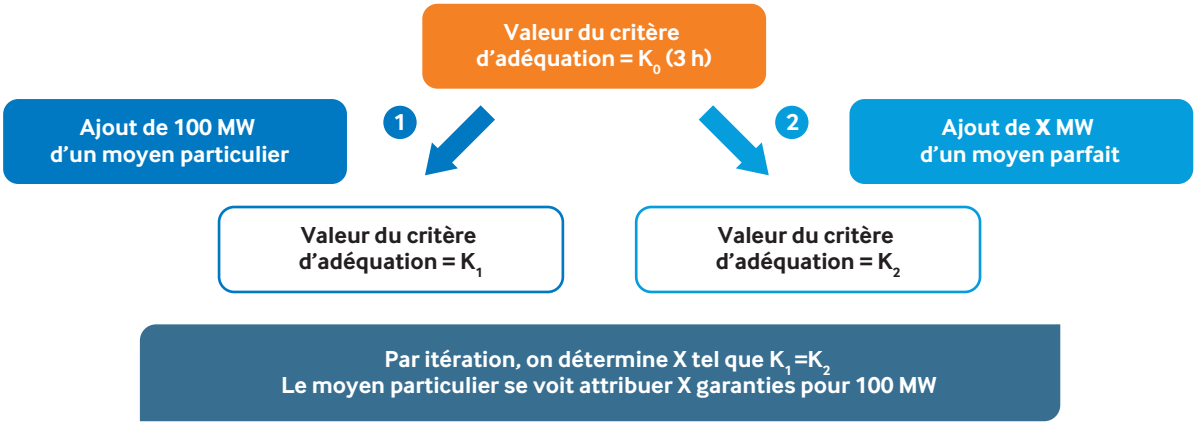
5.1.4.2.2.2 Certification normative et contribution d'une capacité à la réduction du risque de défaillance (capacity credit)

L'ajout de capacités de production intermittente dans un système électrique ne contribue pas à limiter les risques de défaillance à hauteur du productible historique moyen. Pour estimer l'apport à la sécurité d'approvisionnement, un coefficient de contribution (CC) doit refléter, en espérance, la contribution à la réduction du risque de défaillance de ces filières.

La valeur de ce coefficient dépend (i) de la capacité considérée, (ii) du volume de capacités intermittentes déjà existantes dans le système et (iii) plus largement du système électrique dans lequel est considérée la capacité (structure de la demande, structure du parc hors capacités intermittentes, volume des interconnexions). Il s'agit en effet de déterminer la corrélation de l'aléa intermittent avec les situations de défaillance.

Figure 57 – Illustration du « capacity credit » en fonction de la puissance installée de la filière éolienne dans le système Grande Bretagne *(Source : IEEE Power Energy Society)*





La méthodologie retenue pour déterminer les coefficients de contribution des différentes filières éligibles (éolien, solaire, hydraulique fatal) est similaire à celle utilisée pour estimer la contribution au risque de défaillance des différents profils de consommation : elle repose sur une équivalence avec un moyen parfait sans contrainte qui obtient 1 MW de garantie par MW installé.

Il est alors possible d'estimer la valeur du coefficient de contribution à partir de la valeur en garanties de la filière et de son productible à la pointe historique.

Valeurs retenues dans les règles du coefficient de contribution par filière

Pour les premières années de livraison du mécanisme de capacité, les règles retiennent les valeurs suivantes de CC pour les filières concernées :

- CChydraulique = 85 %
- CCéolien = 70 %
- CCsolaire = 25 %

5.1.4.2.2.3 Durée d'historique nécessaire

Le calcul de certification basé sur l'approche normative intègre le productible historique de la capacité. Les profondeurs d'historique retenues sont différentes en fonction de la filière considérée. Elles sont déterminées de sorte à :

- être suffisamment longues pour que le productible moyen approche l'espérance de productible de la capacité. Cette exigence permet de lisser les aléas liés à la ressource primaire.
- être suffisamment courtes pour que la prise en compte d'évolutions structurelles de la capacité puisse se faire dans un délai relativement restreint et en cohérence avec les horizons temporels du mécanisme.

5.1.4.2.3 Contraintes dynamiques

Les contraintes dynamiques des groupes ne sont pas intégrées explicitement dans les règles. Elles sont prises en compte, de manière indirecte à travers la définition de PP2 et la certification avec contrôle sur le réalisé. Les contraintes dynamiques des groupes qui ne permettraient pas aux capacités d'être disponibles les jours signalés par RTE sont prises en compte dans le calcul du niveau de capacité effectif.

5.1.4.2.4 Prise en compte des contraintes de réseau

À ce jour, les règles ne prévoient pas de modalité spécifique concernant le traitement des contraintes de disponibilité du réseau. L'introduction d'une telle modalité, qui conduirait à introduire une incitation localisée dans le cadre du dispositif de certification, n'est pas exclue pour l'avenir. Mais la complexité des contraintes de réseau n'est pas compatible avec les contraintes temporelles liées à l'élaboration des règles pour la première année de livraison.

Cette question a néanmoins été abordée dans la concertation. Deux schémas de prise en compte des contraintes de réseau ont été évoqués :

- le premier schéma reposait sur une mutualisation des contraintes de réseau au niveau du coefficient de sécurité, les contraintes associées (indisponibilité des réseaux) étant neutralisées dans le calcul du niveau de capacité effectif ;
- le second schéma repose sur les éléments contractualisés lors du raccordement sur les limitations temporaires avec un contrôle ex-post si le réseau n'était pas disponible à la hauteur anticipée par l'exploitant. RTE privilégie ce second schéma, qui présente l'avantage de ne pas faire porter à la collectivité un coût lié à l'incapacité d'évacuer la puissance de certaines installations. Le fil conducteur des règles proposées est de conférer aux acteurs obligés des leviers pour gérer leur obligation, et pas de les exposer à des coûts qui sont pour eux complètement exogènes.

5.1.4.3 Disposition retenue sur la méthode de calcul du niveau de capacité

Dans le respect des dispositions du décret et au regard des éléments mentionnés ci-avant, la formule de calcul du niveau de capacité (certifié ou effectif) retenue dans les règles s'exprime sous la forme :

$$\text{NiveauCapacité} = \text{PuissanceDisponiblePP2} \times K$$

Le coefficient K retenu dans les règles traite uniquement des contraintes de stock de la capacité présentées au § 5.1.4.2.1 et se décompose comme suit :

$$K = Kj \times Kh$$

Le coefficient *Kj* reflète l'influence des contraintes de stock journalières d'une capacité sur sa contribution à la réduction du risque de défaillance.

Le coefficient *Kh* reflète l'influence des contraintes de stock hebdomadaires d'une capacité sur sa contribution à la réduction du risque de défaillance.

Approche normative

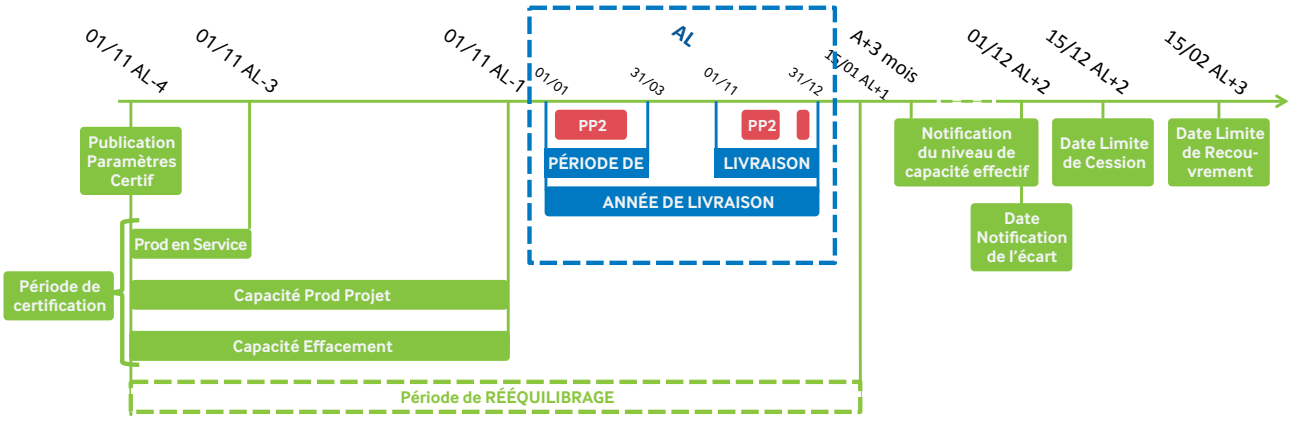
$$\text{NiveauCapacité} = \text{ProductiblePointeHistorique} \times \text{CCfilière}$$

Chronologie synthétique concernant la certification :

Pour les deux premières années de livraison, les règles retiennent des dispositions spécifiques permettant de prendre en compte :

- une première année de livraison spécifique (du 30 novembre 2016 au 31 décembre 2017 à l'exception des mois de juillet et d'août) permettant la transition vers une année de livraison calée sur l'année civile ;
- une anticipation plus réduite entre le démarrage de l'exercice et l'année de livraison. Les règles intègrent directement les paramètres du mécanisme pour ces 2 années et les dates limites de demande de certification ont été modifiées en conséquence.

En régime établi, dès la troisième année de livraison, la chronologie du mécanisme de capacité (pour la certification) est la suivante :



5.2 Définition de la période sur laquelle porte la certification des capacités (PP2)

5.2.1 Détermination de la période d'estimation de la contribution

Deux approches principales sont ressorties de la concertation :

- une approche « temporelle » dans laquelle PP2 est une période non ciblée définie à l'avance correspondant aux jours ouvrés des mois de novembre à mars. Les heures incluses dans PP2 sont pondérées mensuellement par le paysage de défaillance évalué plusieurs années avant l'année de livraison. La période PP2 est alors constituée d'environ 1200 heures ;
- une approche « consommation » dans laquelle PP2 est une période ciblée fonction des heures de plus forte consommation réalisée pendant l'année de livraison. Chaque heure de la période de pointe PP2 est équivalente. Cette définition

de la période de pointe PP2 conduit à une volumétrie réduite, entre 100 et 300 heures.

La comparaison des périodes de défaillance issues des études d'équilibre offre-demande probabiliste de RTE avec le rang du niveau de consommation des heures de défaillance est présentée à la figure 58.

Deux résultats importants sont à retenir :

- les heures de plus fortes consommations constituent un bon indicateur des situations de défaillance. 99 % des heures de défaillance sont comprises dans les 300 h de plus forte consommation ;
- les 100 h de plus forte consommation contiennent 94 % des heures avec défaillance.

En conséquence, une période PP2 ciblée, basée sur une approche consommation, de volumétrie réduite entre 100 h et 300 h de l'année de livraison est un choix cohérent pour estimer de façon pertinente la contribution à la réduction du risque de défaillance.

Compte tenu du lien entre la contribution à la réduction du risque de défaillance et les heures de plus forte consommation, deux capacités dont l'une est disponible tout l'hiver et l'autre uniquement lors des épisodes de forte consommation, auront la même contribution en termes de risque de défaillance. Elles doivent en conséquence recevoir le même nombre de garanties de capacité.

Or, le niveau de capacité est fonction de leur disponibilité sur la période de pointe PP2. Pour illustrer l'influence de la période PP2 sur le volume de garanties alloué à une capacité, le graphique ci-dessous considère deux capacités disponibles 100 h et 500 h.

Figure 58 – Lien entre défaillance et heures de plus forte consommation

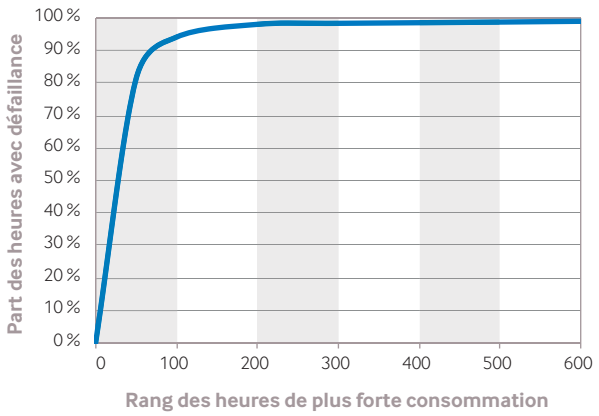
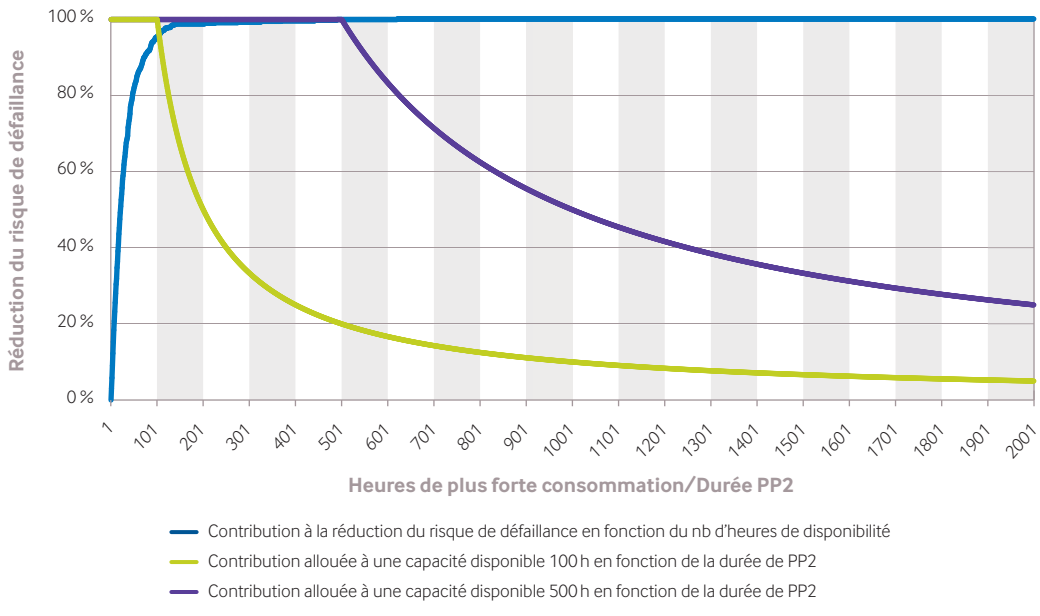


Figure 59 – Impact de la durée de PP2 sur la contribution allouée à une capacité
(Source : RTE, GT du 07/02)



La courbe bleue reprend le lien entre heures de défaillance et heures de plus forte consommation indiqué ci-dessus. Un moyen disponible sur les 200 h des plus fortes consommations a une contribution quasi équivalente à un moyen « parfait »[159] (98 % des heures défaillantes sont dans les 200 h de plus fortes consommations). Les courbes verte et mauve illustrent l'impact du dimensionnement de PP2 sur le volume de garanties allouées au titre de la contrainte de disponibilité. Puisque la disponibilité de la capacité prise en compte est celle sur PP2, une capacité disponible sur les 200 h de plus forte consommation, et qui contribue donc fortement, obtiendrait un volume de garanties de capacité réduit dû à la mesure de la disponibilité sur une période supérieure (le volume alloué ne serait plus que d'environ 50 % avec un PP2 de 1000 h par ex). Le volume de garanties allouées à cette capacité ne reflète donc pas sa contribution à la réduction du risque de défaillance.

Il en ressort que la définition d'une période PP2 non ciblée, et donc longue, sous-estime le volume de garanties alloué à une capacité ayant une disponibilité réduite alors même que sa contribution au risque de défaillance peut être importante.

159 Un moyen dit « parfait » est une capacité sans contraintes techniques et disponible à pleine puissance en permanence.

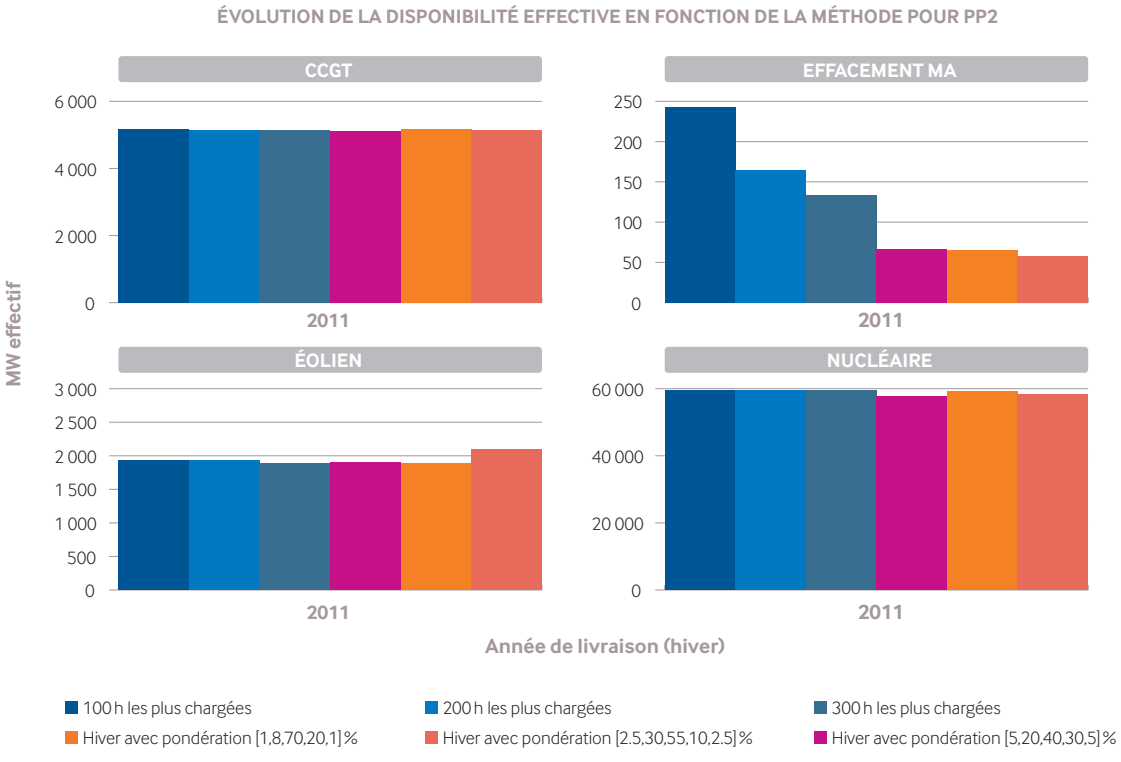
5.2.2 Conséquence du choix de PP2 sur la répartition des garanties par filière

Comme indiqué ci-avant, le choix de PP2 peut avoir des effets redistributifs importants entre les différentes filières de capacité, notamment pour les effacements de consommation. En effet, ceux-ci apparaissent souvent disponibles sur des périodes ciblées : toutes choses égales par ailleurs, une période PP2 longue réduit le nombre de garanties alloué à l'effacement de consommation alors même que sa contribution réelle peut être forte.

La comparaison entre une approche consommation ciblant les 200 h les plus chargées et une approche temporelle couvrant tout l'hiver avec une pondération mensuelle en lien avec la probabilité de défaillance met en exergue l'impact de PP2 sur le nombre de garanties de capacité attribué à chaque filière. L'impact apparaît visible sur la figure 60, extraite d'une étude présentée en concertation et portant sur 4 filières caractéristiques du parc français : nucléaire, cycles combinés gaz, éolien et effacement.

Le choix d'une période non ciblée sur les heures de plus fortes consommations privilégiant une pondération de la disponibilité

Figure 60 – Hiver 2011/2012 – Comparaison entre approches temporelle et consommation



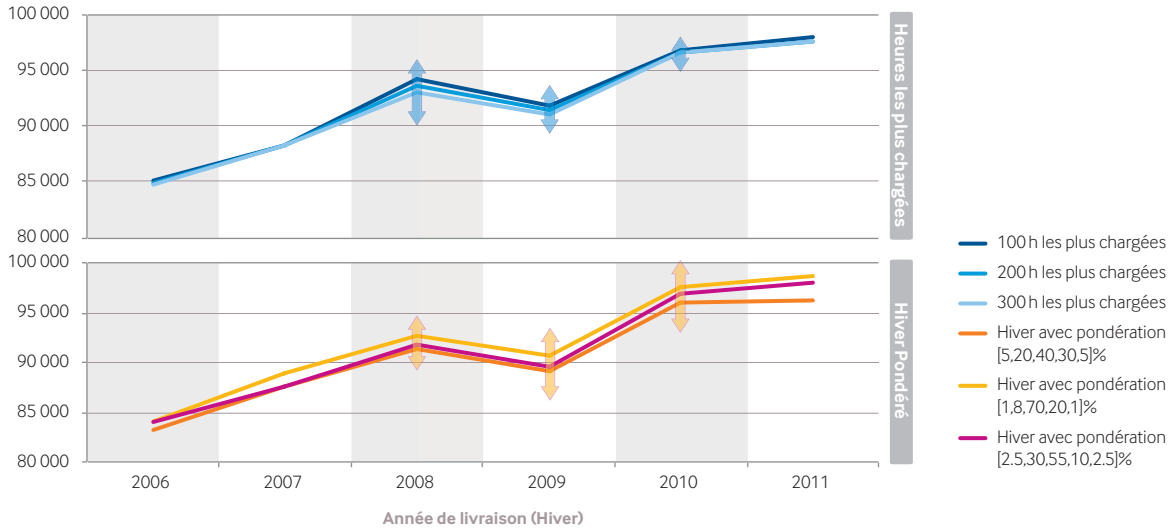
sur tout l'hiver réduit fortement la certification des capacités de type effacement. Le niveau de capacité effective ne reflète pas la contribution réelle des effacements à la réduction du risque de défaillance lors de l'année de livraison, quelle que soit la pondération envisagée. *A contrario* le choix d'une période ciblée pour PP2 permet d'allouer aux effacements un volume de garanties cohérent avec leur contribution à la sécurité d'approvisionnement, sans préjudice pour les moyens de production.

5.2.3 Conséquence du choix de PP2 sur la variabilité du volume de garanties

Le choix de recourir à une période ciblée pour PP2 a été interrogé par certains producteurs, qui mettent en avant le risque d'instabilité sous-jacent et considèrent qu'ils ne disposent pas en conséquence d'un niveau de prévisibilité suffisant pour prendre des engagements de disponibilité.

Afin d'évaluer cet argument, RTE a mené une étude visant à quantifier l'impact du choix de période PP2 sur le niveau de capacité effectif. Cette étude est basée sur l'historique de disponibilité et compare les deux approches (ciblée *vs.* non-ciblée) sur un même périmètre et sous les mêmes hypothèses. Les résultats sont présentés pour le parc total et sont répartis par filière. Le niveau de disponibilité effectif du parc de production a été calculé pour les années 2006 à 2011. La figure ci-après accompagnée du tableau présente les résultats agrégés du calcul de la disponibilité selon le choix de PP2 pour la période 2006 à 2011.

Figure 61 – Évolution du niveau de disponibilité effectif total



Max ECART entre méthodes de même approche	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Consommation	371	105	1156	713	221	402
Temporelle	845	1326	1314	1523	1751	2593

Tableau 3 – Évolution du niveau de disponibilité effectif total

Type	#	Méthode PP2	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Consommation	**1**	100 h les plus chargées	85 124	88 301	94 204	91 841	96 763	98 059
Consommation	**2**	200 h les plus chargées	84 865	88 291	93 574	91 372	96 580	97 667
Consommation	**3**	30 h les plus chargées	84 753	88 197	93 048	91 128	96 542	67 657
Temporelle	**4**	Hiver avec pondération [5,20,40,30,5]%	83 228	87 494	91 406	89 217	95 915	96 118
Temporelle	**5**	Hiver avec pondération [1,8,70,20,1]%	84 073	88 820	92 720	90 740	97 665	98 711
Temporelle	**6**	Hiver avec pondération [2.5,30,55,10,2.5]%	84 029	87 572	91 693	89 600	96 975	97 932

Cette étude montre, d'abord, que les approches temporelle et consommation sont cohérentes en niveau et stables dans le temps.

Chaque année, les résultats obtenus par l'une ou l'autre des méthodes sont proches et aucune des méthodes proposées ne peut être considérée comme divergente ou plus volatile que l'autre :

- la tendance est identique puisqu'on observe une baisse du niveau de disponibilité effectif uniquement entre l'hiver 2008 et 2009 et une hausse de ce niveau les autres années dans les deux approches ;
- l'ordre de grandeur est similaire en résultat brut puisque l'écart est inférieur à 3%. L'écart maximal de 3% correspond à l'hiver 2008 entre les méthodes #1 et #4 ;
- l'écart-type sur les 5 années de livraison est du même ordre de grandeur (4 GW effectif) quelle que soit la méthode.

Ensuite, chacune des approches, temporelle ou consommation, peut être comparée en fonction du choix de paramètres :

- dans le cas de l'approche temporelle, le choix de la pondération mensuelle impacte fortement le niveau de disponibilité effectif du parc. Le maximum de l'écart entre les méthodes {#4, #5, #6} varie entre 845 MW (hiver 2006) et 2593 MW effectif (hiver 2011). **Le choix de la pondération aurait un impact fort sur le niveau de capacité.** Or cette pondération est le résultat de choix de modélisation qui peuvent avoir une part d'arbitraire. À titre d'exemple, la concertation menée au cours du 1er semestre 2013 a montré que les évaluations faites par RTE et EDF, avec des pondérations mensuelles, étaient sensiblement différentes.
- dans le cas de l'approche consommation, le choix du nombre d'heures constituant la période PP2 impacte faiblement le niveau de disponibilité effectif du parc. Le maximum de l'écart entre les méthodes {#1, #2, #3} varie entre 105 (hiver 2007) et 1156 MW effectif (hiver 2008). **La méthode a donc l'avantage d'être peu dépendante du nombre d'heures à prendre en compte. Il s'agit d'un facteur de stabilité important.**

5.2.4 Approche retenue dans les règles

L'approche retenue dans les règles correspond à l'approche « consommation ». Elle présente les avantages suivants :

- elle assure une cohérence entre la contribution à la réduction du risque de défaillance et le volume de garanties allouées, notamment pour les capacités ayant des disponibilités courtes. Dès lors qu'une capacité est disponible durant les heures de pointe, elle obtient la totalité des garanties de capacité auxquelles elle peut prétendre. Les capacités de pointe, en particulier les effacements de consommation, ne sont pas pénalisées et traitées équitablement par rapport aux capacités de base/semi-base ;
- elle évite une dilution des responsabilités des exploitants sur la disponibilité de leurs moyens : cette modalité assure en particulier qu'en cas de délestage lié à des indisponibilités de capacité de production durant la période de pointe, des responsables de périmètre de certification sont nécessairement en écart ;
- elle est conforme à la disposition du décret portant sur le principe de non-discrimination entre la réduction du montant de l'obligation de capacité par une réduction de la consommation et la certification de capacité d'effacement ;
- elle permet d'éviter un potentiel effet d'aubaine pour un effacement qui se ferait certifier et qui se déclarerait indisponible (au regard de la certification) sur les heures PP1 tout en étant activé lors de ces heures. Avec une période PP2 correspondant à tout l'hiver et une période PP1 ciblée, la capacité bénéficierait alors d'une double rémunération : une valorisation du fait de son activation lors des heures PP1 en tant qu'effacement implicite (activation entraînant une réduction de l'obligation de capacité) et une rémunération en tant que capacité certifiée (en lien avec sa disponibilité). La disponibilité serait certes nulle sur les heures PP1 mais ces heures peuvent avoir un poids très faible dans une approche « temporelle »[160] ce qui ferait, du coup, que cette capacité pourrait recevoir une rémunération quasiment complète en tant que capacité ;
- elle permet une cohérence des signaux capacité et énergie. Une approche temporelle pourrait en effet conduire les capacités ayant des contraintes de disponibilité à privilégier les mois de très forte pondération plutôt que les périodes de tensions réelles du système.

Par ailleurs, les études réalisées ont donné des éléments de réponses sur la comparaison des deux méthodes (voir ci-dessus). Les résultats appuient le choix de l'approche « consommation ».

5.2.5 Signalement des heures PP2

Le décret institue un principe de non-discrimination entre réduction de l'obligation et effacement certifié, ce qui entraîne une **nécessaire inclusion de la période PP1 dans la période PP2.** Ceci permet notamment de prendre en considération les activations d'un effacement, que ce soit sur la certification ou

160
Pour mémoire, l'approche « temporelle » consiste en une définition de la période de pointe PP2 correspondant à la période hivernale. Les heures de l'hiver sont pondérées d'un coefficient de probabilité traduisant le niveau de risque associé. Avec cette approche, le mois de janvier concentre à lui seul entre 50% et 70% du risque de défaillance selon les modèles utilisés. Les heures de la période de pointe PP2 sont ainsi déterminées plusieurs années avant l'échéance : il s'agit en première approche des heures de pointe (pointe du matin et pointe du soir) des jours ouvrés de la période hivernale. Le montant de garanties de capacité attribué à une capacité est le produit de la disponibilité de cette capacité sur chaque mois d'hiver par le coefficient de risque associé à chaque mois.

sur l'obligation. De ce fait, le signalement retenu pour les journées PP1 correspond également au signalement de journées PP2. Une part importante des journées PP2 (a minima 40 % pouvant aller jusqu'à la totalité des journées PP2) sera donc signalée en J-1 à 10 h 30.

Durant la concertation, de nombreux acteurs ont souligné la nécessité que le mécanisme de capacité porte sur des périodes de tension plus larges que les périodes de forte consommation de manière à être en cohérence avec la disposition du décret sur les périodes de pointe : *« les heures d'une année de livraison durant lesquelles le risque de défaillance est le plus élevé, en particulier celles durant lesquelles la consommation nationale est la plus élevée. »*

En conséquence, lorsque **les journées PP2 ne sont pas incluses dans la période PP1, leur signalement sera fondé sur un critère intégrant des données de consommation et des éléments sur la tension du système.** Cette disposition offre de la souplesse en ne rigidifiant pas le paysage de défaillance à l'avance. Pour prendre en compte la tension du système, il sera nécessaire de collecter les informations sur la consommation prévisionnelle, les échanges entre la France et ses voisins et la disponibilité des capacités. Pour cela, RTE s'appuiera sur les informations récoltées dans le cadre du dispositif de programmation. La prise en compte de cette dimension conduit donc intrinsèquement à un signalement postérieur à l'optimisation économique des portefeuilles des acteurs, qui s'opère après le fixing du marché spot. En conséquence, **les jours PP2 non PP1 seront signalés au plus tard à 19 h la veille pour le lendemain** soit un préavis minimum de 12 h avant la première heure PP2 du lendemain. En utilisant les informations mises à disposition dans le cadre de la programmation, il sera possible de signaler les heures PP2 dès l'anticipation des situations de tension, c'est-à-dire après l'heure limite d'accès au réseau.

5.2.6 Sensibilité du niveau de capacité effectif à la localisation des heures PP2

À l'instar des débats relatifs à la sensibilité de l'obligation à la localisation des heures PP1 (voir chapitre 4), la question de la prévisibilité pour les exploitants du niveau de capacité effectif de leurs capacités a été évoquée en concertation. Les acteurs ont en effet abordé le fait que le niveau de capacité effectif dépend notamment du choix de placement de PP2, et en conséquence du scénario climatique effectivement rencontré. Il pourrait ainsi en résulter une incertitude sur la dotation des exploitants en garanties de capacité.

Afin de tester la sensibilité du niveau de capacité effectif aux scénarios climatiques, une étude sur la base des dispositions retenues dans les règles a été réalisée. Elle se base sur les données de 2006 à 2011. Pour chaque année, 100 scénarios de répartition des heures PP2 ont été considérés, obtenus à partir de 100 scénarios de consommation France issus des 100 scénarios climatiques Météo France.

Il convient de noter **que cette étude donne un majorant de la sensibilité que l'on cherche à établir.** La répartition des jours PP2 et la disponibilité des capacités certifiées ne sont pas des variables indépendantes. La disponibilité des capacités dépend des prévisions de consommation et de l'état prévisionnel du système, notamment pour le nucléaire en début et en fin de période. Par conséquent, une réalisation différente des aléas conduit le producteur à modifier la disponibilité de son parc. À titre d'exemple, un exploitant peut décaler des arrêts programmés de maintenance. Aussi, considérer implicitement que la disponibilité des moyens certifiés en 2010 aurait été la même si les conditions climatiques avaient été différentes est une approximation.

La volumétrie pour PP2 a été fixée à 25 jours. Le signalement des jours PP2 se réalise selon les deux modalités suivantes :

- la définition d'un jalon maximal de jours à retenir sur les mois de mars et novembre ;
- la décision de ne retenir que des journées sur les mois de janvier, février et décembre.

Les figures 62 et 63 indiquent l'écart type de la puissance disponible en France et par filière pour les différentes modalités de période PP2.

L'étude permet de vérifier en premier lieu que **la variabilité du niveau de capacité au niveau France est essentiellement portée par la filière nucléaire :** l'écart-type du niveau de capacité de la filière nucléaire correspond en moyenne à 90 % de l'écart-type total du niveau de capacité total. Les filières hydrauliques et thermiques ont des écarts-type près de 3 fois inférieurs à celui du nucléaire.

En second lieu, la volatilité du niveau de capacité s'établit entre 500 et 1 800 MW (soit entre 0,5 et 1,9 % du niveau de capacité France) selon les dispositions retenues pour PP2 et le signal associé. À titre de comparaison, ce niveau d'incertitude est du même ordre de grandeur que l'erreur de prévision de consommation, la veille pour le lendemain, lors des pointes hivernales.

Figure 62 – Variabilité du niveau de capacité effectif France à la localisation des jours PP2

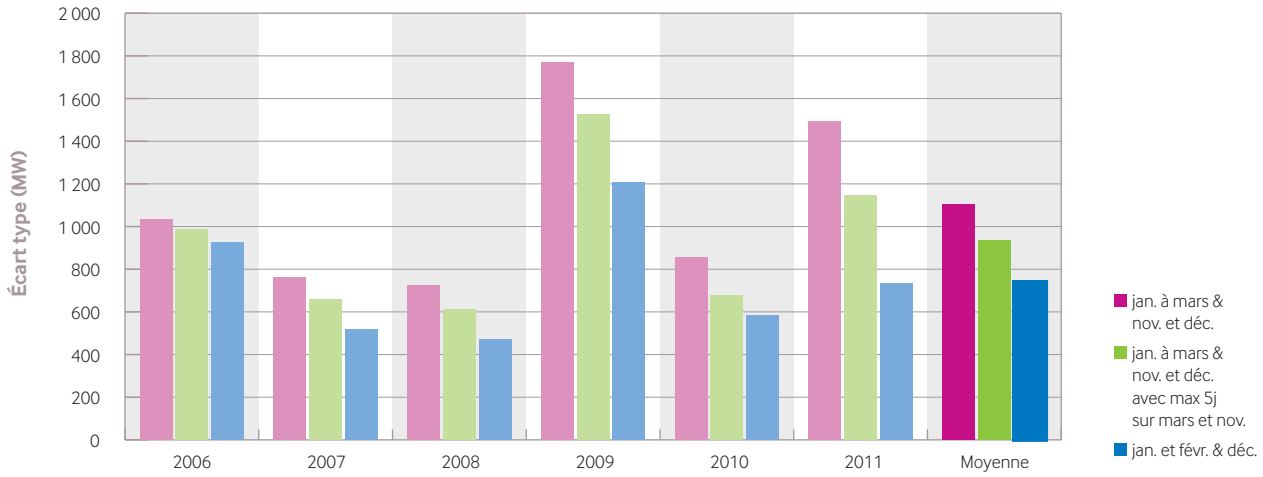
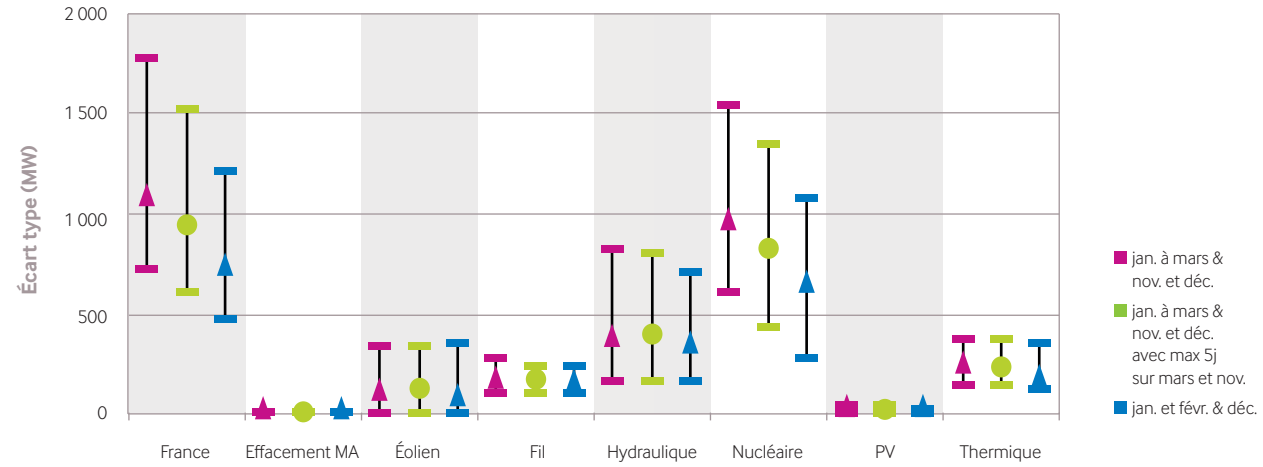


Figure 63 – Variabilité du niveau de capacité effectif France et par filière à la localisation des jours PP2 (Moyenne, Min et Max entre 2006 et 2012)

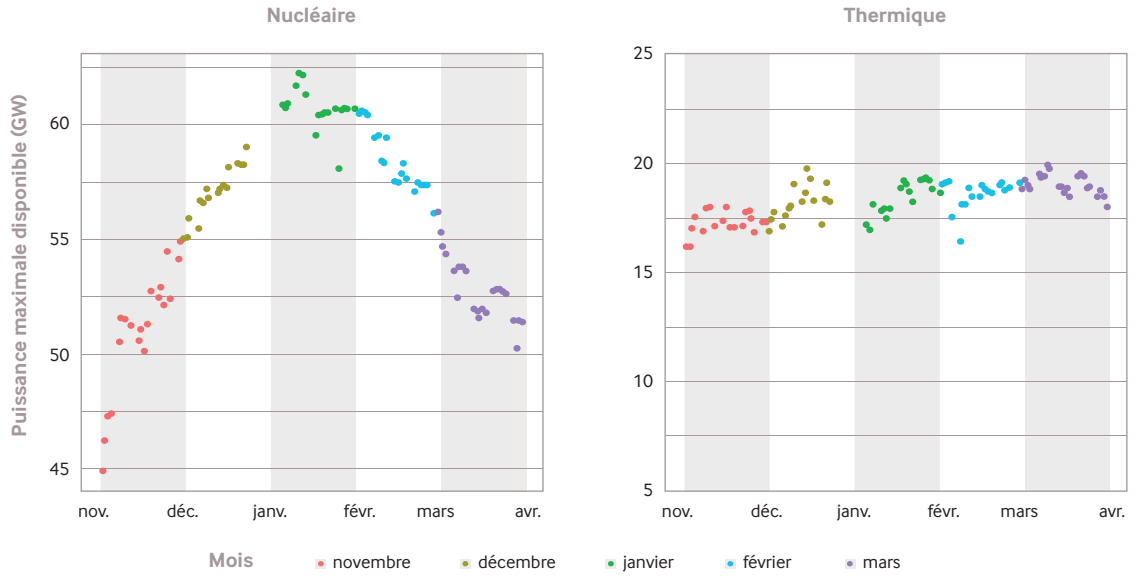


Par ailleurs, cette étude permet d'illustrer l'effet stabilisant du signal. L'écart type diminue ainsi d'environ 20 % avec un jalon limitant le nombre de jours sur les mois de novembre et mars. Cet effet stabilisateur n'affecte sensiblement que la filière nucléaire, et n'est pas constant pour toutes les années de livraison. Si des éventuels jalons permettent d'atténuer les cas extrêmes, ils ne peuvent les faire disparaître. Aussi, la variabilité maximale du système est atteinte en 2009 du fait de la variabilité de la disponibilité réelle de la filière nucléaire (écart type entre 1 100 et 1 500 MW).

Cette situation renvoie à la saisonnalité marquée de la disponibilité du nucléaire en lien avec le placement des arrêts programmés. La figure 64 illustre l'évolution la puissance disponible des filières nucléaire et thermique classique pour l'hiver 2010/11 ; chaque point représente la moyenne sur une journée en cohérence avec les modalités retenues dans les règles (plage horaire et jours éligibles).

La disponibilité du nucléaire, en « cloche », évolue significativement entre début novembre et mi janvier (écart de plus de 10 GW)

Figure 64 – Évolution de la puissance maximale disponible moyenne sur les jours éligibles PP2



contrairement à la filière thermique classique plus « plate ». En conséquence, le niveau de capacité effectif de la filière nucléaire est beaucoup plus sensible au nombre de jours PP2 pris en novembre et en mars que la filière thermique classique.

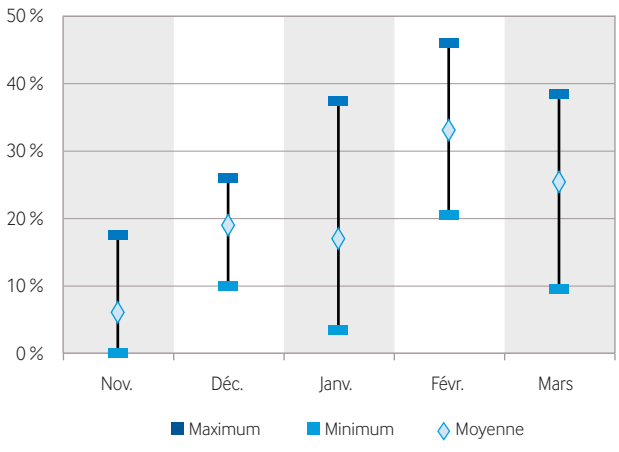
Lors de la concertation, certains acteurs ont évoqué la nécessité de stabiliser le niveau de capacité en agissant sur la période de sélection des jours PP2. Cette demande visait à limiter le poids des mois de novembre et mars au travers de jalons ; certains acteurs plaidaient même pour ne pas retenir ces mois pour les jours PP2.

En premier lieu, les études citées ont montré que **ces dispositions n'ont d'effet que pour la filière nucléaire du fait de la saisonnalité marquée de sa disponibilité.** Or, la courbe de la disponibilité du nucléaire ne doit pas être prise en compte de manière exogène. L'exploitant peut agir sur la disponibilité de son parc en fonction de ses prévisions de consommation et de l'état du système, notamment en début et en fin de période (en décalant par exemple des arrêts programmés). Les études sur le réalisé surestiment donc la volatilité des capacités y compris celle du parc nucléaire.

En second lieu, **il est essentiel que la période de sélection des jours PP2 recouvre l'intégralité des périodes de risque de défaillance.** Différentes estimations du paysage de défaillance ont été présentées lors de la concertation ; toutes convergent sur l'existence d'un risque de défaillance sur les mois de novembre et de mars. En fonction de l'estimation retenue, ces mois portent de 2 à 10 % des situations de défaillance des études d'équilibre offre-demande probabilistes ; ce poids peut atteindre près de 50 % en considérant l'historique des modes dégradés pour cause d'équilibre offre-demande sur le MA. **La proposition de ne pas intégrer les mois de mars et de novembre dans la période de sélection des jours PP2 n'a donc pas été retenue dans les règles.**

À titre d'illustration, la répartition historique des jours EJP, décidée par EDF, a été analysée de 2004-2005 à 2011-2012.

Figure 65 – Répartition des jours EJP sur l'historique 2004-05 à 2011-12



Il en résulte que la moyenne d'activations des EJP se situe autour de 30 % sur les mois de novembre et mars, pouvant dépasser les 40 % certaines années et représentant a minima 10 % des activations. Un signal ayant des contraintes de stock (22 jours pour les EJP) nécessite une volumétrie importante en novembre et en mars pour la gestion d'un portefeuille prépondérant dans le système électrique français.

La proposition de règles introduit une borne sur le nombre de jours PP2 pouvant être activés sur les mois de novembre et mars (volume maximum de 25 %). Cette disposition permet d'encadrer la variabilité du niveau de capacité de la filière nucléaire et donc du système tout en conservant une volumétrie de jours PP2 suffisante pour couvrir la majorité des situations de défaillance et de tension pouvant avoir lieu sur ces mois. **Les études présentées ci-dessus donnent une estimation de la performance de cette disposition (atténuation de 20 % de la variabilité liée à la localisation des jours PP2).**

5.2.7 Dispositions retenues dans les règles sur PP2

La période de pointe PP2 est définie dans les règles comme une période ciblée, correspondant à un volume limité de jours (entre 10 et 25) sur une plage horaire déterminée en cohérence avec l'approche « consommation » retenue.

La cohérence entre les périodes PP1 et PP2 est assurée *via* une intégration de PP1 dans PP2 (toute heure PP1 est une heure PP2). Les volumétries rapprochées de PP1 et de PP2 permettent de ne pas s'écarter significativement du principe de non discrimination entre capacité d'effacement certifiée et une réduction d'obligation.

Le signalement en J-1 des jours de pointe permet d'une part de donner un surcroît de visibilité aux acteurs, et d'autre part l'intégration d'éléments sur la tension prévisionnelle du système ce qui facilitera l'adaptation du mécanisme aux évolutions à venir (notamment l'intégration des capacités renouvelables).

Enfin, des jalons ont été introduits à la demande de plusieurs acteurs visant à stabiliser le niveau de capacité, au niveau France et tout particulièrement pour la filière nucléaire, en fonction des jours PP2 sélectionnés.

1. **La Période PP2 correspond aux plages horaires [07 h 00 ; 15 h 00[et [18 h 00 ; 20 h 00[(soit 10 heures par jour) des jours signalés par RTE.**
2. **Tous les jours signalés pour PP1 sont des jours signalés pour PP2 (inclusion de PP1 dans PP2).**
3. **Le signalement de jours PP2 est envoyé en J-1 : les jours PP2 correspondant à des jours PP1 seront signalés avant 10 h 30 ; les jours PP2 hors PP1 seront signalés au plus tard à 19 h.**
4. **Le signal est fondé principalement sur un critère de consommation (les jours prévus de plus forte consommation) et intègre des éléments sur la tension prévisionnelle du système.**
5. **Le volume de jours PP2 signalés varie entre 10 et 25 avec au maximum 25 % des jours sur les mois de mars et de novembre.**

5.3 Calcul du niveau de capacité

5.3.1 Puissance disponible de la capacité

La puissance disponible correspond à la puissance pouvant être activée sur PP2. La collecte de la donnée de puissance disponible d'une capacité est effectuée :

- soit par un dispositif mis en œuvre par ailleurs, et non directement lié à l'application des règles du mécanisme de capacité, et permettant la collecte de la disponibilité de la capacité ;
- soit par un dispositif développé par RTE pour le respect de ses missions en application des règles.

5.3.2 Détermination du coefficient de prise en compte des contraintes techniques d'une capacité (K)

La formule utilisée pour le calcul du paramètre K est la suivante :

$$K = Kj \times Kh$$

5.3.2.1 Détermination du Kj modélisant la contrainte de stock journalière

Le paramètre *Kj* reflète l'influence des contraintes de stock journalières d'une capacité sur sa contribution à la réduction du risque de défaillance.

La valeur du paramètre *Kj* est déterminée à partir d'un abaque (Abaque Kj) en vigueur pour l'année de livraison et des paramètres déclarés par l'exploitant (pour le calcul du niveau de capacité certifié) ou mesurés (pour le calcul du niveau de capacité effectif).

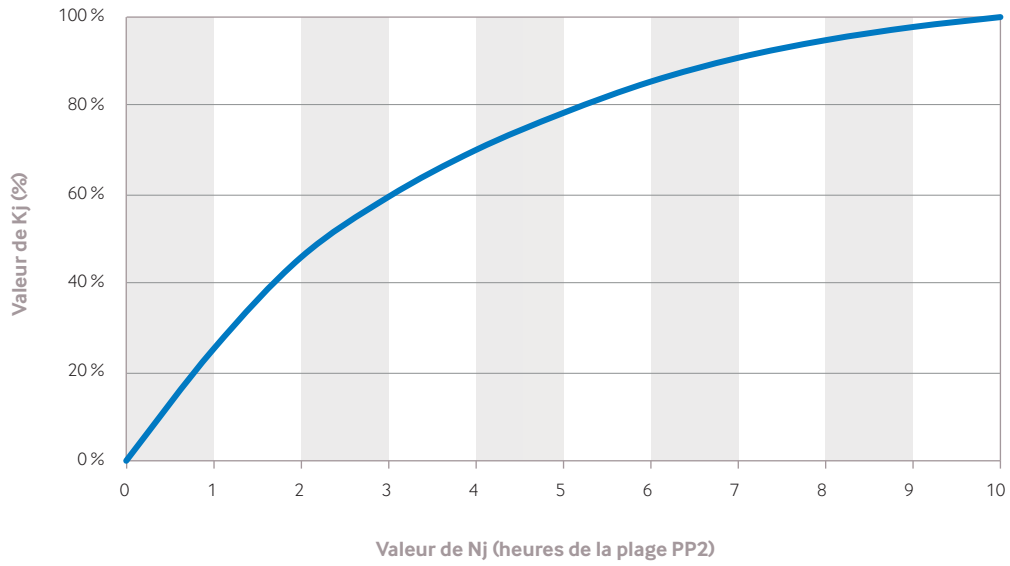
5.3.2.1.1 Abaque Kj

L'abaque Kj d'une année de livraison est le résultat de simulations d'équilibre offre-demande à l'horizon de l'année de livraison visant à évaluer la contribution à la réduction du risque de défaillance d'un moyen ayant une contrainte de stock journalière sur une plage d'une journée de PP2.

L'abaque Kj d'une année de livraison est établi par RTE et précisé dans les règles. Cet abaque est connu des exploitants dès le démarrage d'un exercice du mécanisme de capacité et est stable durant toute sa durée.

Pour la première année de livraison, l'abaque Kj est le suivant :

Figure 66 – Illustration de l'abaque Kj



5.3.2.1.2 Paramètres intervenant dans le calcul du Kj

Les paramètres entrant dans le calcul du Kj sont les suivants :

- Ej_{PP2} : énergie maximale activable sur la plage horaire PP2
- Pmax : puissance maximale disponible de la capacité

À partir de ces deux données, est calculé un paramètre Nj comme suit :

$$Nj = \min\left(\frac{Ej_{PP2}}{Pmax} ; 10 \right)$$

Le coefficient *Nj* correspond au nombre d'heures d'activation à Pmax que la capacité est capable de réaliser sur la plage PP2 par jour.

À partir de ces données et de l'abaque correspondant au Kj, un exploitant est à même d'estimer la valeur du coefficient Kj associé à sa capacité.

5.3.2.1.3 Contrainte journalière et puissance disponible

Comme indiqué précédemment, la puissance disponible d'une capacité correspond à la puissance pouvant être activée sur la plage horaire PP2, et la contrainte journalière renvoie à l'énergie maximale pouvant être activée sur la plage horaire PP2.

Pour une journée PP2, si l'exploitant a activé la capacité pour un volume d'énergie correspondant à l'énergie maximale qu'il a déclaré, il respecte les engagements qu'il a pris dans son contrat de certification. Il est donc nécessaire de s'assurer que la contrainte de stock n'est pas comptée deux fois.

Dans ce cas précis, la formule *PuissanceDisponiblePP2 x Kj* est remplacée par *ActivationPP2*.

5.3.2.2 Détermination du Kh modélisant la contrainte de stock hebdomadaire

La valeur du coefficient Kh est déterminée de la même manière à partir d'un abaque (Abaque Kh) en vigueur pour l'année de livraison et des paramètres déclarés par l'exploitant (pour le calcul du niveau de capacité certifié) ou mesurés (pour le calcul du niveau de capacité effectif).

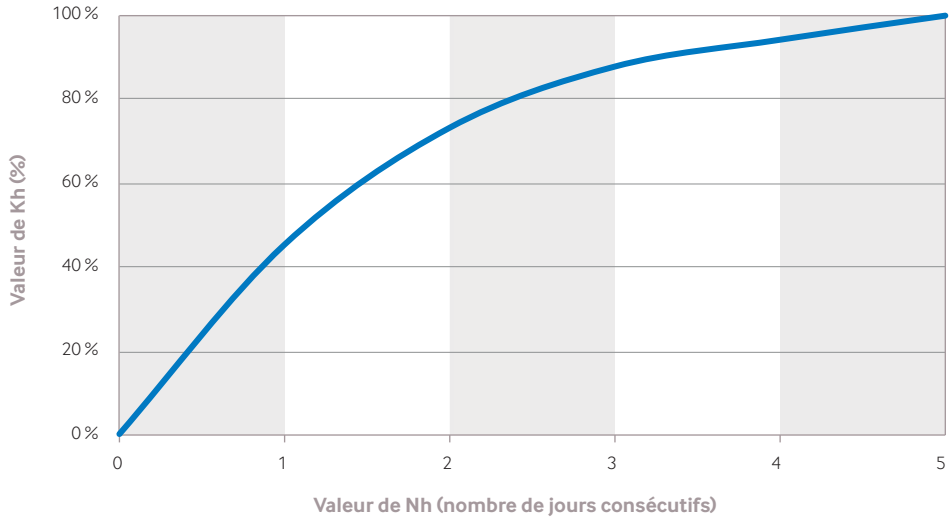
5.3.2.2.1 Abaque Kh

L'abaque Kh d'une année de livraison est le résultat de simulations d'équilibre offre-demande à l'horizon de l'année de livraison visant à évaluer la contribution à la réduction du risque de défaillance d'un moyen ayant une contrainte de stock sur plusieurs jours consécutifs de la période de livraison.

Cet abaque est connu des exploitants dès le démarrage d'un exercice du mécanisme de capacité et est stable durant toute sa durée.

Pour la première année de livraison, les règles retiennent l'abaque Kh suivant :

Figure 67 – Illustration de l'abaque Kh



5.3.2.2.2 Paramètres intervenant dans le calcul du Kh

Les paramètres entrant dans le calcul du Kh sont les suivants :

- Ej_{PP2} mentionné pour le calcul du Kj
- Eh : énergie activable 5 jours ouvrés consécutifs sur les pages horaires [07 h 00-15 h 00[et [18 h 00 ; 20 h 00[

L'approche diffère toutefois de celle du Kj dans le sens où la donnée ne sera pas mesurée sur les jours PP2 mais contrôlée plus largement sur la période de livraison.

À partir de ces deux données, est calculé un paramètre Nh comme suit :

$$Nh = \min\left(\frac{Eh}{Ej_{PP2}} ; 5\right)$$

Nh correspond au nombre de jours ouvrés où la capacité est capable d'être activée en respectant sa contrainte journalière.

À partir de ces données et de l'abaque correspondant au Kh, un exploitant est à même d'estimer la valeur du coefficient Kh associé à sa capacité.

5.3.2.3 Illustration de la détermination du coefficient Kj d'une capacité

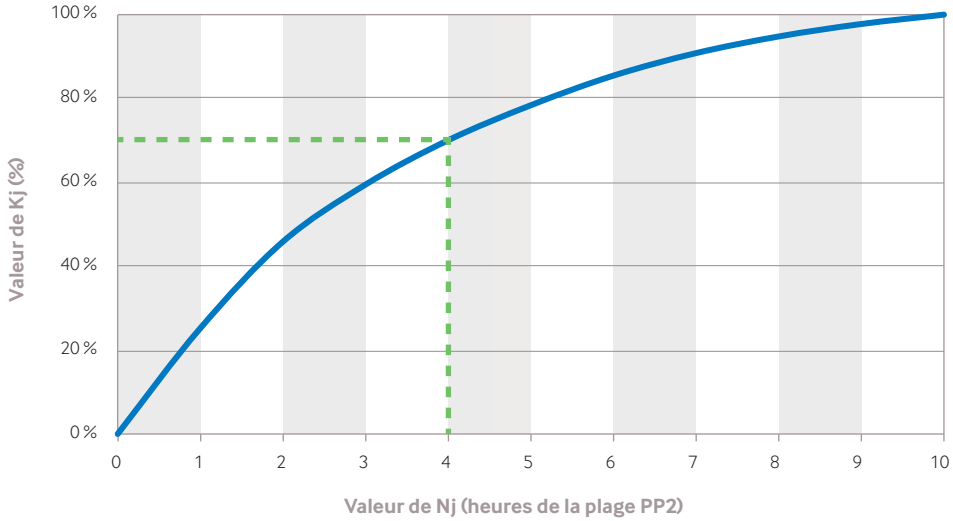
Les éléments qui suivent sont purement indicatifs.

Pour une capacité ayant une Pmax disponible de 100 MW et une Emax,j de 400 MWh et sans autre contrainte de stock (capable d'être activée tous les jours de la période de livraison)

Nj = $\frac{400}{100}$ heures par jour à Pmax sur les heures de la plage PP2

La valeur du Kj de la capacité est déterminée : Kj (4) = 70 %

Figure 68 – Illustration de la détermination du coefficient Kj d'une capacité



5.4 Demande de certification

Une capacité peut demander à se faire certifier dès le démarrage d'un exercice du mécanisme de capacité, c'est-à-dire à la date d'ouverture du registre pour l'année de livraison considérée qui suit la publication des paramètres du mécanisme (y compris une potentielle mise à jour des abaques de certification) et, pour les capacités en projet, d'un jalon technique identifié.

5.4.1 Définition des capacités

5.4.1.1 États des capacités

Le décret précise que les dates limites de demande de certification sont déterminées *« en fonction de caractéristiques techniques de la capacité et, pour une capacité nouvelle, de l'état d'avancement du projet »* (I de l'article 8 du décret). Dans ce cadre, les règles doivent permettre de définir les caractéristiques techniques à considérer pour déterminer les dates limites de demande de certification.

Par ailleurs, le statut des capacités (existantes ou nouvelles) influence également sur le niveau de sécurisation financière des capacités. Le décret précise que *« le contrat de certification comprend [...] le cas échéant, notamment lorsqu'il s'agit de nouvelles capacités, le montant du dépôt de garantie à régler par l'exploitant »* (III de l'article 9 du décret). Il a alors été convenu dans les règles qu'une capacité en projet entraîne un dépôt de garantie pour chaque année de livraison pour laquelle la capacité demande à être certifiée. Les dépôts de garantie ne sont levés qu'à la date de mise en service de l'installation.

5.4.1.1.1 Capacité existante/nouvelle capacité

En application des dispositions du décret, une capacité existante est une capacité intégrée à une entité de certification pour une année de livraison à venir, présente ou échue. Une nouvelle capacité est une capacité n'ayant jamais constitué d'entité de certification.

5.4.1.1.2 Capacité en service/capacité en projet

La certification de capacité peut avoir lieu plusieurs années avant l'année de livraison. À ce titre, une capacité peut être existante au sens du décret tout en étant toujours à l'état de projet. Les notions explicitées ci-dessus (capacités existantes/nouvelles capacités) renvoient au processus de certification, et notamment à l'entité de certification. Elles ne répondent pas à l'état d'existence ou non de la capacité. À titre d'exemple, une capacité peut être certifiée pour la première fois 3 ans avant sa mise en service ; elle est alors considérée comme existante pour l'année de livraison suivante, mais reste à l'état de projet jusqu'à sa mise en service industrielle.

En conséquence, les capacités doivent être distinguées en fonction de leur état d'existence: elle peut être en service ou en

projet. Toute capacité en service pour une année de livraison doit faire l'objet d'un contrat de certification pour cette année de livraison.

5.4.1.2 Nature des capacités

Un traitement efficace de l'entrée (nouvelles capacités) et de la sortie (déclassements) des capacités dans le mécanisme de capacité est essentiel. L'objectif du mécanisme est d'atteindre le niveau de sécurité d'approvisionnement souhaité par les pouvoirs publics, mais il ne doit pas pour autant constituer une barrière à l'entrée pour de nouvelles capacités ou valoriser des capacités « fantômes ».

Deux risques sur les capacités en projet ont été identifiés :

- le risque de non-aboutissement des nouvelles capacités : il porte sur l'inexistence du moyen (retard ou annulation du projet) alors même qu'il est nécessaire pour la sécurité d'approvisionnement. Il entraîne un risque de défaillance d'un acteur certifié ayant vendu sa capacité ;
- le risque lié à l'absence de prise en compte de capacités en projet, qui aboutirait à un signal d'investissement inutile.

Schématiquement, deux approches peuvent être envisagées : une première correspondant à une certification de tout projet de capacité déclaré, exigeant en contrepartie une sécurisation financière importante ; la deuxième repose sur un contrôle physique de la capacité, permettant une sécurisation financière plus réduite, le risque étant réduit.

5.4.1.2.1 Capacité de Production

5.4.1.2.1.1 Capacité de Production en service

Conformément aux définitions proposée en début de partie, tout site de production, faisant l'objet d'un contrat d'accès au réseau ou d'un contrat de service décompte est une capacité de production en service. Pour la première année de livraison, tout site de production faisant l'objet d'un de ces contrats en vigueur à la date du 1er novembre 2014 est considéré également comme une capacité de production existante.

Le stock des capacités de production existantes sera certifié dès le démarrage du dispositif, ce qui contribuera en tant que tel à révéler, au sujet de l'état du parc, une information supplémentaire par rapport aux études d'adéquation actuelles, basées sur les déclarations des producteurs (le choix de recourir à la certification indique que le producteur escompte être présent lors de l'année de livraison).

5.4.1.2.1.2 Capacité de production en projet

Comme évoqué précédemment, une incertitude entoure fréquemment la date de mise en service des capacités en projet. À cet effet, la proposition retenue dans les règles consiste à positionner la date limite de certification au plus près de l'année de livraison, de manière à assurer une probabilité forte de réalisation de la capacité sous-jacente.

5.4.1.2.2 Capacité d'effacement

Le code de l'énergie dispose que « *toute capacité d'effacement de consommation doit faire l'objet, par son exploitant, d'une demande de certification* » (Art. L.321-16). Cette disposition législative est difficilement applicable en l'état. Techniquement, tout site de consommation, s'il dispose d'un disjoncteur d'arrêt, est capable d'effacer sa consommation. Or, il est inenvisageable d'obliger tous les consommateurs à demander à être certifiés.

Il est donc nécessaire de définir correctement la notion de « capacité d'effacement » directement en lien avec la certification : une capacité d'effacement est un effacement (une flexibilité de consommation) effectivement certifié. De ce principe découlent les définitions précises d'une capacité d'effacement en service et d'une capacité d'effacement en projet.

5.4.1.2.2.1 Capacité d'effacement en service

Une capacité d'effacement en service est un site de soutirage existant ou un ensemble de sites de soutirage existants constituant une entité de certification pour une année de livraison donnée.

L'exploitant d'une capacité d'effacement en service ne peut déclarer des paramètres de certification (puissance disponible, données servant au calcul du K) que sur la base des sites de soutirage qui lui sont rattachés à la date de demande de certification.

5.4.1.2.2.2 Capacité d'effacement en projet

Une capacité d'effacement en projet est une prévision d'un périmètre de sites de soutirage déclarée par l'exploitant de capacité constituant une entité de certification pour une année de livraison donnée.

L'exploitant d'une capacité d'effacement en projet peut déclarer des paramètres de certification (puissance disponible, données servant au calcul du K) sur la base des sites de soutirage qui lui sont rattachés à la date de demande de certification et sur ses prévisions d'évolution de son périmètre de sites.

Une capacité d'effacement en projet entraîne un dépôt de garantie.

5.4.1.3 Modalités d'agrégation

5.4.1.3.1 Seuils d'agrégation

Les règles précisent les modalités encadrant les possibilités d'agrégation des différentes capacités au sein d'une même entité de certification. L'agrégation se traduit par une unique demande de certification et un même contrat de certification.

Les règles suivent la disposition du décret selon laquelle *« Les méthodes de certification et de contrôle des capacités dont la contribution à la sécurité d'approvisionnement est réduite sont adaptées de manière proportionnée »* (I de l'Art. 10). Le décret précise que « la demande de certification de ces capacités n'est recevable que de manière groupée » (II de l'Art. 10). Dans les règles, la volumétrie individuelle des capacités a été retenue comme la caractéristique technique servant à déterminer à quelles capacités sont applicables ces dispositions.

Une capacité de puissance strictement inférieure à 1 MW doit s'agréger avec une ou des capacités de même type (production ou effacement) pour constituer une entité de certification de puissance totale supérieure ou égale à 1 MW.

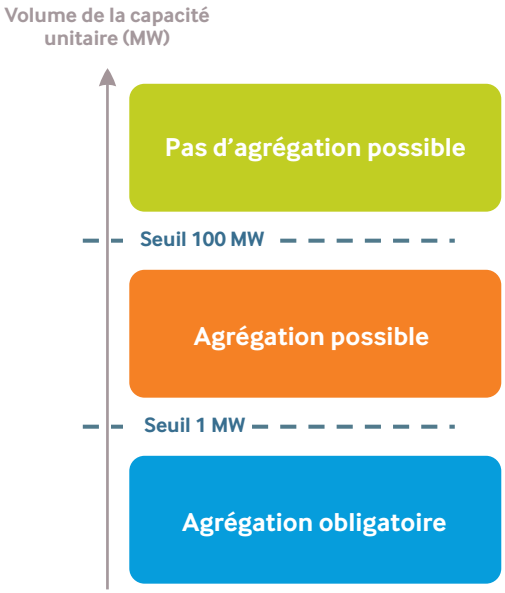
Lors de la concertation, les acteurs ont exprimé le besoin de pouvoir agréger des capacités qui vont au delà du foisonnement des écarts couvert par la notion de périmètre du RPC. Il s'agit en effet de prendre en compte des caractéristiques techniques telles qu'une rotation d'activations de capacités unitaires pour l'effacement ou un influencement réciproque pour des capacités hydrauliques.

À ce titre, un seuil plafond a été retenu dans les règles. L'agrégation est possible pour les capacités de puissance individuelle supérieure ou égale à 1 MW et strictement inférieure à 100 MW.

Les capacités de puissance supérieure ou égale à 100 MW sont dans l'obligation de réaliser une certification individuelle: chaque capacité supérieure ou égale à 100 MW doit constituer une seule entité de certification. Ce seuil de 100 MW renvoie au seuil retenu pour le règlement (UE) n° 543/2013 du 14 juin 2013, dit « règlement transparence ».

Le seuil minimum de 1 MW est cohérent avec la granularité cible des offres sur le mécanisme d'ajustement à l'horizon 2016 (le seuil est en cours d'abaissement de 10 à 1 MW).

Figure 69 – Illustration synthétisant les seuils d'agrégation retenus dans les règles



5.4.1.3.2 Périmètre d'agrégation des capacités

Le code de l'énergie indique que la demande de certification est obligatoire pour l'ensemble des capacités de production et d'effacement. Les règles autorisent les sites agrégés appartenant à une entité de certification à être raccordés à différents réseaux, ce qui est cohérent avec les travaux en cours sur le mécanisme d'ajustement et la suppression des dernières barrières techniques à l'agrégation. Cette disposition impose une centralisation des informations de certification de ces sites par RTE. Elle permet de ne pas obliger à segmenter les capacités selon les gestionnaires de réseau de rattachement, ce qui constituerait une contrainte exogène sans finalité économique pour les exploitants.

La certification d'entités de certification constituées de sites raccordés à différents réseau associée à un seuil d'agrégation obligatoire de 1 MW permet une participation exhaustive des capacités. Cela contribue à limiter une éventuelle surcapacité qui serait due à une non prise en compte de certaines capacités.

5.4.2 Date limite de certification

La détermination des dates limite de demande de certification est le fruit d'un arbitrage entre deux exigences contradictoires :

- la première vise à donner une visibilité la plus anticipée possible aux acteurs de marché sur l'état prévisionnel du système.

Elle conduit à retenir des date limite de demande de certification très en amont de l'année de livraison ;

- la seconde cherche à prendre en compte le maximum de capacités pouvant être mises en œuvre, y compris à court terme, afin d'éviter le surcoût lié au développement de nouvelles capacités non nécessaires à l'atteinte du niveau de sécurité d'approvisionnement recherché.

5.4.2.1 Capacité de production existante

Pour une capacité de production existante, la date limite de demande de certification dépend de son état en service ou en projet :

- une capacité de production existante en service doit demander à se faire certifier avant le 1er novembre AL-3 (3 ans avant l'année de livraison – AL-3) ;
- une capacité de production existante en projet doit demander à se faire certifier avant le 1er novembre AL-1 (1 an avant l'année de livraison)

Pour les capacités de production existantes en service, le jalon de 3 ans avant le début de l'année de livraison peut être perçu comme une contrainte pour les exploitants qui doivent déclarer une disponibilité prévisionnelle de leur capacité. Cette contrainte est toutefois assouplie au regard des modalités de rééquilibrage retenues. Il est indispensable, par ailleurs, qu'une visibilité suffisante soit donnée aux acteurs sur l'état prévisionnel des capacités afin de permettre le bon fonctionnement du marché (voir chapitre 7). Ainsi, 3 ans avant l'année de livraison, les capacités du système seront soit certifiées et présentes dans le registre des capacités, soit considérées comme absentes sans possibilité de participer ultérieurement au dispositif (elles auront déclaré un avis de fermeture irrévocable). Ces modalités constituent un puissant dispositif de contrôle des manipulations de marché, et peut être comparé à certaines dispositions en vigueur dans les marchés de capacité nord-américains dans lequel le comportement des capacités existantes lors des enchères de capacités est fortement encadré. Des modalités spécifiques sont néanmoins prévues pour les capacités en situation d'être placées sous cocon (voir § 5.4.3.2).

L'écart entre le volume de capacités dans le registre et les prévisions, publiées par RTE, relatives au niveau global de garanties pour satisfaire l'obligation de tous les acteurs fournira une indication précieuse pour les acteurs sur leur anticipation des situations de tension sur le système.

5.4.2.2 Capacité d'effacement

La date limite de demande de certification pour une capacité d'effacement est fixée au début de la période de livraison.

Cette souplesse accordée aux capacités d'effacement tient compte (i) de la possibilité des capacités d'effacement à être mises en place ou au contraire à disparaître à brève échéance du début de la période de livraison et (ii) de la visibilité réduite des sites de soutirage sur leur carnet de commande et donc leur capacité à moduler leur consommation. Elle contribue également à traduire dans les règles la disposition prévue à l'article 13 de la loi « Brottes » du 15 avril 2013 de conférer, à coût égal, la priorité aux capacités d'effacement de consommation.

5.4.2.3 Nouvelle capacité

5.4.2.3.1 Capacité en projet

Pour une capacité en projet, l'exploitant peut demander à faire certifier sa capacité jusqu'à 2 mois avant le début de la période de livraison soit jusqu'au 1er novembre AL-1. Cette possibilité est assortie pour les capacités de production de la signature de la convention de raccordement.

5.4.2.3.2 Capacité en service

Une nouvelle capacité en service doit demander à se faire certifier au plus tard deux mois après sa date de mise en service et deux mois avant le début de la période de livraison.

5.4.2.4 Synthèse sur les dispositions retenues sur les dates limites de demande de certification

En régime établi, c'est-à-dire dès la troisième année de livraison, les dates limites de demande de certification sont les suivantes :

Tableau de synthèse sur les dates limites de demande de certification

	Production	Effacement
Capacité en service	2 mois avant le début de la période de livraison AL-3, soit le 1er novembre AL-3	2 mois avant le début de la période de livraison soit 1er novembre AL-1
Capacité en projet	2 mois avant le début de la période de livraison soit 1er novembre AL-1	

Pour les deux premières années de livraison, les règles retiennent des dates limites de demande de certification spécifiques :

› Pour la première année de livraison

	Production	Effacement
Capacité en service	1er novembre 2015	31 août 2016
Capacité en projet	31 août 2016	

› Pour la deuxième année de livraison

	Production	Effacement
Capacité en service	31 décembre 2015	31 octobre 2017
Capacité en projet	31 octobre 2017	

5.4.3 Sorties de capacité

Le traitement par le nouveau dispositif des « sorties » des capacités constitue un aspect essentiel de sa performance. Ceci est d'autant plus le cas en France, du fait de la situation décrite au paragraphe 1.2.3 du présent rapport : l'instauration d'un mécanisme de capacité en France apparaît comme une mesure visant à réguler le basculement d'une situation historiquement surcapacitaire à une nouvelle configuration caractérisée par des risques sur la sécurité d'approvisionnement par rapport aux critères retenus par les pouvoirs publics. Le mécanisme de capacité sera ainsi mis en place dans un contexte où certains exploitants envisagent la fermeture ou la mise sous cocon de certaines de leurs installations, et pourraient reconsidérer ces décisions à la lumière de la valeur des garanties sur le marché de capacité. La façon dont seront intégrées au dispositif ces capacités, susceptibles de fermer de manière temporaire ou définitive, constitue ainsi un point sensible.

Lors de la concertation, la question spécifique des capacités déjà placées sous cocon a également été évoquée. Celles-ci sont en effet susceptibles d'être remises en service en cas de besoin avéré pour le système, et cette remise en service peut s'avérer moins coûteuse que le développement de nouvelles capacités. Dans le même temps, la fermeture temporaire peut être une situation appropriée en cas de faiblesse du prix de marché (la mise sous cocon permet d'éviter à l'exploitant de supporter certains coûts opérationnels).

Un mauvais encadrement des dispositions régissant le traitement de ces capacités pourrait aboutir à perturber le fonctionnement du marché, voire prêter le flanc à des comportements relevant de la manipulation. Un système offrant à chaque exploitant la possibilité de ne pas participer dans un premier temps au mécanisme en arguant d'une possible mise sous cocon pourrait ainsi être considéré comme vulnérable à des stratégies de type « rétention de capacité », c'est-à-dire à un assèchement volontaire de l'offre par certains acteurs de marché dans l'objectif d'augmenter artificiellement le prix. Quand bien même les échanges de garanties seront fortement surveillés dès la mise en place du mécanisme (voir chapitre 7), il importe que les règles de fonctionnement du dispositif prémunissent la collectivité contre de tels comportements en les rendant visibles et inefficaces.

5.4.3.1 Avis de fermeture

La première disposition concernant le traitement des « sorties » de capacité consiste à conditionner la non-participation au dispositif à la notification d'un avis de fermeture. L'avis de fermeture transmis par l'exploitant précise la durée de la fermeture, qui porte *a minima* sur l'année de livraison considérée et au total sur un minimum de trois années pour les capacités de production et d'une année pour les capacités d'effacement.

Cette disposition est prévue par le décret : toute capacité existante, de production comme d'effacement, doit à la date limite de certification soit avoir demandé à se faire certifier, soit avoir déclaré un avis de fermeture. Une capacité pour laquelle un avis de fermeture a été déclaré pour une année de livraison n'est plus éligible à la délivrance de garanties de capacité : la sortie du dispositif est définitive pour l'année en cours et au minimum les

deux suivantes. Cette disposition incite ainsi les exploitants de capacité à se positionner sur l'état prévisionnel de leur capacité et à transmettre cette information au marché ; elle diminue l'efficacité de stratégies de rétention d'offre basées sur la menace de fermeture puisque l'exploitant ne peut bénéficier ultérieurement, pour la capacité en question, de l'accroissement des prix que sa stratégie de rétention de capacité aurait pu occasionner. Les dispositions de transparence et de surveillance présentées au chapitre 7 du rapport permettent en outre de garantir qu'une stratégie de rétention de capacité mise en place par un acteur disposant de plusieurs capacités puisse être détectée et sanctionnée.

5.4.3.2 Capacités sous cocon

Du fait des spécificités du paysage français en termes de sécurité d'approvisionnement, le cas des capacités sous cocon fait l'objet d'un traitement spécifique. Ce traitement consiste à autoriser l'exploitant à participer au dispositif en utilisant le dispositif de rééquilibrage pour acquérir/céder les garanties de capacité correspondantes, sous réserve qu'un tel comportement soit au préalable notifié à la Commission de régulation de l'énergie, justifié par un dossier spécifique, et s'inscrive dans le format prévu par les règles. Concrètement, une capacité mise sous cocon peut participer au dispositif, c'est-à-dire peut être réactivée entre la date de certification et l'année de livraison (elle bénéficie d'une forme d'option sur la participation au dispositif). Inversement, une capacité peut décider, entre la date de certification et l'année de livraison, de procéder à une mise sous cocon.

Pour participer au mécanisme de capacité, l'exploitant d'une capacité placée sous cocon doit demander à se faire certifier dès la date limite de certification en déclarant un niveau de capacité certifié égal à 0. Si l'exploitant décide ultérieurement, au vu des conditions de marché, de réactiver sa capacité, il doit procéder à un rééquilibrage à la hausse. Ce rééquilibrage est gratuit jusqu'au début de la période de livraison (seul le coût de la demande de certification sera alors supporté), comme exposé au chapitre suivant.

Symétriquement, un exploitant pourra décider une fermeture provisoire d'une installation (mise sous cocon) après la date limite de certification, en procédant à un rééquilibrage à 0. Ce rééquilibrage s'accompagne d'une restitution d'un volume de garanties de capacité équivalent au niveau de capacité certifié initialement selon les modalités détaillées à la partie suivante.

Dans les deux cas mentionnés précédemment, la demande de certification ou de rééquilibrage à un niveau de capacité égal à 0 devra être accompagnée d'un dossier explicitant les motifs technico-économiques associées, ainsi que le délai nécessaire pour une réactivation de la capacité. Ce dossier est communiqué à la Commission de régulation de l'énergie au titre de sa mission de surveillance des marchés prévue à l'article L. 131-2 du code de l'énergie. De ce fait, l'utilisation de cette modalité d'entrée/sortie du dispositif demeure très encadrée.

En pratique, le mécanisme de capacité est susceptible d'avoir des effets importants sur la décision de certains exploitants de placer sous cocon ou de remettre en service certaines installations. Inversement, ces décisions ont donc des impacts sur tous les acteurs, car elles conditionnent grandement le prix de marché pour toute la capacité (cet effet est par exemple observé sur les marchés nord américains). Il est donc nécessaire de garantir une transparence maximale sur la volumétrie des capacités placées sous cocon. À cet effet, les règles prévoient la publication, au sein du registre des capacités certifiées, d'informations spécifiques portant sur le nombre de capacité mises sous cocon et l'historique de leur niveau de capacité. Ces informations devront permettre à tous les acteurs de connaitre le volume de garanties de capacité pouvant revenir dans le système.

5.4.4 Frais de certification

Plusieurs options pour facturer les frais de certification sont possibles : par MW certifiés, par entité de certification, par nombre de sites, etc. L'industrialisation du processus de certification conduira la majorité des coûts associés à correspondre à des coûts de maintenance opérationnelle d'outils informatiques. Le nombre de sites ou d'entité de certification ne constitue donc pas un critère discriminant ; c'est bien le volume de garanties qui est dimensionnant.

Les règles prévoient en conséquence que le barème sera établi en euros par MW certifié. Une autre modalité de facturation (par exemple indexée sur le nombre de sites) aurait été défavorable à l'agrégation, ce qui n'aurait pas été en ligne avec les objectifs fixés par les pouvoirs publics dans la loi Brottes sur la priorité des effacements[161], ainsi qu'aux nouveaux entrants qui disposent de capacités de petites tailles.

Les règles fixent également les frais de certification. Les valeurs proposées sont de 6 euros par MW certifié pour RTE, et à 57 €/MW pour les gestionnaires de réseau de distribution.

161
L'article 13 de la loi, désormais article L. 335-2 du code de l'énergie, dispose qu' « à coût égal, il [le mécanisme de capacité] donne la priorité aux capacités d'effacement de consommation sur les capacités de production. »

5.5 Rééquilibrage

Les modalités de certification choisies responsabilisent les exploitants sur l'écart entre la disponibilité prévisionnelle indiquée au moment de la certification et la disponibilité effective de leurs installations attestée durant la période de livraison. Cette responsabilisation n'a de sens que si les exploitants disposent de leviers pour gérer ce risque. Le rééquilibrage constitue un levier de ce type : au fur et à mesure que l'année de livraison se rapproche, l'exploitant disposera d'informations plus précises sur la disponibilité future de ses installations et pourra, en se rééquilibrant, moduler la référence qui sera considérée dans le calcul de l'écart.

Les modalités encadrant ce rééquilibrage jouent donc un rôle important dans le fonctionnement du dispositif : plus le rééquilibrage est onéreux, plus la disponibilité prévisionnelle indiquée à la date limite de certification (3 ans avant le début de l'année de livraison pour les installations de production) sera engageante pour l'exploitant ; si au contraire le rééquilibrage est réalisé à coût nul, la disponibilité prévisionnelle donnée en amont n'est pas engageante pour les exploitants, mais les informations contenues initialement dans le registre peuvent avoir moins de valeur, ce qui nécessite alors des dispositifs appropriés en matière de transparence et de surveillance.

5.5.1 Processus de rééquilibrage

Le rééquilibrage est le dispositif qui assure la cohérence entre le marché et le physique. Le dispositif de rééquilibrage proposé permet à un exploitant de capacité de transmettre une demande de rééquilibrage lorsqu'un aléa modifiant son niveau de capacité effectif survient. Le prix de l'action de rééquilibrage doit fournir une incitation aux exploitants pour réaliser cette action dès la constatation d'une divergence entre le niveau de capacité effectif anticipé et le niveau de capacité certifié. Par là même, le dispositif assure que l'offre en capacité sur le marché reflète à tout instant la meilleure estimation du niveau de capacité effectif.

Les règles définissent le rééquilibrage comme le processus par lequel un exploitant de capacité modifie sa déclaration des paramètres de certification de la capacité, ce qui conduit à une nouvelle certification des moyens concernés (concrètement, à l'établissement d'un nouveau contrat de certification) et une inscription dans le registre de capacité certifiée au titre de la transparence.

Il existe deux types de rééquilibrage :

- à la hausse avec une nouvelle émission de garanties de capacité ;
- à la baisse avec une restitution de garanties de capacité.

La période d'acceptation des demandes de rééquilibrage commence le 1er janvier de l'année AL-4 et se clôt le 15 janvier de l'année AL+1. Le responsable du périmètre de certification effectue une demande de rééquilibrage au gestionnaire de réseau de transport pour une capacité de son périmètre. De manière générique, la demande de rééquilibrage contient les éléments suivants :

- un nouveau dossier de demande de certification avec une mise à jour des paramètres techniques ;
- l'accord du titulaire du contrat de certification de la capacité concernée ;
- un dossier de justification technique ;
- pour les capacités dont le niveau de capacité certifié est supérieur à 100 MW, la déclaration d'évolution des paramètres.

La demande de rééquilibrage peut également porter sur des modifications liées à la constitution des capacités d'effacement (évolution du périmètre de sites de soutirage qu'elle recouvre).

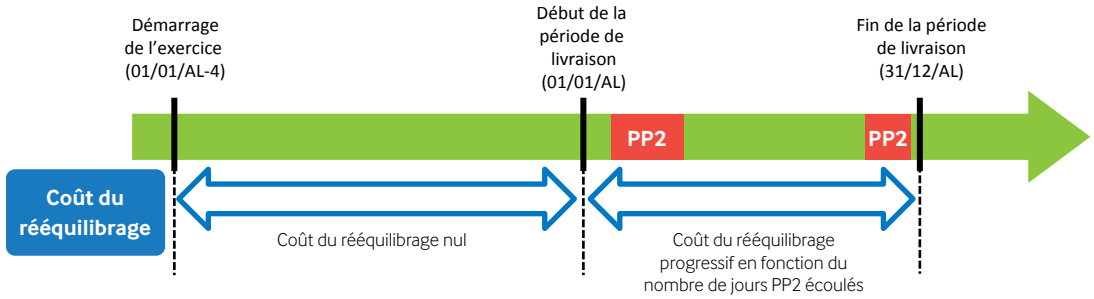
5.5.2 Conséquences financières du rééquilibrage

Les règles proposent que le coût du rééquilibrage soit nul entre la date de démarrage de l'exercice (4 ans avant l'entrée en période de livraison) et le début de la période de livraison, puis progressif au-delà. Il s'agit d'un choix structurant pour le fonctionnement du dispositif : concrètement, le niveau de capacité prévisionnel indiqué par l'exploitant lors de la demande initiale de certification n'est pas engageant et peut être modifié, durant les 3 années suivantes, sans pénalisation. Un exploitant dont les perspectives de disponibilité évoluent au cours de ces 3 années ne fait donc face à aucun frais, moyennant les coûts de transaction associés à l'action de rééquilibrage à proprement parler, pour ajuster sa déclaration, ce qui permet à ce levier de fonctionner efficacement. Cette souplesse a été largement souhaitée par les producteurs et opérateurs d'effacement durant la phase de concertation.

5.5.2.1 Nullité du coût du rééquilibrage avant le début de la période de livraison

Comme évoqué ci-dessus, le choix d'un coût du rééquilibrage nul avant le début de la période de livraison entraîne une première contrepartie importante : l'état du registre des capacités certifiées

Figure 70 – Coût du rééquilibrage fonction de l'anticipation



n'est pas « figé » plusieurs années à l'avance, non plus que le prix des garanties qui s'établira sur cette base. Ce constat est à rapprocher du débat générique présenté au chapitre 3 entre la stabilité des signaux du dispositif et leur précision : figer l'état du registre plusieurs années à l'avance conduirait certes à une plus grande prévisibilité sur le prix de la capacité, mais au détriment de la valeur économique de ce signal qui n'intégrerait pas les informations sur l'équilibre offre-demande prévisionnel qui seraient acquises entre le démarrage de l'exercice et le début de la période de livraison.

Ce choix s'accompagne nécessairement d'un haut degré de transparence sur l'état des registres et d'une surveillance de marché systématique de la part des autorités compétences. Ces éléments, développés au chapitre 7 du présent rapport, semblent suffisants pour éviter les déclarations initiales fantaisistes pouvant altérer la sincérité du marché et perturber l'établissement du prix : toute stratégie basée sur la déclaration volontaire d'une disponibilité prévisionnelle en écart avec l'historique ou des capacités comparables sera aisément détectable par les acteurs et la CRE. Les modalités de transmission, des demandes de rééquilibrage retenues dans les règles conduisent l'exploitant à systématiquement justifier sa demande et constituent enfin un dispositif de contrôle additionnel que pourront utiliser les autorités mandatées à cet effet.

5.5.2.2 Progressivité du prix de règlement des écarts après le début de la période de livraison

Le processus de rééquilibrage garantit la cohérence des signaux du marché avec la situation physique. Les aléas, y compris ceux pouvant intervenir au cours de la période de livraison, doivent pouvoir être transmis au marché *via* le rééquilibrage. En conséquence, le processus de rééquilibrage peut être mis en œuvre jusqu'à la fin de la période de livraison.

Il n'est néanmoins plus pertinent que le coût associé au rééquilibrage soit nul à l'entrée de la période de livraison. De manière à inciter les acteurs à transmettre au plus vite toute nouvelle information dont ils disposent sur leur niveau de capacité effectif, le rééquilibrage doit prendre en compte la valeur temporelle de la demande de rééquilibrage. À ce titre, il est proposé que le prix de rééquilibrage augmente progressivement au sein de la période de livraison, au fur et à mesure de l'écoulement des jours PP2. Pour un même aléa, un acteur qui s'est rééquilibré tôt sera soumis à un règlement financier plus faible qu'un acteur s'étant rééquilibré après.

Pour inciter les acteurs à correctement révéler leurs situations de déséquilibre, le prix de rééquilibrage doit être défini de manière à ce qu'ils préfèrent recourir au rééquilibrage plutôt qu'au règlement des écarts et à se rééquilibrer dès la constatation d'un aléa sur le niveau de capacité.

La structure incitative souhaitable peut être visualisée sur un exemple simple. Il s'agit de comparer la situation d'un responsable de périmètre de certification en écart négatif d'un volume $\Delta V<0$ qui attend le règlement des écarts et la situation d'un acteur qui procède au rééquilibrage de son écart.

Dans la situation où le RPC attend le règlement des écarts, le coût lié à son écart est de :

$$Coût_{Règlement\ écarts} = -\Delta V \times (1 + K) \times Prm$$

Dans la situation où il procède à un rééquilibrage, l'acteur doit racheter sur le marché les garanties manquantes au prix Prm (ou s'il ne les a pas encore vendues, cela correspond à son coût d'opportunité) et procéder à un rééquilibrage du volume ΔV. Le coût total de l'opération est pour lui de :

$$Coût_{Rééquilibrage} = -\Delta V \times Prm + |\Delta V| \times C_{rééq}$$

De manière à vérifier que le rééquilibrage soit avantageux quel que soit le prix de référence marché qui apparaisse une année de

livraison donnée, le coût du rééquilibrage doit être structuré de la même manière que le prix de règlement des écarts des RPC, à savoir autour du prix de marché. Il est donc proposé d'avoir :

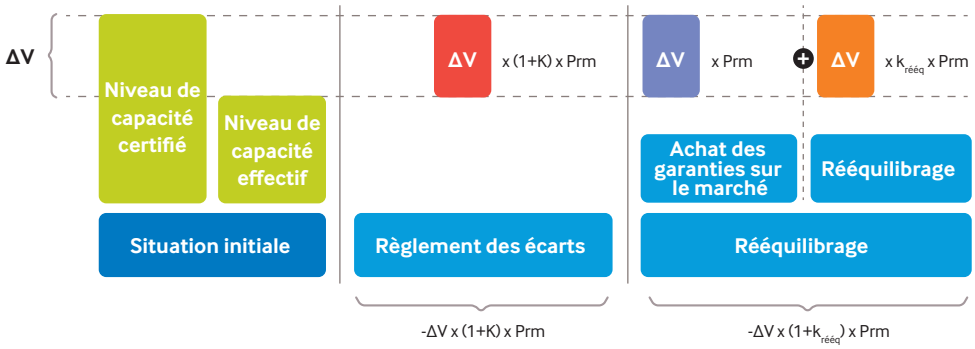
$$C_{rééq} = k_{rééq} \times Prm$$

Pour garantir que le $Coût_{Règlement\ écarts}$ soit toujours supérieur au $Coût_{Rééquilibrage}$, il convient donc de prendre :

$$k_{rééq} < K$$

Ce résultat est illustré ci-dessous :

Figure 71 – Illustration de l'articulation rééquilibrage et règlement des écarts



Formules de détermination du règlement financier du rééquilibrage d'un RPC

Le montant du règlement financier associé au rééquilibrage d'un RPC est calculé selon la formule suivante :

$$Règlement_{Rééquilibrage,RPC} = \sum_{\substack{demandes\ de\ rééquilibrage\\ conformes,RPC}} Volume_{Rééquilibrage,demande} \times PrixUnitaire_{demande}$$

Le volume de rééquilibrage d'une demande est l'écart, pris en valeur absolue, entre le niveau de capacité certifié à la date de la demande de rééquilibrage $(date_{demande})$ et le niveau de capacité figurant dans la demande de rééquilibrage. Il est calculé comme suit :

$$Volume_{Rééqulibrage,demande} =$$

$$| NiveauCertifié_{capacité}(date_{demande}) - NiveauCapacité_{demande} |$$

Le prix unitaire de règlement associé à une demande de rééquilibrage dépend de la date de transmission de la demande. Il est calculé de la manière suivante :

$$PrixUnitaire_{demande}(date_{demande}) = Prm \times K_{AL} \times \frac{NbjoursPP2signalés_{AL}(date_{demande})}{NbjoursPP2signalés_{AL}(FPL)}$$

- Prm : prix de marché de référence utilisé dans la détermination du prix unitaire de règlement des écarts (cf. chapitre 6) ;
- K_{AL} : le coefficient d'incitation K relatif à l'Année de Livraison utilisé dans les règlements financiers (cf. chapitre 6) ;
- $NbjoursPP2signalés_{AL}(d)$: le nombre de jours de PP2 ayant été signalés pour l'année de livraison entre la date de début de la période de livraison et la date de demande d.

De ce fait, toute demande de rééquilibrage transmise avant la date de début de la période de livraison génère un prix unitaire de règlement nul.

5.6 Collecte des données nécessaires au calcul du niveau de capacité effectif

L'approche déclarative retenue comme socle de la certification implique un contrôle systématique de la disponibilité effective des moyens (ainsi que des autres paramètres utilisés). Ce contrôle repose nécessairement sur une collecte systématique des données permettant d'attester de la disponibilité des installations par les dispositifs appropriés. C'est l'une des raisons pour lesquelles les mécanismes basés sur la rémunération de la puissance disponible (et non installée), préférables sur le plan économique, sont parfois considérés comme susceptible d'engendrer des coûts de mises en œuvre supérieurs.

La disponibilité des moyens de production et des capacités d'effacement peut facilement être calculée sur les systèmes électriques organisés selon le régime du pool obligatoire : de fait, les mécanismes de capacités nord-américains (PJM, Nouvelle Angleterre, New York) sont précisément assis sur la structure de pool qui impose que toutes les transactions soient centralisées ou déclarées à l'opérateur du système. Ce type de système n'existe généralement pas en Europe, là où la fonction de gestionnaire de réseau a été séparée de celle d'opérateur du marché journalier : des modalités spécifiques de contrôle de la disponibilité doivent alors être mises en place.

Néanmoins, la France dispose déjà, au travers du mécanisme d'ajustement, d'un dispositif de collecte de nombreux éléments permettant d'attester de la disponibilité des installations, qu'elles soient raccordées aux réseaux de transport ou de distribution. Le mécanisme d'ajustement français ne consiste ainsi pas seulement un lieu d'activation de l'énergie d'ajustement nécessaire à l'équilibrage temps réel ; il fait également office de mécanisme de contrôle de la disponibilité de chaque installation connectée au réseau public de transport et de nombreuses installations connectées aux réseaux publics de distribution afin de permettre une évaluation des marges d'exploitation du système[162]. Cette organisation particulière repose sur le processus de programmation, qui conduit les producteurs[163] à transmettre, dès 16 h la veille pour le lendemain, leurs contraintes techniques et leur programme d'appel à RTE, et d'actualiser ensuite régulièrement ces déclarations par l'intermédiaire des guichets successifs de rééquilibrage. Son intérêt est de permettre une meilleure évaluation des réserves disponibles et ainsi de dimensionner au plus juste les actions du gestionnaire de réseau.

En France, s'appuyer sur le mécanisme d'ajustement pour collecter les informations relatives à la disponibilité et effectuer les contrôles est donc une option naturelle qui s'appuie sur un dispositif existant ayant fait ses preuves. Cette option organisationnelle permet d'économiser tous les coûts qui seraient sinon associés à la mise en place de nouveaux dispositifs de contrôle. Les dispositifs de collecte et de contrôle proposés par RTE s'appuient donc, partout où c'est possible, sur le mécanisme d'ajustement dans un souci d'efficacité technique et économique.

En ce qui concerne la certification explicite des effacements de consommation, la question de la collecte des informations sur la disponibilité des capacités a fait l'objet de discussions poussées. Il est là encore possible de s'appuyer sur les dispositifs régulatoires existants, et notamment sur le dispositif NEBEF qui permet déjà d'évaluer les effacements activés dès la veille pour le lendemain et peut être prolongé de manière à recueillir des informations sur la disponibilité des NEBEF non activées.

D'autres données devront enfin être collectées selon des dispositifs *ad hoc* (énergie maximale journalière pouvant être activée sur les heures de pointe PP2, énergie maximale hebdomadaire) dont le coût sera réduit s'ils sont conçus dans le prolongement du mécanisme d'ajustement.

5.6.1 Liaison des entités de certification avec les entités du MA et de NEBEF

Le choix de s'appuyer sur les dispositifs existants pour la collecte et le contrôle des capacités nécessite de bien structurer les liens entre les agrégats utilisés pour la certification dans le cadre du mécanisme de capacité (EDC, ou Entités de Certification) et les dispositions existantes quand à l'identification des installations et sites sur le mécanisme d'ajustement (entités d'ajustement, ou EDA) ou la participation des effacements de consommation au marché [NEBEF] (entités d'effacement, ou EDE).

Les règles doivent également s'efforcer de réduire toute potentialité de barrière à l'entrée, et prévoir d'emblée un régime spécifique pour l'effacement de consommation.

162
Ces principes s'entendent sans préjudice des évolutions ultérieures du mécanisme d'ajustement qui interviendront en application du code de réseau actuellement en cours de préparation en application du règlement (UE) n°714/2009 du 13 juillet 2009

163
Il s'agit d'une obligation législative pour les producteurs raccordés au réseau public de transport, d'une faculté pour les autres.

Les règles du mécanisme de capacité n'imposent pas une équivalence entre EDC et ces entités (EDA et EDE), afin de ne pas rigidifier ces mécanismes au détriment de leur bon fonctionnement. Cependant, pour assurer une collecte efficace des données nécessaires au calcul du niveau de capacité effectif et un contrôle réel des capacités[164], les règles définissent les combinaisons retenues comme possibles entre EDC et ces entités (EDA et EDE) avec un principe simple : l'ensemble des sites d'une EDA ou EDE appartiennent soit à la même EDC soit à des EDC rattachés au même RPC (Responsable de périmètre de certification).

Les règles prévoient des modalités spécifiques pour les effacements :

1. Une EDC d'effacement est strictement équivalente à une ou plusieurs entités (EDA ou EDE).
2. Une EDC d'effacement peut modifier sa constitution à savoir les sites qui la composent.

La souplesse offerte aux effacements dans la constitution des EDC (2) compense la contrainte de stricte équivalence (1). Elle se justifie par les modifications très fréquentes de la composition des EDA et EDE, auxquelles les rattachements contractuels des sites de soutirage doivent pouvoir évoluer au fil de l'eau. En ce qui concerne les capacités de production, la souplesse de non-stricte équivalence permet de traiter les cas de certaines exploitations (capacités hydrauliques par exemple) pour lesquelles les données pertinentes ne sont accessibles qu'à une maille plus grande que l'EDC (l'ensemble d'une vallée hydraulique).

Le choix du mode de liaison entre EDC et EDA/EDE (ou l'absence de liaison) impacte les dispositifs retenus pour la collecte et le contrôle des capacités. Typiquement, la collecte de la puissance activable d'une capacité d'effacement diffère selon qu'elle participe ou non au mécanisme d'ajustement. À l'inverse, cela signifie également qu'une capacité ne participant à aucun de ces dispositifs ne pourra valoriser que sa puissance activée, ce qui est cohérent avec les objectifs du dispositif.

5.6.2 Collecte de la puissance activée

La collecte de la puissance activée se base :

- pour les capacités de production, sur les données de comptage des injections réalisées sur les réseaux publics de transport et de distribution ;
- pour les capacités d'effacement, sur le résultat des méthodes de contrôle des effacements mises en place sur le dispositif NEBEF et sur le mécanisme d'ajustement.

Les chroniques de participation des capacités aux réglages primaire et secondaire de fréquence, établies en MW, sont intégrées au calcul de la puissance activée.

5.6.3 Collecte de la puissance activable

La collecte de la puissance activable renvoie :

- aux offres à la hausse faites sur le mécanisme d'ajustement pour les capacités y participant ;
- à un dispositif spécifique s'appuyant sur les modalités de valorisation des effacements sur les marchés de l'énergie pour les effacements ne participant pas au mécanisme d'ajustement. Ce dispositif repose sur des déclarations des opérateurs d'effacement contenant notamment :
  - la chronique de puissance effaçable qui sera prise en compte en tant que puissance activable pour la partie non effectivement effacée ;
  - les conditions technico-économiques d'activation, notamment le prix au dessus duquel la capacité sera activée ;
  - les entités d'effacement (EDE) concernées.

La première déclaration associée à ce dispositif devra être réalisée avant 11 h 00.

5.6.4 Collecte de l'énergie maximale sur les jours PP2

La collecte de l'énergie maximale sur les jours PP2 s'appuie sur les dispositifs existants, notamment le mécanisme d'ajustement, mais nécessite une information supplémentaire de la part des exploitants pour bien isoler les heures sur lesquelles portent les principaux risques de défaillances. En effet, si des déclarations d'*Emax* ont déjà lieu sur le mécanisme d'ajustement, ces dernières peuvent couvrir l'intégralité de la plage journalière. Or, le mécanisme de capacité porte sur une plage horaire spécifique. Schématiquement, une capacité disponible et activable hors de ces créneaux horaires ne contribue pas à la réduction du risque de défaillance, ce qui doit se traduire dans son niveau de capacité effectif.

5.6.5 Collecte de l'énergie maximale hebdomadaire

La collecte de l'énergie maximale hebdomadaire nécessite la mise en place de nouveaux dispositifs. Les mécanismes existants couvrent une fenêtre journalière et l'énergie maximale hebdomadaire ne correspond pas à la somme des énergies maximales journalières des jours constituant la semaine[165].

164 Lors de la demande de certification, l'exploitant de la capacité indiquera les combinaisons à retenir pour sa capacité et qui devront être actives pendant le contrôle. Si une capacité ne respecte pas ces contraintes de constitution, les données collectées et contrôlées seront considérées comme nulles.

165 En effet, la valeur de l'Emax journalière dépend des activations réalisées les jours précédents. Concrètement, une capacité ne pouvant être activée qu'un jour par semaine peut déclarer, chaque jour de la semaine, une Emax journalière correspondant à un stock couvrant une journée si elle n'est jamais activée. Du coup, si l'Emax hebdomadaire était calculée comme la somme des Emax journalières, elle correspondrait alors à celle d'une activation possible 5 jours d'affilée.

À ce titre, une déclaration nouvelle de la part des exploitants sur l'état de leur stock devra être réalisée. La nature des éléments fournis renvoie aux informations requises à la demande de certification pour justifier la valeur déclarée (à titre d'illustration, il pourra s'agir du volume du réservoir amont pour les capacités hydrauliques).

5.7 Contrôle des capacités

L'importance du contrôle dans un système basé sur une approche déclarative associée à une vérification a posteriori a été rappelée en introduction du § 5.6. Dans le cadre de la rédaction des règles, RTE a cherché à proposer des modalités de contrôle caractérisées par (i) leur efficacité en matière de vérification du caractère effectif des capacités et de leur contribution à la réduction du risque de défaillance, (ii) leur adossement à des dispositifs existants afin d'en minimiser le coût et (iii) leur impact sur la possibilité pour de nouveaux entrants, particulièrement dans le secteur de l'effacement au titre des objectifs rappelés au § 1.4 du rapport, à concurrencer de manière effective les capacités existantes.

En premier lieu, les modalités de contrôle proposées doivent être évaluées à l'aune de leur efficacité pour garantir la sécurité d'approvisionnement d'une part et assurer que chaque capacité est bien valorisée à hauteur de son apport en terme de sécurité d'alimentation :

- le contrôle doit empêcher l'apparition de capacités « fantômes » dans le système (c'est-à-dire de capacités fictives, présentes seulement sur le papier mais en réalité non susceptibles de participer à la sécurité d'approvisionnement) : **à l'issue de la période de livraison, toutes les capacités devront avoir été activées au moins une fois ;**
- le contrôle doit permettre de vérifier les engagements de disponibilité annoncés par les exploitants : **le contrôle de la capacité doit être systématique.**

En second lieu, les modalités de contrôle doivent être adossées aux dispositifs existants en matière de collecte d'information. Cet aspect renvoie directement aux aspects développés au § 5.6, c'est-à-dire à l'utilisation privilégiée du mécanisme d'ajustement et du dispositif NEBEF comme socle de la collecte et du contrôle. Au contraire, la mise en place de modalités de contrôle ne se situant pas dans le prolongement de l'existant conduirait immanquablement à un accroissement des coûts de mise en oeuvre du dispositif.

Troisièmement, les modalités de contrôle ne doivent pas constituer, de manière générale, de barrières à l'entrée. En ce qui concerne l'effacement de consommation, dont la promotion comme réponse structurelle à l'équilibre sur le long terme du système électrique constitue un objectif revendiqué des pouvoirs publics, les freins à l'agrégation doivent en particulier être abolis. À ce titre, toute parcellisation des entités d'effacement, toute duplication des dispositifs de contrôle constituerait un pas en arrière par rapport à la dynamique engagée depuis 2010 en France. C'est la raison pour laquelle RTE propose de ne pas fragmenter le contrôle au-delà des EDC :

- si une capacité (au sens d'une EDC) est raccordée à un unique réseau public (par exemple, une unique RPD), elle sera contrôlée par le gestionnaire de réseau correspondant au titre des missions précisées par le décret ;
- si une capacité (au sens d'une EDC) est composée d'installations ou de sites raccordés à plusieurs réseaux publics, elle sera contrôlée par RTE même si les informations relatives à chaque capacité transiteront par les gestionnaires de réseau concernés.

Le rôle des gestionnaires de réseau de distribution en matière de contrôle est à considérer au regard de l'avis de l'Autorité de la concurrence du 20 décembre 2013, qui sur le sujet connexe de la préparation du décret « effacements » prévu par la loi Brottes du 15 avril 2013, a demandé à ce que les gestionnaires de réseau de distribution n'exercent pas de rôle dans le contrôle de l'effacement. Les règles proposées par RTE se conforment au décret de décembre 2012 qui confie spécifiquement à ces derniers une responsabilité opérationnelle dans le contrôle, en prenant en compte l'avis de l'Autorité de la concurrence partout où cela est possible.

Les paragraphes suivants détaillent les contrôles mis en place par les règles en application de ces principes, depuis la demande de certification jusqu'à la période de livraison concernée.

5.7.1 Contrôle de cohérence initial à la certification

À réception d'une demande de certification d'une capacité, un ensemble de contrôles de cohérence sur les éléments déclarés par les exploitants est effectué, notamment :

- la conformité des éléments permettant d'identifier les capacités existantes (par exemple contrat CARD ou CART) ;
- la conformité de la puissance disponible prévisionnelle de la capacité qui ne peut être supérieure à (i) la somme des PCN (Puissance Constructeur Nominale) des sites de production d'une capacité de production ou (ii) la somme des puissances souscrites des sites de soutirage pour les capacités d'effacement existantes.

5.7.2 Contrôle des capacités intermittentes certifiées selon l'approche normative

Les exploitants ayant choisi l'approche normalisée présentée au § 5.1.2.1.3 (neutralisation de l'aléa sur la source primaire de leurs capacités intermittentes) sont soumis à un contrôle de disponibilité aménagé. Ce contrôle vise à s'assurer du caractère effectif de la contribution à la sécurité d'approvisionnement de ces capacités pendant la période de pointe PP2 : par exemple, une capacité intermittente subissant une maintenance longue durant une année de livraison ne devrait pas recevoir de certificats. Ainsi, le régime fondé sur une prise en compte normative de la disponibilité peut être compatible avec la volonté affichée de ne pas attribuer de certificats aux capacités ne contribuant pas de manière effective à la sécurité d'alimentation une année donnée.

5.7.3 Contrôle des capacités certifiées selon l'approche générique

Le contrôle des capacités certifiées selon l'approche de référence repose sur deux niveaux distincts de vérification :

- la plupart des capacités sont régulièrement appelées sur le marché de l'énergie ou de l'ajustement : le contrôle consiste alors simplement à *vérifier la cohérence des données déclarées* avec les données collectées (disponibilité) ;
- certaines capacités ne sont en revanche jamais appelés sur les marchés ou l'ajustement (jusqu'au jour où se produit effectivement la défaillance) : le contrôle consiste alors à *tester régulièrement le fonctionnement* de la capacité en l'activant hors préséance économique ;
- pour toutes les capacités présentant des contraintes techniques spécifiques ou des contraintes de stock, des vérifications complémentaires doivent être menées : ce contrôle prend alors la forme *d'audits sur pièce ou sur place.*

Ces modalités de contrôle s'appuient sur des processus génériques et applicables avec le même degré d'exigence pour les capacités de production et les capacités d'effacement.

5.7.3.1 Vérification de la conformité des quantités injectées

Les modalités dites de « vérification » consistent à analyser les données portant sur l'activation des capacités pour calculer la disponibilité effective des capacités.

La prise en compte du réalisé sert à s'assurer de la puissance maximale disponible de la capacité (en tenant compte de la sensibilité de sa puissance disponible aux conditions climatiques) et de sa capacité à être activée à hauteur de la puissance demandée (réussite des offres à la hausse pour le MA, conformité des programmes d'effacements pour NEBEF).

5.7.3.2 Tests d'activation

Lors de la concertation, il est apparu que le contrôle de la disponibilité des capacités ne peut uniquement reposer sur des modalités de vérification et qu'il peut être nécessaire de recourir à des activations « physiques » de la capacité. Dans la mesure où les méthodes de contrôle évoluent rapidement, RTE a privilégié la rédaction des principes structurants des tests d'activation sans figer les modalités les plus précises du contrôle.

Si aucun acteur ne s'est opposé à la possibilité de recourir à des tests d'activation, la question du portage des coûts associés a, en revanche, fait l'objet de débats. Les règles déclinent la disposition du décret en la matière, qui prévoit la facturation à l'exploitant des *« frais exposés par [le gestionnaire de réseau auquel est raccordée la capacité] pour la certification et le contrôle de la capacité »* (article 9). À ce titre, le volume de tests pour une même capacité est limité à 3 par année de livraison pour éviter à la collectivité des surcoûts liés à des tests excessifs. Les règles prévoient également que les tests doivent être décidés et mis en oeuvre par les gestionnaires de réseau de manière proportionnée et sous le contrôle de la CRE.

Les tests d'activation peuvent porter sur l'intégralité des paramètres techniques déclarés par l'exploitant ; cependant ils visent en priorité la vérification de la puissance activable des capacités. À ce titre, toute capacité ayant une puissance activable non nulle (c'est-à-dire non activée en totalité) peut faire l'objet d'un ou plusieurs tests d'activation. La portée des tests d'activation est limitée et encadrée : à titre indicatif, si le recours à un test d'activation cible la vérification de la puissance activable, les conséquences de l'échec à ce test portent uniquement sur le niveau de puissance activable retenu pour la capacité.

Deux schémas d'activations sont retenus :

- un schéma d'activation dans le cadre du marché. Les déclarations technico-économiques associées à une capacité

d'effacement ne participant pas au MA doivent conduire à une activation (si le prix spot est supérieur au prix indiqué par l'exploitant, une NEBEF doit être déclarée, autrement la capacité est considérée comme défaillante à cette activation dans le marché) ;

- un schéma d'activation hors-marché. Il s'agit de tests aléatoires et sans préavis de l'exploitant. À chaque pas de temps de la période PP2, un tirage aléatoire est effectué pour chaque capacité activable non activée. Ce tirage est effectué capacité par capacité (il ne s'agit pas d'un tirage d'une capacité parmi l'ensemble des capacités non activées). Il n'y a donc pas d'activation systématique sur chaque pas de temps. Les probabilités d'activation sont déterminées de manière à ce qu'une capacité n'étant jamais activée sur toute la période PP2 dans le cadre du marché ait une probabilité significative de l'être du fait des tests. À l'inverse, une capacité activée sur une grande partie de PP2 a une probabilité très faible d'être activée sur les pas de temps où elle n'est pas activée autrement. La probabilité d'une capacité à être activée intègre également les résultats des audits le cas échéant.

À l'issue de la période de livraison, toutes les capacités sont activées au moins une fois soit par le dispositif de contrôle par test d'activation ou par un autre dispositif.

Enfin, une question porte sur l'identité de l'organisme en charge du contrôle, notamment du fait du récent avis rendu par l'Autorité de la concurrence sur le sujet de l'effacement. Les règles prévoient que les tests concernant une entité constituée de sites raccordés à un seul et même gestionnaire de réseau seront décidés par celui-ci et réalisés par RTE dans le cadre du mécanisme d'ajustement, qui permet de disposer d'une vision agrégée de toutes les capacités. Ces dispositions pourraient ne pas respecter, en ce qui concerne l'effacement de consommation, les recommandations de l'avis de l'Autorité en date du 20 décembre 2013 : RTE souhaite signaler qu'une mise en conformité totale avec ce récent avis nécessiterait une modification du décret du 14 décembre 2012 instaurant le mécanisme de capacité.

5.7.3.3 Audits

Le contrôle de certains paramètres techniques ou des contraintes de stock déclarées par les capacités passe nécessairement par des audits.

Les règles distinguent deux catégories d'audit et les décrivent en conséquence :

- audits sur pièces : les règles prévoient qu'un exploitant est tenu de fournir à RTE, *via* un gestionnaire de réseau de distribution s'il est uniquement raccordé au réseau afférent, toute information à même de valider les paramètres techniques qu'il a déclaré pour sa capacité. À titre d'illustration, un audit des éléments fournis lors de la demande de certification sur l'*Emax* hebdomadaire peut être demandé, charge à l'exploitant de fournir des données objectivables assurant de leur validité (mesure, document actualisé, etc.) ;
- audit sur place : à tout moment à partir de la date de signature du contrat de certification, RTE, une tierce partie mandatée par RTE ou un gestionnaire de réseau de distribution pour une entité de certification dont toutes les capacités sont raccordées à son réseau, peut se rendre sur le site d'une capacité ou tout lieu permettant de mesurer, suivre et activer les capacités et demander à l'exploitant de produire tout élément à même de confirmer les caractéristiques techniques déclarées ainsi que sa capacité à réaliser et suivre des activations.

Les remarques précédentes relatives au rôle des gestionnaires de réseau dans le contrôle des capacités demeurent applicables aux audits, l'Autorité de la concurrence ayant considéré dans son avis en date du 20 décembre 2013 que les gestionnaires de réseau de distribution ne devraient pas prendre part à l'activité de contrôle des effacements. Les règles proposées par RTE se conforment, elles, au décret de décembre 2012 sur l'obligation de capacité.

6. RÈGLEMENTS FINANCIERS DU MÉCANISME DE CAPACITÉ

Le mécanisme de capacité est fondé sur une architecture de marché décentralisée ; ce choix s'inscrit dans la continuité des principes fondateurs du marché intérieur de l'énergie en Europe[166] et notamment le principe central de responsabilisation des acteurs. Un tel système rend les fournisseurs et les exploitants de capacité actifs par rapport à leur obligation et à leurs engagements et les incite à prendre les actions strictement nécessaires pour contribuer au maintien de la sécurité d'approvisionnement au sein de leurs périmètres respectifs.

Ce principe de responsabilisation se retrouve au niveau de la prévision du besoin de consommation ou de disponibilité des installations de production[167] mais également dans les dispositions du décret, déclinées dans les règles du mécanisme de capacité, portant sur les règlements financiers. À l'instar des modalités en vigueur dans le secteur de l'énergie au travers du règlement des écarts (le prix de règlement des écarts doit refléter le coût des écarts constatés au sein du périmètre d'un responsable d'équilibre), le prix du rééquilibrage pour les fournisseurs et le règlement financier relatif à l'écart du responsable de périmètre de certification permettent de renvoyer aux acteurs le coût de leurs écarts constatés. Le mécanisme de marché mis en place incite ainsi les fournisseurs à se couvrir le plus finement possible contre leur obligation et les exploitants de capacité à déclarer la meilleure estimation de la puissance disponible de leurs installations.

Les dispositions définissant les règlements financiers dans les règles du mécanisme de capacité jouent donc un rôle crucial pour inciter les acteurs à adopter un comportement permettant d'atteindre l'objectif de sécurité d'approvisionnement sur la base d'arbitrages économiques. Trois types d'incitation sont essentielles pour permettre le bon fonctionnement du mécanisme de capacité : (i) inciter les acteurs à agir sur la base de leurs meilleures prévisions, (ii) proscrire tout arbitrage collectivement sous-optimal et (iii) inciter les acteurs à révéler l'information et la transférer au marché, de manière à ce qu'elle puisse être intégrée dans le prix de manière efficiente.

Le présent chapitre du rapport présente les dispositions retenues dans les règles du mécanisme de capacité sur les règlements financiers afin de traduire ces incitations. Il aborde dans un premier temps les principes généraux encadrant le règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité des fournisseurs et le règlement des écarts des responsables de périmètre de certification (§ 6.1). Dans un second temps, il présente les éléments devant être pris en compte dans les règles du mécanisme de capacité pour le calcul des règlements financiers (§ 6.2). Les options retenues dans la proposition de RTE pour le règlement financier sont présentées dans un troisième temps (§ 6.3).

6.1 Principes généraux sur les règlements financiers

L'article 1 du décret définit d'une part le règlement financier relatif au rééquilibrage des fournisseurs et d'autre part le règlement financier relatif à l'écart du responsable du périmètre de certification.

Le règlement financier relatif au rééquilibrage d'un fournisseur est la transaction financière réalisée entre ce fournisseur et le gestionnaire de réseau de transport à l'occasion d'un rééquilibrage, pour une année de livraison donnée.

Le règlement financier relatif à l'écart d'un responsable de périmètre de certification désigne la transaction financière réalisée par ce responsable lorsque le niveau de capacité effectif total dans son périmètre diffère du niveau de capacité certifié total ou lorsqu'un rééquilibrage d'un des exploitants de capacité est intervenu dans son périmètre.

Les paragraphes suivants présentent les dispositions du décret déclinant ces définitions et encadrant la proposition de RTE sur les règlements financiers.

6.1.1 Rééquilibrage en capacité des fournisseurs

Les dispositions sur le règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité des fournisseurs sont prévues à l'article 6 du décret.

166 Chapitre 2 du présent rapport.

167 Chapitres 4 et 5 du présent rapport.

Indispensables à la mise en place du modèle choisi par la puissance publique, elles ont été introduites au cours de la phase de préparation du décret suite à l'avis de la Commission de régulation de l'énergie[168], afin de permettre la responsabilisation des fournisseurs par le biais d'une incitation économique efficace.

Le règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité des fournisseurs est proportionnel d'une part au déséquilibre du fournisseur – c'est-à-dire à la différence entre le montant de l'obligation de capacité du fournisseur et le montant de garanties de capacité figurant sur le compte du fournisseur – et d'autre part à un prix unitaire dépendant du signe du déséquilibre.

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

La méthode de calcul est approuvée par la Commission de régulation de l'énergie, sur proposition du gestionnaire de réseau de transport d'électricité.

6.1.2 Règlement des écarts pour les responsables de périmètre de certification

Les dispositions sur le règlement financier relatif aux écarts des responsables de périmètre de certification sont prévues à l'article 14 du décret.

Le décret prévoit que le règlement financier relatif à l'écart du responsable de périmètre de certification soit fonction de l'écart du responsable de périmètre de certification – c'est-à-dire la différence entre les niveaux de capacité effectifs et les niveaux de capacité certifiés et cumulés des capacités rattachées à son périmètre – et de la somme des volumes de rééquilibrage effectués au sein du périmètre de certification. Dans le cas où plusieurs rééquilibrages successifs ont eu lieu, le règlement financier tient également compte du nombre et du sens de ces rééquilibrages successifs. Pour un même écart, le recours au rééquilibrage augmente donc la valeur algébrique du règlement financier par rapport à une situation sans rééquilibrage

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

168 Chapitre 3 du présent rapport.

6.1.3 Synthèse sur les principes des règlements financiers

La formule du règlement des écarts peut s'écrire de la manière suivante :

Rééquilibrage en capacité des fournisseurs

$$Règlement_{financier} = - Volume_{écart} \times Prix_{unitaire}$$

Les fournisseurs en écart négatif versent, sur le fonds pour le règlement du rééquilibrage en capacité des fournisseurs, les montants correspondant à leurs écarts multipliés par le prix de règlement des écarts négatifs.

Les fournisseurs en écart positif reçoivent, du fonds pour le règlement du rééquilibrage en capacité des fournisseurs, les montants correspondant à leurs écarts multipliés par le prix de règlement des écarts positifs. Ce montant pourra être réduit dans le cas où le solde du compte ne suffirait pas à rémunérer l'ensemble des acteurs en écart positif. Dans ce cas, le montant versé aux acteurs en écart positif se fera au prorata de leur écart.

Règlement des écarts des responsables de périmètre de certification

$$Règlement_{financier} = - Volume_{écart} \times Prix_{unitaire} + Coût_{rééquilibrage}$$

Les responsables de périmètre de certification en écart négatif versent, sur le fonds pour le règlement des écarts des responsables de certification, les montants correspondant à leurs écarts multipliés par le prix de règlement des écarts négatifs auxquels s'ajoute le coût lié au rééquilibrage.

Les responsables de périmètre de certification reçoivent, du fonds pour le règlement des écarts des responsables de certification, les montants correspondant à leurs écarts multipliés par le prix de règlement des écarts positifs auxquels s'ajoute le coût lié au rééquilibrage. Ce montant pourra être réduit dans le cas où le solde du compte ne suffirait pas à rémunérer l'ensemble des acteurs en écart positif. Dans ce cas, le montant versé aux acteurs en écart positif se fera au prorata de leur écart.

6.2 Éléments structurants des règlements financiers du mécanisme de capacité

Les règles du mécanisme de capacité proposées par RTE ont été élaborées afin de tenir compte de trois paramètres structurants pour permettre aux règlements financiers de renvoyer aux acteurs les incitations économiques souhaitées : le niveau de sécurité d'approvisionnement fixé par les pouvoirs publics (§ 6.2.1), le prix unitaire de règlement de référence servant au calcul du prix des écarts (§ 6.2.2) et l'articulation entre le rééquilibrage en capacité des fournisseurs et le règlement des écarts des responsables de périmètre de certification (§ 6.2.3).

6.2.1 Niveau de sécurité d'approvisionnement

Le décret indique que les règlements financiers peuvent être adaptés lorsque « la sécurité d'approvisionnement n'est pas menacée de manière significative ». Par ailleurs, le Code de l'énergie dans son article L.335-2 indique que « *les obligations faites aux fournisseurs sont déterminées de manière à inciter au respect à moyen terme du niveau de sécurité d'approvisionnement en électricité retenu pour l'élaboration du bilan prévisionnel* ».

Ces deux éléments montrent que les règlements financiers doivent être définis afin de répondre à l'objectif de maintien de la sécurité d'approvisionnement et proportionnés à cet enjeu. La définition des règlements financiers dans les règles du mécanisme de capacité doit donc tenir compte, d'une part, du critère de sécurité d'approvisionnement et, d'autre part, du volume d'écart (en valeur absolue) à partir duquel la sécurité d'approvisionnement doit être considérée comme menacée de manière significative.

6.2.2 Prix unitaire de règlement financier

Les dispositions du décret définissant le montant du règlement financier, qu'il s'agisse du règlement des écarts pour les responsables de périmètre de certification ou du rééquilibrage en capacité des fournisseurs, renvoient explicitement à un prix unitaire.

L'enjeu dans la rédaction des règles a été de déterminer la ou les références à partir desquelles ce prix unitaire serait déterminé. Deux options ont émergé lors de la concertation :

- **un prix unitaire défini à partir des prix des différentes transactions du mécanisme (prix de marché) ;**
- **un prix unitaire défini de manière administrée.**

6.2.3 Articulation entre le rééquilibrage en capacité des fournisseurs et le règlement des écarts des responsables de périmètre de certification

Afin de juger de l'efficacité des dispositions des règlements financiers, il ne suffit pas d'étudier l'impact de chaque élément des règlements financiers individuellement et il convient d'adopter une vision d'ensemble sur le bilan économique des acteurs. C'est au travers de l'espérance de gain d'un acteur et du risque auquel il est exposé que les règlements financiers vont produire leurs incitations.

Ces bilans économiques par acteur peuvent être transverses aux incitations liées au rééquilibrage en capacité des fournisseurs et au règlement des écarts des responsables de périmètre de certification pour des acteurs intégrés.

L'enjeu dans la rédaction des règles portait sur l'articulation entre le dispositif de rééquilibrage en capacité des fournisseurs et le règlement des écarts des responsables de périmètre de certification, en vérifiant le respect des dispositions du décret visant à limiter les possibilités d'arbitrage entre ces deux dispositifs de règlements financiers.

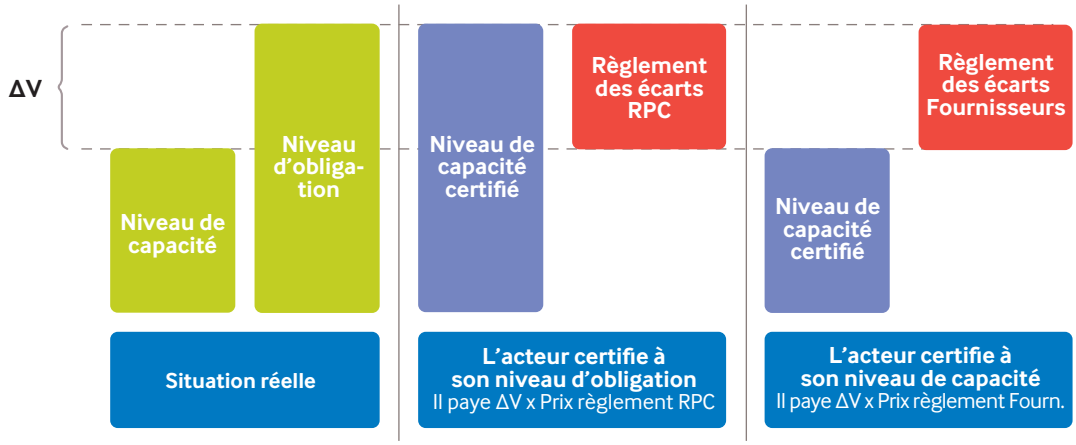
6.3 Règlements financiers retenus dans les règles

6.3.1 Articulation du rééquilibrage en capacité des fournisseurs et du règlement des écarts des responsables de certification

Pour garantir que les bonnes incitations soient véhiculées par le règlement financier, et notamment garantir l'absence de possibilité d'arbitrage pour les acteurs intégrés, il est nécessaire d'accorder les dispositifs de rééquilibrage des fournisseurs et de règlement des écarts des responsables de périmètre de certification. En effet, l'écart entre le nombre de garanties de capacité détenues par un acteur intégré et son obligation pourrait alternativement être considéré comme relevant de la certification ou de l'obligation en fonction du nombre de certificats cédés par la branche « exploitant » de cet acteur à sa branche « fournisseur ».

Le graphique ci-dessous illustre l'arbitrage possible pour un acteur intégré entre, d'une part, son écart en tant que fournisseur et, d'autre part, son écart en tant que responsable de périmètre de certification lorsqu'il dispose d'un volume d'écart (ΔV) entre son obligation et son niveau de capacité.

Figure 72 – Illustration de l'articulation des règlements financiers côté obligation et côté certification



Si l'acteur arbitre en faveur de l'écart en tant que responsable de certification, son écart ΔV sera valorisé au niveau du prix de règlement du responsable de certification. Dans l'autre cas, son règlement financier se montera au produit de ΔV et du prix de règlement du fournisseur. De manière à éviter la possibilité d'arbitrage, il est donc nécessaire d'avoir une égalité entre le prix de règlement du responsable de certification et le prix de règlement du fournisseur.

L'absence d'arbitrage entre un écart en tant que responsable de périmètre de certification et en tant que fournisseur est assurée lorsque l'on retient un prix unitaire de rééquilibrage des fournisseurs égal au prix unitaire de rééquilibrage des responsables de certification.

Le choix d'accorder les règlements « fournisseurs » et « responsables de périmètre de certification » revient à fixer un prix unitaire de règlement financier représentant la variable commune à la fois au rééquilibrage en capacité des fournisseurs et au règlement des écarts des responsables de périmètre de certification. Cette modalité s'inscrit par ailleurs dans la volonté de traiter de manière égale la contribution au risque de défaillance, qu'elle soit générée par un écart du côté fournisseur ou du côté du responsable de certification.

6.3.2 Prix unitaire du règlement financier et niveau de sécurité d'approvisionnement

Le décret précise que le prix unitaire de règlement financier peut être adapté lorsque la sécurité d'approvisionnement n'est pas menacée de manière significative. En accord avec cette

optique, RTE propose un régime de règlement financier mixte :

- lorsque la sécurité d'approvisionnement n'est pas menacée, le prix de règlement financier se base intégralement sur le prix de marché. Dans ce cas, les acteurs ne sont pas pénalisés pour leurs écarts, qui sont seulement retraités sur la base de leur valeur marché. Un coefficient d'incitation K reste nécessaire pour assurer l'incitation à recourir au marché plutôt qu'à attendre le règlement financier ;
- lorsque la sécurité d'approvisionnement est menacée, le prix de règlement des écarts doit référer à un prix administré. Le niveau de ce prix, fixant par définition la valeur maximale que peut atteindre la capacité sur le marché, joue un rôle fort dans l'incitation à investir dans de nouveaux moyens. Il est donc fixé sur le coût annualisé du moyen de pointe de référence et est publié 4 ans avant l'année de livraison.

Tableau 4 – Matrice de règlement des écarts en fonction de l'état du système

	Sécurité d'approvisionnement menacée	Sécurité d'approvisionnement non menacée
Prix de règlement des écarts négatifs	Padmin	(1+K) Prm
Prix de règlement des écarts positifs	(1-K) Prm	(1-K) Prm

En structurant le règlement financier autour du prix de marché, le dispositif présente un effet d'autorégulation important qui renforce la cohérence entre les signaux véhiculés par le marché de capacité et le niveau anticipé de la sécurité d'approvisionnement. Cet effet assure ainsi qu'en cas de situation sur-capacitaire, le prix de référence marché puisse être faible voire nul, en cohérence avec l'état du système, évitant ainsi un surcoût inutile pour les consommateurs. À l'inverse, en cas de situation tendue au niveau de la sécurité d'approvisionnement, le prix de référence marché évoluera à la hausse, traduisant ainsi la tension anticipée du système.

Les règlements financiers s'articulent ainsi autour de deux références de prix : un prix de référence marché (Prm) et un prix administré (Padmin). RTE propose de retenir *« le prix de référence de la capacité pour l'année de livraison »* défini par la CRE et *« le prix maximal déterminé en référence au coût de la construction d'une nouvelle capacité »* fixé par la CRE[169] comme respectivement prix de référence marché et prix administré dans le cadre des règlements financiers pour le mécanisme de capacité.

6.3.3 Définition des indicateurs permettant d'évaluer la menace sur la sécurité d'approvisionnement

Le choix d'adapter le régime de règlement financier en fonction du niveau de sécurité d'approvisionnement réalisé conduit à s'interroger d'une part sur l'indicateur pertinent pour évaluer si la sécurité d'approvisionnement était effectivement menacée (§6.3.3.1) et d'autre part sur la définition de la valeur-seuil de cet indicateur (§6.3.3.2).

6.3.3.1 Détermination de l'écart global

Le décret prévoit que le régime de règlement financier peut être calculé en fonction *« de la somme des écarts des responsables de périmètre de certification et de la différence entre la somme des montants d'obligation de capacité des fournisseurs et le montant global de garanties de capacité que ceux-ci détiennent à la date limite de cession des garanties de capacité »*. Le décret définit donc l'écart entre le niveau de capacité effectif et l'obligation agrégée au niveau France de tous les acteurs obligés (avec pour hypothèse que l'ensemble des garanties participent effectivement au marché) comme l'indicateur pertinent pour évaluer la menace sur la sécurité d'approvisionnement. Cet écart correspond à l'écart global.

Le choix de l'écart global réalisé comme indicateur pour évaluer la menace sur la sécurité d'approvisionnement permet de véhiculer des incitations cohérentes avec l'état réel du système et contribue à l'efficacité du mécanisme. Le signal véhiculé par le marché reflète bien la tension physique entre le niveau d'obligation effectif et le niveau de capacité effectif. Tout aléa d'un côté comme de l'autre est donc transmis au marché et peut permettre l'activation de leviers d'ajustement en capacité. En particulier, les moyens d'effacement et de réduction de consommation qui sont à même de répondre à des aléas de capacité à court-terme pourront être valorisés pleinement.

169 Article 23 du décret n° 2012-1405.

Le choix de l'écart global réalisé permet également d'éviter les éventuelles manipulations de marché qui consisteraient à faire certifier un niveau de capacité trop élevé (ou trop faible) pour modifier artificiellement le prix de marché.

Dans cette situation, si le prix des écarts est basé sur l'écart global prévisionnel, les leviers dont le prix d'activation est supérieur au prix des écarts basé sur le prix de référence marché, ne sont pas activés alors même que l'état du système justifie leur activation.

Cela a pour conséquence d'aboutir à un niveau réel de sécurité d'approvisionnement dégradé et de réduire la valorisation de tels leviers, notamment côté demande, comparativement à une situation prenant en compte l'écart réel.

Le schéma inverse est également possible, avec un état global réel moins défavorable que celui prévu. Dans ce cas, des capacités pourraient être activées alors que le niveau de sécurité d'approvisionnement ne le justifie pas, créant alors un surcoût pour les fournisseurs et *in fine* pour les consommateurs.

6.3.3.2 Détermination de l'écart limite

Si l'écart global réalisé est défini comme l'indicateur pertinent pour évaluer la menace sur la sécurité d'approvisionnement, il est nécessaire de définir la valeur-seuil de l'écart global réalisé, à partir de laquelle on considère que la sécurité d'approvisionnement est menacée. Cette valeur-seuil correspond à l'écart dit limite.

Au-delà de l'objectif de proportionnalité du règlement financier, l'enjeu de la détermination de l'écart limite pour RTE est de pouvoir assurer aux acteurs une visibilité suffisante sur le régime de règlement auquel ils seront soumis.

Figure 73 – Illustration de l'impact de la prise en compte de l'écart réel du système sur les leviers activés durant l'année de livraison

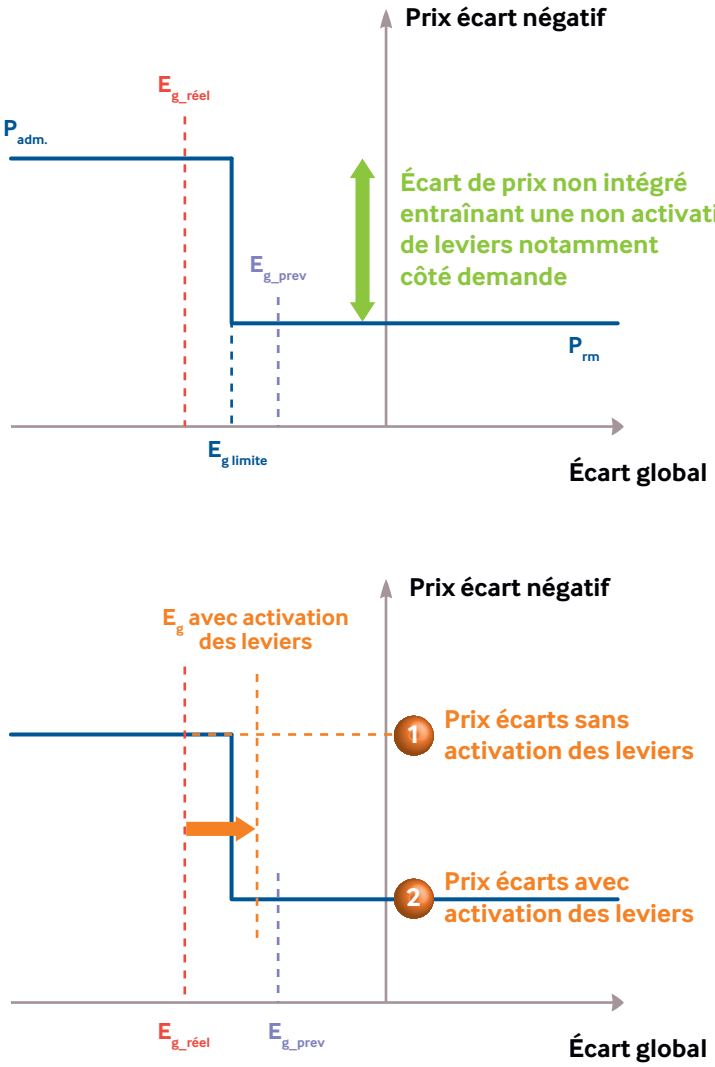
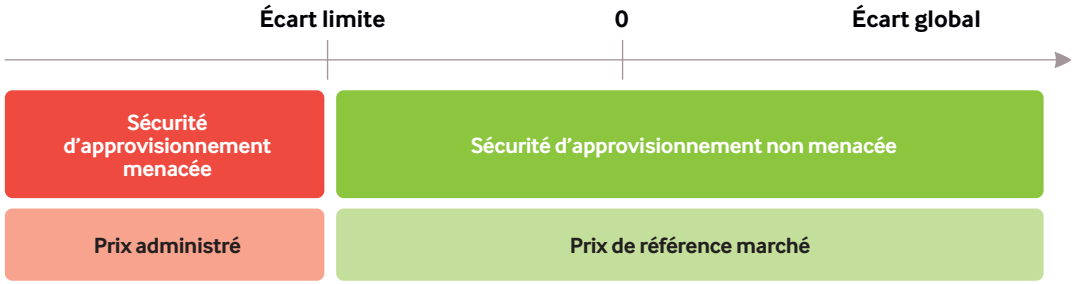


Figure 74 – Régime de règlement des écarts applicable en fonction de l'écart global réalisé



Les études de sensibilité réalisées sur l'obligation présentées aux chapitres 4 et 5 du présent rapport fournissent de premiers éléments quant à la variabilité du mécanisme de capacité en appliquant les dispositions des règles du mécanisme de capacité sur les 6 années de 2006 à 2011.

RTE propose de définir l'écart limite de manière à éviter que le régime de règlement financier ne puisse dépendre de la réalisation d'aléas de court terme, et de publier l'écart limite avant le début de l'année de livraison.
L'écart limite pourrait être fixé en fonction du volume d'aléas non maîtrisables – c'est-à-dire du volume d'aléas pour lesquels les acteurs ne disposent plus des leviers suffisants pour les couvrir.
Le choix d'un écart limite de 2 GW assure que le passage du prix de marché au prix administré corresponde à un état de la sécurité d'approvisionnement significativement menacée et ne dépende pas de la réalisation d'aléas de court terme.

6.4 Étude d'impact des dispositions sur les règlements financiers pour les acteurs

6.4.1 Cadre de l'étude

Les paragraphes précédents ont présenté les choix structurants retenus dans les règles pour la définition des règlements financiers de manière à inciter les acteurs à se tourner vers le marché pour s'équilibrer plutôt qu'à attendre le règlement financier. Ainsi, le calcul des règlements financiers aboutit à un prix de règlement relatif au rééquilibrage d'un fournisseur ou à l'écart d'un responsable de périmètre de certification inférieur au prix de marché dans le cas d'un acteur en écart positif et supérieur au prix de marché pour les acteurs en écart négatif. Le recours au règlement financier génère donc un coût pour les acteurs.

Par ailleurs, si la sécurité d'approvisionnement est menacée (ce qui signifie que l'écart global réalisé dépasse la valeur de l'écart limite fixée par RTE avant le début de l'année de livraison), le règlement financier relatif au rééquilibrage d'un fournisseur ou à l'écart d'un responsable de périmètre de certification est le prix administré. Le passage à un prix administré conduit à des coûts supplémentaires pour les acteurs en déséquilibre.

Enfin, les articles 7 et 14 du décret disposent que le fonds pour le règlement du rééquilibrage en capacité des fournisseurs et le fonds pour le règlement des écarts des responsables de périmètre de certification ne peuvent disposer d'un solde négatif[170] et prévoient de réduire les montants correspondant aux règlements financiers négatifs de manière proportionnée afin de garantir que la somme de ces règlements soit égale au montant disponible sur le compte. Cette disposition constitue également une incitation pour les acteurs en écart positif à se rééquilibrer sur le marché mais peut générer des coûts supplémentaires (notamment pour des acteurs dont l'espérance d'écart était nulle et disposant donc d'un écart faible).

Il est possible d'étudier le risque financier auquel sont soumis les acteurs au titre du règlement financier relatif au rééquilibrage pour les fournisseurs ou à leurs écarts pour les responsables de périmètre de certification. Les acteurs ayant la possibilité, pour les aléas survenus avant l'entrée dans l'année de livraison, de recourir au marché pour acheter ou vendre des garanties et dans le cas d'un responsable de périmètre de certification de procéder à un ou des rééquilibrages, l'étude se concentre uniquement sur le risque lié aux aléas résiduels impactant les acteurs pendant l'année de livraison, c'est-à-dire les aléas de temps réel qu'il n'est pas possible de compenser en ayant recours au marché.

6.4.2 Principe de l'étude

Le modèle est constitué de 10 acteurs disposant chacun d'un périmètre de fournisseur et d'un responsable de périmètre de certification. On se place à l'entrée de l'année de livraison dans la situation suivante :

- le prix de référence marché est fixé ;
- chaque acteur se positionne selon sa meilleure prévision (valeur en espérance).

170
Article 7 du décret : La somme des montants versés par le fonds ne peut être supérieure à la somme des montants effectivement versés par les fournisseurs dont le règlement financier est positif pour cette année de livraison.
Article 14 du décret : La somme de ces règlements est au plus égale, pour une année de livraison donnée, à la somme des versements effectués au titre des règlements financiers positifs.

On modélise ensuite l'incertitude résiduelle des acteurs sur leur niveau de disponibilité et d'obligation par un aléa centré autour de 0. Les aléas sont donnés par des lois normales indépendantes. Chaque simulation représente une année de livraison du mécanisme et permet d'obtenir pour chaque acteur le montant du règlement financier auquel il est soumis. Le même scénario climatique est utilisé côté obligation et côté certification. La simulation est rejouée un très grand nombre de fois pour obtenir le montant moyen du règlement financier par acteur.

Structure du règlement financier

La structure du règlement financier modélisée est celle proposée par RTE dans le projet de règles du mécanisme de capacité. Les paramètres ont étés fixés comme suit :

Paramètre	Valeur retenue
Prix administré (k€/MW)	60
Écart limite (GW)	-2
K	0,1

171
Obligation – Niveau de capacité

Deux hypothèses de prix de référence marché sont prises : 10 k€/MW et 30 k€/MW (voir aussi chapitre 8).

Aléas des acteurs

Les aléas auxquels sont soumis les acteurs sont définis par un écart-type qui dépend de leur taille. On simule deux jeux de répartition d'aléas entre les acteurs : dans le premier cas les écart-types d'aléas sont proportionnels au niveau de capacité/d'obligation de l'acteur, dans le second cas les écart-types sont réduits pour prendre en compte l'effet de foisonnement.

Cas 1 : Aléas proportionnels au niveau de capacité ou d'obligation de l'acteur

Le calibrage des aléas est réalisé comme suit :

- pour la partie fournisseur : l'écart type représente 1,5 % du niveau d'obligation ;
- pour la partie responsable de périmètre de certification : l'écart type représente 2 % du niveau de capacité certifié.

On obtient donc la répartition entre acteurs suivante :

	Acteur 1	Acteur 2	Acteur 3	Acteur 4	Acteur 5	Acteur 6	Acteur 7	Acteur 8	Acteur 9	Acteur 10	TOTAL
Niveau capacité/ Obligation (GW)	60	15	10	5	3	2	2	1	1	1	**100**
Écart type de l'aléa obligation (GW)	0,90	0,23	0,15	0,08	0,05	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	**0,95**
Écart type de l'aléa capacité (GW)	1,2	0,3	0,2	0,1	0,06	0,04	0,04	0,02	0,02	0,02	**1,25**

La variabilité totale du système[171] est d'environ 1,6 GW, ce qui est cohérent avec les résultats obtenus sur l'historique montrant une variabilité globale maximale de 1,6 GW.

Cas 2 : Aléas prenant en compte l'effet de foisonnement

Le calibrage des aléas par acteur est donné dans le tableau suivant et tient compte de la capacité ou non d'un acteur à permettre le foisonnement de ses écarts. Le foisonnement se traduit par une réduction des écart-types pour les trois plus gros acteurs :

	Acteur 1	Acteur 2	Acteur 3	Acteur 4	Acteur 5	Acteur 6	Acteur 7	Acteur 8	Acteur 9	Acteur 10	TOTAL
Niveau capacité/ Obligation (GW)	60	15	10	5	3	2	2	1	1	1	**100**
Écart type de l'aléa obligation (GW)	0,68	0,21	0,14	0,08	0,05	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	**0,73**
Écart type de l'aléa capacité (GW)	0,90	0,29	0,19	0,10	0,06	0,04	0,04	0,02	0,02	0,02	**0,97**

6.4.3 Résultats

Tout d'abord, **le coût moyen de règlement financier ramené au niveau de capacité ou d'obligation des acteurs est faible.** Pour un acteur ayant 10 GW d'obligation, ce montant s'élève à 0,27 k€/MW et se décompose comme suit :

Coût moyen du règlement financier	
Règlement des écarts négatifs (k€/MW)	0,51
Règlement des écarts positifs (k€/MW)	-0,23
Total (k€/MW)	**0,27**

Coût moyen du règlement financier pour l'acteur 3 (Prix de référence marché = 30 k€/MW)

Coût moyen du règlement financier	
Règlement des écarts négatifs (k€/MW)	0,25
Règlement des écarts positifs (k€/MW)	-0,07
Total (k€/MW)	**0,18**

Coût moyen du règlement financier pour l'acteur 3 (Prix de référence marché = 10 k€/MW)

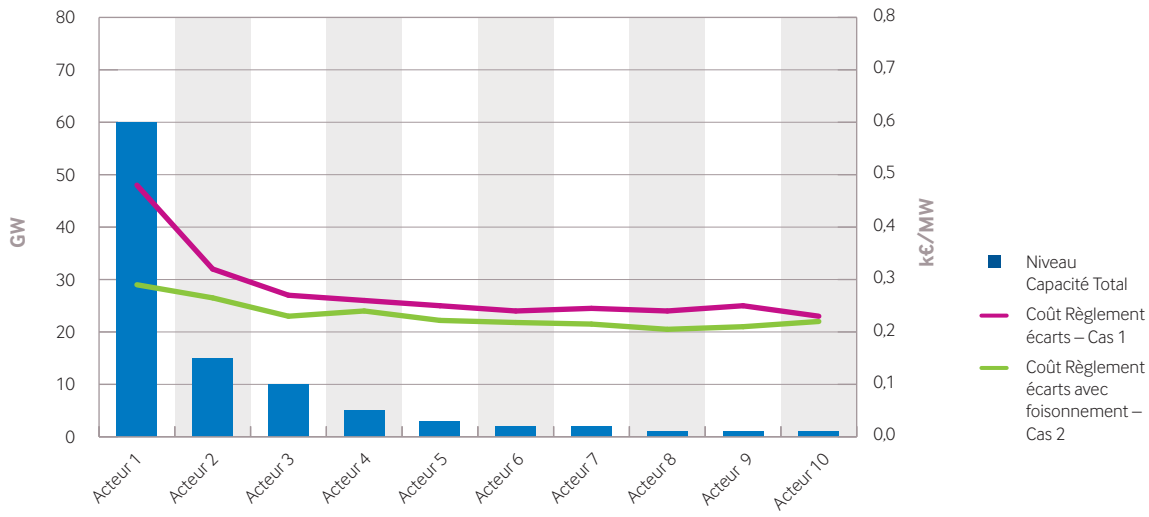
Les résultats des simulations sont présentés dans le graphique suivant. La courbe rouge représente les résultats obtenus pour les coûts de règlement des écarts des acteurs sur la base de la simulation avec une répartition proportionnelle des aléas par rapport au niveau de capacité ou d'obligation des acteurs. La courbe verte présente les résultats obtenus pour les coûts de règlement des écarts des acteurs sur la base de la simulation prenant en compte leur capacité à faire foisonner leurs écarts.

Dans le cas d'une répartition des aléas proportionnelle au niveau de capacité ou d'obligation de l'acteur, **le coût du règlement financier est proportionnellement plus élevé lorsque la taille de l'acteur augmente.** Pour un acteur de 60 GW le coût du règlement financier est de 0,48 k€/MW contre 0,24 k€/MW pour un acteur disposant d'une capacité de 1 GW (avec une hypothèse de prix de référence marché de 30 k€/MW)

Ce résultat dépend de la volumétrie des aléas de l'acteur par rapport au volume d'écart global fixant l'écart limite. Un acteur de taille importante (donc avec des aléas potentiellement élevés) peut à lui seul, par un écart négatif, faire basculer l'écart global du système et donc conduire au passage en régime administré. Un acteur important paiera donc ses écarts négatifs plus souvent au prix administré qu'un petit acteur du fait de la corrélation entre le régime déterminé pour le règlement des écarts et le signe de son écart.

La prise en compte de l'effet du foisonnement conduit à une diminution du coût du règlement des écarts pour les

Figure 75 – Coût du réglement financier en fonction de la taille de l'acteur (hypothèse prix de référence marché = 30 k€/MW)



acteurs de taille importante, de 0,48 k€/MW à 0,28 k€/MW[172]. On observe par ailleurs que **l'ensemble des acteurs profite du foisonnement avec un coût moyen de règlement des écarts plus faible, y compris pour les petits acteurs dont l'aléa n'a pas changé.** Cela s'explique par une diminution de la variabilité globale du système[173] qui passe de 1,6 à 1,2 GW.

172
Avec une hypothèse de prix de référence marché de 30k€/MW

173
Obligation – Niveau de Capacité

L'étude d'impact des dispositions sur les règlements financiers prévues par les règles du mécanisme de capacité met en évidence trois résultats majeurs :

- **un acteur de taille importante supportera un coût du règlement financier plus élevé que l'ensemble des acteurs de taille inférieure. Du fait de sa taille et de l'importance potentielle de ses aléas, il existe en effet une corrélation entre son écart et l'écart global du système : un acteur de grande taille paiera donc, toutes choses étant égales par ailleurs, ses écarts négatifs plus souvent au prix administré ;**
- **un acteur faisant face à un volume plus faible d'aléas n'est pas confronté à la même problématique et supportera donc un coût du règlement financier plus faible ;**
- **tous les acteurs profitent du foisonnement, y compris les acteurs de faible taille ne pouvant pas profiter individuellement d'un foisonnement des aléas ; en effet, la diminution de la variabilité globale du système conduit à un coût de règlement des écarts plus faible pour l'ensemble des acteurs.**

7. FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ : ÉCHANGES, TRANSPARENCE ET CONCURRENCE

Le mécanisme de capacité français repose sur l'obligation faite aux fournisseurs de se couvrir en capacité à hauteur de la consommation qu'ils alimentent. Cette obligation permet de faire participer l'ensemble des acteurs du marché de l'énergie à la sécurité d'approvisionnement à hauteur de leur contribution au risque de défaillance, et crée des incitations à la maîtrise de l'évolution de la pointe de consommation, qui est un élément essentiel dans l'évaluation du risque de défaillance en France.

Il serait économiquement inefficace que chaque acteur obligé assure lui-même la couverture physique de son obligation si d'autres exploitants peuvent le faire à sa place pour un coût inférieur. C'est le sens du recours au marché, qui permet à un acteur de respecter son obligation de manière indirecte en acquérant, auprès d'un tiers, des titres représentant la contribution unitaire d'un exploitant à la réduction du risque de défaillance. Ces titres, appelées garanties de capacité au sein des règles et parfois également qualifiées de certificats de capacité, doivent donc être précisément définis et échangeables.

La mise en place d'un tel dispositif de marché pour garantir l'obtention d'un résultat collectif s'intègre à un corpus théorique existant, développé dans la littérature économique à la suite des travaux de Ronald Coase[174]. La mise en place d'un produit standardisé qualifié de *garantie de capacité* consiste à définir un droit de propriété sur la réduction du risque de défaillance du système électrique, afin que la réalisation d'échanges entre les acteurs de marché permette d'atteindre l'objectif public souhaité au meilleur coût. Le marché de capacité naît ainsi de l'échange de garanties de capacité entre les acteurs de marché.

L'efficience économique d'un tel système nécessite que les droits de propriété soient suffisamment bien définis et que les coûts de transaction associés soient faibles, notamment au regard des gains associés à l'optimisation de la fourniture du bien.

La première condition peut être considérée comme remplie si le processus de certification des capacités alloue à chaque moyen un nombre de garanties de capacité qui reflète fidèlement sa contribution à la sécurité d'approvisionnement, et si l'acheteur d'une garantie de capacité sur le marché n'est pas tenu responsable d'une éventuelle défaillance de la capacité ayant initialement conduit à l'émission du certificat. Les principes de certification exposés dans le chapitre 5 du présent rapport, d'une part, et ceux de comptabilisation du respect de l'obligation par un acteur obligé au sein du chapitre 4, d'autre part, répondent à cet objectif.

La deuxième condition ne peut être respectée que de manière approchée, au sens où il existe nécessairement des coûts de transaction inhérents à la mise en place d'un nouveau bien à échanger *ex-nihilo*. Concrètement, pour que les coûts de transaction puissent être considérés comme suffisamment faibles pour permettre l'optimisation économique dans le mécanisme de capacité, il faut :

1. que les acteurs puissent s'échanger des garanties de capacité librement, en fonction de leurs besoins et à un prix qui reflète effectivement les coûts sous jacents ;
2. que les acteurs aient accès aux informations pertinentes pour comprendre les fondamentaux du marché et agir en fonction ;
3. que la concurrence sur le marché soit libre et non faussée.

Parmi ces points, le troisième et, dans une moindre mesure, le second ont fait l'objet de réserves de certains participants au processus de concertation ainsi que de l'Autorité de la concurrence[175]. Les préoccupations exprimées sur la faculté d'un dispositif de marché à révéler efficacement la valeur associée à la sécurité d'approvisionnement et à coordonner de manière optimale les décisions des acteurs sont légitimes, car l'efficience économique du mécanisme de capacité en dépend. Ce chapitre du rapport détaille les mesures prévues pour y répondre, et notamment celles proposées dans les règles du mécanisme de capacité. Les dispositions prévues pour permettre les échanges de garanties de capacité sont présentées au § 7.1, celles concernant la transparence du marché et de ses fondamentaux au § 7.2, celles concernant la mise en œuvre d'une concurrence libre et non faussée sur le marché de capacité au § 7.3.

174 [Coase, 1960]

175 [ADLC, 2012a]

7.1 Échanges de garanties de capacité

L'efficience du marché de capacité nécessite que les transactions portent sur des biens parfaitement définis et se déroulent dans un cadre garantissant la confiance des acteurs dans le dispositif transactionnel, qui leur permet de remplir leur obligation par le marché plutôt que par la détention de moyens physiques. Il doit alors en résulter l'émergence d'un signal-prix cohérent avec l'état du système électrique.

Le fonctionnement de cette approche « par le marché » nécessite la stabilité des paramètres du dispositif au cours d'un même exercice. Dans le cas contraire, l'incertitude réglementaire résultante pourrait décourager les acteurs d'échanger, notamment plusieurs années avant l'année de livraison, car la valeur d'une garantie de capacité pourrait être modifiée par une intervention extérieure au marché au cours de l'exercice. À titre d'exemple, une diminution du coefficient de sécurité en cours d'exercice conduirait à une dépréciation de la valeur d'une garantie de capacité. La publication des paramètres du mécanisme au démarrage de l'exercice, soit 4 années avant la livraison, assure cette fonction de stabilité de la régulation indispensable au bon fonctionnement des échanges. En réduisant les incertitudes des acteurs liées aux horizons temporels du mécanisme de capacité, elle joue un rôle important dans la formation de leurs anticipations.

Les règles du mécanisme de capacité constituent le socle des échanges de garanties de capacité. Elles déterminent toutes les briques élémentaires aux échanges, en précisant les définitions (nature du produit, acteurs pouvant intervenir, régime de cession, etc.) ou en mettant en place des outils (création du registre, traçabilité, etc.). Bien que les règles du mécanisme de capacité ne créent pas de marché organisé d'échange des garanties, elles permettent sa constitution future et laissent suffisamment de souplesse pour envisager une éventuelle future plateforme d'échange.

La présente partie détaille, d'une part, le rôle de la publication des paramètres en amont de l'année de livraison, et, d'autre part, les dispositions permettant d'améliorer la liquidité des échanges.

7.1.1 Publication des paramètres du mécanisme au démarrage d'un exercice

La publication de paramètres définitifs au démarrage d'un exercice du mécanisme de capacité donne aux fournisseurs la visibilité nécessaire à l'intégration de l'obligation dans leur contractualisation avec leurs clients, à la couverture de manière anticipée de leur besoin en garanties, à la mise en œuvre d'éventuelles actions de maîtrise de la consommation et, au final, au respect de leur obligation. Les exploitants de capacité sont également à même d'anticiper le niveau de capacité certifié de leurs moyens et, donc, le volume de garanties qui sera alloué à leurs capacités. Ce point est particulièrement important pour les capacités en projet et la prise de décisions d'investissement.

La définition des paramètres du mécanisme plusieurs années avant l'échéance considérée et leur stabilité une fois publiés pourrait cependant avoir pour corollaire d'introduire une incertitude au moment de leur détermination. Ils ne peuvent plus être réévalués par la suite en cas d'évolution importante et imprévue des fondamentaux de la sécurité d'approvisionnement, ce qui pourrait dégrader la qualité de la représentation de la sécurité d'approvisionnement. On retrouve ici le nécessaire arbitrage entre la précision du mécanisme et sa stabilité (voir partie 3.2). Toutefois, l'inconvénient en termes de précision est minoré par l'absence de cible fixe en capacité dans le mécanisme : ainsi, même si les paramètres du mécanisme ne sont pas parfaits, la réévaluation des besoins en capacité par les acteurs du marché permet de revenir vers une valeur pertinente avec les fondamentaux.

La stabilité du cadre réglementaire est donc cruciale pour le bon fonctionnement des échanges, alors que ses inconvénients au niveau de la détermination des paramètres sont contrebalancés par l'absence de cible fixe en capacité. Les avantages en matière de stabilité sont dans ce cas largement supérieurs aux inconvénients sur la précision du mécanisme.

Les règles prévoient ainsi la publication synchronisée de l'ensemble des paramètres du mécanisme de capacité au démarrage d'un exercice, c'est-à-dire 4 années avant le début de l'année de livraison :

- au niveau de l'obligation : valeurs de la température extrême et du coefficient de sécurité ;
- au niveau de la certification : abaques utilisés pour la certification des capacités, valeurs des coefficients de contribution par filière associés au schéma de certification neutralisant l'aléa sur la source primaire des capacités intermittentes ;
- au niveau des règlements financiers : prix administré correspondant au prix retenu pour les écarts négatifs dans une situation de sécurité d'approvisionnement significativement menacée.

7.1.2 Nature du produit et fonctionnement des échanges

7.1.2.1 Nature du produit « garantie de capacité »

Le décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 définit le produit « garantie de capacité » :

> *Une garantie de capacité est un bien meuble incorporel, fongible, échangeable et cessible, correspondant à une puissance unitaire normative, émis par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité et délivré à un exploitant de capacité à la suite de la certification d'une capacité et valable pour une année de livraison donnée.*

Les garanties de capacité sont toutes inscrites dans le registre des garanties de capacité, tenu par RTE. Ce registre recense les opérations de délivrance, d'échange et de destruction de garanties de capacité, de manière sécurisée et confidentielle. Le registre des garanties de capacité est ouvert dès la délivrance des premières garanties de capacité.

La propriété d'une garantie de capacité résulte de son inscription par RTE au compte détenu par son titulaire dans le registre des garanties de capacité. Le caractère dématérialisé des garanties de capacité implique que leur consignation dans le registre des garanties de capacité constitue une preuve suffisante du droit de propriété conféré. Le produit qui s'échange existe en propre une fois émis : un acteur détenant un certificat ne supporte aucun risque lié à la capacité sous-jacente qui en est à l'origine.

Chaque garantie de capacité n'est valable que pour une année de livraison donnée. Ainsi, une garantie de capacité émise pour une année de livraison et présente sur un compte du registre pour cette année ne peut être transférée vers un compte d'un registre pour une autre année de livraison.

Enfin, la maille unitaire des garanties de capacité vaut 0,1 MW. Les garanties de capacité sont numérotées afin de permettre leur gestion et la traçabilité des échanges.

7.1.2.2 Titulaire d'un compte du registre des garanties de capacité

Un titulaire de compte est une personne morale qui détient au moins un compte dans le registre. Il peut s'agir d'un acteur obligé, d'un responsable de périmètre de certification, d'un exploitant ou bien tout autre acteur intervenant sur le marché.

Un titulaire de compte peut disposer de plusieurs comptes en fonction de ses besoins propres dans le mécanisme de capacité. Cependant, un titulaire de compte ne détient qu'un unique compte en tant qu'acteur obligé ; c'est le volume de garanties détenues sur ce compte qui entrera dans le calcul du déséquilibre du fournisseur pour le processus de rééquilibrage en capacité, puis le calcul de l'écart final du fournisseur.

7.1.2.3 Émission et suppression de garanties de capacité

RTE est l'organisme teneur de registre. Il en résulte qu'il est le seul à même d'émettre et de supprimer des garanties de capacité.

L'émission de garanties résulte de l'entrée en vigueur d'un contrat de certification pour une capacité qui ne faisait pas l'objet d'un contrat de certification antérieurement pour cette année de livraison, ou d'un rééquilibrage à la hausse d'une capacité. Lors de l'émission de garanties, RTE délivre au titulaire du contrat de certification le montant de garanties correspondant sur son compte du registre des garanties de capacité.

La suppression de garanties de capacité n'est possible que dans un seul cas : suite à un rééquilibrage à la baisse d'une capacité. La suppression des garanties est effectuée par RTE à la suite de la restitution des garanties de capacité par le responsable du périmètre de certification concerné.

7.1.2.4 Cession de garanties de capacité

Le changement de propriété d'une garantie de capacité résulte d'une cession de la garantie entre deux personnes morales titulaires d'un compte dans le registre des garanties de capacité.

De manière à éviter de comptabiliser, dans le prix de référence, des transactions dont le prix n'aurait pas de pertinence économique vis-à-vis de l'ensemble du marché, les règles distinguent deux types de cession de garanties de capacité :

- une transaction de garanties : la cession des garanties s'effectue à un prix convenu entre les parties ;
- un transfert de garanties : l'échange est convenu entre les parties, mais non associé à un prix.

Les prix de toutes les transactions doivent être déclarés à la CRE au titre de la disposition du I de l'article 17 du décret.

7.1.3 Modalités d'échange

Les échanges de garanties de capacité peuvent avoir lieu de gré à gré ou sur des marchés organisés. Le recours à une

plateforme permettant de concentrer la liquidité des échanges présente des avantages certains en matière de formation et de révélation d'un prix de référence public susceptible de guider les anticipations des acteurs. Face à ce constat, les règles du mécanisme de capacité proposées par RTE prévoient des dispositions à même de faciliter l'émergence d'une plateforme d'échange.

7.1.3.1 Échanges de gré à gré

Les règles du mécanisme de capacité sont suffisantes pour permettre des échanges de gré à gré entre les acteurs du mécanisme. Il suffit à deux acteurs de se mettre d'accord sur un échange et son prix et de réaliser la transaction en la notifiant à RTE, qui modifie en conséquence les positions de chaque acteur dans le registre des garanties de capacité.

Les modalités d'échange de gré à gré de capacité sont donc similaires à celles existant pour l'énergie, avec le dispositif de notification d'échanges de blocs (NEB).

7.1.3.2 Émergence d'une plateforme d'échange

L'exemple des marchés de l'énergie montre que la liquidité sur des produits de long terme échangés de gré à gré est assez faible, ce qui peut être un obstacle significatif à la formation d'un signal-prix crédible, voire empêcher les acteurs de trouver facilement une contrepartie. L'émergence d'un marché organisé apparaît nécessaire pour concentrer la liquidité du marché de la capacité dans des sessions d'échanges, et améliorer ainsi la qualité du signal-prix.

L'importance du rôle d'une plateforme d'échanges dans le mécanisme de capacité a été identifiée dans le décret. Celui-ci prévoit que, si elle n'apparaît pas spontanément sur la base d'initiatives privées, et que la Commission de régulation de l'énergie recommande sa création, un appel d'offres puisse être lancé par le Ministre en charge de l'énergie à cet effet. Au cours de la concertation, l'opérateur de bourse EPEX Spot a manifesté son intérêt pour la mise en place d'une plateforme d'échange des garanties de capacité.

7.1.3.3 Interface avec une plateforme d'échange

La mise en place d'une plateforme d'échange nécessite de définir son interface avec le registre des garanties de capacité, qui assure la propriété des garanties de capacité. Afin de faciliter l'émergence de cette plateforme d'échange, les règles du mécanisme de capacité prévoient explicitement la possibilité d'une telle interface. Les règles renvoient toutefois la définition précise et les modalités de fonctionnement de l'interface à des travaux ultérieurs et conjoints entre RTE et les sociétés organisant des plateformes d'échange. Cette solution permet d'éviter de créer des contraintes préalables qui pourraient freiner ou devenir des obstacles à l'émergence d'une plateforme d'échanges.

Les règles du mécanisme de capacité mettent en place un cadre robuste pour permettre les échanges de garanties de capacité entre les acteurs du marché. Ce cadre est inspiré des dispositions existantes pour l'énergie, avec un registre central tenu par RTE, permettant de suivre les transactions. L'émergence future d'une plateforme d'échange est anticipée dans les règles du mécanisme de capacité. L'ensemble de ces dispositions constitue une base solide pour le développement des échanges de garanties.

7.2 Transparence du mécanisme

Le marché des garanties de capacité doit constituer un outil de coordination efficace entre les acteurs qui y participent. Cela sera le cas s'il permet de révéler les informations pertinentes au travers du prix des garanties échangées. Pour que le prix se forme dans de bonnes conditions, les acteurs doivent disposer initialement d'un niveau suffisant d'information sur l'état du système et les fondamentaux du marché. C'est à cette fin qu'une attention particulière a été consacrée, lors du travail de conception des règles, aux dispositions envisageables pour assurer la transparence du fonctionnement du dispositif.

La transparence peut porter sur plusieurs aspects : les fondamentaux du système électrique (c'est-à-dire l'état prévisionnel de l'équilibre offre-demande lors de l'année de livraison), et le fonctionnement du marché à proprement parler (le volume et le prix des échanges). À cet effet, les règles prévoient :

- des mesures de transparence sur les sous-jacents physiques du mécanisme au travers de la publication de l'état agrégé des registres (§ 7.2.1) et des perspectives en termes de volume d'obligation, agrégé et individuel (§ 7.2.2) ;
- des mesures de transparence sur le fonctionnement du marché, et en particulier pour assurer la visibilité sur les volumes et les prix des transactions (§ 7.2.3).

7.2.1 Publications associées aux registres

Depuis l'ouverture des marchés, la publication d'informations agrégées sur l'évolution prévisionnelle de l'équilibre offre-demande par l'intermédiaire du Bilan Prévisionnel de RTE s'est imposée comme un élément incontournable du fonctionnement du système électrique libéralisé. La nécessité de telles études d'adéquation a depuis été reconnue au niveau européen, et figure au sein des lignes directrices de la Commission européenne comme un pré-requis à la mise en place de mécanisme de capacité.

Le Bilan Prévisionnel actualisé chaque année par RTE conduit déjà à diffuser de nombreuses informations sur l'équilibre offre-demande prévisionnel. Il informe les acteurs des fondamentaux du système électrique en permettant d'obtenir une vision agrégée des perspectives sur l'offre et la demande d'électricité. Outil de prospective, il permet également de se projeter sur des périodes plus longues en dégageant des scénarios d'évolution du mix électrique et de la structure de la consommation, qui peuvent être mis en regard des trajectoires souhaitées par les pouvoirs publics français et européens[176].

Dans le cadre de la mise en place du mécanisme de capacité, les règles prévoient le renforcement de ce dispositif par l'intermédiaire de la publication régulière de l'état agrégé du niveau de capacité certifiée et des mesures de maîtrise de la consommation en période de pointe. Pour chaque année de livraison, RTE met en place et gère à cet effet deux registres, qui viennent s'ajouter au registre confidentiel des garanties de capacité qui comptabilise de manière sécurisée toutes les opérations de délivrance, de transaction et de destruction de garanties de capacité :

- le *registre des capacités certifiées* qui répertorie toutes les capacités certifiées ;
- le *registre des mesures de maîtrise de la consommation en période de pointe,* sur lequel les consommateurs et les fournisseurs doivent déclarer leurs leviers de réduction de consommation à la pointe, notamment les flexibilités sur la demande à la pointe existant sur d'autres mécanismes, mais non certifiées en tant que capacité d'effacement. Les données de ce registre sont prises en compte par RTE dans le calcul du niveau global d'obligation et sont publiées selon des modalités permettant de préserver leur caractère commercialement sensible.

La publication des informations agrégées collectées dans les registres constitue un élément essentiel de transparence du dispositif et conduira à diffuser des informations d'une nature différente de celles du Bilan Prévisionnel de RTE. Ce dernier est en effet basé sur les informations non-engageantes collectées auprès des producteurs, tandis que le registre des capacités certifiées est constitué des éléments déclarés par les exploitants pour la certification des capacités qui ne peuvent être modifiés qu'en recourant au rééquilibrage. Ceci devrait contribuer, par exemple, à révéler efficacement l'information sur les perspectives réelles des exploitants en matière de fermeture définitive ou de mise sous cocon de certaines installations.

7.2.1.1 Publications liées au registre des capacités certifiées

Les règles prévoient que le registre des capacités certifiées ait un caractère public. Concrètement, cela conduit à publier des informations individuelles et détaillées sur le volume de capacités certifiées, leurs caractéristiques techniques, leur disponibilité prévisionnelle ainsi que leur niveau effectif pour les années précédentes. Les règles prévoient que les acteurs disposent, *via* le registre des capacités certifiées, d'informations pour les 4 années de livraison à venir ainsi que pour les 2 années échues sur :

- le niveau global de capacités certifiées par filière ;
- le niveau détaillé de capacités certifiées à une maille individuelle pour les capacités de plus de 100 MW ;
- le niveau détaillé de capacités certifiées de manière agrégée pour les capacités de moins de 100 MW.

Les règles prévoient également que le niveau effectif des capacités pour les années échues soit disponible à des mailles équivalentes. **En régime pérenne, tous les acteurs de marché pourront donc comparer le niveau certifié d'une capacité ou d'une filière avec son niveau effectif au cours des années passées.**

Cette publication constitue en soi un puissant outil de surveillance du marché, qui permet d'évaluer la crédibilité des informations renseignées. Avec de telles mesures, les cas de diffusion d'informations volontairement erronées (certification initiale fantaisiste suivie d'un rééquilibrage) sont aisément détectables. S'ils relèvent de la manipulation de marché et tombent ainsi sous le coup des comportements prohibés au titre de la régulation sectorielle sur les abus de marché ou de la régulation concurrentielle, ils peuvent alors être sanctionnés par les autorités en charge de les contrôler.

Les informations requises par les règles du mécanisme de capacité afin de figurer dans le registre des capacités certifiées

176 Ces éléments sont renforcés, chaque année, par la publication des études prévisionnelles à moyen terme sur le passage de l'hiver ou de l'été suivant, et par la diffusion du bilan électrique.

sont également exigées par les dispositions du règlement n° 543/2013 de la Commission européenne du 14 juin 2013 concernant la soumission et la publication des données sur les marchés de l'électricité. Ce règlement dit « transparence » vise à accroître la transparence sur les marchés de l'électricité en rendant accessible aux acteurs de marché un ensemble commun de données relatives à la production, au transport et à la consommation d'électricité, sur une plateforme européenne développée et gérée par ENTSO-E. Les dispositions du règlement définissent notamment cet ensemble commun de données et prévoit le démarrage de la collecte fin 2014. Plusieurs données doivent être fournies par les acteurs de marché (producteurs, consommateurs…) aux gestionnaires de réseau de transport afin d'assurer leur publication dans le cadre du règlement transparence. Par exemple, l'article 14 du règlement dispose que les gestionnaires de réseau de transport fournissent à la plateforme de transparence le total de la capacité de production installée pour toutes les unités de production existantes dont la capacité installée est supérieure ou égale à 1 MW par type de production, sur la base des informations fournies par les producteurs. Pour les installations de plus de 100 MW (existantes ou en projet), le gestionnaire de réseau de transport doit également fournir d'autres informations individuelles (nom de l'unité, installation, niveau de tension de connexion…).

Certaines dispositions du règlement transparence imposent aux acteurs de marché une publication des données par ailleurs requises dans le cadre des règles du mécanisme de capacité. RTE propose donc une mutualisation du dispositif prévu, d'une part, dans le cadre de la certification des capacités et de la publication du registre des capacités certifiées et, d'autre part, de la publication dans le cadre du règlement transparence.

Cette mutualisation offre différents avantages :

- elle permet de limiter le nombre de déclarations des acteurs concernés et de diminuer ainsi les coûts de transaction liés au mécanisme de capacité ;
- elle renforce la qualité et la cohérence des données ainsi publiées par RTE.

7.2.1.2 Déclaration d'évolution des paramètres de certification d'une capacité

Le rééquilibrage en capacité n'est pas seulement une souplesse du mécanisme pour les exploitants de capacité. Le respect des procédures de rééquilibrage, et leur concordance avec la réalité physique sont nécessaires pour que le nombre de garanties de capacité disponibles sur le marché reflète fidèlement la situation de la sécurité d'approvisionnement.

Le décret dispose que *« l'exploitant d'une capacité certifiée, ou la personne mandatée par lui, tient informé le gestionnaire du réseau public de transport ou de distribution d'électricité auquel est raccordée sa capacité de toute évolution ou précision relative aux caractéristiques de la capacité et aux conditions de son exploitation susceptible d'avoir une incidence sur la disponibilité prévisionnelle de celle-ci durant la période de pointe PP2. »* (I de l'article 11).

Cette déclaration doit être effectuée au plus tard deux jours après la prise de connaissance de la modification majeure des conditions d'exploitation génératrice de cette évolution. La déclaration d'évolution concerne les capacités dont le niveau de capacité certifié est supérieur à 100 MW. Une modification est considérée majeure lorsqu'elle entraîne une variation de 10 % du niveau de capacité certifiée.

À ce titre, le registre des capacités tiendra compte de l'évolution prévisionnelle de la disponibilité des installations, les redéclarations étant intégrées aux informations publiées. L'ensemble des acteurs du mécanisme est ainsi informé de toute évolution du niveau de garanties.

7.2.1.3 Publications liées au registre des actions de maîtrise de la consommation à la pointe

Le registre des capacités évoqué au paragraphe précédent porte sur *l'offre* de garanties de capacité, y compris de la part des exploitants de capacités d'effacement ayant fait le choix de la valorisation explicite sur le marché (certification). D'autres publications portent sur la demande. Les prévisions sur le niveau global de garanties seront effectuées par RTE chaque année (voir paragraphe suivant), mais les fournisseurs sont susceptibles de mettre en œuvre avec leurs consommateurs des actions ayant un impact sur la consommation nationale afin notamment de modérer l'obligation à laquelle ils sont assujettis. Un dispositif de déclaration de ces actions est ainsi prévu pour parfaire l'information agrégée des acteurs sur l'équilibre offre-demande.

Le décret dispose en effet (article 18) de la création par RTE d'un *« registre, renseigné par les fournisseurs et les consommateurs, des mesures visant à maîtriser la consommation pendant les périodes de pointe »*. Par ailleurs, les *« informations du registre nécessaires au bon fonctionnement du marché sont rendues publiques et réactualisées dans les plus brefs délais en fonction de leur évolution »*.

Les règles précisent en conséquence que les mesures prises par les fournisseurs et les consommateurs pour réduire la consommation à la pointe doivent être déclarées dans ce registre, notamment les flexibilités de demande à la pointe existant sur d'autres mécanismes mais non certifiées en tant que capacité d'effacement. À l'instar du registre des capacités certifiées, ces informations seront rendues publiques selon des modalités permettant de préserver leur caractère commercialement sensible.

7.2.2 Publications associées à l'obligation de capacité

7.2.2.1 Publication de prévisions du niveau global de garanties

Afin de faciliter le travail de prévision des fournisseurs sur le niveau de leur obligation de capacité, RTE publiera ses propres prévisions sur le niveau global d'obligation, c'est-à-dire pour la totalité de la consommation française.

Ainsi, une première prévision du niveau global de garanties nécessaires au respect du critère de sécurité d'approvisionnement sera publiée en même temps que les paramètres du mécanisme, c'est-à-dire 4 années avant le début de l'année de livraison. Les prévisions du niveau global de garanties seront calculées avec les mêmes méthodes et paramètres que ceux employés pour le calcul des obligations des acteurs obligés.

Cette prévision sera ensuite actualisée annuellement en prenant en compte les données des registres des capacités certifiées et des actions de maîtrise de la consommation à la pointe ainsi que les dernières prévisions d'évolution sur la demande électrique. Associée aux informations mises à disposition en continu du registre des capacités certifiées, cette prévision permettra aux acteurs du mécanisme d'anticiper l'état du système et d'agir en conséquence. En particulier, les fournisseurs pourront construire et ajuster les stratégies de couverture de leurs obligations.

7.2.2.2 Estimation de l'obligation des fournisseurs

L'efficience du modèle de marché proposé repose sur l'hypothèse que les fournisseurs sont les mieux à même d'évaluer l'obligation de capacité à laquelle ils seront soumis. Dans le cas contraire, le modèle de l'acheteur unique de capacité *(capacity auction)* présenté au § 2.3 du rapport, qui repose sur une évaluation publique du besoin prévisionnel de capacité, trouve sa justification. Au cours de la concertation, certains fournisseurs ont douté de leur faculté à évaluer leur besoin de capacité, craignant que cette incertitude ne perturbe la formation du prix des garanties de capacité. Ce débat, qui a structuré de manière permanente les échanges lors de la concertation, revient essentiellement à interroger la faculté d'une organisation décentralisée à conduire à l'optimum économique.

À défaut d'apporter une réponse définitive à cette question majeure de théorie économique et politique, il importe de s'assurer que, dans le cadre des orientations décidées, des mécanismes existent pour permettre aux fournisseurs de procéder à l'évaluation de leur besoin de capacité. Les fournisseurs disposent de tous les éléments nécessaires à la détermination de leur obligation : ils pilotent leur politique commerciale dont dépend leur portefeuille de consommateurs ; les paramètres de calcul de l'obligation (coefficient de sécurité, température de référence et gradient) sont fixés avant l'année de livraison : seule la consommation effective de leurs consommateurs est inconnue, mais elle est prévisible. Or, non seulement il en est exactement de même en ce qui concerne le marché de l'énergie (les fournisseurs anticipent le niveau de soutirage sur leur périmètre pour déterminer leur stratégie d'approvisionnement et donc leurs actions sur les marchés à terme, le marché journalier et les marchés infra-journaliers), mais, en outre, il s'agit d'un facteur sur lequel ils disposent de leviers d'action : l'incitation à la maîtrise des consommations en période de pointe véhiculée par le dispositif en dépend.

Au démarrage du mécanisme, afin d'accompagner les acteurs obligés dans leur apprentissage de son fonctionnement, RTE propose aux acteurs qui le souhaitent de calculer ce qu'aurait été leur obligation de capacité sur des années passées, sur la base de données de consommation historiques fournies par les acteurs et des paramètres et règles publiés. Ce type d'exercice nécessite de fixer *ex post* des périodes de pointe potentiellement différentes de celles qui auraient réellement été retenues. Néanmoins, cette approximation pourra aider les acteurs à mieux appréhender la traduction de leurs données physiques en nombre de garanties de capacité.

En plus de ces éléments, RTE propose de notifier à chaque acteur obligé une estimation de son obligation après la fin de la période de livraison, sur la base des données de consommation disponibles, et de l'écart global. Cette estimation sera notifiée à l'issue de la période de livraison mais avant la *date limite de cession d'un exercice*[177], ce qui permet aux acteurs de procéder sur cette base à des échanges afin d'équilibrer leur périmètre d'acheteur obligé et de limiter ainsi les éventuels règlements financiers dus aux écarts constatés.

177
Les règles retiennent une notification de l'obligation estimée 12 mois après la fin de la période de livraison.

7.2.3 Publications associées au fonctionnement du marché de capacité

Les dispositifs de surveillance permettent à la CRE de contribuer à la transparence du mécanisme en publiant des données détaillées sur le fonctionnement du mécanisme et des échanges. Le décret prévoit en effet que :

> *II. – Au moins une fois par an, la Commission de régulation de l'énergie publie par tout moyen approprié des données statistiques concernant l'ensemble des transactions et des offres publiques de transaction de garanties de capacité et de produits dérivés et rendant compte des volumes échangés ou offerts et de leur prix*[178].

Ces informations complètent les données physiques publiées par RTE pour offrir aux acteurs une vision claire du marché et de ses sous-jacents.

Le marché des garanties de capacité a pour rôle de faire émerger la valeur des contributions à la sécurité d'approvisionnement. Afin que les acteurs du marché puissent donner un prix aux garanties de capacité, ils doivent avoir accès à des informations sur l'état général du système et la situation prévisionnelle de la sécurité d'approvisionnement. Des dispositions visant à assurer la transparence du mécanisme ont été mises en place à cet effet en sus des dispositifs existants (Bilan Prévisionnel) et correspondent aux meilleures pratiques en matière de transparence des marchés :

- **les registres renseignant sur l'état physique du système sont publics (informations individualisées pour les unités de production de plus de 100 MW, agrégées sinon) ;**
- **RTE publie chaque année des prévisions sur le niveau d'obligation correspondant à la totalité de la consommation en France, selon les méthodes des règles ;**
- **RTE accompagne les acteurs obligés au démarrage du dispositif en calculant, sur la base d'historiques, ce qu'aurait été leur obligation de capacité des années précédentes ;**
- **RTE communique aux acteurs des estimations de leurs obligations avant la date limite de cession sur la base des données disponibles ;**
- **la CRE publie des statistiques sur les échanges permettant d'évaluer les volumes échangés ou offerts et les prix pratiqués.**

7.3 Concurrence dans un marché de capacité décentralisé

La mise en place d'un marché pour permettre aux acteurs de respecter leur obligation de capacité ne suffit pas en soi à assurer l'efficacité économique du dispositif. Les conditions concrètes du fonctionnement de ce marché doivent aussi être examinées : si certains acteurs détiennent un pouvoir de marché et en abusent pour fausser le prix, le résultat du processus de marché s'écartera de l'optimum global.

La structure particulièrement concentrée du marché français de l'électricité a conduit, lors des travaux préalables à la publication du décret et lors de la concertation menée en 2013, à accorder une attention particulière aux questions de concurrence sur le futur marché des garanties de capacité. La rédaction du décret et la conception des règles ont été marquées par ces préoccupations (§ 7.3.1). Il apparaît néanmoins que la combinaison entre une architecture de marché décentralisée et le dispositif de l'ARENH mis en place en 2011 afin de favoriser l'ouverture du marché de la fourniture en France conduisent à reconsidérer le diagnostic sur la structure concurrentielle du marché des garanties de capacité (§ 7.3.2). Le décret a, de plus, mis en place des dispositifs de surveillance particuliers qui seront d'autant plus faciles à exercer du fait de la transparence des registres, témoignant de la prise en compte initiale de ces problématiques lors de la conception du dispositif (§ 7.3.3).

7.3.1 Concurrence et pouvoir de marché

L'efficience des marchés de l'énergie repose sur le respect d'une concurrence libre et non faussée entre les acteurs qui y interviennent. Le développement des interconnexions transfrontalières, l'harmonisation des méthodes d'attribution des droits d'utilisation des interconnexions, le développement des méthodes d'allocation implicite de la capacité d'échange (couplage de marché) ou encore l'harmonisation des règles régissant les échanges dans les différents États membres contribuent à réduire le pouvoir de marché des opérateurs historiques. Le marché pertinent pour apprécier la position

178 Décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012, Article 17

des opérateurs et donc l'influence qu'ils sont susceptibles d'avoir sur le marché devient de plus en plus régional voire européen.

Les mécanismes de capacité actuellement en cours d'élaboration en Europe sont conçus sous l'égide des États membres qui demeurent responsables de la sécurité d'approvisionnement. Ce tropisme national a engendré un regain d'inquiétude de la part de la Commission européenne, qui a exprimé ses préoccupations et attentes dans les lignes directrices publiées en novembre 2013[179] :

- un manque de concurrence au niveau du marché de l'énergie national pourrait être à l'origine de manipulations de marché menaçant la sécurité d'approvisionnement :

  Appropriate structural solutions to address problems of market concentration leading to underinvestment should be identified and implemented[180].

- les interventions publiques visant à garantir la sécurité d'approvisionnement pourraient créer des distorsions de concurrence, au niveau national comme au niveau transfrontalier :

  In concentrated markets, interventions to ensure generation adequacy risk rewarding dominant incumbents for withholding strategies. In particular capacity mechanisms risk replicating, or even embedding, problems of market concentration which exist in some Member States[181].

La concentration du marché de l'électricité en France est élevée, l'opérateur historique EDF y détenant une position dominante sur la production comme sur la fourniture d'électricité.

> ***101.*** *En 2011, EDF détiendrait, selon lui, 79,4% des capacités de production électrique françaises. Ce total recouvre 92% des capacités nucléaires (EDF exploite la totalité des centrales nucléaires françaises mais les concurrents détiennent des droits de tirage dans certaines d'entre elles sur la base de contrats industriels), 66% des capacités thermiques à flamme (charbon, fioul et gaz), 81% des capacités hydrauliques et 32% des installations d'énergies renouvelables. Même en excluant les certificats de capacité inclus dans les droits à l'ARENH, comme le prévoit la loi NOME, il apparaît qu'EDF détiendra toujours la majorité des certificats de capacité.*

> ***102.*** *En parallèle, l'Observatoire des marchés de la CRE évalue en 2011 la part de marché d'EDF et des distributeurs publics locaux à 94% de la consommation des clients résidentiels et à 78% de la consommation des sites non résidentiels (la part détenue par EDF étant très largement prépondérante dans ce total). Il en résulte qu'EDF sera, de loin, le premier demandeur de certificats de capacité*[182].

Cette situation s'explique largement par les choix passés de politique énergétique en France qui ont conduit l'opérateur historique à se doter d'un parc de production électronucléaire compétitif à l'échelle nationale et européenne. Elle n'est pas pour autant synonyme d'abus de position dominante :

- la concentration d'un marché se caractérise par le nombre d'acteurs présents et leurs parts de marché respectives. Cette caractéristique peut être évaluée aussi bien du côté de l'offre que du côté de la demande ;
- le pouvoir de marché d'un acteur traduit sa faculté à modifier le prix en vigueur sur les marchés, dans un sens qui l'avantage, par rapport à celui qui aurait été atteint dans un régime de concurrence pure et parfaite ;
- l'exercice du pouvoir de marché correspond à l'utilisation volontaire par un acteur de son pouvoir de marché. Celle-ci se traduit généralement par une dégradation du bien-être collectif et par une amélioration du profit de l'acteur concerné. C'est uniquement l'abus de position dominante qui est sanctionné par le droit de la concurrence[183].

Il n'y a pas nécessairement de correspondance entre ces notions. Ainsi, un marché concentré ne donne pas nécessairement lieu à l'existence d'un pouvoir de marché pour la ou les firmes disposant de parts de marché importantes, notamment si la régulation vient renforcer les conditions de concurrence sur le marché. De même, des manipulations de marché peuvent intervenir sur des marchés peu concentrés, comme l'ont montré certaines études mettant en avant le rôle de « pivot » de certaines firmes dans des cas spécifiques, par exemple la crise californienne de 2000-2001[184]. Dans d'autres cas enfin, le pouvoir de marché n'est qu'une potentialité et n'est pas nécessairement exercé : ce n'est pas parce qu'un acteur peut distordre la concurrence de par sa position qu'il choisira forcément de le faire.

S'il apparaît nécessaire d'exercer une vigilance accrue au sujet des conditions de conception des mécanismes susceptibles de renforcer les positions dominantes, il semble donc trop rapide de considérer sur ce fondement que de tels mécanismes ne devraient pas être mis en œuvre. D'une part, des autorités spécialisées existent déjà pour évaluer le fonctionnement

179 [EC, 2013a]

180 [EC, 2013a]

181 [EC, 2013a]

182 [ADLC, 2012a]

183 Article 102 TFUE et article L. 421-2 du Code de commerce.

184 [Wolak, 2003]

des marchés et sanctionner les abus de position dominante quand ils sont caractérisés. D'autre part, le cadre de régulation en France comprend déjà des dispositions visant à favoriser la concurrence : il s'agit du dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) qui est une solution structurelle et appropriée à la situation de concentration du marché[185].

Enfin, le diagnostic formulé par les pouvoirs publics, par exemple dans le rapport Poignant-Sido, n'a pas porté sur la possibilité que l'importante concentration du marché français de l'électricité puisse résulter dans des sous-investissements stratégiques. Au contraire, la réflexion du groupe a porté sur la façon de distribuer équitablement la responsabilité de l'investissement dans les moyens de pointe non rentables dans le marché de l'énergie malgré les externalités positives qu'ils procurent, responsabilité jusqu'ici implicitement assumée par l'opérateur historique qui s'en est acquitté.

> *Le sens [d'une obligation de capacité] est de distribuer la responsabilité de l'assurance face au risque de défaillance de production*[186].

En revanche, les points de vigilance de la Commission européenne invitent à examiner de manière attentive la façon dont les dispositions proposées pourraient, une fois en vigueur, faire l'objet de comportements stratégiques, principalement sous l'angle de possibles rétentions de capacité. Il convient de noter que l'Autorité de la concurrence avait, en avril 2012, organisé une partie de son instruction du dossier autour de la robustesse du dispositif aux stratégies de rétention de capacité. Elle avait à ce titre considéré que l'introduction d'un dispositif de bouclage faisait naître des risques de rétention de capacité en entraînant des comportements opportunistes de la part des producteurs (minimisation artificielle de la disponibilité de leurs moyens de production afin de déclencher le mécanisme), ou suggéré que les producteurs ne puissent pas s'engager sur un niveau de disponibilité inférieur à leur moyenne historique, pour éviter tout comportement stratégique.

Ces préoccupations ont été prises en compte : le dispositif de bouclage est bien réservé à des cas exceptionnels, et la stratégie qui consisterait, pour un exploitant, à sous-évaluer de manière manifeste sa disponibilité prévisionnelle sera aisément détectable vu les dispositifs en place. La transparence du registre des capacités certifiées permettra, en effet, à tout un chacun de constater d'éventuels comportements de rétention de capacité, y compris de manière préventive en comparant le montant certifié pour une année avec celui des exercices passés.

Un second point d'attention porte sur les barrières à l'entrée qui pourraient résulter de la mise en place de l'obligation de capacité dans un contexte réglementaire déjà complexe. Pour les offreurs de capacité (production, effacements ou stockage), les méthodes de certification proposées dans les règles (neutralité technologique pour tous les moyens) assurent une égalité de traitement, et évitent toute forme de sélection qui pourrait déboucher sur une exclusion des nouveaux entrants. Du côté du marché de la fourniture, l'obligation de capacité représente une complexité supplémentaire qui peut être vue comme un obstacle pour les nouveaux entrants, mais également comme une opportunité : elle s'impose à tous, mais chaque fournisseur pourra choisir sa stratégie de couverture. Cette nouvelle facette du métier de fournisseur ouvre des possibilités de différenciation des offres entre acteurs qui peuvent stimuler la concurrence. Enfin, les modalités de contrôle proposées s'attachent à ne pas imposer de contraintes de déclaration trop lourdes aux acteurs, et veillent particulièrement à ne pas imposer une segmentation aux entités d'effacement, comme cela a été présenté aux paragraphes 5.6 et 5.7.

Le marché français de l'électricité est fortement concentré. Cette situation peut être problématique si elle aboutit effectivement à des manipulations de marché ; or, elle n'a pas produit de sous-investissement et, en conséquence, de risque sur la sécurité d'approvisionnement. Toutefois, cette situation a suscité une vigilance particulière dans la conception des règles du marché de capacité.

7.3.2 Concurrence dans le mécanisme de capacité

Le pouvoir de marché est une notion complexe à quantifier, qui dépend de nombreux facteurs dont certains ne sont potentiellement pas mesurables. Il est toutefois possible de choisir un indicateur de la situation de concurrence, nécessairement simplifié, et de considérer les effets de l'architecture de marché en regard de cette mesure.

La concentration d'un marché est, par exemple, une mesure classique utilisée en analyse concurrentielle. Il est possible de procéder à ce type d'analyse pour le marché des garanties de capacité, en prenant toutefois en compte les spécificités de l'architecture de marché. Les paragraphes qui suivent analysent les effets de deux composantes de l'architecture de marché (son caractère décentralisé et l'ARENH) sur la structure du marché.

185 *Appropriate structural solutions to address problems of market concentration leading to underinvestment should be identified and implemented* [EC, 2013a]

186 [Poignant-Sido, 2010]

7.3.2.1 Effets d'une architecture décentralisée sur la structure du marché

Dans un marché centralisé, le pouvoir de marché d'un acteur repose en grande partie sur sa part de marché, c'est-à-dire la part des garanties de capacité qu'il détient sur le total des garanties émises pour une année de livraison. Dans un système d'acheteur unique inspiré des dispositifs en vigueur dans l'Est des États-Unis, la concentration du marché serait donc largement liée à la part de marché des exploitants dans la production et l'effacement. Dans un marché décentralisé, un acteur, s'il est intégré verticalement, doit également couvrir ses propres besoins : son influence potentielle sur le marché ne dépend plus principalement de sa position absolue, mais plutôt de sa position nette.

Avertissement sur les éléments présentés concernant le pouvoir de marché

Loin de se résumer à la concentration du marché, que ce soit en position absolue ou en position nette, les causes de l'existence de pouvoir de marché peuvent être nombreuses et complexes. Le rôle de pivot de certaines firmes sur le marché, l'élasticité des courbes d'offre et de demande, l'existence ou non de barrières à l'entrée ont par exemple un impact sur le pouvoir de marché. Les indicateurs calculés dans les paragraphes suivants ne prennent pas en compte ces considérations, et ne donnent donc qu'une vision limitée de la situation concurrentielle. Ils n'ont pas vocation à se substituer à une réelle analyse de la concurrence sur le marché français de l'électricité, mais à illustrer par des ordres de grandeur simples les conséquences des choix d'architecture pour le marché de capacité.

L'importance des positions nettes est un effet classiquement identifié dans les contextes d'intégration verticale :

> *In evaluating proposed horizontal mergers in vertically separated markets, antitrust agencies (and courts) focus primarily on [...] the concentration levels in the industry prior to the merger and the predicted change in concentration levels due to the merger, where concentration is measured using the HHI. [...] [Generalizing] the analysis to vertically integrated markets suggests that analysts use the firms' net positions to measure the effects of market power. As noted above, zero net demand causes no inefficiency*[187].

Cet effet est particulièrement important en France, au vu des parts de marché de l'opérateur historique à la fois du côté de la production et du côté de la fourniture. Estimée uniquement sur les capacités certifiées, la concentration du marché est très forte. Mais, si l'on considère la position nette de l'acteur dominant, alors son poids sur le marché devient relatif, car il a également une part de marché importante sur la fourniture. À cet égard, l'architecture de marché décentralisée est donc particulièrement adaptée aux conditions du marché français, comme l'ont noté certaines études académiques :

> *Dans le contexte particulier du secteur électrique français très fortement verticalisé et dans la concurrence organisée par le dispositif NOME, [...] les critiques adressées [à l'obligation décentralisée] ne tiennent pas*[188].

D'autre part, l'architecture décentralisée et l'intégration verticale ont également une influence sur les incitations des différents acteurs. Ainsi, ce n'est pas parce qu'un acteur détient des capacités qu'il a nécessairement intérêt à voir augmenter le prix des garanties de capacité : en effet, il peut avoir plus à y perdre qu'à y gagner s'il se trouve être un acheteur net :

> *Vertically integrated wholesalers, or those with long-term contracts, have less incentive to raise wholesale prices [...]. Findings suggest that vertical arrangements dramatically affect estimated market outcomes. Had regulators impeded vertical arrangements (as in California), simulations imply vastly higher prices than observed and production inefficiencies costing over 45 percent of those production costs with vertical arrangements. We conclude that horizontal market structure accurately predicts market performance only when accounting for vertical structure*[189].

Ces éléments plaident en faveur d'un indicateur de concentration du marché qui prenne en compte les effets d'intégration verticale.

7.3.2.2 Mesures de renforcement de la concurrence

Un traitement structurel des questions de concurrence dans le marché de l'électricité français a été mis en place par le biais de la loi NOME[190], qui a instauré à partir de 2012 le dispositif d'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH). Ce dispositif a été élaboré en coordination avec la Commission européenne pour permettre le développement de la concurrence sur le marché de la fourniture, en permettant aux fournisseurs alternatifs de disposer d'un accès direct, régulé, à l'électricité produite par le parc électronucléaire historique, à des conditions économiques équivalentes à celle de l'opérateur historique :

187 [Hendricks & McAfee, 2010]

188 [Finon, 2011]

189 [Bushnell et al. 2008]

190 Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité

Afin d'assurer la liberté de choix du fournisseur d'électricité tout en faisant bénéficier l'attractivité du territoire et l'ensemble des consommateurs de la compétitivité du parc électronucléaire français, il est mis en place à titre transitoire un accès régulé et limité à l'électricité nucléaire historique, produite par les centrales nucléaires mentionnées à l'article L. 336-2, est ouvert, pour une période transitoire définie à l'article L. 336-8, à tous les opérateurs fournissant des consommateurs finals résidant sur le territoire métropolitain continental ou des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes.

Cet accès régulé est consenti à des conditions économiques équivalentes à celles résultant pour Électricité de France de l'utilisation de ses centrales nucléaires mentionnées au même article L. 336-2[191].

L'ARENH façonne de manière structurelle le fonctionnement du marché de l'électricité en France, si le prix de l'ARENH est compétitif par rapport aux prix sur le marché de gros, c'est-à-dire, si le nucléaire historique est compétitif par rapport au parc de production européen : le marché fonctionne alors comme si tous les fournisseurs disposaient d'une forme d'intégration verticale amont-aval en disposant de droits de propriété sur une part de la production du parc électronucléaire historique.

Un tel effet se retrouve sur le mécanisme de capacité : le décret de 2011 précisant le fonctionnement de l'ARENH indique que l'exercice par un fournisseur alternatif de son droit à l'ARENH emportera l'accès aux garanties de capacité correspondantes[192] :

Le produit [ARENH] comprend la garantie de capacité de production, au sens de l'article 4-2 de la loi du 10 février 2000 susvisée, qui correspond à son profil.

Ce point est particulièrement important pour les questions de concurrence, puisque qu'il signifie que **la totalité des fournisseurs, y compris ceux n'exploitant pas de capacités en propre, bénéficient d'un effet d'intégration verticale avec l'ARENH sans que cela ne représente pour eux un coût supplémentaire par rapport à la situation précédant la mise en place du mécanisme de capacité.**

Concrètement, il n'est pas certain que l'opérateur historique soit en situation de vendeur net de garanties de capacité, alors que certains fournisseurs alternatifs disposant de capacité seront, eux, « longs » en garanties de capacité dès le démarrage du dispositif. Sur le long terme et sous réserve que l'ARENH demeure compétitive, la position nette d'un fournisseur dépendra de la thermosensibilité de son portefeuille de consommateurs par rapport à ses droits ARENH en capacité.

La mise à disposition de la valeur capacitaire de l'ARENH peut prendre deux formes :

- la première correspond au transfert de garanties de capacités « physiques » depuis EDF vers les fournisseurs alternatifs : ces derniers disposent alors en propre de garanties qu'ils peuvent utiliser pour remplir tout ou partie de leur obligation ;
- la seconde correspond à un traitement financier de la question : EDF détient toutes les garanties de capacité associées à la certification du parc nucléaire et les valorise sur le marché de la capacité, le résultat de cette valorisation est rétrocédé aux fournisseurs alternatifs en fonction de leurs droits ARENH.

La Commission de régulation de l'énergie est chargée, au titre du décret sur le mécanisme de capacité, de proposer au Ministre les modalités afférentes. À la date de rédaction de ce rapport, les orientations de la CRE sur ce sujet n'étaient pas connues. Dans le cas d'un traitement financier de l'ARENH, le marché serait plus concentré mais sa liquidité serait probablement supérieure. L'évaluation de ces effets antagonistes sur le plan concurrentiel est complexe, et demanderait une analyse plus approfondie qui n'a pas été menée par RTE. Par la suite, on considère donc uniquement le régime du transfert « physique » de garanties de capacité, les indicateurs simplifiés utilisés ayant du sens avec cette hypothèse.

7.3.2.3 Simulations de la concentration du marché de capacité

L'organisation décentralisée du dispositif de capacité et la dotation initiale en garanties de capacité pour les fournisseurs alternatifs organisée par l'ARENH ont des effets combinés sur la concentration du marché. Ces effets ont été étudiés dans une simulation rejouant, sur les années 2006 à 2011, les calculs de certification et d'obligation pour l'ensemble des acteurs du marché de capacité, fournisseurs et exploitants de capacité[193]. L'indicateur utilisé pour mesurer la concentration du marché est l'indice de Herfindhal-Hirschmann (IHH)[194].

191 L. 336-1 du code de l'énergie

192 Décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, Article 1, V

193 Les calculs ont été simplifiés et ne correspondent pas exactement aux règles finales du mécanisme de capacité. Les résultats apportent toutefois des ordres de grandeurs significatifs car les simplifications effectuées ne vont pas toutes dans le même sens. Les simulations ont été rejouées à une date ne permettant pas de connaitre avec certitude l'ensemble des règles et paramètres du mécanisme de capacité français. Approximations les plus significatives faites pour les besoins de cette étude : les périodes de pointe considérées sont placées en année civile sur les jours d'hiver de plus forte consommation avec une limite de 5 jours sur les deux mois de mars et novembre ; les comptes sont séparés pour les capacités en obligation d'achat ; les capacités hydroélectriques sont surestimées (leurs limitations techniques n'étant pas prises en compte dans l'étude), certaines capacités raccordées au réseau de distribution ne sont pas attribuées. Les ordres de grandeur des résultats obtenus sont donc significatifs, mais ceux-ci doivent être considérés comme des estimations et non des valeurs exactes.

194 L'IHH ou Index d'Herfindhal-Hirschmann est une mesure de concentration du marché qui indique à quel point le marché considéré se rapproche de l'une des hypothèses de la concurrence pure et parfaite, à savoir l'atomicité du marché. L'IHH est calculé comme la somme des carrés des parts de marché de chaque acteur exprimées comme un pourcentage.

Le premier effet étudié est celui d'une architecture de marché décentralisée dans un contexte d'intégration verticale, en calculant l'indicateur IHH sur la base des positions nettes des acteurs, soit la différence entre les garanties de capacité associées à leurs capacités certifiées et leurs obligations de capacité. Les entreprises intégrées sont donc considérées comme des acheteurs nets ou des vendeurs nets selon les poids respectifs de leurs structures d'exploitant de capacité et fournisseur.

L'étude compare deux indicateurs de concentration du marché légèrement différents : un IHH calculé sur les positions absolues et un IHH calculé sur les positions nettes. Ni l'un ni l'autre ne donnent une mesure parfaite de la situation de concurrence, mais leur comparaison permet d'illustrer que la prise en compte des effets d'intégration verticale dans un marché décentralisé amène à reconsidérer les modalités effectives d'exercice de la concurrence.

Le deuxième effet étudié est celui de l'ARENH, qui rééquilibre la position des acteurs en augmentant l'intégration verticale des nouveaux entrants. Son impact est estimé en comparant deux IHH, avec et sans ARENH, et tous deux calculés sur des positions nettes.

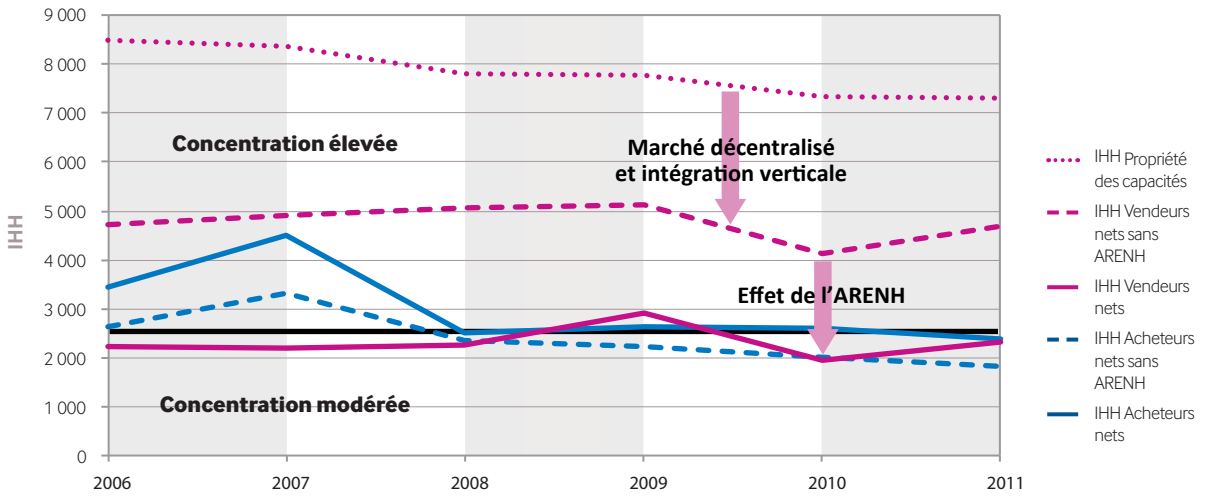
Les vendeurs nets de garanties de capacité sont considérés séparément des acheteurs nets. Ce choix de mesure vise à mieux refléter le pouvoir de marché, qui résulte principalement de la position nette d'un acteur sur le marché, une fois ses propres besoins couverts. Ainsi, un acteur qui détient des capacités exactement à hauteur de ses propres besoins ne devrait pas exercer d'influence sur le prix de marché, puisque qu'il ne sera amené ni à acheter ni à vendre.

Ce point permet de comparer les effets respectifs sur la concentration du marché de l'architecture décentralisée et de l'ARENH dans le contexte français. Si l'on regarde la concentration du marché des vendeurs de capacité, on constate qu'en moyenne[195] :

- le choix d'un marché décentralisé par rapport à un marché centralisé réduit la concentration du marché de 3000 points d'IHH ;
- l'existence de l'ARENH fait baisser l'IHH du marché de la capacité de 2400 points.

Ces deux effets sont cumulatifs. La combinaison d'un marché décentralisé avec l'ARENH comme régulation venant renforcer la concurrence amène à reconsidérer le niveau de concentration du marché par rapport à la perception initiale.

Figure 77 – Illustration des effets de l'architecture de marché et de l'ARENH sur la concentration du marché de la capacité sur la base de données passées



La combinaison d'un marché décentralisé avec l'ARENH comme régulation venant renforcer la concurrence permet d'obtenir des niveaux de concentration du marché généralement considérés comme acceptables. Sur le graphique ci-dessus, la barre noire correspond à un IHH de 2500 considérée comme la frontière entre les marchés à concentration élevée et à concentration modérée dans la définition retenue aux États-Unis[196]. L'IHH des vendeurs nets de garanties de capacité passe même une année sous le seuil de 2000 en dessous duquel la Commission

195
Avec les hypothèses précédentes et des résultats moyennés sur des données de 2006 à 2011.

196
[DOJ, 2010]

européenne considère que l'existence potentielle de problèmes de concurrence est « peu probable »[197].

Comme précisé précédemment, les indicateurs présentés ne permettent pas de conclure quant à la situation réelle de la concurrence sur le marché de l'électricité en France. Ils permettent néanmoins d'observer que l'architecture de marché retenue conduit à modifier les conditions effectives d'exercice de la concurrence.

7.3.2.4 Évolution prévisionnelle de la concentration du marché avec le développement de l'effacement

Les estimations de la concentration du marché présentées ci-dessus sont basées sur des données passées. Afin d'en évaluer les évolutions futures, il convient de prendre en compte le développement à venir de nouvelles filières, en particulier l'effacement de consommation, et les autres mesures touchant de manière dynamique la consommation, notamment pendant les pointes hivernales.

Il s'agit d'un élément important car un marché fortement concentré sera moins sujet à l'exercice de pouvoir de marché s'il peut facilement être contesté en l'absence de barrières à l'entrée. Les caractéristiques propres à certains types d'effacements (notamment les effacements industriels), dont les coûts fixes peuvent être faibles par rapport à des capacités de production, en font ainsi de bons candidats pour venir contester une position dominante sur le marché de capacité. Ceci est à rapprocher des ambitions du mécanisme, présentées aux chapitres 1 et 2 : le mécanisme de capacité français doit donner toute leur place aux effacements de consommation dans le « bouclage capacitaire » de l'équilibre offre-demande.

Les évolutions récentes de l'architecture de marché de l'électricité en France permettent la participation explicite de l'effacement aux marchés de l'énergie, y compris pour les agrégateurs d'effacements[198]. Les consommateurs et les agrégateurs peuvent ainsi accéder à tous les marchés de l'électricité (mécanisme d'ajustement depuis 2003, réserves rapides et complémentaires depuis 2010, marché de gros de l'électricité depuis 2013, services-systèmes à partir du 1er juillet 2014). Cette participation est totalement libre, puisque l'accord du fournisseur du site n'est pas nécessaire[199].

La création de ce cadre pour la valorisation des effacements a pour objet de faciliter le développement du potentiel d'effacements et de l'activité d'opérateur d'effacement en France. Leur participation aux marchés de l'électricité devrait contribuer à diminuer la concentration du marché de l'énergie aussi bien que du marché de capacité, qui permet également la participation explicite des effacements de consommation[200].

Réciproquement, la création du mécanisme de capacité peut elle-même favoriser la concurrence sur d'autres marchés, comme celui de l'énergie. Le développement de capacités alternatives à la production d'énergie par la valorisation de leur apport à la sécurité d'approvisionnement peut permettre de diversifier le mix énergétique et la structure du marché. Ainsi, la forte valeur capacitaire des effacements, dont le potentiel est maximal au moment des pointes de consommation, contribuera au développement de capacités qui participeront également au marché de l'énergie.

La prise en compte de la nature décentralisée du mécanisme mis en place et des effets d'intégration verticale découlant de la mise en place de l'ARENH conduit à une représentation plus fine du marché des garanties de capacité. La situation concurrentielle sur le marché de capacité apparaît en ce sens plus favorable qu'envisagée initialement.
D'autre part, les marchés de l'énergie et de la capacité contribueront mutuellement à un renforcement de la concurrence, notamment par le développement des effacements. Le mécanisme de capacité français pourrait ainsi permettre aux effacements de consommation de jouer un rôle clé dans le « bouclage » de l'équation capacitaire, modérant ainsi les potentialités d'exercice de pouvoir de marché et conduisant à une diminution des coûts.

7.3.3 Surveillance du fonctionnement du marché

7.3.3.1 Nécessité d'une surveillance

Les paragraphes précédents ont permis de préciser les enjeux associés à la concurrence sur le marché de capacité et de vérifier que la mise en place d'un mécanisme décentralisé, associée à la mesure structurelle de renforcement de la concurrence sur le marché de la fourniture que constitue l'ARENH, conduisait à une situation concurrentielle bien plus complexe que celle souvent dépeinte.

En pratique, sous l'hypothèse d'un traitement « physique » des transferts liés à l'ARENH, tous les fournisseurs disposeront d'une dotation initiale en garanties de capacité qui leur permettra de remplir tout ou partie de leur obligation. Ceci permet d'envisager un fonctionnement du marché des garanties de capacité marqué par des positions initiales globalement équilibrées : aucun acteur ne sera en position d'acheteur pour l'intégralité de ses besoins,

197 Lignes directrices sur l'appréciation des concentrations horizontales au regard du règlement du Conseil relatif au contrôle des concentrations entre entreprises, paragraphes 16, 19 & 20.

198 Ces évolutions sont présentées dans les chapitres 1 et 10 du présent rapport.

199 L'accès régulé de l'opérateur d'effacements au consommateur découle des recommandations de l'Autorité de la Concurrence et de la mise en place par RTE, sous la supervision de la CRE, de la nouvelle organisation du cadre de régulation de l'effacement légiféré par la loi Brottes : [ADLC, 2012b], [ADLC, 2013]

200 La participation des effacements aux marchés de l'énergie est détaillée dans les chapitres 1 et 10 du présent rapport.

ce qui limite radicalement les possibilités d'exercice de pouvoir de marché.

Cependant, dans ces conditions, les échanges devraient porter sur des quantités limitées, ce qui va diminuer la liquidité sur les échanges de garanties de capacité. En ce sens, le transfert physique des garanties de capacité associées à l'ARENH contribue à réduire le volume des échanges de garanties de capacité, alors qu'un traitement financier des conséquences capacitaires de l'ARENH conduirait, au contraire, à l'accroître. La constitution d'une plateforme d'échange semble dans ces conditions nécessaire, comme évoqué précédemment, pour concentrer la liquidité et favoriser l'émergence d'une référence de prix crédible. L'extension géographique du marché favoriserait également la liquidité, ce qui souligne l'importance des démarches entreprises en coopération avec d'autres États membres pour promouvoir des approches communes.

Dans ce contexte, il demeure nécessaire de suivre attentivement le démarrage des échanges de garanties de capacité afin de vérifier le bon fonctionnement du dispositif.

À cet effet, le pouvoir réglementaire a d'emblée souhaité doter le régulateur des moyens de surveiller efficacement le fonctionnement du marché des garanties de capacité. Il a ainsi prévu que toutes les transactions de garanties de capacité devaient être notifiées à la CRE, ce qui est possible à coût quasi nul si ce dispositif de notification est couplé au registre des garanties de capacité qui trace tous les échanges de garanties :

> *Les modalités de cette collecte d'informations sont définies par la Commission de régulation de l'énergie après consultation du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité*[201].

7.3.3.2 Efficacité de la surveillance par rapport aux manipulations de marché

L'efficacité de la surveillance du marché des garanties de capacité doit être examinée au regard des manipulations possibles de marché. Comme évoqué précédemment, les craintes exprimées par l'Autorité de la concurrence en avril 2012 et relayées dans la récente communication de la Commission européenne portent spécifiquement sur l'exercice du pouvoir de marché par l'opérateur dominant ainsi que sur la possibilité de stratégies de rétention de capacité.

En ce qui concerne l'opérateur dominant, des dispositions permettent à la CRE d'avoir des informations sur les échanges qu'il réalise, y compris ses coûts de cession internes. Le décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 prévoit en effet deux entités différentes pour les exploitants de capacités (le responsable du périmètre de certification) et pour l'obligation (le fournisseur). Cette disposition qui s'applique à tous les acteurs permet la surveillance des entreprises verticalement intégrées. Comme précisé à l'article 17 du décret, les échanges réalisés entre ces entités doivent être communiqués à la CRE :

> *Toute personne qui procède à la cession d'une garantie de capacité ou d'un produit dérivé ou qui fait une offre publique d'achat ou de vente de garanties de capacité ou d'un produit dérivé informe la Commission de régulation de l'énergie, directement ou par un tiers, des caractéristiques de cette cession ou de cette offre, **notamment de son prix***[202].

En ce qui concerne la vulnérabilité du dispositif aux stratégies de rétention de capacité pouvant être orchestrées par les exploitants, les dispositifs de transparence des registres mis en place dans les règles doivent permettre une détection facilitée de tout abus potentiel par les acteurs de marchés eux-mêmes ou par les autorités en charge de la surveillance des marchés. La transparence des registres constitue dans cette optique un élément essentiel pour répondre à la problématique soulevée au chapitre 5 sur la faculté de rééquilibrage à coût nul offerte aux acteurs. Certains acteurs ont en effet considéré, au cours de la concertation, que si la nullité du coût du rééquilibrage avant le démarrage de l'année de livraison offrait effectivement aux exploitants vertueux les souplesses nécessaires à la gestion de leur engagement capacitaire, elle pouvait également permettre à des acteurs opportunistes de manipuler le marché à coût faible. RTE a considéré très sérieusement cette possibilité : au niveau des règles de fonctionnement du dispositif, la réponse apportée consiste à mettre en place une transparence maximale (inscription nominative et publique des déclarations des capacités supérieures à 100 MW, encadrement des rééquilibrages « importants », c'est-à-dire ceux portant sur plus de 10 % de la capacité certifiée) plutôt que de mettre en œuvre de complexes dispositifs conditionnant, par exemple, la faculté d'un opérateur à se rééquilibrer en fonction de son pouvoir de marché.

De la même façon, il n'est pas prévu de contraindre les engagements des exploitants de capacité en fonction de leur historique de disponibilité comme l'a suggéré l'Autorité de la concurrence en 2012 car cela pourrait distordre les incitations du dispositif, aujourd'hui basées uniquement sur les engagements des

201
Décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité, Article 17

202
Décret n°2012-1405 du 14 décembre 2012, Article 17, paragraphe 1.

acteurs. Un tel mécanisme d'encadrement n'est, par exemple, pas nécessaire sur le marché de l'énergie pour assurer la cohérence des offres des acteurs. Cependant, la référence aux disponibilités historiques pour chaque moyen sera publique et donc utilisable par la CRE dans sa mission de surveillance du marché.

Du fait de ces mesures, prévues dans le décret et déclinées dans les règles, la CRE a estimé, dans son avis daté d'avril 2012, être en mesure d'assurer un bon fonctionnement du marché de la capacité :

> *La CRE estime que ses missions de surveillance des marchés, tant amont – pour lequel elle pourra tracer et surveiller toutes les transactions, y compris celles liées à l'autofourniture – qu'aval – pour lequel elle s'assurera de la cohérence des offres des fournisseurs avec leurs coûts d'approvisionnement – lui permettront de veiller à ce que le mécanisme de capacité ne vienne pas entraver la concurrence sur le secteur aval.*
>
> *En cas de dysfonctionnement, la CRE proposera au ministre toute mesure permettant de garantir le bon exercice de la concurrence, tant sur le secteur amont que sur le secteur aval*[203].

Cette surveillance donnera lieu à des rapports réguliers de la Commission de régulation de l'énergie au Ministre chargé de l'énergie :

> *I. Au plus tard un an après la publication des règles relatives au mécanisme de capacité, puis au moins une fois par an ensuite, la Commission de régulation de l'énergie transmet au ministre chargé de l'énergie un rapport relatif au fonctionnement du marché des garanties de capacité*[204].

Les mesures de renforcement de la concurrence au niveau de l'architecture de marché ont un rôle préventif, mais doivent être accompagnées d'une surveillance attentive du fonctionnement du marché par la CRE. La nécessité de cette surveillance est renforcée par la faible liquidité attendue sur le marché. Les dispositifs de surveillance et de transparence prévus dans le décret et dans les règles se complètent pour former un cadre qui semble suffisant au regard des besoins actuels, dans la mesure où il doit permettre de détecter aisément tout comportement suspect par la publicité des registres.

7.3.3.3 Offres publiques de vente

Enfin, et pour éviter d'éventuelles rétentions de capacité de la part de certains acteurs, la loi NOME prévoit dans son article 6 que :

> *La totalité des garanties de capacités certifiées doit être mise à disposition des fournisseurs soit directement, soit indirectement, en vue du respect de l'obligation mentionnée au même article. Les garanties de capacités détenues par un fournisseur en excédent de ces obligations doivent faire l'objet d'une offre publique de vente.*

Les règles proposées pour le mécanisme de capacité déclinent cette disposition en prévoyant la tenue des offres publiques de vente une fois la notification finale de leur obligation de capacité reçue par les acteurs obligés.

7.4 Conclusions

L'obligation de capacité a été introduite pour assurer la sécurité d'approvisionnement, et le marché de capacité accompagne ce dispositif d'obligation pour en minimiser le coût. Cette architecture est économiquement efficiente pour la fourniture du bien collectif qu'est la sécurité d'approvisionnement à condition que les coûts de transaction soient suffisamment faibles. Les échanges de garanties de capacité et le fonctionnement du marché ont donc une importance majeure, et leur bonne opération repose sur trois piliers : un cadre robuste pour les échanges, un degré élevé de transparence et une concurrence effective.

D'abord, le cadre de fonctionnement du marché a été conçu de manière à favoriser le déroulement des échanges et de renforcer le degré de confiance des acteurs dans le produit « garanties de capacité ». Le choix de publier les paramètres du mécanisme et de les stabiliser sur toute la durée d'un exercice permet des échanges dans un cadre de régulation fixe, et assure que la valeur du produit ne sera pas modifiée par une intervention extérieure au marché. Bien qu'augmentant les incertitudes au moment de la détermination des paramètres, cette disposition apparaît indispensable au bon fonctionnement du marché.

203 [CRE, 2012]

204 Décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012, Article 19

Par ailleurs, la traçabilité des garanties de capacité dans un registre tenu par RTE assure la crédibilité du produit. L'architecture retenue est sur ce point similaire à celle du marché de l'énergie : elle permet les échanges de gré à gré et prévoit l'émergence de plateformes d'échange pour organiser la rencontre de l'offre et de la demande. L'organisation des échanges semble nécessaire face à la faible liquidité attendue du marché.

Concernant la transparence, de nombreuses dispositions ont été prévues pour permettre aux acteurs de participer au marché de capacité en pleine connaissance de la situation prévisionnelle de la sécurité d'approvisionnement. En plus du Bilan Prévisionnel qui est déjà publié par RTE, des données issues de deux registres tenus par RTE seront à caractère public :

- *le registre des capacités certifiées* qui répertorie individuellement toutes les capacités certifiées ;
- *le registre des mesures de maîtrise de la consommation en période de pointe* qui recense les actions sur la demande ayant un impact sur le mécanisme.

En plus de ces informations, RTE accompagnera les acteurs obligés dans leur apprentissage du mécanisme, et leur transmettra des estimations de leur obligation. Enfin, la CRE publiera des informations sur le fonctionnement du marché et le déroulement des transactions, ce qui aidera les acteurs à apprécier les prix observés sur le marché.

Enfin, le dernier pilier nécessaire au bon fonctionnement du marché, celui de la concurrence, est sans doute celui qui a le plus suscité de préoccupations sur le mécanisme, au niveau français comme européen. La forte concentration du marché français de l'électricité autour de l'opérateur historique a pu faire craindre que la concurrence ne puisse réellement s'exercer sur le marché de capacité, voire qu'il n'induise des effets néfastes sur le marché de la fourniture.

Toutefois, une analyse plus précise de la structure du marché amène à reconsidérer les risques d'exercice de pouvoir du marché. La prise en compte du caractère décentralisé du marché ainsi que des effets d'intégration verticale par la mesure des positions nettes des acteurs amène à reconsidérer à la baisse la concentration du marché. Le bénéfice de garanties de capacité associées au produit ARENH pour les fournisseurs alternatifs diminue également la concentration du marché de manière importante. En ce sens, les risques d'exercice de pouvoir de marché semblent limités.

Les procédures de contrôle et de surveillance, qui sont intégrées au cœur même du mécanisme grâce au registre des capacités certifiées, permettent au régulateur de détecter d'éventuels abus et de suivre tous les échanges.

Enfin, il serait restrictif de considérer le mécanisme de capacité uniquement comme un risque pour la concurrence sur le marché de l'électricité. En favorisant le développement des effacements, il permettra à de nouvelles capacités de venir concurrencer les autres, y compris sur les marchés de l'énergie. Et en enrichissant le métier des fournisseurs et en créant de nouvelles activités, il permettra une plus grande richesse et différenciation des offres en fonction des stratégies choisies pour faire face à leur obligation (une telle philosophie se retrouve également dans le dispositif proposé par le BDEW en Allemagne). Ce nouveau mécanisme de marché présente donc un certain nombre d'opportunités pour les acteurs les plus efficaces.

8. ANALYSES D'IMPACT DU MÉCANISME DE CAPACITÉ

Au niveau français comme européen, le paradigme de la prise de décision publique a progressivement évolué au cours des dernières années. Cette évolution conduit à mettre l'accent sur l'importance de disposer d'analyses préalables évaluant la nécessité et la proportionnalité des mesures envisagées et d'accompagner leur déploiement par des évaluations régulières de manière à pouvoir, le cas échéant, amender les dispositions en vigueur.

La mise en place du mécanisme de capacité s'inscrit dans ce cadre.

Du point de vue de l'analyse d'impact initiale, la proposition de RTE portant sur les règles est l'occasion de présenter des analyses sur le coût pour le consommateur. En ce qui concerne les dispositions permettant d'adapter progressivement le fonctionnement du dispositif en fonction du retour d'expérience, le décret de décembre 2012 prévoit justement l'élaboration par la Commission de régulation de l'énergie de rapports réguliers sur le fonctionnement et l'intégration du mécanisme de capacité qui, combinés aux analyses que rendra RTE au titre des règles, pourront conduire à des aménagements, des adaptations voire des réformes du dispositif. Au travers du cadre réglementaire existant et des propositions réalisées en son application, il est ainsi visé de s'inscrire dans les meilleures pratiques applicables en matière de décision publique.

Au sein des chapitres précédents, de nombreuses études ont été présentées afin de quantifier les effets associés à la détermination de tel ou tel paramètre. Au-delà de ces éclairages partiels, il est nécessaire d'évaluer l'effet agrégé des dispositions proposées sur le fonctionnement du marché de l'énergie ainsi que sur les investissements. Une telle évaluation permet alors de mettre en regard le coût du dispositif et les bénéfices associés en matière de sécurité d'approvisionnement pour les consommateurs qui le financent. Une difficulté spécifique entoure ce type de travaux, qui doit, pour être précis, prendre en compte l'ensemble des paramètres du mécanisme de capacité, alors que ceux-ci sont en cours d'élaboration en concertation avec les acteurs et évoluent donc de manière fréquente durant la phase d'élaboration. L'expérience montre d'ailleurs que les modélisations hâtives du fonctionnement des mécanismes de capacité conduisent à des résultats non exploitables, car la situation simulée ne correspond pas à la réalité du dispositif institué.

Ce chapitre permet de rendre compte de cette dichotomie. Il présente d'abord les enjeux associés à une modélisation détaillée du fonctionnement d'un mécanisme de capacité (§ 8.1). Il présente ensuite les difficultés associées aux aspects dynamiques en soulignant comment les analyses actuellement diffusées au niveau européen pour modéliser le mécanisme français devraient être complétées (§ 8.2). Il présente en troisième lieu des éléments d'étude d'impact de premier rang sur les conséquences financières de l'introduction du dispositif pour les consommateurs, toutes choses égales par ailleurs (§ 8.3). Il finit enfin par mettre en perspective les résultats obtenus des travaux en cours, qui viendront alimenter, dans le cadre des points d'étape prévus par le décret, le déploiement ultérieur du dispositif (§ 8.4).

8.1 Enjeux d'une modélisation détaillée du fonctionnement des mécanismes de capacité

8.1.1 Analyse des paramètres techniques

Un soin particulier a été apporté, durant la concertation sur les règles, à quantifier l'effet des dispositions techniques proposées par RTE. Les éléments présentés dans les chapitres 4, 5 et 6 du présent rapport contiennent ainsi de nombreuses études, qui permettent de quantifier l'impact de différents aspects du dispositif. Au total, une trentaine d'études et simulations ont ainsi été menées et les résultats présentés en concertation afin d'éclairer les débats.

Parmi les résultats les plus signifiants, ces études ont montré que :

- la prise en compte de la thermosensibilité dans les paramètres de calcul de l'obligation de capacité permet de faire peser l'obligation de capacité sur les consommateurs thermosensibles, qui sont bien à l'origine de l'aléa dimensionnant du système électrique. Il en résulte une obligation nulle pour les grands consommateurs capables d'effacer leur consommation durant les périodes de pointe ;
- le choix d'une période PP1 ciblée permet de donner une incitation à l'effacement au cours des périodes de pointe, c'est-à-dire au cours des périodes de risque sur la sécurité d'approvisionnement. Cela accroît la concurrence entre les offreurs de capacités susceptibles de répondre au besoin du système électrique, et constitue donc un facteur de modération du coût ;
- la valeur en capacité des effacements de consommation est, de la même façon, maximisée par le choix d'une période PP2 courte.

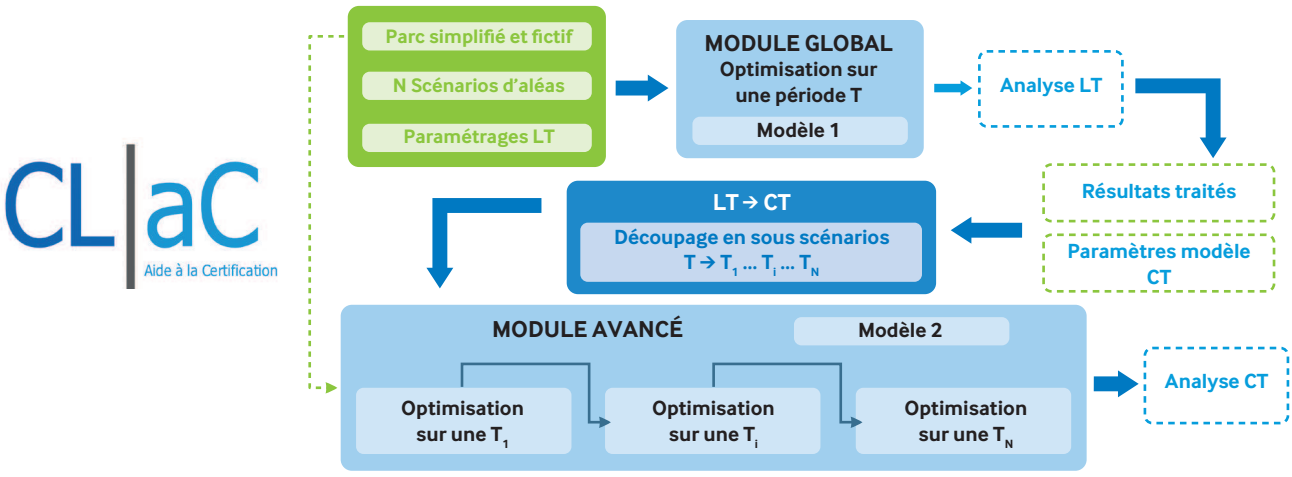
8.1.1.1 L'utilisation d'un simulateur comme support à la concertation

En complément de la démarche de partage des résultats techniques, une méthode originale de concertation a été proposée aux acteurs dès le début de la concertation. Cette méthode a consisté à mettre à disposition des acteurs un simulateur d'équilibre offre-demande gratuit, calibré en *open source*[205]. Cet outil[206] a été développé par RTE spécifiquement pour la concertation afin que chaque acteur puisse appréhender les impacts des choix structurants pour la méthode de certification et l'impact du choix des paramètres.

205 Ce simulateur a été fourni par RTE sur demande sous licence libre d'utilisation pour les besoins de la concertation.

206 Le simulateur porte le nom de CLAC (Capacity Lab – Aide à la Certification).

Figure 78 – Schéma fonctionnel du simulateur *open source* d'équilibre offre-demande simplifié



Neuf licences gratuites d'utilisation du simulateur ont été délivrées par RTE auprès des acteurs de marché et des administrations. Cet outil a permis d'illustrer l'intérêt de mesurer la contribution d'une capacité à la réduction du risque de défaillance par sa disponibilité et non simplement par sa puissance installée. Il a également servi d'appui pour le choix des paramètres de la méthode de certification, en particulier en ce qui concerne la prise en compte des contraintes techniques et de gestion qui ont un impact sur la contribution des capacités à la réduction du risque de défaillance.

Dans la continuité de cette méthode, un nouveau simulateur prenant la forme d'un *serious game* sera mis à disposition des participants à la concertation, des autorités et des autres personnes intéressées, pour permettre de tester le fonctionnement du marché, de la certification jusqu'à la période post année de livraison (§ 8.4.1).

8.1.2 Étude des effets agrégés du dispositif

L'analyse des impacts économiques du dispositif nécessite de prendre du recul par rapport aux débats techniques afférents à l'obligation, à la certification ou aux règlements financiers, et d'évaluer les conséquences de l'effet agrégé du dispositif sur les différentes catégories d'acteurs afin d'éclairer les pouvoirs publics qui devront se prononcer sur ces propositions.

Une telle étude d'impact devrait, en toute rigueur, comparer (i) les charges spécifiquement imputables à l'obligation de capacité supportées par les consommateurs (coûts) et (ii) l'effet des dispositions proposées sur la sécurité d'approvisionnement (bénéfices) dans les deux scénarios alternatifs :

- un scénario dans lequel le mécanisme de capacité n'est pas mis en place : les consommateurs sont exposés au prix de marché selon ses règles actuelles (en incluant toute la complexité du cadre réglementaire). Les capacités ne bénéficient généralement pas de rémunération spécifique au titre de leur contribution à la sécurité d'approvisionnement. Le prix de l'énergie constitue le signal économique utilisé à la fois pour l'optimisation du fonctionnement des moyens de production à court terme et les décisions d'investissement à long terme ;
- un scénario dans lequel le mécanisme de capacité est mis en place selon les règles proposées par RTE.

Une telle étude n'a rien de trivial.

D'une part (1), le scénario « sans mécanisme de capacité » devrait, pour constituer un point de référence crédible, modéliser finement le fonctionnement actuel du marché tel qu'il existe. Cela présente plusieurs difficultés.

L'organisation actuelle du système électrique dans tous les États membres conduit déjà une partie des capacités à bénéficier d'une rémunération capacitaire à différents titres (notamment pour la constitution des réserves utilisées par les gestionnaires de réseau pour l'équilibrage en temps réel) et une autre partie à bénéficier de subventions les déconnectant des signaux de prix : la modélisation du fonctionnement du marché actuel ne peut pas faire l'impasse sur ces réalités et leurs impacts sur le marché.

Par ailleurs, le fonctionnement du marché lors des périodes de tension diffère des principes théoriques (occurrence faible mais réelle de pics de prix très élevés durant lesquels les consommateurs sont alimentés en fonction de leur propension marginale à interrompre leur alimentation électrique) qui fondent la faculté du modèle *energy-only* à garantir une rémunération optimale des installations de production et des effacements. Les conséquences de cette organisation de marché en termes de biais dans la structure des investissements (sous-investissement à la pointe par rapport aux moyens de base) ou de dégradation de la sécurité d'approvisionnement (délestages) existent en pratique et sont supportées par les consommateurs, soit au niveau du coût de leur approvisionnement, soit parce que le niveau de sécurité d'alimentation atteint s'écarte de la préférence collective fixée par les pouvoirs publics.

D'autre part (2), il est délicat de quantifier les effets escomptés à moyen ou long terme des modèles de marché proposés, l'analyse dynamique du fonctionnement de marchés complexes soumis à de multiples régulations sur le temps long étant particulièrement ardue. Pour que les résultats obtenus présentent de l'intérêt, les caractéristiques propres aux différents mécanismes de capacité mis en place doivent être finement modélisées. Dans le cas du mécanisme français, cela reviendrait notamment à intégrer à l'analyse l'impact de gestion active de la demande de capacité promue par l'architecture décentralisée du dispositif, qui pourrait réduire de manière générale le coût de couverture du risque de défaillance par rapport à une situation où l'adéquation de capacité est gérée de manière passive, mais également à évaluer ses coûts de transaction.

Depuis que le développement des mécanismes de capacité nationaux a commencé à occuper une place importante dans l'agenda européen en matière énergétique, des descriptions du fonctionnement de ces dispositifs ont été diffusées. Or, certaines d'entre elles n'apparaissent pas convaincantes : soit le dispositif est décrit de manière sommaire et, alors, les résultats présentés traduisent surtout le caractère frustre des hypothèses initiales, soit le dispositif est modélisé en détail mais, alors, les simulations se cantonnent à exposer les coûts de manière statique sans considérer que ceux-ci influencent le comportement des acteurs sur lesquels ils sont répercutés.

Les paragraphes suivants illustrent cette dichotomie :

- l'analyse précise d'un rapport, comme celui annexé à la synthèse de la consultation publique menée par la Commission européenne sur le marché intérieur et publié en juin 2013, montre que l'ambition de simuler l'impact de la mise en place d'un mécanisme en France et en Allemagne peut conduire à une sur-simplification de la description du mécanisme de capacité de sorte que la simulation porte sur un mécanisme qui n'a rien à voir avec le dispositif mis en place, rendant les résultats erronés (§ 8.2) ;
- des simulations visant à évaluer l'impact financier de la mise en place du mécanisme sur les consommateurs « toutes choses égales par ailleurs » ont été réalisées et sont présentées par la suite (§ 8.3) : il s'agit néanmoins d'une représentation des impacts « de premier tour » qui n'intègrent pas d'analyse dynamique des effets sur le système électrique à plus long terme (localisation des investissements, évolution des prix de marché, etc.).

8.2 Limites des analyses actuelles sur le fonctionnement du mécanisme de capacité dans un marché interconnecté

8.2.1 Analyse du rapport accompagnant les lignes directrices de la Commission européenne sur les interventions publiques

8.2.1.1 Le rapport et ses conclusions

Dans sa communication du 15 novembre 2012 sur le bon fonctionnement du marché intérieur, la Commission européenne a exprimé ses inquiétudes vis-à-vis de la mise en place de mécanismes de capacité au sein de nombreux États membres et a accompagné cette communication d'une consultation publique sur le marché intérieur, l'adéquation des capacités et les mécanismes de capacité.

Cette consultation publique a fait l'objet de 132 réponses, qui ont alimenté la réflexion de la Commission européenne dans le cadre de la préparation de la communication sur l'optimisation des interventions publiques. En plus des réponses à la consultation publique, la Commission européenne a publié un rapport intitulé « Capacity Mechanisms in Individual Markets within the IEM »[207], qui a également fait partie du fonds documentaire utilisé dans le cadre de la préparation de la communication sur l'optimisation des interventions publiques. Ce rapport[208] analyse les conséquences de la mise en place de mécanismes de capacité en Europe.

Les conclusions[209] de ce rapport sont globalement négatives vis-à-vis de la mise en place de mécanismes de capacité en Europe : elles alertent notamment sur les risques de distorsion de marché en l'absence de coordination pour la mise en place de ces dispositifs.

Pour autant, le rapport ne conclut pas quant au caractère suffisant d'un marché *energy-only* pour inciter les investissements dans l'électricité :

> *It is difficult on an empirical basis to determine whether the energy-only market design of the target model will yield adequate investment signals. Moreover, the academic literature is inconclusive too. Whereas some hold that energy-only markets are fundamentally flawed and that there is a need for permanent capacity remuneration mechanisms (CRM), others argue that the need for such mechanisms is mainly linked to temporary market interventions and uncertainties as [Climate policy, Market development, Market regulations and market design, Technology and costs & Economic environment].*
> *[...]*
> *Still, it cannot be ruled out that capacity mechanisms may be necessary to ensure sufficient peak and back-up capacity in the future low carbon European electricity system, or as a transitory precaution in some individual member states in the shorter term.*

L'analyse qualitative conclut principalement à l'absence d'un besoin structurel, immédiat et général de mécanismes de capacité en Europe. Elle est accompagnée d'une étude quantitative, qui aboutit à deux conclusions principales :

- l'architecture de marché *energy-only* pourrait ne pas être un cadre suffisant pour assurer la viabilité économique d'au moins une partie des capacités :

> *The model based analysis reveals that the economics of new capacity, in particular in gas-fired open cycle and CCGT plants, may be challenging.*

- l'introduction non coordonnée de mécanismes de capacité pourrait avoir des conséquences négatives à l'échelle de toute l'Europe :

> *Model simulations of individual CRM in France and Germany, respectively, confirm that unilateral mechanisms distort investments and trade and lead to higher system costs. The impacts on investments differ in the two cases due to differences in capacity mix and interconnectivity. Impacts are felt throughout Europe and total costs increase in both cases. Compared to the reference scenario (which also exhibits adequate capacity), EU generation costs are found to increase by 1,3-1,5 %.*

207
[EC, 2012a]

208
Ce rapport a été préparé par Thema Consulting Group, E3M-Lab et COWI.

209
Executive Summary du rapport : The empirical analysis shows that there is generally no urgent need for capacity mechanisms in Europe. Individual (asymmetric) capacity mechanisms of all designs are prone to distort cross-border trade in two main ways:
- By causing over-capacity: Regulators are likely to overestimate the necessary domestic capacity reserve margin and to underestimate the contribution from cross-border trade.
- By distorting allocation of investments: Investments are likely to shift to markets with CRM, thereby increasing total costs and distorting cross-border trade.

Ce dernier résultat interpelle – s'il était valide, il pourrait conduire à remettre en cause le bien fondé de la mise en place du marché de capacité français. Cependant, il importe en premier lieu de vérifier la robustesse et les limites de validité de l'approche retenue, présentée au paragraphe 7.6 « *Impact of asymmetric capacity mechanisms* ».

8.2.1.2 Analyse générale de la méthodologie

L'analyse s'appuie sur une méthodologie basée sur la comparaison entre une situation de référence où tous les pays ont mis en place un marché *energy-only* et une situation « asymétrique » où un seul pays institue un mécanisme de capacité[210].

Cette méthodologie est pertinente pour l'étude des architectures de marché, et est par exemple utilisée dans le projet OPTIMATE[211]. Cependant, elle requiert une évaluation correcte des conséquences de chaque choix pour pouvoir les comparer entre eux. Or, ce n'est pas ce qui a été fait pour l'étude présentée dans le rapport « Capacity Mechanisms in Individual Markets within the IEM » :

The approach in this section is that the asymmetric capacity mechanism represents a distortion of the optimal market configuration presented in previous sections. This simulation assumes that reserve and reliability criteria are met in all system control areas, taking interconnections into account. In other words, the LOLPs are below the maximum accepted thresholds and ***there is no reason for an individual control area to adopt a unilateral capacity mechanism.*** *The question posed in this section is then what would be the impacts if a distorting regulation which remunerates capacities unilaterally was adopted in one control area.* ***The modeling does not account for any direct benefits in terms of loss of load probabilities.***

L'architecture de marché *energy-only* est donc postulée comme parfaite, et permettant un développement optimal des investissements[212]. Les bénéfices pouvant être apportés par un mécanisme de capacité en termes de sécurité d'approvisionnement ne sont pas pris en compte, alors qu'ils constituent la raison même de leur existence[213].

La méthodologie de l'étude présentée dans le rapport « Capacity Mechanisms in Individual Markets within the IEM » présente donc des biais non négligeables :

- la situation de référence est un marché *energy-only* qui fonctionne parfaitement et assure l'adéquation. Comme les auteurs l'expliquent, « il n'y a [dans cette simulation] aucune raison de créer un mécanisme de capacité ». Il est dès lors considéré par avance que l'ajout d'un mécanisme supposé inutile ne peut que dégrader une situation initiale considérée par hypothèse comme optimale ;
- les bénéfices potentiels des mécanismes de capacité en termes de sécurité d'approvisionnement ne sont pas pris en compte. Cela revient à faire une analyse coûts/bénéfices sans tenir compte des bénéfices.

Ces deux points sont particulièrement contestables : de nombreuses études académiques ont montré que le modèle *energy-only* ne conduisait pas à des résultats optimaux (le chapitre 1 en présente une synthèse), et que l'existence d'externalités rendait nécessaire la mise en place de mécanismes spécifiques pour garantir la sécurité d'approvisionnement. En outre, des observations empiriques ont appuyé les éléments théoriques sur l'existence de failles de marché et de cycles d'investissement.

8.2.1.3 Analyse des hypothèses et données de simulation

L'étude est présentée comme permettant de simuler l'ajout d'un mécanisme de capacité en France.

Or, les hypothèses et les données choisies pour la modélisation décrivent un mécanisme radicalement différent de la réalité du mécanisme français :

> *We assume that the capacity remuneration fee allows open cycle gas plants to recover capital costs. We also assume that the same fee applies to CCGT plants as well. The level of this fee is 40k€/MW-year in both cases.*

L'étude porte donc sur un mécanisme de paiement de capacité, spécifique à certaines technologies, et fixé à un niveau particulièrement élevé. **En d'autres termes, elle consiste à simuler la mise en place d'un mécanisme diamétralement opposé aux dispositions en cours de déploiement en France. Le mécanisme français est un marché de capacité prenant en compte toutes les capacités (capacity-wide) et technologiquement neutre.** Le prix n'est pas fixé *ex ante* mais est déterminé par le marché, lorsque la courbe d'offre de

210 Partie 7.6 du rapport Thema « Capacity Mechanisms in Individual Markets within the IEM »: asymmetric capacity mechanisms in the IEM imply that capacity remuneration in addition to energy-only market revenues are only applied in some system control areas and only remunerate plants located in this area. It is assumed that other (usually adjacent) system control areas operate as energy-only markets. Assuming that the asymmetry is taken into account by investors, generation capacity investments by country differ from symmetric energy-only market cases.

211 OPTIMATE est un simulateur d'architectures de marché conçu dans le cadre d'un programme de R&D européen.

212 Partie 7.6 du rapport Thema *« Capacity Mechanisms in Individual Markets within the IEM »: We assume that* ***investment develops in an optimal way under reference conditions*** *(cf. 7.1.4) so as to ensure capacity adequacy (captured through system reserve margin thresholds and the ramping constraints). This development of investment constitutes the benchmark case or, as referred to in the text that follows, the energy-only markets case.*

213 Partie 7.6 du rapport Thema *« Capacity Mechanisms in Individual Markets within the IEM »: We do not model capacity adequacy failure cases. […] The possible benefits of [a capacity mechanism] in terms of avoiding damages from unforeseen power supply failures are not accounted for in our modelling.*

garanties rencontre la courbe de demande. Ces différences sont fondamentales. Elles modifient profondément les effets du mécanisme de capacité.

Les résultats de l'étude publiée par la Commission européenne en marge de la consultation sur le marché intérieur ne sont donc pas applicables au mécanisme français. Dans le meilleur des cas, ils montrent sur la base d'une modélisation extrêmement simplifiée qu'un paiement de capacité sélectif et élaboré sans prise en compte du diagnostic en termes de sécurité d'approvisionnement peut conduire à des surcapacités massives et subventionnées[214]. Or, c'est justement cette crainte qui a conduit les pouvoirs publics, en France, à privilégier la solution d'un mécanisme décentralisé régulé par les quantités (chapitre 2). C'est également la volonté d'éviter que le mécanisme ne puisse conduire à entretenir des surcapacités alors que des leviers plus compétitifs pouvaient encore être actionnés pour garantir la sécurité d'approvisionnement qui a guidé RTE dans le travail de conception des règles proposées à l'approbation du ministre et de la CRE (chapitre 3). Ainsi, le biais à la surcapacité ne devrait pas exister dans le système français, le prix de la capacité avec le mécanisme de capacité devant tendre vers zéro en cas de surcapacités[215].

Enfin, le mécanisme simulé dans l'étude financée par la Commission européenne ne cible que certaines technologies (turbines à gaz en cycles combinés ou cycles ouverts). Il induit donc une distorsion entre technologies, et favorise uniquement le développement de ces filières. Le mécanisme français traitera toutes les capacités d'une manière équivalente, *via* un processus de certification technologiquement neutre[216], et prendra également en compte les capacités d'effacement comme cela a été montré dans le chapitre 3 du présent rapport.

En conséquence, le mécanisme simulé dans l'étude, par hypothèse, comporte des biais que les pouvoirs publics ont eu consciemment pour objectif d'éviter dans le cas français. Cela pose deux problèmes :

- la présentation des simulations comme traitant d'un mécanisme de capacité en France peut induire le lecteur en erreur, puisque le mécanisme simulé n'a rien à voir avec la réalité du marché de capacité français. Les résultats ne permettent donc pas d'évaluer l'efficacité du mécanisme de capacité français ;
- la validité des résultats est en pratique limitée, puisque un seul type de mécanisme est simulé, avec un seul niveau de rémunération de la capacité. Leur présentation sous une forme très générale[217] biaise *de facto* la lecture et l'interprétation des résultats.

8.2.1.4 Analyse des résultats

Les résultats de l'étude sont analysés de manière qualitative, ce qui permet de comprendre l'origine des surcoûts détectés :

> *As expected, the increased incentives to invest in peak load devices in France leads to an* ***increase in the overall investments in France,*** *while the opposite effect is observed in neighbouring, interconnected countries. More specifically, up to 2030, the model suggests that, relative to when France operates an energy-only market, investment in France will increase by 21.7 GW, while investments decrease by 15.9 GW in Germany, 3.6 GW in Belgium and 2.1 GW in the Netherlands. The changes mainly concern open cycle gas plants and to some extent CCGT plants (Table 20).* ***The generation mix in France is considerably altered, as capacity remuneration attracts much more investments in open cycle plants than projected in the reference case.*** *The share of open-cycle plants in the overall non-RES projected investments is 40 %, more than double than in the reference case. The corresponding share of the base-load investments falls to 50 % from 70 % in the reference case.*

Les surcoûts détectés sont directement liés aux erreurs et aux approximations listées au paragraphe précédent :

- distorsion du volume global de capacité : les simulations montrent des surcapacités en France, des sous-capacités dans les autres pays. Ce point est directement explicable par le caractère « aveugle » du mécanisme simulé, avec un paiement inconditionnel de capacité ;
- distorsion du mix de production : les simulations font apparaître un surinvestissement dans les capacités de production de pointe, et une sous-représentation des capacités de production en base. Ces effets sont directement explicables par le caractère ciblé du mécanisme simulé, qui ne subventionne que certaines technologies (centrales fonctionnant au gaz).

214 Cette caractéristique est explicitement déconseillée par la Commission européenne dans ses lignes directrices sur les interventions publiques dans le secteur de l'énergie : « *Does the chosen mechanism ensure that identified adequacy gap will be filled while avoiding risks of overcompensation (unlikely with payments payments)?* »

215 Conformément aux recommandations de la Commission européenne dans les lignes directrices sur les interventions publiques : « *Capacity mechanisms should be designed to deliver a price of zero when there is sufficient capacity available* »

216 Conformément aux recommandations de la Commission européenne dans les lignes directrices sur les interventions publiques sous le titre « *Technological neutrality* » : « *Base restrictions on participation in a mechanism to ensure generation adequacy on the technical performance required to fill the identified adequacy gap and not on predefined technology types* »

217 Extrait de l'Executive Summary du rapport « *Capacity Mechanisms in Individual Markets within the IEM* » : « *Model simulations of individual CRM in France and Germany, respectively, confirm that unilateral mechanisms distort investments and trade and lead to higher system costs. The impacts on investments differ in the two cases due to differences in capacity mix and interconnectivity. Impacts are felt throughout Europe and total costs increase in both cases. Compared to the reference scenario (which also exhibits adequate capacity), EU generation costs are found to increase by 1,3-1,5 %.* »

Le rapport « Capacity Mechanisms in Individual Markets within the IEM » accompagnant la restitution de la consultation publique sur l'état du marché interne de l'énergie du 15 novembre 2012 présente des éléments quantitatifs relatifs aux effets de la mise en place du mécanisme de capacité en France.
L'analyse de la méthodologie retenue, des hypothèses, des données et des résultats montre que le mécanisme simulé n'a aucun rapport avec celui mis en place en France. Les conclusions de ce rapport doivent être relativisées. Il convient, par ailleurs, de souligner que le mécanisme simulé ne respecte pas certains principes fixés par la Commission européenne dans la communication sur l'optimisation des interventions publiques et le document de travail que ce rapport accompagne. Or, il aurait été utile de bénéficier d'une étude rigoureuse sur ces aspects malgré la complexité d'aborder un tel sujet.

8.2.2 Éléments minimisant l'impact du mécanisme français sur les marchés voisins

Considérer de manière attentive la réalité de l'architecture de marché mise en place dans tout effort de modéliser son influence sur les pays voisins est d'autant plus important que l'interaction avec les marchés de l'énergie a fait l'objet d'une préoccupation constante lors de la conception du dispositif français.

Dès le lancement des travaux de conception du mécanisme, il était en effet patent que les principes en vigueur en Europe en matière de gestion des interconnexions transfrontalières rendaient impossible la duplication des modalités en vigueur aux États-Unis, et que le couplage progressif des marchés en Europe rendait cette problématique encore plus aiguë[218]. Dans ce contexte, garantir l'étanchéité du mécanisme de capacité avec l'organisation du marché intérieur de l'énergie selon les souhaits de la Commission européenne a été une priorité :

> *The introduction of a capacity mechanism should not jeopardise the benefits of efficient market functioning [...]. This is why it is important that the mechanism does not interfere with the operation of market rules*[219].

Dans cet esprit, les engagements de disponibilité lors des périodes de pointe souscrits par les exploitants de capacité ne conduisent à contraindre ni le niveau de leur production (qui demeure déterminé par le fonctionnement des marchés de l'énergie), ni sa destination (qui demeure régie par les règles en vigueur, et notamment par le couplage des marchés[220]). La participation au mécanisme de capacité français n'est donc assortie d'aucune obligation sur les offres de production sur les marchés de l'énergie ou restriction équivalente à l'export : une capacité activée dans le cadre du marché, y compris quand elle correspond contractuellement à un export, est bien considérée comme disponible. Un fournisseur détenant des certificats d'une capacité n'a, par ailleurs, aucun droit sur l'énergie produite : il ne s'agit pas d'un système de réservation d'énergie. Enfin, la création du mécanisme de capacité n'a pas de conséquences en termes d'encadrement des prix de l'énergie, par exemple au niveau des plafonds/planchers de prix.

Ces principes conduisent à un découplage total du marché de l'énergie et du mécanisme de capacité à court terme. Ils empêchent que le mécanisme puisse entraîner des effets directs de court terme sur les prix de l'énergie, puisqu'une séparation complète des produits capacité et énergie est assurée, et préservent ainsi le rôle actuel des marchés de l'énergie européen. Ces options sont très différentes de celles qui sont déclinées aux États-Unis, où les revenus d'une unité de production sur les marchés de l'énergie et de la capacité peuvent, par exemple, faire l'objet de compensation. Il conviendra de vérifier une fois le mécanisme mis en place que ce découplage est réellement source d'efficacité économique, et qu'il n'autorise pas la perception de rentes indues lors des périodes de pointe.

L'influence du mécanisme de capacité est, en revanche, susceptible d'entraîner, sur le long terme, des effets indirects sur les prix. Comme le relève l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie dans son rapport sur les mécanismes de capacité, les effets directs ne sont en effet pas les seuls à considérer :

> *Secondly, [Capacity Mechanisms] may influence investment decisions (investment in plants and their locations), with potential impacts in the long term [...]*[221].

L'absence totale d'influence d'un mécanisme de capacité sur les décisions d'investissement n'est pas souhaitable, sauf si les besoins capacitaires sont nuls. Il s'agit donc plutôt de faire en sorte que les impacts de long terme du mécanisme soient strictement proportionnés aux objectifs : dans ce cas, il n'y a pas de distorsion car les différents dispositifs conduisent à atteindre les objectifs qui leurs sont fixés. Dans cette optique, l'architecture retenue pour le dispositif français permet d'assurer que le prix

218 [Veyrenc & Bhavaraju, 2008]

219 [EC, 2013a]

220 Ainsi qu'exposé lors de la concertation de 2011, les couplages de marché de l'énergie abolissent la notion même de destination de l'énergie.

221 [ACER, 2013]

de marché des garanties de capacité tende vers zéro quand les besoins de capacité sont nuls.

Les recommandations de l'ACER permettent néanmoins de mettre l'accent sur l'incomplétude des études actuellement disponibles sur l'impact à long terme de la coexistence de réglementations nationales différentes pour la sécurité d'approvisionnement. Du fait de leur complexité, de telles études ne peuvent valablement être entreprises alors que les paramètres du dispositif ne sont pas encore fixés. Il est néanmoins proposé de les conduire dans le cadre de l'accompagnement du déploiement du dispositif, selon les dispositions proposées des règles en application du décret.

Le mécanisme de capacité français a été conçu de manière à minimiser son impact sur les marchés de l'énergie :

- **à court terme, les produits énergie et capacité sont totalement indépendants : l'interférence est nulle ;**
- **à long terme, le mécanisme de capacité influence les décisions d'investissement de manière proportionnée aux objectifs de sécurité d'approvisionnement : un impact indirect et faible sur les prix de l'énergie doit en résulter.**

Des études complémentaires sont nécessaires afin de quantifier cet effet. Pour être concluantes, ces études devront se baser sur l'ensemble des paramètres retenus par les pouvoirs publics. Elles seront menées dans le cadre des dispositions existantes du décret et de celles issues des règles pour accompagner le déploiement du dispositif.

8.3 Analyse détaillée des effets de court terme

Afin de répondre à la demande des acteurs de disposer d'une vision agrégée de l'effet du dispositif, RTE a fourni, en septembre 2013, des éléments d'appréciation sur l'impact financier de la mise en place du mécanisme sur les consommateurs pour certaines catégories. Ces éléments, enrichis, sont présentés ci-dessous. Ils permettent de mettre en lumière des effets de premier tour, caractérisés toutes choses égales par ailleurs, et d'examiner l'impact immédiat de la mise en place du mécanisme, sans prendre en compte qu'elle conduira à l'évolution du comportement des acteurs ou des stratégies des acteurs, ce que permet l'analyse dynamique.

Le cadre méthodologique et les hypothèses considérées pour les études d'impact sont tout d'abord exposés (§ 8.3.1). Cette présentation est indispensable pour préciser le périmètre de validité des résultats dégagés tout au long des pages qui suivent.

Les analyses d'impact présentées portent sur la distribution du coût de l'obligation de capacité sur différentes catégories de consommateurs. Elles combinent les différentes hypothèses en un certain nombre de scénarios, au sein desquels on a cherché à mettre l'accent sur les configurations les plus favorables ou les moins favorables à telle ou telle catégorie d'acteurs (§ 8.3.2).

L'évaluation chiffrée porte également sur l'effet indirect sur les consommateurs finals à travers le niveau de la contribution au service public de l'électricité (CSPE). Les installations sous obligation d'achat participent en effet au marché de capacité en se voyant attribuer des garanties de capacité valorisées ; conformément aux dispositions prévues par la loi, la valeur de ces certificats est restituée au consommateur final sous forme d'un allégement des charges publiques par le biais de la CSPE (§ 8.3.3).

8.3.1 Hypothèses

L'analyse des impacts économiques du dispositif dépend de nombreux facteurs. 6 paramètres explicatifs ont été identifiés et testés dans les simulations qui suivent :

- la *valeur du coefficient de sécurité,* qui évolue notamment en fonction de la prise en compte de la contribution des capacités situées à l'extérieur des frontières (voir également chapitre 9) ;
- le *prix de la capacité,* qui permet de tester différentes configurations en matière de perspectives sur la sécurité d'approvisionnement ;
- la *thermosensibilité* des consommateurs, qui varie fortement selon les consommateurs et conduit à une distribution de l'obligation nationale très différenciée, et donc à des impacts économiques fortement segmentés ;
- la *faculté pour le consommateur de s'effacer lors des périodes de pointe,* qui constitue un levier direct de gestion du « risque capacitaire » pour les consommateurs et conduit à un impact différencié du dispositif en fonction de la flexibilité des consommateurs ;

- le *cadre de régulation du marché de gros,* qui modifie la dotation initiale des garanties de capacité entre les intervenants sur le marché. Le régime retenu pour les transferts de garanties de capacité associées à l'ARENH (voir chapitre 7) est ainsi un élément déterminant, qui définit très largement la structure concurrentielle du futur marché des capacités (et en pratique conduit à équilibrer fortement les positions) ;
- le *cadre de régulation du marché du détail,* qui influence la façon dont sont répercutés les coûts aux consommateurs en fonction notamment du type d'offres qui leurs sont proposées par les fournisseurs. Le cas des grands consommateurs, qui bénéficient d'offres de marché, est ainsi à distinguer de celui des petits consommateurs pour lesquels le régime des tarifs réglementés de vente sera maintenu à l'horizon de mise en œuvre du mécanisme de capacité.

8.3.1.1 Coefficient de sécurité

La valeur du coefficient de sécurité dépend de deux paramètres :

- la modélisation de la contribution à la sécurité d'approvisionnement de la France des capacités localisées à l'extérieur du territoire national : cette contribution est prise en compte de manière implicite par l'intermédiaire d'une réduction du coefficient de sécurité qui est d'autant plus importante que la contribution ainsi évaluée est importante ;
- les choix techniques relevant des règles qui peuvent conduire (i) à faire porter à la température extrême de référence l'essentiel des aléas considérés ou au contraire à les mutualiser au sein du coefficient de sécurité, ou bien (ii) à stabiliser les paramètres du calcul de l'obligation ou à normaliser le montant de garanties attribuées à certaines capacités tout en mutualisant les « imperfections » afférentes par l'intermédiaire du coefficient de sécurité.

Comme précisé au § 4.4, RTE propose de fixer la valeur du coefficient de sécurité à 0,93 pour les deux premières années de livraison.

Il aurait été possible de tenir compte différemment de la contribution des interconnexions. Ainsi, un choix des pouvoirs publics consistant à ne pas prendre en compte la contribution des interconnexions ou à la prendre en compte tout en augmentant le niveau de couverture de la France par rapport au critère des 3 heures (considérer le critère des 3 heures sans prise en compte des interconnexions revient à une couverture effective plus importante) pourrait conduire le coefficient de sécurité à prendre une valeur de 1.

Les deux hypothèses testées par la suite correspondent donc à un coefficient de sécurité égal à 0,93 ou 1.

8.3.1.2 Prix de la capacité

L'évaluation des impacts économiques nécessite de retenir une hypothèse sur le prix moyen de la capacité qui émergera des transactions sur le marché. Cette variable dépend évidemment de l'état prévisionnel du système électrique, mais également de paramètres fixés dans les règles comme la valeur retenue pour le coefficient de sécurité ou la température extrême de référence. La variable « coefficient de sécurité » étant testée de manière indépendante, tester la variable « prix de la capacité » revient à étudier l'impact du paramètre « température extrême de référence ».

Le prix des garanties de capacité pourrait en théorie évoluer entre 0 et le prix administré utilisé dans le règlement des écarts, que RTE propose de fixer comme le coût annualisé de développement d'un moyen de pointe (TAC) à 60 k€/MW pour une année de livraison donnée. La simulation pourrait ainsi consister à tester l'éventail [0 ; 60 k€/MW]

Néanmoins, au vu des perspectives relatives à l'équilibre offre-demande présentées au chapitre 1, au sein duquel une situation de vigilance mais non de pénurie certaine a été identifiée, il est proposé de se centrer sur un intervalle de prix plus précis. Un prix de la capacité atteignant 30 k€/MW/an pour toutes les capacités correspond ainsi très probablement à une valeur élevée pour les premières années de livraison.

Les deux hypothèses testées par la suite correspondent donc à un prix de 10 k€/MW/an et de 30k€/MW/an. La situation de référence dans laquelle le prix de la capacité est nul sera également rappelée.

8.3.1.3 Thermosensibilité

Les éléments présentés au chapitre 4 permettent d'évaluer qualitativement l'impact des formules de détermination de l'obligation retenues. Du fait de l'utilisation d'une formule basée sur le gradient de consommation, les consommateurs thermosensibles sont ceux qui supporteront l'essentiel de l'obligation nationale, ce qui est logique puisqu'ils sont à l'origine de la pointe de consommation électrique et donc du besoin en capacités de pointe. Au contraire, les consommateurs non thermosensibles ne devraient pas être concernés par le mécanisme de capacité : pour certains d'entre eux, le gradient est même fixé à 0.

Les simulations qui suivent proposent d'appréhender les différences de thermosensibilité des consommateurs en considérant des cas fictifs idéalisés (consommateur consommant uniquement en ruban) et des cas concrets basés sur des courbes de charges réalisées.

Les configurations testées correspondent donc à une gradation entre le consommateur totalement non thermosensible (cas d'un industriel) et le consommateur domestique disposant d'un chauffage électrique.

8.3.1.4 Faculté pour le consommateur de s'effacer durant les périodes de pointe

Le principe du mécanisme mis en place en France consiste à permettre à tout consommateur ou fournisseur de gérer le risque que constitue l'obligation de capacité par le levier que représente l'activation de son potentiel d'effacement durant les périodes de pointe.

Ainsi, l'impact de la mise en place du mécanisme de capacité sera considérablement différent entre un consommateur très thermosensible dont la consommation n'est absolument pas pilotable et le même consommateur s'il peut s'effacer durant les périodes de pointe. De la même façon, un consommateur engendrant une obligation très faible (cas d'un industriel) peut également être un « gagnant net » du dispositif s'il décide de valoriser sa flexibilité dans le cadre du dispositif.

Les simulations permettent d'en rendre compte en utilisant deux hypothèses : un consommateur ne s'effaçant jamais, et un consommateur s'effaçant de la moitié de sa puissance de pointe pendant tous les jours PP1.

8.3.1.5 Dispositif spécifique de régulation du marché de gros : transferts de garanties de capacité associées à l'ARENH

Une autre variable importante porte sur les modalités de transfert des garanties de capacité associées au dispositif ARENH présentées au § 7.3 dévolu à l'examen des conditions de concurrence sur le marché des garanties de capacité.

L'ARENH est un dispositif de régulation mis en place par la loi NOME en 2010 pour favoriser l'ouverture du marché français de la fourniture tout en permettant au consommateur de bénéficier directement de la compétitivité du parc nucléaire historique. La législation française prévoit ainsi que chaque fournisseur bénéficie d'un *accès régulé à l'électricité nucléaire historique* (ARENH) dans des conditions économiques équivalentes à celles de l'opérateur historique[222].

Il en résulte que les fournisseurs alternatifs :

- *payent un prix qui tient compte des coûts associés au parc nucléaire historique : le prix d'achat de l'ARENH est représentatif des conditions économiques de production du parc nucléaire historique ;*
- *perçoivent l'ensemble des avantages* associés au parc nucléaire historique : énergie mais également garanties de capacité afférentes.

En application de ce second principe, la réglementation actuelle prévoit que les fournisseurs alternatifs disposeront des garanties de capacité associées à leur approvisionnement en énergie par le dispositif ARENH[223]. Il s'agit d'un élément central à prendre en compte dans l'évaluation du fonctionnement du dispositif, dont les conséquences sur le plan concurrentiel ont été exposées au chapitre 7 : en pratique, les fournisseurs alternatifs bénéficiant de l'ARENH ne seront pas en situation d'« acheteur net » sur le marché, mais seront assimilables à des acteurs (au moins partiellement) intégrés amont-aval.

La valeur capacitaire de l'ARENH est un élément important pour l'étude d'impact. Néanmoins, contrairement à la valeur du coefficient de sécurité dont la proposition relève des responsabilités de RTE, la méthode de calcul des garanties de capacité livrées avec l'ARENH doit être proposée par la CRE[224], qui a mené au cours des derniers mois une consultation sur ce sujet auprès des acteurs de marché. Les conclusions de ces travaux n'étant pas connues, il est nécessaire de formuler des hypothèses sur le coefficient de conversion entre une livraison de 1 MW d'ARENH et le nombre de garanties de capacité associées. Ces hypothèses ne préemptent naturellement pas le choix qui reviendra à la CRE.

Pour réaliser les évaluations suivantes, RTE a considéré deux hypothèses correspondant aux deux lignes tenues par les parties prenantes durant la phase de concertation. Ces hypothèses ont été présentées en septembre 2013, et n'ont pas été contestées dans les réponses à la consultation publique organisée par RTE :

- la première hypothèse retenue consiste à attribuer un MW de garantie de capacité par MW d'ARENH livrée ;
- la seconde hypothèse considérée consiste à retenir une *clé de conversion* différente en cherchant à égaliser la position des fournisseurs alternatifs par rapport à celle d'EDF.

222
L'article L. 336-1 du code de l'énergie dispose ainsi qu' « afin d'assurer la liberté de choix du fournisseur d'électricité tout en faisant bénéficier l'attractivité du territoire et l'ensemble des consommateurs de la compétitivité du parc électronucléaire français, un accès régulé et limité à l'électricité nucléaire historique, produite par les centrales nucléaires mentionnées à l'article L. 336-2, est ouvert, pour une période transitoire définie à l'article L. 336-8, à tous les opérateurs fournissant des consommateurs finals résidant sur le territoire métropolitain continental ou des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes. Cet accès régulé est consenti à des conditions économiques équivalentes à celles résultant pour Électricité de France de l'utilisation de ses centrales nucléaires mentionnées au même article L. 336-2 ».

223
Le décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique prévoit que *« le produit cédé comprend la garantie de capacité de production, au sens l'article 4-2 de la loi du 10 février 2000 susvisée, ».*

224
La proposition de la méthode de calcul des garanties de capacité livrées avec l'ARENH relève de la CRE , conformément au décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité (*« la méthode de calcul du montant de cette garantie de capacité, les conditions et le calendrier de cession sont définis par arrêté du ministre chargé de l'énergie sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie »*). L'article 337-14 dispose qu' *« afin d'assurer une juste rémunération à Électricité de France, le prix, réexaminé chaque année, est représentatif des conditions économiques de production d'électricité par les centrales nucléaires mentionnées à l'article L. 336-2 sur la durée du dispositif mentionnée à l'article L. 336-8. »*

Première hypothèse

L'ARENH est défini comme un produit plat, et les droits d'attribution pour les fournisseurs alternatifs sont basés sur la consommation de leurs clients pendant des périodes de références définies au niveau réglementaire. Dans la continuité de cette logique, le transfert consiste à attribuer une garantie de capacité par MW d'ARENH livré.

Seconde hypothèse

Les taux de transferts supérieurs à 1 citées lors de la concertation s'appuient sur une logique différente d'attribution des garanties de capacité. Cette logique alternative consiste à fixer la répartition des certificats de manière à ce que chaque fournisseur soit placé dans une « position économique équivalente » à celle d'EDF en regard du parc nucléaire historique. Cette détermination peut être guidée par une estimation du nombre de garanties de capacité « contenues » dans chaque MWh nucléaire produit :

- on suppose que la certification du parc conduira à la délivrance de 55 GW de garanties de capacité (estimation basée sur l'application des méthodes proposées de certification[225] aux données historiques de disponibilité sur les derniers hivers, selon les évaluations de RTE) ;
- on rapporte ce montant à la production nucléaire annuelle (moyenne de 416 TWh sur les 10 dernières années) : chaque MWh d'électricité nucléaire « contient » alors en moyenne 0,132 kW de garanties ;
- on en déduit une clé de conversion de 1,16 (une bande de 1 MW d'ARENH procure 8760 x 0,132 kW = 1,16 MW de garanties de capacité sur une année).

Ce résultat peut paraître surprenant car le rapport entre MW de garanties et MW de puissance ARENH est supérieur à 1. En réalité, il traduit le fait que la disponibilité du parc nucléaire est plus importante durant l'hiver, et donc durant les périodes PP2 : le montant de garanties attribuées aux groupes nucléaires est supérieur à la puissance moyenne délivrée sur l'année (55 GW l'hiver, par rapport à une production moyenne de 48 GW au long de l'année). Cette seconde hypothèse consiste ainsi à transmettre aux fournisseurs, à travers l'ARENH, la valeur associée à la modulation du parc. Elle devrait en toute rigueur être complétée d'un correctif : le coût des écarts associé au règlement financier pour les écarts de certification du parc nucléaire devrait également être répercuté aux fournisseurs s'ils sont placés dans les mêmes conditions économiques qu'EDF. Ce coût est supposé minime en première analyse : néanmoins la valeur de 1,16 a été minorée en arrondissant par défaut à 1,15 pour réaliser les études.

Les valeurs retenues dans la simulation pour ce qui concerne la clé de conversion des MW d'ARENH en garanties de capacité sont donc respectivement de 1 et de 1,15.

8.3.1.6 Cadre de régulation du marché du détail

Le cadre de régulation du marché du détail influence la façon dont sont répercutés les coûts aux consommateurs en fonction notamment du type d'offre susceptible d'être proposée par les fournisseurs.

La législation en vigueur prévoit ainsi que les tarifs réglementés, dont les grands consommateurs[226] peuvent encore bénéficier, disparaîtront définitivement au 1er janvier 2016, soit avant le démarrage de la première période de livraison du mécanisme de capacité. Dès la première année de livraison, les grands consommateurs bénéficieront donc exclusivement d'offres de marché, intégrant le bénéfice de l'ARENH si celui-ci est compétitif par rapport au marché.

Il en va différemment pour les petits consommateurs. Ces derniers (puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA) pourront en effet, à l'horizon de la première année de livraison du mécanisme de capacité, choisir de bénéficier de tarifs réglementés de vente proposés par l'opérateur historique et les entreprises locales de distribution, ou de bénéficier d'offres de marchés de la part des fournisseurs alternatifs. Le maintien de tarifs réglementés de vente a des impacts sur le fonctionnement du marché. La loi instaure, en effet, un principe de réversibilité qui permet aux petits consommateurs qui le souhaitent de passer du tarif réglementé à une offre de marché et vice versa. D'un point de vue concurrentiel, les tarifs réglementés agissent *de facto* comme un prix plafond pour les offres commerciales de l'ensemble des fournisseurs sur le marché de l'électricité français : on peut considérer, sur ce segment, que le tarif réglementé constitue le prix de référence pour le marché de détail.

L'évaluation de l'impact de la mise en place du mécanisme de capacité est donc de nature différente selon le groupe de consommateur :

- pour les grands consommateurs : il s'agit d'évaluer l'impact sur les offres de marché (construites à partir de l'ARENH et du complément marché) ;
- pour les petits consommateurs : il s'agit d'évaluer l'impact sur les offres de fourniture en vigueur sur ce segment, que l'on

225
Voir § 5.1.2 du présent rapport

226
On définit les grands consommateurs conformément à la terminologie utilisée dans le décret n°2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, correspondant à une puissance souscrite supérieure à 36 kVA, par opposition aux petits consommateurs.

suppose alignées en niveau sur le tarif réglementé de vente en vigueur à cette échéance[227].

Les simulations présentées par la suite distinguent en conséquence le cas des grands consommateurs (industriels) de celui des petits (consommateurs résidentiels et tertiaires). Le cadre tarifaire applicable à ces derniers pour la période débutant au 1er janvier 2016 devant encore faire l'objet de calages de la part du Gouvernement et de la Commission de régulation de l'énergie, les simulations présentées sont plus détaillées dans le cadre des grands que des petits consommateurs.

8.3.1.7 Bilan

Pour être complète, l'étude d'impact doit faire varier ces 6 facteurs explicatifs. Représenter de manière agrégée une telle complexité n'est pas aisé : la méthode retenue consiste à combiner certaines hypothèses de manière à disposer de différents scénarios.

L'approche par scénarios permet, par exemple, de traiter des corrélations entre certains coefficients. Ainsi, une valeur faible pour le coefficient de sécurité conduira toutes choses étant égales à diminuer le prix de marché. Les études qui suivent ne testent pas simultanément l'hypothèse d'un coefficient de sécurité faible et d'une valeur élevée pour le prix de la capacité.

227 Il s'agit d'une hypothèse de simulation qui n'implique bien évidemment pas que toutes les offres seront effectivement alignées.

Figure 79 – Synthèses des facteurs explicatifs à prendre en compte pour l'étude d'impact

Facteurs explicatifs	Hypothèses retenues pour l'approche par scénarios		Détermination
Coefficient de sécurité	**0.93**	Valeur proposée par RTE dans les règles	Relevant des règles de RTE
	1	Choix d'un niveau supérieur pour la sécurité d'approvisionnement du territoire (Pas de prise compte de la contribution des interconnexions ou augmentation du critère)	
Prix de la capacité	**0 k€/MW/an**	Scénario plancher	Relevant du fonctionnement du marché de capacité
	10 k€/MW/an	Scénario médian testé	
	30 k€/MW/an	Scénario élevé testé	
Thermosensibilité	**Cas d'un consommateur industriel**	Consommateur non thermosensibles	Relevant des règles de RTE
	Cas d'un consommateur domestique	Consommateur disposant de chauffage électrique	
Faculté pour le consommateur à s'effacer	**Cas un consommateur ne s'effaçant jamais**		Dépendant des consommateurs
	Cas d'un consommateur s'effaçant de la moitié de sa puissance de pointe pendant tout PP1		
Transferts de garanties associées à l'ARENH	**1 MW d'ARENH = 1 MW de garanties**	Dans la continuité des droits d'attribution pour les fournisseurs alternatifs	Relevant du ministre et de la CRE
	1 MW d'ARENH = 1,15 MW de garanties	Logique alternative guidée par une estimation du nombre de garanties de capacité « contenues » dans chaque MWh nucléaire produit	
Cadre de régulation du marché de détail	**Cas des grands consommateurs**	Impact sur les offres de marché (construites à partir de l'ARENH et du complément marché)	Relevant du choix du ministre et de la CRE
	Cas des petits consommateurs	Impact sur les offres de marché en lien avec les TRV (supposées alignées en niveau sur le tarif réglementé de vente en vigueur à cette échéance.)	

8.3.2 Évaluations chiffrées sur le coût pour les consommateurs

Les résultats des simulations présentées dépendent des hypothèses listées ci-dessus. Ils s'entendent hors taxe et coûts de réseau.

À l'instar des éléments présentés au sein du chapitre 7 en matière de concurrence, l'effet de l'ARENH est dimensionnant pour l'analyse. Les droits ARENH calculés, selon la méthodologie valable en 2015 pour un consommateur virtuel dont le profil de consommation est similaire à celui de la courbe de consommation nationale, représentent en effet, selon les estimations de RTE, autour de 78 % de son besoin en énergie[228]. En puissance, le nucléaire historique devrait représenter un peu plus de la moitié de ses besoins de garanties de capacité. Si on suppose que le besoin global en garanties de capacité est de 92 GW (estimation basée sur l'application des méthodes proposées de certification du besoin global en capacité pour 2016-2017), et que le nucléaire historique est certifié à hauteur de 55 GW (estimation basée sur l'application des méthodes proposées de certification aux données historiques de disponibilité sur les derniers hivers), alors ce dernier représente 60 % du besoin en capacité global.

Ce ratio varie sensiblement en fonction du type de consommation. Pour un petit consommateur bénéficiant d'un tarif heure pleine/heure creuse (c'est typiquement le cas des consommateurs chauffés à l'électricité), l'ARENH pourrait satisfaire environ deux tiers de sa consommation en énergie[229], mais seulement moins de la moitié de l'obligation de capacité qui lui correspond. Au contraire, pour un consommateur industriel à profil peu saisonnalisé, l'ARENH devrait satisfaire la quasi-totalité de ses besoins en énergie et en garanties de capacité. Il en résulte des impacts différenciés selon les catégories de consommateurs.

8.3.2.1 Grands consommateurs

À l'horizon de la mise en place du mécanisme de capacité, tous les grands consommateurs seront approvisionnés par une offre de marché, les derniers tarifs réglementés dont bénéficient encore les consommateurs n'ayant jamais fait jouer leur éligibilité depuis l'ouverture des marchés devant expirer au 31 décembre 2015.

Les offres de marché sont élaborées par les fournisseurs en référence aux prix sur les marchés de gros. Dans le cas où l'ARENH demeure, à l'horizon de la mise en place du mécanisme de capacité, un mode compétitif d'approvisionnement pour les fournisseurs alternatifs, les offres de marché devraient être calées sur les coûts d'approvisionnement ARENH augmentés d'un « complément marché ». Dans le cas contraire, les offres faites aux grands consommateurs seront entièrement calées sur le prix du marché de gros.

Dans ce contexte, l'impact de la mise en place du mécanisme de capacité sur chaque consommateur de ce segment devrait dépendre directement de l'obligation de capacité que celui-ci engendre pour le fournisseur qui l'approvisionne. Ce montant pourra toutefois être ajusté en fonction des garanties de capacité cédées aux fournisseurs alternatifs par l'intermédiaire de l'ARENH et valorisées sur le marché de capacité. L'évaluation de l'impact pour ces consommateurs consiste alors à établir un bilan entre, d'une part, l'obligation de capacité qu'ils engendrent pour leur fournisseur et, d'autre part, les garanties dont bénéficient ces mêmes fournisseurs au titre de l'ARENH, sous l'hypothèse que les fournisseurs répercutent bien à leurs consommateurs la valeur de la capacité incluse dans l'ARENH du fait du bon fonctionnement de la concurrence sur le marché de la fourniture d'électricité.

Trois cas sont successivement étudiés par la suite : (1) celui d'un consommateur virtuel consommant un ruban parfait, (2) celui d'un très grand consommateur ayant le profil « moyen » basé sur l'ensemble des consommateurs raccordés au réseau public de transport, et (3) celui d'un grand consommateur télé-relevé typique raccordé au réseau public de transport.

Ces trois analyses ont été réalisées alors même que les paramètres du dispositif étaient encore sujet à modifications. Pour ces 3 cas, le choix d'une année de livraison centrée sur l'hiver a été fait afin d'obtenir, dans le temps dédié à la concertation et à l'élaboration des règles, un premier éclairage sur les conséquences du mécanisme de capacité. Le choix d'une année civile pour les règles ne modifie les résultats présentés que de manière marginale, comme expliqué au chapitre 4.

8.3.2.1.1 Cas d'un consommateur virtuel consommant un ruban parfait

La configuration la plus favorable pour le consommateur (hors effacements) est rencontrée pour un prix de la capacité faible, un coefficient de sécurité conforme à la proposition de RTE, et une clé de répartition strictement supérieure à 1 (soit l'hypothèse n°2 concernant ce paramètre).

En vertu de l'arrêté du 17 mai 2011 relatif au calcul des droits à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, un consommateur ayant une puissance consommée constante génère pour son fournisseur un droit d'ARENH correspondant à 96,4 % de l'énergie consommée.

228
Dans toute l'analyse, on se place dans l'hypothèse selon laquelle le plafond de volume global d'ARENH livré, fixé par la loi à 100 TWh, n'est pas atteint. Dans le cas contraire, la cadre réglementaire prévoit que les droit ARENH attribués à chaque fournisseur sont réduits de sorte que ce volume est réparti entre les fournisseurs demandant de l'ARENH.

229
Le rapport 2011-2012 sur le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel, publié en janvier 2013 par la CRE mentionne (p.56) que le droit d'ARENH calculé pour le profil HC/HP est de 64,1 %.

Si, pour 1 MW de produit ARENH cédé, 1,15 MW de garanties de capacité sont transférées, alors les garanties obtenues *via* l'ARENH s'élèvent à 110,6 % de la puissance consommée (ce chiffre correspond à la multiplication du droit d'ARENH par la garantie de capacité).

Côté obligation, avec un coefficient de sécurité de 0,93, l'obligation s'élève à 93 % de la puissance consommée. Il apparaît que l'ARENH permet dans ce cas d'aller au-delà de la couverture du besoin du consommateur. Le bilan est un excédent de garanties, l'ARENH couvrant 119 % de l'obligation. Avec une hypothèse de prix de la capacité de 10 k€/MW, il en résulte un gain net pour le consommateur de 0,2 €/MWh.

Un site disposant d'un profil de consommation « plat » et capable d'effacer la moitié de sa puissance en pointe peut, en outre, valoriser les garanties correspondantes sur le marché. Le gain associé est de 0,6 €/MWh (prix de la capacité supposé de 10 k€/MW). Additionné aux 0,2 €/MWh précédent, le gain net pour le consommateur est porté à 0,8 €/MWh.

Figure 80 – Cas d'un consommateur virtuel consommant un ruban parfait



Résultat avec un jeu d'hypothèses alternatives

Les tableaux suivants présentent les résultats pour des hypothèses de prix de la capacité, de coefficient de sécurité et de garanties ARENH différentes.

Prix de la capacité : 10 k€

SANS EFFACEMENT

€/MWh	1 MW d'ARENH → 1 MW de garanties	1 MW d'ARENH → 1,15 MW de garanties
C = 0,93	**0,0**	**-0,2**
C = 1	0,0	-0,1

AVEC EFFACEMENT*

€/MWh	1 MW d'ARENH → 1 MW de garanties	1 MW d'ARENH → 1,15 MW de garanties
C = 0,93	**-0,6**	**-0,8**
C = 1	-0,6	-0,7

Prix de la capacité : 30 k€

SANS EFFACEMENT

€/MWh	1 MW d'ARENH → 1 MW de garanties	1 MW d'ARENH → 1,15 MW de garanties
C = 0,93	**-0,1**	**-0,6**
C = 1	0,1	-0,4

AVEC EFFACEMENT*

€/MWh	1 MW d'ARENH → 1 MW de garanties	1 MW d'ARENH → 1,15 MW de garanties
C = 0,93	**-1,8**	**-2,3**
C = 1	-1,6	-2,1

*de la moitié de la puissance en pointe.

En supposant maintenant le coefficient de sécurité déterminé sans la prise en compte de l'apport des interconnexions et donc fixé à 1 (au lieu de 0,93), l'apport de l'ARENH en garanties de capacité établi à 1 MW pour 1 MW de produit (au lieu de 1,15), le prix de marché de la capacité stabilisé à hauteur de 30 k€/MW, l'impact sur la facture du consommateur devient très légèrement positif[230] (+0,1 €/MWh).

La prise en compte de la flexibilité modifie substantiellement ce résultat : si le consommateur est capable d'effacer la moitié de sa puissance en pointe, il en résulte un gain de 1,7 €/MWh (prix de la capacité supposé de 30 k€/MW). Le bilan net est positif pour le consommateur, avec une économie de 1,6 €/MWh.

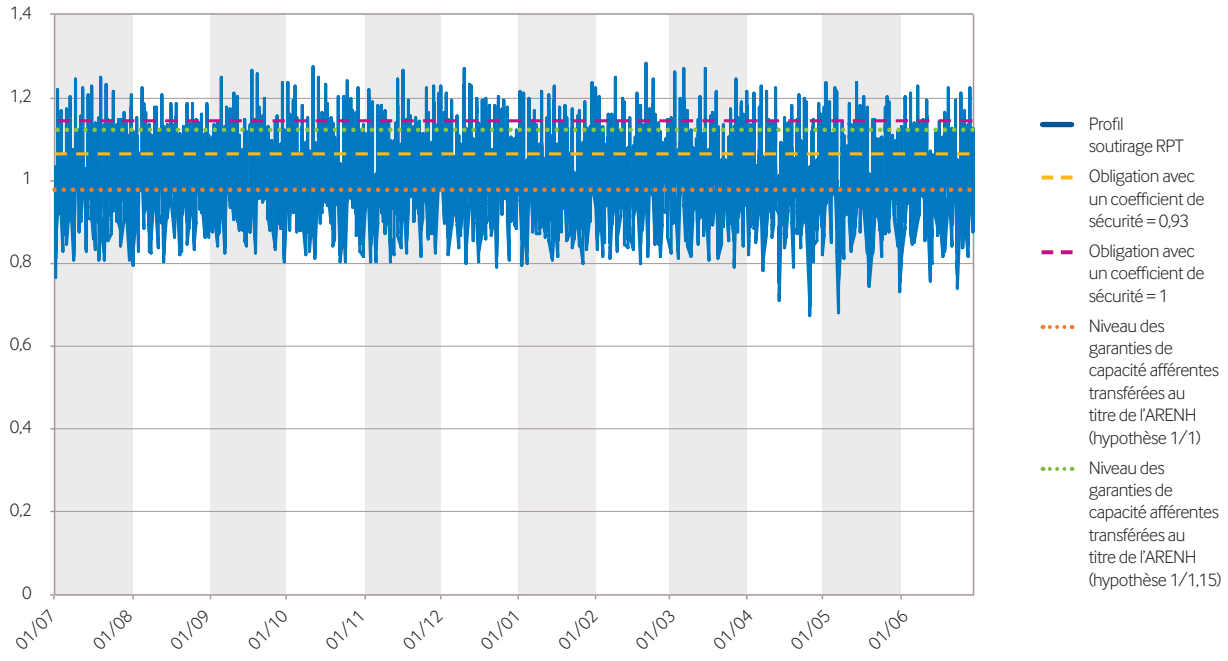
8.3.2.1.2 Cas d'un très grand consommateur ayant le profil « moyen » des consommateurs raccordés au réseau public de transport

Les résultats précédents peuvent être affinés une première fois en utilisant le profil moyen de consommation des clients raccordés au réseau public de transport sur l'hiver 2011-2012[231] plutôt qu'un ruban parfait. Cette configuration décrit de manière adéquate le profil de consommation de la plupart des industriels électro-intensifs, qui sont raccordés au réseau de transport.

L'obligation de capacité est calculée sur les 100 heures de plus forte consommation, incluses dans la plage éligible PP1 [07 h 00 ; 15 h 00[puis [18 h 00 ; 20 h 00[, définie selon les termes des règles, et en tenant compte de la normalisation à 0 du gradient de température conformément aux explications données au chapitre 4. Les droits ARENH sont calculés selon les règles de calcul valables pour 2015 et sur la base d'une chronique construite en joignant le premier semestre 2012 et le second semestre 2011.

L'ARENH couvre 105 % de l'obligation (coefficient de conversion : 1.15). Avec une hypothèse de prix de la capacité de 10 k€/MW, il en résulte un gain net pour les consommateurs concernés à hauteur 0,1 €/MWh.

Figure 81 – Cas d'un grand consommateur avec profil « moyen » type



Un site disposant d'un profil de consommation de ce type et capable d'effacer la moitié de sa puissance en pointe peut, en outre, valoriser les garanties correspondantes sur le marché. Le gain associé est de 0,7 €/MWh (prix de la capacité supposé de 10 k€/MW). Additionné aux 0,1 €/MWh précédent ; le gain net pour le consommateur est porté à 0,8 €/MWh.

230 L'ARENH couvre alors 96,4 % de l'obligation.

231 Les données considérées n'ont pas été corrigées des NEB.

Résultat avec un jeu d'hypothèses alternatives

232 L'ARENH couvre alors 85 % de l'obligation.

Les tableaux suivants présentent les résultats pour des hypothèses de prix de la capacité, de coefficient de sécurité et de garanties ARENH différentes.

Prix de la capacité : 10 k€

	SANS EFFACEMENT		AVEC EFFACEMENT*		
€/MWh	1 MW d'ARENH → 1 MW de garanties	1 MW d'ARENH → 1,15 MW de garanties	€/MWh	1 MW d'ARENH → 1 MW de garanties	1 MW d'ARENH → 1,15 MW de garanties
C = 0,93	**0,1**	**-0,1**	**C = 0,93**	**-0,6**	**-0,8**
C = 1	0,2	0,0	C = 1	-0,5	-0,7

Prix de la capacité : 30 k€

	SANS EFFACEMENT		AVEC EFFACEMENT*		
€/MWh	1 MW d'ARENH → 1 MW de garanties	1 MW d'ARENH → 1,15 MW de garanties	€/MWh	1 MW d'ARENH → 1 MW de garanties	1 MW d'ARENH → 1,15 MW de garanties
C = 0,93	**0,3**	**-0,2**	**C = 0,93**	**-1,7**	**-2,2**
C = 1	0,6	0,1	C = 1	-1,4	-1,9

*de la moitié de la puissance en pointe.

En supposant maintenant le coefficient de sécurité déterminé sans la prise en compte de l'apport des interconnexions et donc fixé à 1 (au lieu de 0,93), l'apport de l'ARENH en garanties de capacité établi à 1 MW pour 1 MW de produit (au lieu de 1,15), le prix de marché de la capacité stabilisé à hauteur de 30 k€/MW, l'impact sur la facture du consommateur correspond à un surcoût de 0,6 €/MWh[232].

La prise en compte de la flexibilité modifie, une fois encore, substantiellement ce résultat : si le consommateur est capable d'effacer la moitié de sa puissance en pointe, il en résulte un gain de 2 €/MWh (prix de la capacité supposé de 30 k€/MW). Le bilan net est positif pour le consommateur, avec une économie de 1,4 €/MWh.

8.3.2.1.3 Cas d'un grand consommateur typique (RPT ou RPD)

Une troisième variante peut être présentée pour estimer l'impact sur la facture de consommateurs industriels standards représentatifs dans le portefeuille de fournisseurs alternatifs. La simulation est réalisée en agrégeant les courbes de charges télé-relevées de différents responsables d'équilibre de ces fournisseurs. L'obligation de capacité est calculée sur les 100 heures de plus forte consommation, incluses dans la plage éligible PP1 [07 h 00 ; 15 h 00[puis [18 h 00 ; 20 h 00[, définie selon les termes des règles, et en tenant compte de la normalisation à 0 du gradient de température conformément aux explications données au chapitre 7. Les droits ARENH correspondent à la moyenne des droits sur les années calendaires 2011 et 2012 calculés selon les règles de calcul valables pour 2015.

Pour ces clients pris dans leur ensemble, l'ARENH couvre 86 % de l'obligation de capacité.

Avec un prix de la capacité supposé de 10 k€/MW, il en résulte un coût net pour les consommateurs concernés de 0,2 €/MWh.

Un site disposant d'un profil de consommation de ce type et capable d'effacer la moitié de sa puissance en pointe peut, en outre, valoriser les garanties correspondantes sur le marché. Le gain associé est de 0,8 €/MWh (prix de la capacité supposé de 10 k€/MW). Ceci compense largement le coût de 0,2 €/MWh précédent, le gain net pour le consommateur est porté à 0,6 €/MWh.

Résultat avec un jeu d'hypothèses alternatives

Les tableaux suivants présentent les résultats pour des hypothèses de prix de la capacité, de coefficient de sécurité et de garanties ARENH différentes.

Prix de la capacité : 10 k€

SANS EFFACEMENT

€/MWh	1 MW d'ARENH → 1 MW de garanties	1 MW d'ARENH → 1,15 MW de garanties
C = 0,93	**0,4**	**0,2**
C = 1	0,5	0,3

AVEC EFFACEMENT*

€/MWh	1 MW d'ARENH → 1 MW de garanties	1 MW d'ARENH → 1,15 MW de garanties
C = 0,93	**-0,5**	**-0,6**
C = 1	-0,3	-0,5

Prix de la capacité : 30 k€

SANS EFFACEMENT

€/MWh	1 MW d'ARENH → 1 MW de garanties	1 MW d'ARENH → 1,15 MW de garanties
C = 0,93	**1,0**	**0,6**
C = 1	1,4	0,9

AVEC EFFACEMENT*

€/MWh	1 MW d'ARENH → 1 MW de garanties	1 MW d'ARENH → 1,15 MW de garanties
C = 0,93	**-1,3**	**-1,7**
C = 1	-0,9	-1,4

*de la moitié de la puissance en pointe.

En supposant une nouvelle fois le coefficient de sécurité déterminé sans la prise en compte de l'apport des interconnexions et donc fixé à 1 (au lieu de 0,93), l'apport de l'ARENH en garanties de capacité établi à 1 MW pour 1 MW de produit (au lieu de 1,15), le prix de marché de la capacité stabilisé à hauteur de 30 k€/MW, l'impact sur la facture du consommateur est modifié pour correspondre à un surcoût de 1,4 €/MWh[233].

La prise en compte de la flexibilité modifie toujours substantiellement ce résultat: si le consommateur est capable d'effacer la moitié de sa puissance en pointe, il en résulte un gain de 2,3 €/MWh (prix de la capacité supposé de 30 k€/MW). Le bilan net est positif pour le consommateur, avec une économie de 0,9 €/MWh.

Pour les grands consommateurs, l'ARENH apporte un volume de garanties couvrant en grande partie l'obligation correspondante pour leurs fournisseurs. La configuration la plus favorable pour le consommateur (hors effacements) est rencontrée pour un prix de la capacité faible, un coefficient de sécurité conforme à la proposition de RTE, et une clé de répartition strictement supérieure à 1 pour les droits ARENH (soit l'hypothèse n°2 concernant ce paramètre). En tenant compte de la flexibilité des grands consommateurs, les résultats sont sensiblement modifiés vers l'obtention d'un volume de garanties bien supérieur au besoin pour couvrir l'obligation. L'impact «de premier tour» du dispositif est donc très limité pour les grands consommateurs, voire «positif» (au sens d'un gain pour le consommateur par rapport à la situation actuelle) si ce dernier valorise sa flexibilité sur le dispositif.

8.3.2.2 Petits consommateurs

La réglementation du fonctionnement du marché de détail constitue un élément important à prendre en compte pour évaluer l'impact du dispositif sur les petits consommateurs. Il est en effet possible de procéder à des simulations en considérant que les consommateurs de ce segment seront alimentés selon des offres de marché, mais il n'apparaît pas opportun de négliger l'impact de la persistance de tarifs réglementés de vente après le 1er janvier 2016.

233 L'ARENH couvre 70% de l'obligation de capacité (au lieu de 86%).

De plus, les consommateurs domestiques bénéficiant des tarifs réglementés de vente acquittent déjà une redevance de nature capacitaire, puisque la construction historique des tarifs sur le parc adapté de long terme intègre une référence au coût de la capacité. La comparaison entre la situation actuelle et la situation résultant de la mise en place du mécanisme de capacité nécessiterait de comparer ces deux valeurs. Pour les consommateurs domestiques alimentés par des fournisseurs alternatifs par le biais d'offres de marché, le raisonnement est plus complexe car, même si l'existence des tarifs réglementés de vente est susceptible de conduire en pratique à un alignement au niveau des prix proposés, les fournisseurs alternatifs s'approvisionnent au moyen de l'ARENH et du marché et doivent donc construire leurs offres par addition des différentes composantes de coûts associées sans tenir compte d'un quelconque poste capacitaire. Si la différence entre ces deux approches et les problématiques afférentes en matière de possibles ciseaux tarifaires a été abondamment commentée par ailleurs et n'est pas abordée dans cette section, ce panorama est nécessaire pour cadrer le périmètre de validité des ordres de grandeurs présentés ci-dessous.

À l'horizon de la mise en place du mécanisme de capacité et de ses premiers effets concrets sur les consommateurs (2016), le régime tarifaire applicable aura évolué. L'article L. 337-6 du Code de l'énergie précise qu'ils seront, d'ici le 1er janvier 2016, *« progressivement établis en tenant compte de l'addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale ».* Néanmoins, les contours de cette future construction tarifaire ne sont pas encore précisément arrêtés. Il reviendra à la CRE (à partir de 2016), dans le cadre réglementaire fixé par le Gouvernement, de déterminer les principes afférents.

L'analyse décrite ci-dessous se place dans l'hypothèse où la nouvelle méthode de construction des tarifs est une approche « marché ». Les offres proposées aux petits consommateurs seraient alors construites sur la base de l'addition des différentes composantes de coût : ARENH, complément marché pour l'énergie, prix des garanties de capacité, etc. Les éléments suivants ne sont pas applicables si la méthode de construction des tarifs réglementés demeure fondée sur les coûts.

Dans le cadre d'une approche « marché », la composante de coût capacitaire actuellement intégrée par les pouvoirs publics dans la construction des tarifs réglementés de vente d'électricité[234] devra être remplacée par une référence résultant des prix des garanties de capacité fixés sur le marché. Afin d'obtenir des ordres de grandeur sur la sensibilité de l'impact pour le consommateur, il est donc nécessaire de formuler une hypothèse sur l'écart entre les deux références du coût de la capacité[235]. Les hypothèses de simulation retenues pour la suite consistent à fixer cet écart à ± 10 k€/MW.

Trois situations peuvent ainsi se présenter :

- si l'écart entre la composante capacitaire actuelle et le prix de marché est négatif, la mise en place du mécanisme de capacité a, toutes choses égales par ailleurs, un impact à la baisse sur les tarifs ;
- si cet écart est nul, l'effet sur les tarifs est inexistant ;
- si cet écart est au contraire positif, l'impact du mécanisme de capacité correspond à une hausse de cette composante dans les tarifs réglementés de vente d'électricité.

Des simulations plus précises devraient (i) reposer sur une analyse précise de la composante capacitaire qui figure dans les tarifs réglementés, (ii) se fonder sur les orientations définitives des pouvoirs publics concernant le futur régime tarifaire et (iii) utiliser des courbes de charge représentatives de chaque catégorie ou pour des sous-catégories de consommateurs (par exemple client au tarif HC/HP [heures creuses/heures pleines]). Ces résultats ne pourront être présentés qu'une fois connues les orientations des pouvoirs publics concernant le futur régime tarifaire.

À ce stade, des hypothèses larges permettent néanmoins d'obtenir des ordres de grandeur de la sensibilité de l'impact pour les petits consommateurs. En considérant un besoin global de capacité en France de 92 GW dans le prolongement des simulations présentées au paragraphe précédent et en considérant que les petits consommateurs, qui représentent environ 165 TWh de consommation annuelle en énergie, concentrent la moitié de ce besoin, soit 46 GW, on obtient une valeur 0,28 kW de garantie de capacité pour chaque MWh consommé. En supposant que l'ARENH permet de couvrir la moitié de ce besoin, la partie restant à couvrir est de 0,14 kW. En prenant l'hypothèse d'un écart de 10k€/MW entre le coût moyen de la capacité détenue par EDF (hors nucléaire historique) et le prix de marché de la capacité, le résultat s'élève à 1,4 €/MWh.

234 Les tarifs réglementés doivent être élaborées afin de couvrir les coûts. À ce titre, leur niveau intègre une composante capacitaire correspondant au recouvrement de la partie des coûts fixes des actifs de production développés et maintenus par EDF qui ne peut être recouvrée sur le marché de l'énergie. Leur structure est établie sur la base de la théorie du parc adapté et prend en compte cette fois un coût normatif de la capacité (potentiellement différent du coût réel de la capacité) associé au risque de défaillance. Voir notamment le rapport de la CRE du 4 juin 2013 (analyse des coûts de production et de commercialisation d'EDF dans le cadre des tarifs réglementés de vente d'électricité), page 40.

235 Cette méthode prolonge l'analyse qualitative présentée dans l'étude d'impact du projet de loi NOME présenté par le Gouvernent en avril 2010. Voir [DGEC, 2010].

Autrement dit, dans l'hypothèse où le coût moyen de la capacité hors nucléaire historique détenue par EDF est inférieur (supérieur) de 10 k€/MW par rapport au prix de marché, la sensibilité de l'impact sur le prix moyen payé par un petit consommateur, sous réserve que la nouvelle méthode de construction des tarifs est une approche « marché », devrait aboutir à +1,4 €/MWh (- 1,4 €/MWh).

Il s'agit là d'une moyenne entre les consommateurs les plus thermosensibles (par exemple ceux qui ont opté pour le tarif HP/HC) et les autres. On peut en réalité s'attendre à une forte dispersion des résultats selon que l'on considère, par exemple, un consommateur non thermosensible et un consommateur qui se chauffe exclusivement à l'électricité. Comme pour le cas des grands consommateurs, l'impact éventuel sera en partie ou totalement atténué en cas de déploiement de dispositif de maîtrise de la pointe ou d'effacement.

Les simulations réalisées pour les différentes catégories de consommateurs permettent de présenter les premières analyses sur les effets « de premier tour » associés à la mise en place du mécanisme de capacité et, pour ce qui concernent les petits consommateurs, au changement des principes de construction des tarifs réglementés de vente. L'impact financier devrait être réduit pour les grands consommateurs. Pour les petits consommateurs, il pourrait être haussier ou baissier en fonction de l'écart entre le prix des garanties de capacité et la composante capacitaire actuelle des tarifs réglementés de vente. Dans tous les cas, les coûts de l'obligation de capacité pèsent sur les consommateurs thermosensibles et pas sur les autres.
Au-delà des valeurs présentées, qui varient naturellement en fonction des paramètres sélectionnés, trois éléments peuvent être soulignés :

- **le transfert aux fournisseurs alternatifs, et par leur truchement aux consommateurs, des garanties de capacité associées à l'ARENH conduit à réduire de manière importante le coût de mise en œuvre du dispositif pour les consommateurs ;**
- **la prise en compte de la flexibilité des consommateurs aboutit à modifier de manière substantielle les résultats, pouvant pour les consommateurs les plus flexibles, aboutir à des opportunités de gains ;**
- **l'impact réel sur les consommateurs dépendra des politiques tarifaires de fournisseurs en environnement concurrentiel : celle-ci peuvent s'écarter pour les petits consommateurs de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente et devraient prendre en compte les capacités éventuellement détenues en propre, la stratégie commerciale, etc.**

8.3.3 Impact sur la CSPE

Comme toutes les capacités localisées sur le territoire métropolitain interconnecté, les installations de production électrique bénéficiant d'un soutien public au travers de l'obligation d'achat participeront au mécanisme de capacité. À ce titre, ces capacités se verront attribuées des garanties de capacité qui seront valorisées par les acheteurs obligés. Les revenus correspondants seront déduits des charges de service public de l'électricité financées par la CSPE, et leur allégement bénéficiera *in fine* aux consommateurs qui acquittent cette contribution.

Afin d'évaluer l'impact de la mise en place du dispositif de capacité par rapport à une situation où il ne serait pas mis en œuvre, il est nécessaire de faire des hypothèses sur le volume potentiel de garanties attribuées aux installations ciblées, le prix de la capacité et l'assiette de financement de la CSPE.

Pour déterminer le volume potentiel de garanties de capacité attribuées aux installations bénéficiant de l'obligation d'achat, il convient de formuler une hypothèse sur la pénétration des filières subventionnées à l'horizon de la mise en place du dispositif. L'on reprend dans ce qui suit les chiffres du Bilan Prévisionnel 2013 de RTE concernant la puissance installée en 2017 des filières suivantes :

- parc installé éolien : 11,4 GW ;
- parc installé photovoltaïque : 7,5 GW ;
- cogénération sous tarif de rachat : 1,2 GW ;
- thermique renouvelable décentralisé : 1,9 GW.

Pour chacune de ces filières, on détermine ensuite le volume de garanties de capacité en appliquant les dispositions des règles, notamment en prenant en compte le coefficient de contribution pour les filières intermittentes selon les valeurs précisées au § 5.1. Ce volume est multiplié par une référence de prix de la capacité : dans le prolongement du cadre analytique utilisé jusqu'ici, le calcul est mené en considérant deux hypothèses (10k€/MW/an et 30 k€/MW/an).

Les résultats de l'analyse d'impact sont résumés dans le tableau récapitulatif ci-contre.

Tableau 5 – Résultats de l'analyse des impacts sur la CSPE de la valorisation des garanties de capacités des filières sous obligation d'achat

	Puissance installée (GW)	Garanties (GW certifiés)	Valeur en M€ avec un prix de 10k€/MW	Valeur en M€ avec un prix de 30k€/MW
Éolien	11,4	2,3	22,8	68,4
PV	7,5	0,4	3,8	11,3
Cogénération (<12MW)	1,2	1,0	10,2	30,6
Thermique décentralisé	1,9	1,6	16,2	48,5
TOTAUX	**22,0**	**5,3**	**53,0**	**158,8**

Les montants calculés peuvent être rapportés à l'assiette de la CSPE (Consommation intérieure prévisionnelle (hors pertes) nette de l'énergie exonérée de CSPE de l'ordre de 380 TWh[236]).

En fonction du prix de marché, la certification des capacités bénéficiant d'un tarif de rachat pourraient se traduire par un allègement des charges couvertes par la CSPE comprise entre 50 et 160 M€/an. Cela représente une économie de 0,13 à 0,42 €/MWh.

8.4 Renforcement à venir du dispositif d'analyse d'impact

Les éléments présentés au § 8.3 permettent de confirmer que les dispositions mises en place auront, dans un premier temps, un coût modéré pour le consommateur. Ces études apportent des premiers éléments pour accompagner la mise en place du dispositif durant les deux premières années de livraison, qui ne devraient par être caractérisées par un déficit important de capacité. Néanmoins, il est important de souligner qu'il s'agit d'une vision indicative, réalisée dans le temps limité dédié à la concertation et à l'élaboration des règles alors que les paramètres du dispositif étaient encore sujets à modification. Ces éléments doivent donc être considérés comme un premier éclairage sur les conséquences du mécanisme de capacité.

Dans le cadre de la mise en œuvre des règles, il est néanmoins proposé de compléter ces analyses par d'autres éléments.

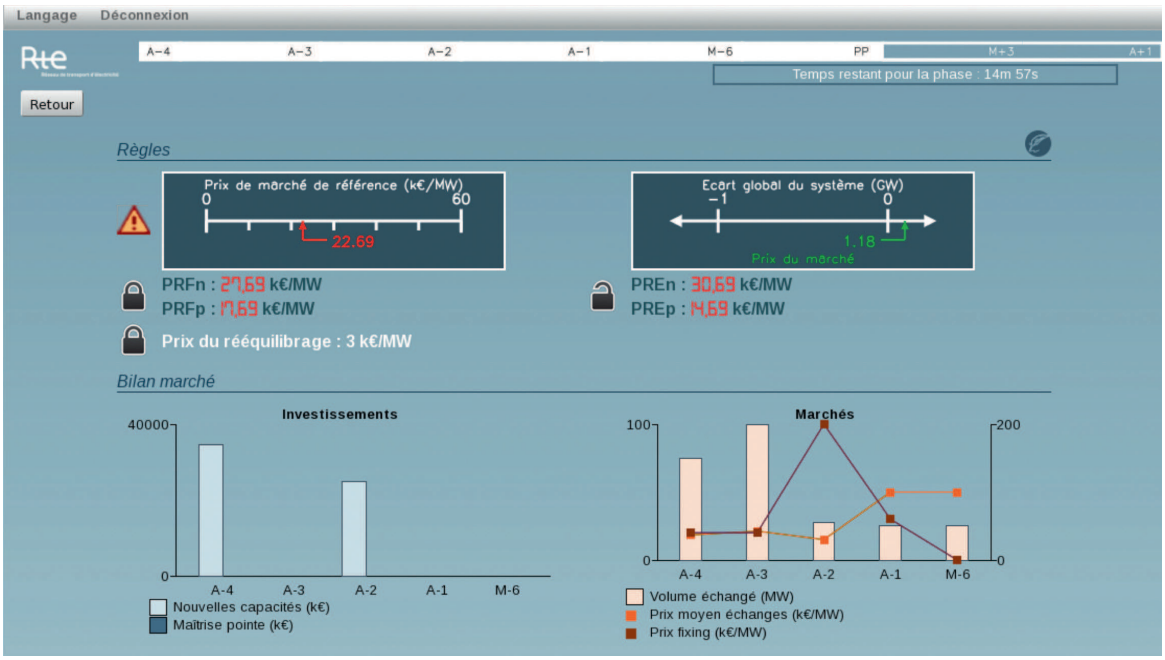
8.4.1 Mettre à disposition des parties prenantes un simulateur du dispositf

À des fins pédagogiques, RTE a engagé le développement d'un simulateur de mécanisme de capacité, baptisé CLéM. Il s'agit d'une application web à plusieurs joueurs qui permet de se mettre « dans la peau » d'un acteur du mécanisme de capacité, d'un responsable de périmètre de certification, d'un fournisseur ou encore d'un négociant. Les premiers estiment la disponibilité de leurs moyens, demandent leur certification et essayent de valoriser au mieux les garanties de capacité ainsi obtenues au cours des différentes étapes du mécanisme tandis que les seconds évaluent l'obligation qu'implique la consommation de leurs clients et essayent de s'approvisionner au meilleur prix sur le marché ou, selon leur coût, de mettre en place des actions de réduction de la demande à la pointe.

Il s'agit donc à la fois d'illustrer le rôle des acteurs, le déroulement temporel du mécanisme et de rendre sensibles les déterminants microéconomiques du prix de la capacité en amenant les joueurs à un arbitrage collectif entre les différentes options qui permettent de réaliser l'équilibre entre l'offre et la demande de capacité. La première session externe est prévue en juin 2014.

236 Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 octobre 2012 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2013.

Figure 82 – Présentation de l'outil CLéM



8.4.2 Compléter l'étude d'impact « de premier tour » avec les petits consommateurs

Comme présentée au § 8.3, l'analyse d'impact sur les petits consommateurs pourra être affinée dès lors que la nouvelle méthodologie de construction des tarifs réglementés sera précisée. La rédaction actuelle du Code de l'énergie laisse plusieurs options ouvertes, les deux principales correspondant soit à la vision historique de couverture des coûts comptables soit à une vision fondée sur le principe de contestabilité conduisant à élaborer les tarifs par addition de composantes indépendantes (ARENH, prix du complément sur le marché de gros, prix sur le marché des garanties de capacité).

Ces orientations devraient être précisées au cours des prochains mois (l'évolution des compétences de la CRE conduira cette dernière à élaborer les grilles tarifaires). En fonction, les règles du mécanisme de capacité et le fonctionnement du marché de capacité lui-même pourraient constituer un entrant de la formule de fixation des tarifs. Dès lors, RTE se tient prêt à contribuer aux analyses pour la conception de la formule tarifaire ou le suivi de celle-ci, dans le cadre que fixera que la CRE.

8.4.3 Compléter les évaluations par une étude sur l'impact dynamique de la mise en place du mécanisme à long terme

Ainsi que détaillée au § 8.1.2, une véritable étude de l'impact dynamique à long terme du mécanisme de capacité est particulièrement complexe à mener, avec un arbitrage difficile entre la précision de la modélisation et sa faisabilité. Il s'agit d'évaluer les performances de différentes architectures de marché sur le long terme, dans une approche qui tienne compte de l'ensemble de leurs coûts et bénéfices[237], et intègre des éléments aussi divers que l'asymétrie informationnelle des agents ou des autorités en charge de la régulation, pouvant donner lieu à une mise en œuvre du dispositif moins performante qu'escomptée.

Ces éléments expliquent qu'il n'ait pas été possible de mener une telle étude « de second tour » durant la concertation, la stabilisation des règles étant un pré-requis pour la réaliser et en tirer des résultats pertinents. Toutefois, la difficulté de l'exercice ne doit pas conduire à y renoncer, car ses résultats peuvent apporter un éclairage précieux pour orienter les évolutions à venir du mécanisme.

Comme annoncé au chapitre 1 du présent rapport, RTE va mener des études économiques sur le fonctionnement et

237 [Cepeda & Finon, 2011]

l'impact du mécanisme de capacité, dans le cadre des travaux prévus à l'article 20 du décret n°2012-1405 du 14 décembre 2012. Ces travaux seront communiqués à la CRE pour contribuer aux améliorations du mécanisme de capacité, mais également partagés avec les acteurs pour prolonger la démarche de concertation utilisée pour la conception du mécanisme.

Ces études ont vocation à dépasser un cadre strictement national, la sécurité d'approvisionnement devant être considérée de manière plus large pour tenir compte de l'intégration de l'Europe de l'électricité. RTE utilise déjà des modélisations portant sur plusieurs pays européens, par exemple pour les études d'adéquation. Il est également envisageable que de telles études soient menées en coopération avec d'autres pays, par exemple sur la base d'un partenariat franco-allemand. En fonction des objectifs et des méthodes retenues, une collaboration avec des partenaires académiques pourrait aussi se révéler pertinente.

L'objectif principal des modélisations envisagées est de représenter l'impact de l'architecture de marché sur les investissements et la sécurité d'approvisionnement dans les pays européens, ce qui nécessite de disposer d'une vision claire sur les politiques publiques mises en place en Europe sur la sécurité d'approvisionnement. Par ailleurs, les débuts du fonctionnement du mécanisme de capacité constituent également un terreau d'études et de simulations pertinent pour envisager son évolution. Les premières années constitueront en effet une période d'apprentissage pour l'ensemble des acteurs du système électrique, et leurs comportements pourront être analysés dans l'optique d'améliorer le mécanisme et d'anticiper ses conséquences à l'horizon 2018-2020.

9. PRISE EN COMPTE DE L'INTERCONNEXION DU MARCHÉ FRANÇAIS AVEC LES MARCHÉS EUROPÉENS

9.1 Contribution des interconnexions et des capacités étrangères à la sécurité d'approvisionnement française

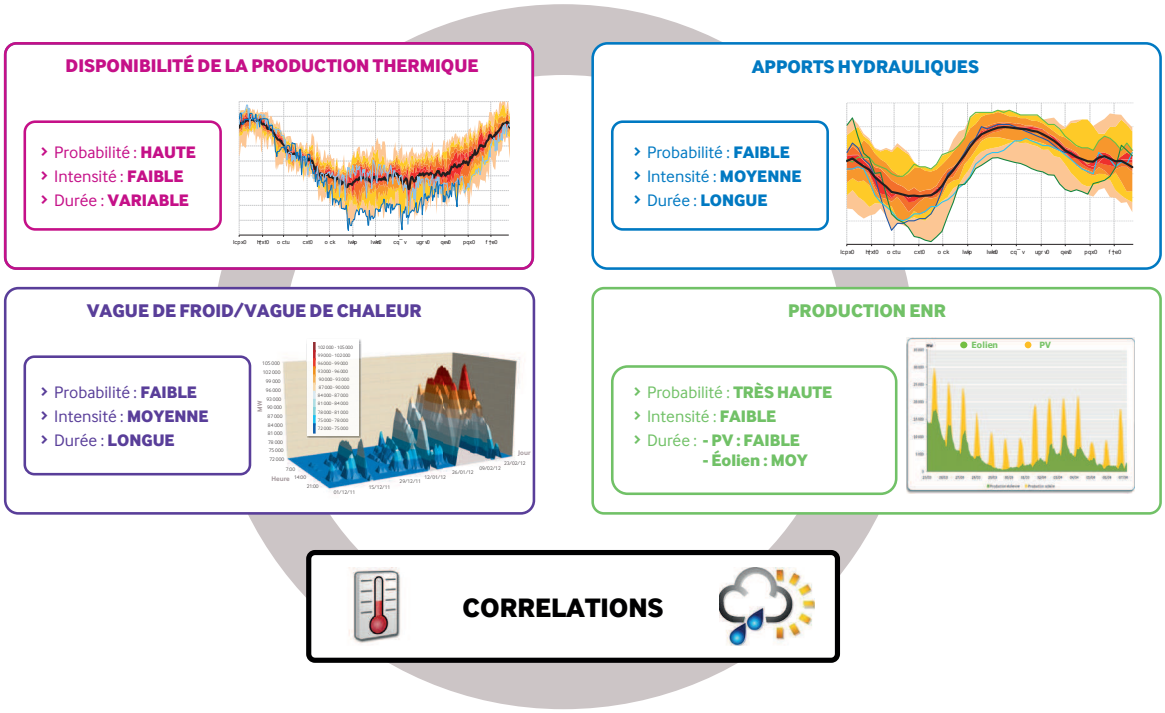
9.1.1 Intérêt de l'intégration des systèmes électriques pour la sécurité d'approvisionnement

Historiquement, la construction des interconnexions transfrontalières a obéi à un motif de sécurité d'approvisionnement. En cas de tension sur l'approvisionnement en électricité dans un pays, la possibilité d'importer de l'énergie depuis un pays voisin est en effet l'une des solutions les plus efficaces économiquement. Le foisonnement géographique des aléas permet d'atténuer les conséquences de leur occurrence.

Cet effet de foisonnement est d'autant plus important que la sécurité d'approvisionnement des différents pays européens repose sur des fondamentaux différents. Les spécificités nationales diminuent la corrélation des aléas, et permettent un plus haut degré de complémentarité et de secours mutuel.

Chaque aléa peut être caractérisé de manière simplifiée par sa probabilité, son intensité et sa durée. Les caractéristiques indiquées dans la cartographie des risques ci-dessous sont indicatives, et fortement dépendantes du pays considéré :

Figure 83 – Cartographie des principaux risques pour la sécurité d'approvisionnement



Chaque pays européen est affecté à des degrés divers par ces aléas, dont la diversité et l'hétérogénéité renforce l'intérêt à s'interconnecter. Comme expliqué dans le chapitre 1 du présent rapport, l'aléa dominant en France est aujourd'hui, et demeurera à moyen terme, la thermosensibilité de la demande et son impact sur le niveau de la consommation lors des vagues de froid. D'autres pays font également face à un aléa dominant au niveau de la demande, comme la Suède, la Finlande ou la Hongrie.

L'aléa lié à l'intermittence des énergies renouvelables (éolien et solaire principalement) dépend du degré de pénétration de ces énergies dans le mix énergétique de chaque pays. S'il peut encore être considéré comme faible en France du fait du niveau des puissances installées, il est devenu dominant dans des pays comme le Danemark ou l'Allemagne. La forte probabilité de l'aléa lié à ces technologies, c'est-à-dire leur absence de production du fait des conditions météorologiques, fait ressortir l'importance de disposer de capacités alternatives *(backup)* en cas de besoin, qu'il s'agisse de production, d'effacement ou de stockage.

Les pays où la production hydraulique joue un rôle majeur, comme la Norvège, la Suisse ou le Portugal sont exposés à un risque spécifique. Les années sèches y représentent un risque structurel important, sur des durées longues. Mais ce risque peut également être présent dans des pays qui ne dépendent pas directement de la production hydraulique. Ainsi, les années sèches aux Pays-Bas entraînent un risque important pour la sécurité d'approvisionnement, car l'élévation de la température des eaux fluviales rend plus difficile le refroidissement des centrales thermiques.

Les aléas affectant la disponibilité des centrales thermiques peuvent affecter la sécurité d'approvisionnement dans l'ensemble des pays européens. Le risque associé à la défaillance individuelle d'une centrale est contenu, eu égard aux dimensions du système électrique européen. Il peut néanmoins avoir un fort impact dans certains pays où le dimensionnement des centrales est important par rapport à la consommation.

L'intégration des systèmes électriques européens contribue à diminuer le poids respectif des aléas nationaux et à permettre le secours mutuel. Cette intégration passe par la connexion physique des systèmes et le développement des interconnexions, mais également par l'intégration des marchés de l'énergie qui favorise l'utilisation efficace des infrastructures. La construction de l'Europe de l'électricité apporte ainsi une contribution majeure à la sécurité d'approvisionnement en France comme dans les autres pays européens.

238 Cette modélisation est détaillée dans le chapitre 10 du présent rapport.

9.1.2 Intérêt de la prise en compte des interconnexions dans le mécanisme de capacité

9.1.2.1 Efficacité économique du mécanisme de capacité

L'efficacité d'un mécanisme de marché dépend largement de sa capacité à refléter correctement la réalité physique qu'il recouvre. Ainsi, les mécanismes de marché qui régissent les échanges commerciaux d'énergie entre pays européens gagnent en efficacité si la représentation des flux physiques qui sous-tend leur fonctionnement est améliorée. De la même manière, le mécanisme de capacité doit intégrer une représentation fine de la contribution de l'interconnexion de la France au système électrique européen pour assurer la sécurité d'approvisionnement de manière efficace.

Une sous-estimation, voire une absence de prise en compte de l'apport des pays interconnectés amènerait à la construction en France de plus de capacités que ce qui est réellement nécessaire. Ces surcapacités dont il est possible de se passer ont un coût, et leur existence est donc caractéristique d'une sous-optimalité économique.

Inversement, une surestimation de la contribution des capacités étrangères à la sécurité d'approvisionnement française risquerait de laisser le niveau de capacité passer sous le seuil requis pour respecter le niveau de sécurité d'approvisionnement fixé par les pouvoirs publics. Le coût de la défaillance devient alors important, et éloigne de l'optimum économique.

RTE est particulièrement conscient de l'importance de l'interconnexion de la France pour sa sécurité d'approvisionnement en électricité, de par son rôle dans la réalisation de l'étude d'adéquation ainsi que son implication dans les travaux européens et la coopération avec les autres gestionnaires de réseaux de transport. Le Bilan Prévisionnel est ainsi bâti sur une représentation détaillée de tout le système électrique ouest-européen[238].

9.1.2.2 Cadre applicable en France et en Europe

La prise en compte des interconnexions dans le mécanisme de capacité a été prévue dès l'origine (loi NOME) :

Le mécanisme d'obligation de capacité prend en compte l'interconnexion du marché français avec les autres marchés européens.

Cette disposition montre sans ambiguïté la volonté du législateur d'assurer la sécurité d'approvisionnement en France en accordant toute sa place à la dimension européenne du mécanisme.

Le législateur français rejoint ici la Commission européenne dont les lignes directrices sur l'adéquation font ressortir l'importance d'une bonne prise en compte des capacités étrangères dans les études d'adéquation :

Given this increasing integration of electricity markets and systems across borders it is now increasingly difficult to address the issue of generation adequacy on a purely national basis. Member States' generation adequacy assessments need to take account of existing and forecast interconnector capacity as well as the generation adequacy situation in neighbouring Member States. Surplus generation in neighbouring Member States may alleviate adequacy concerns; shortages may exacerbate them[239].

Ces exigences se retrouvent dans les lignes directrices sur les interventions publiques visant à assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement fixé par les pouvoirs publics, et notamment la conception de mécanismes de capacité :

[Capacity] mechanisms should be open to any capacity, including capacity located in other Member States, which can effectively contribute to meeting the required generation adequacy standard and security of supply[240].

La prise en compte des interconnexions dans le mécanisme de capacité français répond à la fois à un impératif économique, mais également à une double exigence, française et européenne. En réponse à cela, plusieurs modalités de prise en compte de la contribution des capacités transfrontalières à la sécurité d'approvisionnement sont possibles.

9.2 État des lieux sur la prise en compte de capacités étrangères dans les mécanismes de capacité en Europe et en France

9.2.1 Mécanismes de capacité existants et en projet

De nombreux pays européens ont mis en place des mécanismes de capacité (voir chapitre 1), avec des choix variés d'architecture de marché. Cependant, et comme le relève l'ACER dans son rapport sur les mécanismes de capacité, la participation à ces mécanismes est quasi-systématiquement restreinte aux capacités nationales :

The existing CRMs are to a large extent tailored to a specific market situation. As a result there is a large variation in the existing CRMs' design features. The experience with cross-border participation is virtually non-existing[241].

Les mécanismes de type paiement de capacité tels qu'existant en Espagne ou en Italie ne prévoient pas de rémunérer d'autres capacités que celles qui sont localisées en Espagne ou en Italie. Certains pays ont essayé de résoudre la question de la compatibilité entre un mécanisme de capacité national et le fonctionnement du marché européen de l'énergie, comme l'Irlande dans le cadre de son dispositif de paiement de capacité[242], mais les dispositions afférentes sont considérées par l'ACER comme potentiellement génératrices de distorsions :

The [Capacity Mechanism] in the SEM takes account of non-domestic generation by providing that importers into the SEM receive a capacity payment based on their volume of imports; exporters from the SEM pay a capacity payment to the SEM system based on their volume of exports.
[...]
An example of how specific design choices may lead to a CRM having a distortive effect on energy market is provided by the capacity payment scheme operating in Ireland and Northern Ireland. In this case, the distortions extend to the energy market in Great Britain.
[...]
The way the SEM CRM has been designed may raise two challenges. First, its compatibility with the day-ahead target model for cross-border trade (market coupling) to be

239 [EC, 2013a]
240 [EC, 2013a]
241 [ACER, 2013]
242 [ACER, 2013]

implemented on the Ireland - Great Britain interconnector. Once market coupling is implemented it is no longer possible to distinguish which market participant exports and/or imports and therefore to distinguish who should receive or reimburse the capacity payment.
Second, and maybe of lesser importance, the ex-post element of the capacity remuneration payment induces a risk for traders and therefore requires a higher price difference between the SEM and the Great Britain market to trigger exports, which can impact utilisation of the interconnectors and affect generation dispatch decisions[243].

Les mécanismes de type réserve stratégique mis en place en Suède ou en Finlande ne prévoient pas non plus la participation de capacités étrangères. Cela s'explique par exemple en Suède par l'objectif initial à la création du mécanisme, qui était d'éviter la fermeture de centrales suédoises considérées comme nécessaires à la sécurité d'approvisionnement.

Ces exemples montrent que, quel que soit le type d'architecture de mécanisme de capacité mis en place par un État membre, le choix d'une approche explicite pour la participation des capacités étrangères dans les mécanismes de capacité n'est pas retenu prioritairement. La reconnaissance de leur contribution passe plutôt par une approche implicite, au travers du dimensionnement des mécanismes. Par exemple, les réserves stratégiques seraient peut-être plus importantes dans des systèmes isolés.

Cependant, l'absence de participation des capacités d'autres pays ne peut pas être considérée comme une perspective de long terme avec l'intégration croissante de l'Europe de l'électricité. De nombreux pays vont faire évoluer leurs mécanismes. Des réformes sont par exemple en cours en Espagne, en Italie ou encore en Irlande.

Les mécanismes de capacité en projet ou en cours de création sont, au même titre, confrontés à la question de la participation des capacités transfrontalières. Aucune solution ne semble pour l'instant s'imposer. Ainsi, on trouve les explications suivantes dans la consultation sur le mécanisme de capacité prévu par la réforme du marché au Royaume-Uni :

The Government is keen to find a way for interconnected capacity to be able to participate in the Capacity Market. Participation of interconnected capacity would increase efficiency by increasing competition in the auction, and provide appropriate incentives for additional investment in interconnection. [...]
This is a complex area and we have worked closely with expert stakeholders, other EU Member States and the European Commission to explore possible solutions. However despite this work we have been unable to find a solution that the Government believes offers a practical solution for the first capacity auction in November 2014. We continue to work on this issue however and aspire to finding a solution that is capable of being implemented at the earliest in time to compete in the 2015 capacity auction[244].

De même, la réforme du mécanisme de capacité italien ne statue pas directement sur la manière dont les capacités étrangères pourraient participer, mais renvoie cette question à des travaux ultérieurs :

la partecipazione di capacità localizzata all'estero non è prevista dallo Schema di Disciplina. Tuttavia, in coerenza con le future linee guida della Commissione Europea, laddove operatori localizzati sulla rete di un altro gestore di rete europeo esprimessero, tramite il predetto gestore, l'interesse a partecipare al mercato della capacità italiano, Terna potrebbe esplorare col medesimo gestore le eventuali modalità di partecipazione di capacità localizzata sulla sua rete al fine di delineare una proposta di modifica dello Schema di Disciplina[245].

Enfin, comme rappelé au chapitre 8, il n'est pas possible de s'inspirer de solutions qui auraient été mises en œuvre ailleurs dans le monde, par exemple en Amérique du Nord, notamment en raison des importantes spécificités de l'architecture de marché européenne de l'électricité, et en particulier du cadre de régulation des interconnexions. Les différences de contexte, de fonctionnement des marchés, de responsabilités des acteurs et de gouvernance rendent la transposition d'un mécanisme impossible.

Il n'existe donc pas aujourd'hui d'exemple pratique de mécanisme de capacité ciblé uniquement sur la sécurité d'approvisionnement permettant la participation de capacités étrangères dans le contexte européen[246].

9.2.2 Choix d'une solution implicite pour la participation des capacités étrangères au mécanisme de capacité français

Au cours du processus d'élaboration du mécanisme de capacité français, le sujet de la participation de capacités transfrontalières

243 Le marché de l'électricité est unifié entre l'Irlande et l'Irlande du Nord, sous l'appellation « Single Electricity Market » ou SEM.

244 [DECC, 2013]

245 [AEEG, 2013]

246 Le mécanisme de réservation de capacité allemand ResKV permet la participation de capacités d'autres pays européens. Il s'agit cependant d'une réserve pour des besoins réseau (gestion des congestions) et non pour la sécurité d'approvisionnement.

au mécanisme a été abordé à de nombreuses reprises, ce qui a conduit à retenir dans un premier temps la solution d'une participation implicite.

La question des modalités de prise en compte de la contribution de l'interconnexion du marché français avec les autres marchés européens à la sécurité d'approvisionnement en France a été posée dès la concertation de 2011. Le rapport remis au Ministre par RTE en octobre 2011 préconisait déjà de prendre en compte cette contribution de manière implicite dans un premier temps, mais de considérer à la cible une participation explicite des capacités transfrontalières.

> *Aussi, à l'heure actuelle, les conditions nécessaires pour une participation explicite des capacités étrangères au mécanisme de capacité français ne semblent pas immédiatement réunies et nécessiteront un délai de mise en œuvre. Par conséquent, une participation explicite de capacités étrangères n'est pas immédiatement envisageable, mais RTE souhaite garder cette possibilité ouverte pour l'avenir, notamment si certains pays voisins se dotaient d'un mécanisme de capacité proche du système français, ce qui faciliterait grandement la mise en œuvre opérationnelle de cette option*[247].

La perspective d'une participation transfrontalière a également joué en faveur du choix d'une architecture de marché décentralisée, basée sur des certificats échangeables. Le rapport détaillait comment un marché de certificats pouvant être échangés indépendamment du choix des États membres en matière de sécurité d'approvisionnement offrait de meilleures perspectives d'intégration que des systèmes d'enchères nationales. L'architecture de marché cible pour la prise en compte des capacités étrangères est donc bien une participation explicite par des échanges transfrontaliers de certificats de capacité.

Les travaux de 2011 ont également permis de mettre l'accent sur les difficultés devant être résolues préalablement au passage à la solution cible, et ont conduit à la recommandation d'une prise en compte implicite de la contribution des capacités étrangères à la sécurité d'approvisionnement française pour le démarrage du mécanisme. Ces difficultés portaient sur les thèmes suivants, dont l'approfondissement est nécessaire pour envisager la participation transfrontalière au mécanisme de capacité français :

- les modalités de certification et contrôles des capacités étrangères ;
- la participation de capacités d'effacement localisées dans des pays où leur participation au marché n'est pas prévue dans des conditions équivalentes à celles en vigueur en France ;
- la forme de l'engagement des capacités étrangères et son équivalence avec celui des capacités françaises ;
- le règlement des écarts pour les capacités transfrontalières ;
- la sélection des capacités transfrontalières pouvant participer au mécanisme de capacité ;
- les garanties sur la contribution individuelle à sécurité d'approvisionnement en France des capacités transfrontalières participant au mécanisme de capacité ;
- la gestion des contraintes de rareté dans les capacités d'interconnexion (calcul et allocation) pour les échanges de certificats de capacité ;
- l'étendue de la participation transfrontalière (pays voisins uniquement, toutes les zones connectées ?) ;
- l'implication du/des gestionnaire(s) de réseau de transport étranger(s) concerné(s) ;
- l'implication des autorités en charge de la sécurité d'approvisionnement du/des pays concernés ;
- les façons d'assurer la cohérence des participations aux mécanismes de capacité et éviter le double comptage des capacités.

La Commission de régulation de l'énergie a également rappelé cette complexité afférente à la participation des capacités situées en dehors du territoire français et a estimé à ce titre que la prise en compte implicite des interconnexions constituait une solution adaptée pour le démarrage du mécanisme de capacité[248].

Actant du caractère bloquant de ces éléments aux échéances considérées pour la mise en œuvre du mécanisme, les pouvoirs publics français ont pris la décision, pour le démarrage du mécanisme de capacité, d'une prise en compte implicite de la contribution des capacités étrangères à la sécurité d'approvisionnement en France. Le décret de mise en œuvre du mécanisme de capacité prévoit ainsi :

> *Les interconnexions du marché français de l'électricité avec les autres marchés européens sont prises en compte dans la détermination de l'obligation de capacité ; leur effet est intégré dans la détermination du coefficient de sécurité tenant compte du risque de défaillance.*

Le périmètre de la concertation menée en 2013 par RTE était encadré par les dispositions prévues par le décret publié en décembre 2012. Par conséquent, le principe d'une prise en compte implicite des interconnexions n'a pas été remis

247 [RTE, 2011]

248 [CRE, 2012]

en cause, et seules ses modalités de mise en œuvre ont été abordées.

Cette solution pour la prise en compte de la contribution des capacités étrangères à la sécurité d'approvisionnement française permet déjà d'atteindre un niveau élevé d'efficacité économique, en diminuant les besoins intérieurs en capacité et évitant ainsi les surcapacités. Ainsi, la prise en compte implicite de la contribution des capacités étrangères revient à considérer l'apport de ces capacités à la sécurité d'approvisionnement comme une externalité positive.

Ces modalités de prise en compte ne défavorisent en rien le développement des interconnexions, dans la mesure où l'externalité « sécurité d'approvisionnement » est prise en compte par RTE dans les études coût/bénéfice de développement du réseau[249].

9.2.3 Recherche d'une solution pour la participation transfrontalière aux mécanismes de capacité en Europe

Dans sa communication du 15 novembre 2012 pour un bon fonctionnement du marché intérieur de l'énergie[250], la Commission européenne a exprimé ses inquiétudes quant au risque de fragmentation du marché intérieur lié à la mise en place de mécanismes de capacité en Europe.

Depuis la publication de cette communication, les mécanismes de capacité font l'objet d'une attention particulière et de nombreux débats en Europe. Les positions de la Commission européenne et de nombreux acteurs institutionnels et industriels ont été précisées et mettent en évidence l'attention particulière portée à la prise en compte du marché intérieur et de la contribution des capacités transfrontalières à la sécurité d'approvisionnement au sein d'un État pour garantir l'acceptabilité des mécanismes de capacité.

Cette partie rappelle les contributions de la Commission européenne, de l'ACER et d'Eurelectric à ce débat, ce qui permet d'en dégager des principes communs.

9.2.3.1 Commission européenne

La Commission européenne s'est prononcée résolument en faveur d'une participation transfrontalière aux mécanismes de capacité dans le document de travail sur l'adéquation accompagnant la Communication sur l'optimisation des interventions publiques au sein du marché intérieur de l'électricité[251] :

> *[Capacity] mechanisms should be open to any capacity, including capacity located in other Member States, which can effectively contribute to meeting the required generation adequacy standard and security of supply.*

Cependant, la prise en compte implicite de la contribution de ces capacités à la sécurité d'approvisionnement est reconnue comme envisageable en première approche :

> *[I]t may be necessary, as an interim step, for Member States to calculate the contribution of imports to meeting the generation adequacy standards.*

La Commission analyse deux solutions possibles pour permettre la participation directe des capacités étrangères à un mécanisme de capacité tout en prenant en compte les limitations d'import aux interconnexions.

La première solution consiste à autoriser la participation dans la limite de la capacité maximale d'import, avec une enchère dédiée organisée par le gestionnaire du réseau de transport pour sélectionner les capacités étrangères autorisées à participer[252]. La seconde solution serait de lier la possibilité de participer au mécanisme de capacité à la détention de droits de long terme sur l'utilisation des interconnexions pour importer de l'énergie[253].

Ces deux possibilités constituent des pistes pour traiter la question de la gestion de la rareté afin d'éviter que la participation des capacités étrangères ne dépasse ce qui est physiquement réaliste au niveau de possibilités d'import. Elles peuvent néanmoins aboutir à des résultats très différents, puisque le volume de droits d'interconnexions alloués pour les échéances de long terme est significativement inférieur à la capacité maximale d'import. En effet, le calcul de long terme sur les capacités d'import comporte un niveau élevé d'incertitudes, alors que le niveau maximal d'interconnexion est une donnée variable et ne pouvant réellement être connue que proche du temps réel.

Si la gestion de la rareté de capacités d'import est un impératif dans la mise en place d'un mécanisme de capacité transfrontalier, ce n'est néanmoins pas le seul enjeu auquel l'architecture de marché

249 Les exemples cités dans les chapitres 1 et 10 du présent rapport attestent du dynamisme du développement des interconnexions entre la France et les autres pays européens.

250 [EC, 2012]

251 Toutes les citations de ce paragraphe sont issues du document [EC, 2013a]

252 [EC, 2013a] It should be possible to allow capacity equal to the maximum import capacity of the Member State to participate in a national mechanism. This would create a demand for the use of the interconnection which could be marketed by TSOs separately from the normal allocation of cross border capacity.

253 [EC, 2013a] Alternatively, long term allocation capacity on interconnectors could allow for cross-border participation in capacity mechanisms by allowing generators to demonstrate their ability to deliver electricity to the Member State in question.

doit répondre. Garantir la réalité de la contribution des capacités étrangères à la sécurité d'approvisionnement s'impose dès lors comme un objectif en soi. Sur cette question, la Commission européenne retient la notion de « contribution effective » à la sécurité d'approvisionnement, qui est similaire à celle utilisée dans la loi NOME.

La Commission formule deux propositions qui pourraient contribuer à cet objectif : l'allocation à long terme des droits d'accès aux interconnexions et la mise en place de système dit de « reliability options »[254]. Ces propositions constituent des pistes à explorer, mais posent la question des liens qu'elles peuvent créer entre les marchés de la capacité et de l'énergie.

La Commission européenne reconnaît la complexité introduite par la mise en œuvre d'une participation de capacités étrangères aux mécanismes de capacité et appelle les États membres et les parties prenantes à poursuivre leurs travaux sur ce volet[255]. Elle mentionne notamment le besoin d'éviter des situations de double-comptage, en cas de participation simultanée à plusieurs mécanismes[256].

À ce titre et afin de répondre à l'ensemble des questions et enjeux posés par la participation des capacités étrangères aux mécanismes de capacité, la Commission européenne insiste sur l'importance de la coopération régionale[257].

9.2.3.2 ACER

Dans son rapport sur les mécanismes de capacité[258], l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) se prononce en faveur d'une ouverture des mécanismes de capacité aux capacités transfrontalières, mais tout en reconnaissant les difficultés qui y sont associées[259]. Ces difficultés et des pistes pour y faire face sont développées au point 45 du rapport de l'ACER :

> *Cross-border participation to CRMs does not necessarily require that cross-border capacity is set aside. However, it requires a strong coordination of national security of supply policies and the fulfilment of additional conditions, namely that:*
>
> *a) the TSO, in whose jurisdiction the CRM is implemented, is able, directly or through the adjacent TSO, to monitor the actual availability of the (capacity) resources committed by foreign provider over the contracted period and that the foreign provider is able to provide the same level of commitment with respect to security of supply than a local provider;*
> *b) efficient cross-border allocation mechanisms are implemented on all timeframes, in particular in the day-ahead, intra-day and balancing timeframes;*
> *c) MSs accept that their national resources (e.g. generation plants) are partly contracted to ensure the security of supply of a neighbouring MS and guarantee that providers will not be hindered in exporting at any moment in time, i.e. TSOs do not deviate from their routine in offering cross-border capacity in particular in stressed situation on both sides of the border.*

Selon l'ACER, l'importance du besoin de reconnaissance des États de la participation d'une partie de leurs capacités à la sécurité d'approvisionnement d'un autre État est nécessaire pour garantir la réalité de la contribution des capacités étrangères à la sécurité d'approvisionnement[260].

À ce titre, l'ACER constate un manque de coordination entre États sur les questions de sécurité d'approvisionnement[261] et formule notamment les recommandations suivantes :

> *I. the harmonisation of generation adequacy criteria and security of supply levels should be undertaken where possible;*
> *II. a common (at least regional) and coordinated approach for a thorough security of supply assessment should be implemented.*

9.2.3.3 Eurelectric

De nombreuses parties prenantes ont également apporté leur contribution au débat sur la participation transfrontalière aux mécanismes de capacité. Parmi celles-ci, Eurelectric a récemment pris l'initiative de proposer une solution, présentée lors de la conférence du 12 décembre 2013 : « *Future electricity markets with or without capacity mechanisms: What does Europe say?* ».[262]

De même que la Commission et l'ACER, Eurelectric se prononce en faveur de la participation transfrontalière aux mécanismes de capacité[263] et souligne la complexité du problème[264].

Eurelectric formule également une proposition détaillée d'architecture de marché pour la participation des capacités étrangères

254
[EC, 2013a] Long term allocation capacity on interconnectors could allow for cross-border participation in capacity mechanisms by allowing generators to demonstrate their ability to deliver electricity to the Member State in question. [...] With reliability options the incentive effect of the option should ensure that generators located in other Member States would anyway ensure they had sufficient interconnection capacity rights.

255
[EC, 2013a] The Commission Services recognise there may be practical difficulties of implementing a framework for cross border certification of capacity and accounting for "capacity" import and export. [...] The Commission Services will continue to work with Member States, ACER and National Regulatory Authorities, and ENTSO-E and TSOs to examine how cross border trading can be facilitated in capacity mechanisms.

256
[EC, 2013a] Obviously generation abroad or interconnector capacity should not be double-counted or double remunerated.

257
[EC, 2013a] Regional cooperation would facilitate addressing this problem and should be pursued where possible

258
Toutes les citations de ce paragraphe sont issues du document [ACER, 2013]

259
[ACER, 2013] In the case of national [Capacity Mechanisms], greater efficiency could be achieved and the distortion of the IEM minimised by assuring participation – to the extent possible – of adequacy and system flexibility resources provided by generators and load in other jurisdictions. The challenges to this are however significant

260
[ACER, 2013] Without such a guarantee, the foreign provider would not be able to deliver the same level of commitment with respect to security of supply than a local provider.

261
[ACER, 2013] The Agency observes [...] that MSs currently have national and diverging approaches to security of supply with a lack of coordination among them.

aux mécanismes de capacité et rappelle que le fonctionnement de cette architecture reste à approfondir. Les grands principes de cette proposition sont les suivants :

- *All participants (national or foreign) in a CRM must fulfil the same requirements and market rules in relation to e.g. certification, penalty regime, availability requirements, energy producing requirements, etc.*
- *It should not be possible to participate with the same capacity in more than one CRM at a time. Each MW in the CRM cannot be committed twice and receive double earnings. Therefore it should also be possible for capacity providers to "opt out" of their national scheme in order to instead participate in a mechanism established elsewhere.*
- *TSOs should bear the responsibility of proposing the amount of cross-border interconnection capacity volume that can be offered for CRM cross-border participation. This amount should be approved by the relevant regulators. The higher the amount, the more competition from foreign participants will be possible in the national CRM.*
- *There would be a separate congestion rent for the CRM cross-border capacity allocation. This congestion rent should be used in the same way as the energy congestion rent from forward and day-ahead allocation. This means that the benefit from cross-border capacity and energy trading will be considered when calculating the benefit of new transmission investments.*
- *There should be no cross-border capacity reservation for CRM: cross-border participation in a CRM should have no influence on the cross-border allocation for forward, day-ahead, intra-day and balancing markets.*

La proposition d'Eurelectric va plus loin et explore les possibilités en matière d'architecture de marché pour les échanges transfrontaliers et l'allocation de la capacité d'interconnexion, en se basant sur les principes de fonctionnement du couplage des marchés journaliers[265].

Des exemples de mise en œuvre de ces propositions sont détaillés, et illustrent le fonctionnement des échanges dans différentes configurations de marché.

Enfin, Eurelectric préconise un renforcement de la coordination européenne sur les questions de sécurité d'approvisionnement pour permettre un bon fonctionnement des mécanismes de capacité transfrontaliers[266].

Le débat européen s'est enrichi en 2013 au sujet des mécanismes de capacité. S'il n'existe pas de modèle unique en Europe en matière d'architecture des mécanismes de capacité, la participation des capacités transfrontalières aux mécanismes de capacité mis en place par les États membres est un sujet d'attention majeur. Des principes généraux se retrouvent dans les différentes contributions au débat pour permettre la participation des capacités étrangères :

- **assurer l'effectivité de la contribution de ces capacités à la sécurité d'approvisionnement domestique ;**
- **assurer la cohérence de participation et de prise en compte des capacités dans les différents mécanismes de capacité ;**
- **prendre en compte la limite des capacités d'interconnexion ;**
- **inscrire cette possibilité dans le cadre d'une coopération régionale renforcée entre pays et gestionnaires de réseaux de transport sur la sécurité d'approvisionnement.**

Toutefois, l'absence d'exemple pour la participation transfrontalière aux mécanismes de capacité dans le contexte européen, que ce soit dans les mécanismes existants ou en projet, illustre les difficultés conceptuelles et de mise en œuvre pratique qui y sont associées.

Ce débat sur la participation transfrontalière aux mécanismes de capacité a en partie eu lieu en parallèle de la dernière phase de concertation sur le mécanisme de capacité français, et a conduit RTE à proposer une feuille de route sur la participation des capacités étrangères au mécanisme de capacité français.

262
Les éléments repris dans ce paragraphe sont issus de la note d'accompagnement de cette présentation [Eurelectric, 2013]

263
[Eurelectric, 2013] *EURELECTRIC agrees with the European Commission that national capacity remuneration mechanisms (CRM) should be open to cross-border participation*

264
[Eurelectric, 2013] *We believe that it is possible to let capacity providers from other bidding zones participate in capacity mechanisms using market-based procedures. [...] EURELECTRIC recognises the complexity of the [Capacity Mechanism] cross-border participation concept*

265
[Eurelectric, 2013] A possible design for CRM cross-border participation could be based on the same principles as Day-Ahead market coupling. Two situations are possible:
- CRM is based on central auctions to set the value of the CRM: The cross-border capacity for participation in CRM could be allocated implicitly during a common auction to determine the CRM price in different bidding zones.
- CRM is not based on auctions, but on other mechanisms: The cross-border capacity for participation in CRM could be auctioned separately (explicit auction).
In both situations, cross-border capacity will be allocated by TSOs several times for two purposes:
1) to use resources (generation, demand response, storage) from two or more bidding zones to ensure adequacy [...]
2) to ship energy [...]
Congestion rent accumulated during these two auctions should be essentially used for building cross-border interconnection capacity.

266
[Eurelectric, 2013] [Capacity Mechanisms] should be [...] underpinned by close coordination between Member States and respective transmission system operators (TSOs). [...] EURELECTRIC [...] pleads for harmonisation/ coordination of national CRMs to facilitate participation of foreign generation, demand response and storage.

9.3 Feuille de route pour la participation de capacités transfrontalières au mécanisme de capacité français

Afin de concilier le cadre juridique défini au niveau français pour la participation des capacités transfrontalières au mécanisme de capacité et les évolutions récentes sur ce volet au niveau européen, RTE propose une feuille de route en trois étapes, permettant de mettre en place dès aujourd'hui la prise en compte implicite tout en prévoyant déjà la possibilité de futures évolutions permettant de se rapprocher de la cible que pourrait constituer la prise en compte explicite des capacités localisées à l'extérieur des frontières :

› **Étape 1 :** Mise en place de la participation implicite dans le cadre du décret

Conformément aux dispositions du décret n°2012-1405 du 14 décembre 2012 portant création du mécanisme d'obligation de capacité, les règles du mécanisme de capacité prévoient une prise en compte implicite des interconnexions dans le mécanisme de capacité français *via* une réduction de l'obligation des fournisseurs d'électricité.

› **Étape 2 :** Concertation sur l'évolution de la prise en compte des capacités étrangères

Conformément aux dispositions du décret n°2012-1405 du 14 décembre 2012, les règles du mécanisme de capacité[267] prévoient que RTE devra faire des propositions sur l'évolution de la prise en compte des capacités étrangères dans le mécanisme. Ces propositions devront décrire en détail la cible et pourront proposer une évolution par étape vers cette cible. À cette fin, RTE organisera une concertation avec les acteurs du système électrique. Sur la base des conclusions de la concertation, RTE fera des propositions d'évolution qui seront déclinées dans un rapport soumis à la CRE et au Ministre de l'Énergie dans un délai de 10 mois après la publication des règles, ce qui permet de poser un jalon pour les travaux à venir sur ce sujet.

Afin d'anticiper cette phase de concertation et de permettre des propositions concrètes pour l'évolution de la prise en compte des capacités étrangères, RTE a lancé des études internes et de premiers éléments sont partagés dans ce rapport à titre prospectif.

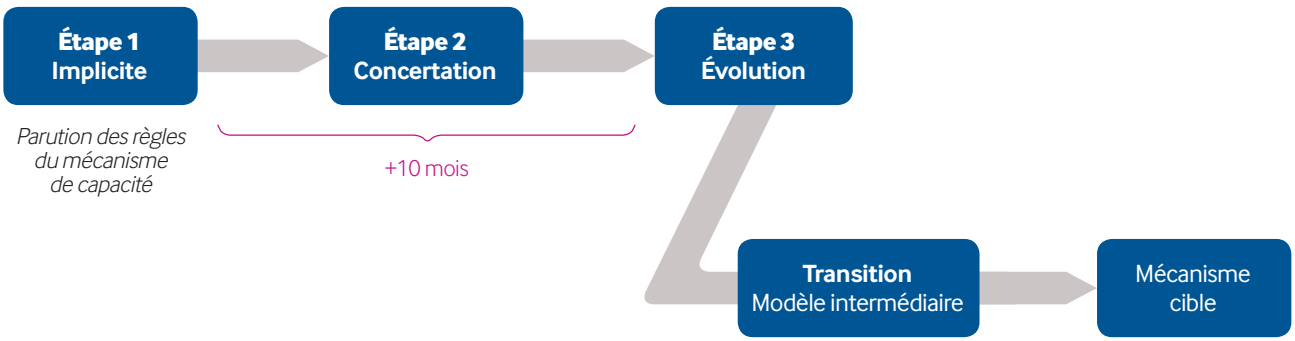
› **Étape 3 :** Mise en œuvre des évolutions retenues

Des évolutions sur la prise en compte des capacités étrangères dans le mécanisme de capacité nécessiteraient probablement de sortir des dispositions prévues par le décret de décembre 2012. Le cadre réglementaire pourrait donc être modifié en fonction des évolutions retenues.

L'approche par étapes proposées semble à même de garantir une concrétisation rapide des évolutions proposées, pourvu que la définition d'un mécanisme cible puisse être accompagnée d'étapes intermédiaires.

Le passage par un modèle intermédiaire peut se concevoir comme une phase de transition entre une prise en compte

Figure 84 – Feuille de route pour l'évolution de la prise en compte des capacités étrangères dans le mécanisme de capacité français



267 Article 5.2.3.4

implicite de la contribution des capacités étrangères à la sécurité d'approvisionnement et le fonctionnement à la cible, caractérisé par un traitement explicite intégral. Les pré-requis nécessaires au basculement vers la cible pouvant ne pas être remplis de manière simultanée sur toutes les frontières ou dépendre des avancées en matière de coordination entre les États membres au sein de certaines régions européennes, il est envisageable que le traitement explicite de certaines capacités et le traitement implicite puissent cohabiter, même s'il conviendra d'éviter toute « double comptabilisation » des capacités. Durant la phase intermédiaire, toute participation explicite de capacités étrangères devra naturellement être conditionnée à l'effectivité de leur contribution à la sécurité d'approvisionnement. Les modalités retenues à cet effet peuvent différer de celles souhaitées à la cible, pourvu que l'effet en termes de garantie sur la sécurité d'approvisionnement soit équivalent : à ce titre, la participation de capacités étrangères durant la phase intermédiaire pourrait être conditionnée à une obligation pour ces capacités de participer directement au mécanisme d'ajustement en France[268].

D'autre part, le processus d'intégration des marchés de l'énergie a prouvé l'intérêt d'une approche « régionale », c'est-à-dire restreinte à quelques pays, pour faire avancer de manière efficace les projets transfrontaliers. Des initiatives ciblées sur certaines frontières permettent un retour d'expérience qui alimente à terme la construction d'un modèle cible européen.

Les gouvernements français et allemand, ainsi que les acteurs de marché de ces deux pays, ont ainsi appelé à un renforcement de la coopération franco-allemande dans le domaine de l'électricité. Un rapprochement en ce sens a récemment été initié par l'Union française de l'électricité et son homologue allemand – le BDEW[269] – et, avec eux, les industriels allemands et français du secteur. La démarche engagée vise à développer une connaissance mutuelle des enjeux en matière de sécurité d'approvisionnement et, sur cette base, permettre la coordination de certaines réformes du marché de l'électricité permettant de répondre efficacement à ces enjeux.

Dans le présent rapport, RTE souhaite partager des éléments prospectifs pour contribuer à structurer les principes sur lesquels la participation transfrontalière au mécanisme de capacité pourrait s'envisager.

Ces éléments présentent les premiers résultats des réflexions menées sur les principes et enjeux à respecter pour permettre la participation explicite des capacités étrangères au mécanisme de capacité français. Il s'agit d'un travail préparatoire en vue d'une concertation avec les acteurs du système électrique pour aboutir à des propositions sur la participation explicite des capacités étrangères, dans le cadre de l'article 5.2.3.4 des règles.

Contrairement aux règles, le détail de ces éléments n'a donc pas encore fait l'objet de concertation avec les acteurs, celle-ci devant également être menée au niveau régional pour éprouver la robustesse de l'approche et prendre en compte l'ensemble des réactions dans leur diversité.

Les éléments présentés dans cette partie doivent être considérés comme une contribution prospective de RTE au débat européen sur la participation de capacités transfrontalières aux mécanismes de capacité, et dépassent le cadre du mécanisme dans sa forme actuelle.

9.3.1 Principes et enjeux pour la prise en compte explicite des capacités transfrontalières dans un mécanisme de capacité

La participation transfrontalière à un mécanisme de capacité est un sujet conceptuellement complexe dans le contexte du marché cible européen de l'énergie. Afin de faciliter la recherche d'une solution, il est utile de commencer par clarifier les différents principes sur lesquels elle doit reposer, ainsi que les enjeux auxquels elle tente de répondre.

9.3.1.1 Préserver le marché intérieur de l'énergie

La construction du marché intérieur de l'énergie et son intégration croissante constituent les réussites actuelles de l'Europe de l'énergie. La sécurité d'approvisionnement au niveau de l'ensemble de l'Europe bénéficie également de l'optimisation des échanges. La sécurité d'approvisionnement au niveau de l'ensemble de l'Europe bénéficie également de l'optimisation des échanges. La communication « Pour un bon fonctionnement du marché intérieur de l'énergie » de la Commission européenne détaille ces bénéfices[270].

Ces avancées sur le marché de l'énergie ont nécessité de nombreuses années de travaux pour aboutir, et ces travaux se poursuivent pour les approfondir. Les évolutions de l'architecture de marché au niveau des mécanismes de capacité doivent se faire avec le souci de préserver les bénéfices de l'intégration des marchés de l'énergie et d'éviter

268 Ceci nécessite toutefois des évolutions par rapport à la prise en compte des offres en provenance de l'étranger telles que considérées actuellement sur le mécanisme d'ajustement français. En outre, les évolutions du mécanisme d'ajustement associées à la mise en œuvre du futur code *Electricity Balancing* constitueront des dimensions à prendre en compte également.

269 Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft

270 [EC, 2012]

de distordre leur fonctionnement[271]. Cela concerne les mécanismes de capacité au niveau national, mais également les solutions de participation transfrontalière.

Un principe fondamental à respecter par les solutions à la participation transfrontalière aux mécanismes de capacité doit donc être de préserver le fonctionnement et l'efficacité du marché intérieur de l'énergie.

9.3.1.2 Permettre différents choix nationaux en matière de sécurité d'approvisionnement

Le Traité de Lisbonne dispose que la sécurité d'approvisionnement est une compétence partagée entre l'Union européenne et les États membres et précise que les compétences de l'Union européenne ne peuvent affecter le droit des États à déterminer la structure générale de leur approvisionnement énergétique. À ce titre, les États membres sont responsables du choix d'un niveau cible de sécurité d'approvisionnement en électricité. Une modification de ces compétences nécessiterait des évolutions très importantes au niveau juridique, nécessitant peut-être même une modification des traités européens.

Conditionner une solution pour la participation transfrontalière aux mécanismes de capacité à une harmonisation paneuropéenne des critères de sécurité d'approvisionnement apparaît ainsi un pré-requis irréaliste, qui ferait peser une incertitude élevée sur la possibilité de mettre en œuvre à terme la solution cible concernant les mécanismes de capacité. Les délais nécessaires à ces évolutions seraient également potentiellement problématiques.

D'autre part, l'harmonisation des niveaux de sécurité d'approvisionnement en Europe ne fait pas forcément sens d'un point de vue économique. Il est ainsi peu probable de pouvoir déterminer une valeur unique de l'énergie non distribuée qui convienne à l'ensemble des pays européens, au vu des disparités existantes entre pays sur le plan économique mais également au regard des différences de mix énergétiques et des facteurs structurants pour la sécurité d'approvisionnement (*cf.* aléas dimensionnants). Imposer l'harmonisation des niveaux de sécurité d'approvisionnement dans toute l'Europe risquerait donc de dégrader l'efficacité économique du système électrique dans son ensemble. Une harmonisation limitée au niveau régional ne permet pas d'éviter les questions qui se posent en l'absence d'harmonisation, puisqu'elle nécessite de traiter la question de l'interface entre régions à niveau de sécurité différent.

Il est donc posé comme principe que la participation transfrontalière aux mécanismes de capacité doit s'inscrire dans le respect des compétences des États membres prévues par le Traité de Lisbonne et, sur cette base, de l'existence de différents niveaux de sécurité d'approvisionnement entre pays.

9.3.1.3 Efficacité économique et contribution effective à la sécurité d'approvisionnement

La mise en place d'une solution de participation transfrontalière à un mécanisme de capacité doit être considérée comme une opportunité pour améliorer l'efficacité économique du dispositif. À ce stade, il est important de noter que la prise en compte implicite de la contribution des capacités transfrontalières proposée permet déjà de capter l'essentiel des gains associés à l'interconnexion, puisqu'elle évite le surdimensionnement des capacités en France. Cette efficacité augmentera encore avec :

› la poursuite et l'achèvement du processus d'intégration des marchés de l'énergie ;

L'implication forte des acteurs français dans des initiatives régionales innovantes[272] a permis une intégration importante et pionnière du marché français avec les marchés voisins.

› un diagnostic sur la sécurité d'approvisionnement plus précis et mieux partagé.

Le processus d'amélioration des études d'adéquation européennes auxquelles participe RTE avec ses partenaires européens dans le cadre d'ENTSOE contribue à cet objectif, et les études réalisées en propre par RTE répondent aux recommandations de la Commission européenne[273].

Le passage à une participation explicite des capacités étrangères pourrait potentiellement renforcer l'efficacité économique du mécanisme de capacité en donnant des degrés de liberté supplémentaires aux investisseurs dans les choix de localisation des capacités.

Cependant, cette possibilité n'a de sens que s'il est réellement équivalent pour une capacité de s'installer dans un pays ou dans un autre. Il ne suffit pas que le mécanisme lui permette de participer et de vendre sa capacité, encore faut-il que la réalité du sous-jacent physique soit la même quel que soit son lieu

271 Concernant l'absence de dispositions perturbatrices pour les marchés de l'énergie dans le mécanisme de capacité français, voir § 10.2 du présent rapport.

272 Voir le chapitre 10 du présent rapport.

273 Voir le chapitre 10 du présent rapport.

d'implantation. Autrement dit, il faut que la capacité puisse décider de la zone à la sécurité d'approvisionnement de laquelle elle va contribuer, et que ce choix soit cohérent avec celui du mécanisme de capacité auquel elle choisit de participer.

Ce constat est similaire à celui qui est fait par l'ACER[274] :

> *Cross-border participation to [Capacity Mechanisms requires that] [...] MSs accept that their national resources (e.g. generation plants) are partly contracted to ensure the security of supply of a neighbouring MS and guarantee that providers will not be hindered in exporting at any moment in time, i.e. TSOs do not deviate from their routine in offering cross-border capacity in particular in stressed situation on both sides of the border.*
> *[...]*
> *Without such a guarantee, the foreign provider would not be able to deliver the same level of commitment with respect to security of supply than a local provider.*

L'intérêt économique d'une participation explicite des capacités transfrontalières au mécanisme de capacité français est donc conditionnée aux garanties que ces capacités peuvent apporter sur la réalité du sous-jacent à leur participation, ce qui recouvre les conditions suivantes :

- disponibilité de la capacité certifiée, contrôlée lors des périodes de risque pour la sécurité d'approvisionnement ;
- compatibilité avec les capacités des interconnexions ;
- engagement de contribution à la sécurité d'approvisionnement domestique en cas de pénurie dans plusieurs pays.

Un principe essentiel pour l'efficacité économique de la participation transfrontalière aux mécanismes de capacité doit donc être de garantir l'effectivité de la contribution à la sécurité d'approvisionnement des capacités étrangères participant au mécanisme, tout comme pour les capacités domestiques de production ou d'effacement.

9.3.2 Événement de référence à considérer pour garantir une contribution effective des capacités transfrontalières

L'analyse des enjeux pour la participation transfrontalière au mécanisme de capacité a fait ressortir que la définition d'un produit capacitaire pouvant être échangé d'un pays à l'autre et l'architecture de marché associée ne peuvent être considérées en dehors d'un cadre plus général sur la sécurité d'approvisionnement et la manière de la garantir dans un environnement de marché au niveau européen.

274 [ACER, 2013]

Dans la plupart des cas, la participation des capacités étrangères à la sécurité d'approvisionnement d'un autre pays – comme la France – est directe : les couplages de marché orienteront selon toutes probabilités les flux d'énergie en direction du pays dont la sécurité d'approvisionnement est menacée. Cela signifie que les marchés existants permettent déjà une forme de participation transfrontalière à la sécurité d'approvisionnement de chaque pays. Cependant, la contribution des capacités étrangères à la sécurité d'approvisionnement permise par le couplage des marchés n'existe que sous une forme agrégée et n'est pas associée à des engagements ou à des garanties en matière de disponibilité et contribution effective de ces capacités. C'est ce qui explique que l'option d'une prise en compte implicite soit déjà en elle-même une manière acceptable de considérer les capacités étrangères.

Néanmoins, la mise en place d'un mécanisme de capacité vise justement à apporter cette garantie de contribution effective à la sécurité d'approvisionnement. Cette garantie est assimilable à une contrepartie de l'assurance que le consommateur paye pour sa sécurité d'approvisionnement. Le dispositif doit apporter cette plus-value sauf à être inefficace. Cela nécessite d'analyser le cas où les marchés n'orientent pas spontanément les flux vers les pays ayant sécurisé l'approvisionnement de leurs consommateurs avec un mécanisme de capacité.

En effet, il existe des situations spécifiques pour lesquelles il n'est pas certain que les résultats des marchés de l'énergie aboutissent à une optimisation des flux d'énergie. Ce serait notamment le cas si deux pays faisaient face simultanément à une situation de pénurie : que se passerait-il pour la capacité engagée par sa participation au mécanisme de capacité et l'énergie qu'elle produit ? Le couplage des marchés pourrait ne pas être en mesure de gérer correctement ces situations. Il est en effet probable que les offres d'énergie soient insuffisantes pour répondre à la demande sur le marché, même à tout prix. La pertinence des résultats du marché peut alors être questionnée, alors qu'ils vont jouer un rôle central dans la répartition de l'énergie entre pays.

Dans ces situations, des dispositions spécifiques apparaissent indispensables pour gérer correctement les flux d'énergie et assurer qu'ils bénéficient aux consommateurs en fonction de ce que ceux-ci ont payé pour leur sécurité d'approvisionnement.

Ces dispositions sont essentielles pour permettre la participation transfrontalière aux mécanismes de capacité, en prenant en compte les échanges de capacité.

De telles dispositions devraient, pour être efficaces et crédibles, s'appuyer sur un cadre de coopération pour gérer les situations de pénurie, qui pourrait être porté par les gestionnaires de réseau de transport en accord avec les autorités de régulation nationales et sous la tutelle de leurs États membres respectifs, allant au-delà de pures règles de marché pour inclure des aspects opérationnels. Des accords entre États pourraient compléter ce cadre et des initiatives bilatérales pourraient permettre d'avancer rapidement, par exemple entre la France et l'Allemagne. Ces cadres de coopération doivent s'envisager en compatibilité avec la coexistence de différents niveaux de sécurité d'approvisionnement selon les États Membres, conformément à l'article 194 du traité de Lisbonne, sans nécessiter de pré-requis sur leur harmonisation. La Commission de régulation de l'énergie a également souligné l'importance de la coordination au niveau européen dans le cadre des réflexions visant à assurer une ouverture du mécanisme de capacité aux capacités étrangères[275].

9.3.3 Solutions à écarter pour assurer l'effectivité d'une contribution transfrontalière à la sécurité d'approvisionnement

Les capacités étrangères contribuent à la sécurité d'approvisionnement en France par le biais des interconnexions, dont la capacité de transfert est limitée. Le potentiel de leur contribution est donc contraint, et dans certaines situations l'ajout de capacités dans d'autres pays n'apportera pas d'amélioration à la sécurité d'approvisionnement en France car les interconnexions seront déjà saturées. Cette réalité physique doit être prise en compte dans l'architecture de marché de la capacité pour la participation de capacités transfrontalières.

Différentes solutions peuvent être imaginées pour garantir l'effectivité d'une contribution transfrontalière à la sécurité d'approvisionnement. Deux solutions « spontanées » peuvent être considérées, mais doivent cependant être écartées : la prise en compte des droits d'utilisation des interconnexions pour le transfert d'énergie, et la réservation de capacité d'interconnexion.

9.3.3.1 Utilisation des droits d'utilisation des interconnexions pour le transfert d'énergie (PTR)

Une possibilité intuitive pour garantir que les capacités étrangères contribuent réellement à la sécurité d'approvisionnement peut être de leur demander de détenir voire de nominer des droits d'import d'énergie[276].

Cependant, si les droits de long terme d'utilisation des interconnexions donnent la possibilité de réaliser des échanges transfrontaliers, ils ne sont pas non plus une condition nécessaire à ces échanges. Le modèle cible pour le marché intérieur prévoit en effet une allocation implicite des capacités d'interconnexion, notamment avec les couplages de marché spot, qui permet des exports sans réservation de capacité d'interconnexion de long terme, « effaçant » ainsi les imports issus de l'utilisation des droits de long terme.

Les droits de long terme ne sont pas non plus une garantie suffisante sur la réalité des échanges. En effet, le modèle cible pour le marché intérieur prévoit une réallocation de la totalité des capacités d'interconnexion à chaque échéance. Un droit de long terme, même nominé, ne permet pas à un acteur individuel de garantir la réalisation physique d'un import, puisque le sens et le niveau final des flux dépendront du solde total des échanges.

Ces points ont fait l'objet de développements détaillés dans le rapport de concertation remis par RTE au Ministre en charge de l'énergie en 2011[277].

La détention de droits d'interconnexions de long terme ne constitue donc ni une condition nécessaire ni une garantie suffisante pour assurer la contribution d'une capacité étrangère à la sécurité d'approvisionnement d'un pays. Cette solution pour la participation transfrontalière aux mécanismes de capacité, basée sur l'allocation à long terme des capacités d'interconnexion, doit donc être écartée.

9.3.3.2 Réservation de capacité d'interconnexion au détriment des échanges d'énergie

La réservation de capacité d'interconnexion au détriment des échanges d'énergie pour garantir la possibilité d'une capacité à contribuer à la sécurité d'approvisionnement d'une zone est une possibilité qui peut être considérée, même si elle n'est pas directement compatible avec les dispositions existantes sur l'allocation des capacités d'interconnexion[278].

Cependant, autant cette solution peut permettre de garantir la réalité de la contribution à la sécurité d'approvisionnement

275
[CRE, 2012] Il apparaît essentiel de renforcer la coopération entre États Membres, les gestionnaires de réseau et les régulateurs, afin de mettre en place des outils similaires et coordonnés ou, à défaut, de s'assurer de la bonne articulation entre des mécanismes distincts.

276
Les droits d'utilisation des interconnexions pour le transfert d'énergie correspondent à des « Physical transmission rights with use it or sell it condition ».

277
[RTE, 2011]

278
Voir notamment les dispositions prévues dans le Code de Réseau sur l'Allocation de Capacités et la Gestion des Congestions.

d'une capacité étrangère, autant elle contrevient au principe de préservation du marché européen de l'énergie. Les importantes restrictions de l'usage des capacités d'interconnexion qui en résulteraient induiraient des baisses probablement importantes des bénéfices économiques résultant de l'optimisation des échanges d'énergie.

Il serait malgré tout justifié de considérer cette solution si les échanges de capacité et d'énergie étaient exclusifs, c'est-à-dire si le fait de réaliser des échanges de capacité empêchait nécessairement de réaliser des échanges d'énergie.

Or, l'échange d'un certificat de capacité par une centrale sur le mécanisme de capacité ne contraint pas la production d'énergie de cette centrale et sa participation au marché de l'énergie. Dès lors, on peut en déduire que la contribution à la sécurité d'approvisionnement et la production d'énergie ne sont pas des produits exclusifs.

De la même manière, l'échange de sécurité d'approvisionnement – et donc de capacité – n'est pas exclusif de l'échange d'énergie. Ainsi, si l'on attend d'une capacité étrangère qu'elle exporte de l'énergie en cas de besoin pour assurer la sécurité d'approvisionnement, il semble excessif d'empêcher l'utilisation de la capacité d'interconnexion correspondante pour l'échange d'énergie dans d'autres situations.

La réservation de capacité d'interconnexion constitue donc une solution suffisante mais non nécessaire et, à ce stade de l'analyse, probablement excessive pour garantir l'effectivité des contributions transfrontalières dans un mécanisme de capacité au regard de la baisse des bénéfices liés à l'optimisation des échanges d'énergie. En l'absence de nécessité d'une telle mesure, et au regard de son caractère préjudiciable à l'efficacité économique du marché européen de l'énergie, cette solution pour la participation transfrontalière aux mécanismes de capacité doit être écartée.

9.3.4 Proposition de solution cible permettant la participation explicite des capacités transfrontalières au mécanisme de capacité

Les études conduites par RTE permettent de mettre en évidence des principes communs sur lesquels pourra être élaborée une architecture de marché permettant la participation explicite des capacités transfrontalières et la contribution effective de ces capacités au mécanisme de capacité.

RTE considère que la participation explicite des capacités transfrontalières au mécanisme de capacité français est possible :

› Sans harmoniser les critères de sécurité d'approvisionnement entre États membres (condition n° 1).

La participation explicite des capacités transfrontalières au mécanisme de capacité doit se faire dans le respect de l'équilibre des compétences défini par le Traité de Lisbonne. Afin de permettre l'élaboration de solutions transfrontalières rapides pour les mécanismes de capacité, une remise en cause du droit communautaire ne peut être envisagée. Enfin, d'un point de vue économique, maintenir des niveaux de sécurité d'approvisionnement est plus efficace qu'une harmonisation à l'échelle européenne dans la mesure où cela permet ainsi de tenir compte des différentes situations économiques des États membres.

› Sans réserver de la capacité d'interconnexion (condition n° 2).

Ce principe a été développé au paragraphe 9.3.3.2. Réserver de la capacité d'interconnexion serait contraire aux principes du marché intérieur et dommageable pour l'efficacité économique issue des échanges d'énergie. En effet, la capacité et l'énergie ne sont pas des produits dits exclusifs, c'est-à-dire que le fait de participer au mécanisme de capacité n'empêche pas la participation aux marchés de l'énergie. De même, l'échange de capacité n'est pas exclusif de l'échange d'énergie. À ce titre, cette solution semble excessive pour garantir l'effectivité de la participation des capacités transfrontalières à la sécurité d'approvisionnement en France.

› Dans la limite d'un volume et d'une localisation fixés par la limite physique d'import et sa distribution entre frontières lors des périodes de pointe (condition n°3).

Les capacités étrangères peuvent contribuer à la sécurité d'approvisionnement en France par le biais des interconnexions. De ce fait, la contribution des capacités étrangères à la sécurité d'approvisionnement ne peut excéder la capacité d'import des interconnexions entre la France et les pays voisins. La gestion de cette limitation doit reposer sur une méthode d'allocation des capacités d'interconnexion basée sur des principes de marché.

En outre, afin de garantir une contribution effective de ces capacités à la sécurité d'approvisionnement française, les capacités étrangères doivent être disponibles pendant les périodes de tension sur le système électrique français.

Par ailleurs, RTE considère que le mécanisme-cible en matière de participation explicite des capacités transfrontalières doit

permettre les échanges de capacité et reposer sur un fonctionnement cohérent avec celui des mécanismes d'échange d'énergie transfrontaliers. L'atteinte de ce mécanisme-cible est possible :

› Sous réserve de la mise en place d'un dispositif transfrontalier de certification ou de contrôle (condition n° 4).

La participation explicite des capacités étrangères au mécanisme à la sécurité d'approvisionnement française nécessitera la mise en place d'une architecture de marché appropriée et robuste, prenant en compte les spécificités du produit « capacité » et des composantes de la sécurité d'approvisionnement.

Les échanges de capacité ne peuvent être réalisés efficacement que sur la base de processus de certification croisée entre les États membres ou de clé de conversion entre différents produits « capacité » afin de garantir la contribution effective des capacités étrangères à la sécurité d'approvisionnement dans un pays donné.

Les échanges directs sans ces mécanismes d'adaptation ne peuvent garantir une contribution effective des capacités et ne peuvent donc être retenus dans la future architecture de marché.

› Sous réserve de la mise en place d'accords sur la gestion opérationnelle des situations de crise (condition n° 5).

Le paragraphe § 9.3.2 a mis en évidence que les situations de crise sont les événements de référence à considérer pour évaluer la contribution effective des capacités à la sécurité d'approvisionnement d'un autre pays. Il s'agit des situations dans lesquelles l'import d'énergie vers un pays en situation de pénurie entraînerait une pénurie dans le pays exportateur ou des situations dans lesquelles deux pays sont simultanément en situation de pénurie.

Dans ces situations, des accords de gestion opérationnelle entre gestionnaires de réseau de transport d'électricité et entre États membres semblent nécessaires pour gérer correctement les flux d'énergie et assurer la contribution effective des capacités à la sécurité d'approvisionnement au sein des différents États.

Ces conditions impliquent que la mise en place de ce mécanisme-cible soit précédée d'une importante coordination régionale. Notamment, la mise en place d'accords sur la gestion opérationnelle des situations de crise nécessite un travail spécifique avec les administrations nationales, les régulateurs et les GRT. La mise en place d'une étape intermédiaire peut alors faire sens afin de permettre plus rapidement une première forme de participation explicite des capacités étrangères.

9.3.5 Orientations possibles pour la définition d'une solution intermédiaire

Contrairement à la solution cible qui nécessitera d'importants travaux, la mise en place d'un mécanisme intermédiaire semble possible à une échéance proche. Bien qu'imparfaite et destinée à être remplacée à terme, une solution transitoire peut véritablement améliorer le mécanisme de capacité à condition d'avoir un réel apport pour la sécurité d'approvisionnement. Comme évoqué précédemment, en l'absence d'accord-cadre permettant de respecter les conditions n° 4 et surtout n° 5, il est nécessaire de mettre en place un système de vérification de la contribution effective des capacités localisées à l'extérieur du territoire à la sécurité d'alimentation. Dans le prolongement des mécanismes existants, ce système de contrôle pourrait prendre la forme suivante :

› Sous réserve de la participation des capacités au mécanisme d'ajustement en France (condition n°6, pouvant se substituer aux conditions n° 4 et 5)

Toute participation explicite de capacités étrangères doit être conditionnée à l'effectivité de leur contribution à la sécurité d'approvisionnement. Le contraire menacerait la crédibilité de tout le processus. Or, en l'absence d'engagements de disponibilité sur la totalité des capacités étrangères comme pour les capacités françaises, il n'est pas possible d'identifier leurs contributions individuelles à la sécurité d'approvisionnement. Ainsi, un engagement de disponibilité sur quelques GW seulement de capacité dans un pays voisin n'a aucune valeur pour la sécurité d'approvisionnement en France, cette capacité étant très largement insuffisante ne serait-ce que pour couvrir la consommation du pays en question dans les situations de défaillance. Il faut donc des modalités de participation et des engagements adaptés pour ces capacités.

À ce titre, la participation directe ou indirecte de capacités étrangères au mécanisme d'ajustement en France peut permettre de garantir, bien qu'imparfaitement, la réalité effective de leur participation à la réduction du risque de défaillance en France (substitut à la condition n° 5). La participation au mécanisme d'ajustement en France permet également de soumettre ces capacités à des contrôles similaires à ceux utilisés pour les capacités situées en France (substitut à la condition n° 4).

Il est envisageable d'aller plus loin dans cette voie, sur la base d'un principe de réciprocité qui pourrait être appliqué avec les États membres ayant mis en place un mécanisme de capacité garantissant la disponibilité de toute la capacité au sein de leurs

frontières. Une reconnaissance mutuelle des mécanismes et l'absence de double comptage des capacités pourraient alors permettre aux capacités étrangères de participer au mécanisme français et aux capacités françaises de participer aux mécanismes étrangers.

La mise en place d'un mécanisme transitoire palliant les conditions n° 4 et 5 doit néanmoins prévoir des dispositions assurant le respect de la condition n° 3, c'est-à-dire permettant de gérer la rareté potentielle des capacités d'interconnexion. De telles dispositions pourraient prendre la forme de droits d'utilisation des capacités d'interconnexion pour la participation au mécanisme de capacité. Certains acteurs ont fait, dernièrement, des propositions en ce sens, pour que des droits d'utilisation des capacités étrangères correspondant à la contribution moyenne des interconnexions à la couverture de la pointe permettent de couvrir une partie de l'obligation des fournisseurs. Cette proposition est basée sur une allocation gratuite de ces droits, sous forme de pro-rata. Elle devra être examinée lors de la concertation que RTE propose d'ouvrir sur ce sujet.

D'autres propositions, par exemple celle suggérée par l'Autorité de la concurrence en 2012, reposent sur une allocation des droits d'échange transfrontalier de capacité sur des principes de marché, à l'issue d'un processus d'enchères. Ce dispositif pourra également être étudié.

Enfin, un mécanisme transitoire nécessite une approche potentiellement différente pour chaque frontière, la recherche d'une solution harmonisée étant incompatible avec l'idée d'une mise en œuvre rapide. Cela implique également de faire cohabiter prise en compte implicite et participation explicite des capacités étrangères, la solution implicite restant en vigueur pour les contributions à la sécurité d'approvisionnement qui ne se traduisent pas par une participation explicite.

La mise en place d'une telle solution intermédiaire irait au-delà des textes réglementaires applicables. RTE demande donc au Ministre de se prononcer sur l'opportunité d'une solution intermédiaire pour la participation explicite des capacités étrangères au mécanisme de capacité français, et de cadrer le mandat pour cette phase de concertation.

10. RESPECT DES DISPOSITIONS ET PRINCIPES EUROPÉENS

La création d'un mécanisme de capacité a été prévue par le législateur français dans le cadre de la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité – loi NOME – et constitue une évolution significative de l'architecture de marché. Cette disposition s'inscrit dans un cadre plus large de réflexion sur l'organisation du système électrique libéralisé et une refonte des mécanismes de marché français, notamment pour permettre de valoriser la participation de la demande à tous les horizons de temps[279].

L'existence d'imperfections du marché de l'énergie associée à des évolutions importantes des besoins physiques du système électrique français et européen conduit à questionner la faculté du marché *energy-only* à assurer seul la sécurité d'approvisionnement, en particulier dans un contexte de transition énergétique et de croissance de la pointe de consommation française, et à justifier une intervention publique dans le but de compléter les signaux émergeant des mécanismes de marché existants.

L'architecture du mécanisme de capacité prévue par le décret n° 2012-1405 repose sur trois choix structurants : (1) un mécanisme de marché (2) engageant toute la capacité et (3) responsabilisant les acteurs de marché vis-à-vis de leur contribution à la sécurité d'approvisionnement grâce à une architecture décentralisée[280]. Les règles du mécanisme de capacité proposées par RTE déclinent ces principes. Par ailleurs, les orientations retenues pour le fonctionnement du dispositif par RTE, et notamment pour les paramètres liés à l'obligation de capacité et à la certification des capacités ou la définition des principes régissant les règlements financiers, ont été guidées par l'objectif de mettre en place un mécanisme de capacité ciblé sur la sécurité d'approvisionnement, dont les effets sont proportionnés à cet enjeu, et garantissant un traitement équitable des différents acteurs[281]. À cet égard, RTE a élaboré une feuille de route et des principes communs pour permettre la participation explicite des capacités étrangères au mécanisme de capacité, ainsi qu'un calendrier pour élaborer des propositions concrètes en ce sens dans le cadre d'une concertation des acteurs de marché[282].

L'ensemble des dispositions prévues par le cadre juridique français et proposées par RTE dans les règles du mécanisme de capacité doivent s'appréhender dans le contexte européen. En effet, si la sécurité d'approvisionnement relève de la politique énergétique des États membres de l'Union européenne, il existe, d'une part, des interactions fortes entre les politiques retenues par les États membres dans le cadre d'un marché intégré et, d'autre part, une compétence juridique de l'Union européenne en matière d'énergie. RTE souhaite partager dans ce rapport des éléments permettant d'apprécier la compatibilité du mécanisme de capacité français par rapport aux dispositions du droit européen. Dès lors, le présent chapitre rappelle le cadre juridique européen dans lequel s'insère le mécanisme de capacité (§ 10.1) et présente dans quelle mesure l'architecture retenue pour le mécanisme de capacité et déclinée dans la proposition de règles de RTE respecte les principes généraux de nécessité et de proportionnalité prévus par l'acquis de l'Union européenne et les recommandations de la Commission européenne (§ 10.2).

10.1 Cadre juridique européen encadrant l'intervention des États membres en matière de sécurité d'approvisionnement

10.1.1 Compétence des États membres pour la sécurité d'approvisionnement

L'article 4 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (« TFUE ») dispose que l'énergie fait partie de la liste des compétences partagées entre l'Union et les États membres. L'article 194 TFUE précise quant à lui la répartition des compétences entre l'Union européenne et les États membres dans le cadre de la politique de l'énergie. Cet article indique que la politique de l'Union vise à :

279 Chapitre 1 du présent rapport

280 Chapitre 2 du présent rapport

281 Chapitres 3 à 7 du présent rapport

282 Chapitre 9 du présent rapport

(a) assurer le fonctionnement du marché de l'énergie ;
(b) à assurer la sécurité de l'approvisionnement énergétique dans l'Union ;
(c) à promouvoir l'efficacité énergétique et les économies d'énergie ainsi que le développement des énergies nouvelles et renouvelables ; et
(d) à promouvoir l'interconnexion des réseaux énergétiques.

Cet article précise également que les mesures mises en place par l'Union ne doivent pas remettre en cause le droit d'un État membre de déterminer lui-même son mix énergétique et la *« structure générale de son approvisionnement énergétique »*. La sécurité d'approvisionnement relève ainsi d'une compétence nationale et cette compétence doit s'exercer dans le respect des principes et des dispositions du droit européen.

Le droit dérivé s'appuie sur cette répartition des compétences pour définir le rôle des États membres en matière de sécurité d'approvisionnement. L'article 4 de la directive n° 2009/72/CE du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité prévoit par exemple que *« les États membres assurent le suivi de la sécurité de l'approvisionnement »*, et notamment *« les mesures requises pour couvrir les pics de demande ou faire face aux déficits d'approvisionnement d'un ou plusieurs fournisseurs »*. Ce sont donc les États membres qui choisissent leur niveau de sécurité d'approvisionnement et l'assurent en prenant les mesures nécessaires pour favoriser *« un climat d'investissement stable[283] »*.

À ce titre, l'acquis de l'Union européenne n'empêche pas les interventions publiques pour la mise en œuvre de la sécurité d'approvisionnement. La Commission européenne le rappelle dans sa communication « Réaliser le marché intérieur de l'électricité et tirer le meilleur parti de l'intervention publique » :

> *L'intervention publique peut contribuer efficacement à la réalisation des objectifs fixés au niveau de l'Union ou au niveau régional, national ou local, mais elle doit être bien pensée et tenir compte de l'évolution du marché, de la technologie et de la société[284].*

Les mécanismes de capacité font explicitement partie des outils prévus par le droit dérivé pour garantir la sécurité d'approvisionnement. La possibilité pour les États membres de mettre en place des mécanismes de capacité fait ainsi partie des mesures prévues par la directive n° 2005/89/CE du Parlement européen et du Conseil du 18 janvier 2006 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures :

> *Les mesures susceptibles d'être utilisées pour garantir le maintien à des niveaux appropriés de la capacité de production de réserve devraient être fondées sur le marché et non discriminatoires. Elles pourraient comporter des mesures telles que des garanties et des mécanismes contractuels, des options de capacité ou des obligations de capacité. Ces mesures pourraient également être complétées par d'autres instruments non discriminatoires tels que la rétribution de la capacité[285].*

C'est dans ce contexte qu'a été prévue une obligation pesant sur les fournisseurs de contribuer à la sécurité d'approvisionnement en électricité au sein des articles L.335-1 et suivants du Code de l'énergie dont l'objectif est de disposer d'un mécanisme de marché complétant les mécanismes existants et ciblé sur la sécurité d'approvisionnement.

283 Article 3 de la directive 2005/89/CE.

284 [EC, 2013]

285 Considérant 10.

286 Au vu des différentes jurisprudences européennes, et notamment CJCE, 27 avr. 1994, aff. C-393/92, Cne d'Almelo Rec I, p. 1477, selon laquelle l'électricité doit être considérée comme une marchandise, il semble difficilement contestable qu'une capacité puisse être considérée comme une marchandise, malgré son éventuel caractère stratégique (CJUE, 4 oct. 1991, aff. C-367/89, Richardt : Rec. CJCE 1991, I, p. 4621, point 16).

10.1.2 Encadrement de la compétence des États membres par les dispositions du Traité et du droit dérivé

Si l'acquis de l'Union européenne n'empêche pas l'intervention publique en matière de sécurité d'approvisionnement, les compétences des États membres sont encadrées, d'une part, par les dispositions du Traité et, d'autre part, par le droit dérivé, en particulier les dispositions du troisième paquet énergie et de la directive n° 2005/89/CE.

10.1.2.1 Dispositions du Traité

Les dispositions relatives à la libre circulation des marchandises – articles 34 et 35 TFUE – ont notamment un impact sur l'architecture du mécanisme de capacité français dans la mesure où l'électricité est considérée comme une marchandise par la jurisprudence de la Cour de justice de l'Union européenne[286]. Ces articles prohibent respectivement les restrictions à l'importation ou à l'exportation, ainsi que toutes les mesures d'effet équivalent à une restriction quantitative.

Ces dispositions font directement écho à la question des modalités de prise en compte de la contribution de l'interconnexion du marché français avec les autres marchés européens à la sécurité d'approvisionnement en France. Comme cela a été mis

en évidence dans le chapitre 9 du présent rapport, cette question a été posée dès la concertation de 2011 dans le cadre de l'élaboration du décret et un certain nombre de points problématiques et de difficultés ont motivé une prise en compte implicite de la contribution des capacités étrangères à la sécurité d'approvisionnement française pour le démarrage du mécanisme. La Commission européenne et l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie se sont également exprimées sur les difficultés liées à la prise en compte explicite des capacités étrangères dans les mécanismes de capacité[287].

La solution implicite pour la prise en compte de la contribution des capacités étrangères à la sécurité d'approvisionnement française permet déjà d'atteindre un niveau élevé d'efficacité économique, en diminuant les besoins intérieurs en capacité et en évitant les surcapacités. Le chapitre 9 présente également les principes fondamentaux et les jalons proposés par RTE dans les règles pour permettre la contribution explicite des capacités étrangères à la sécurité d'approvisionnement en France.

Cette approche en deux temps est considérée comme une solution envisageable par la Commission européenne dans le document de travail « Generation Adequacy in the internal electricity market - guidance on public interventions » :

> *[I]t may be necessary, as an interim step, for Member States to calculate the contribution of imports to meeting the generation adequacy standards*[288].

RTE considère que la participation implicite valorise l'apport des capacités à la sécurité d'approvisionnement en France et constitue donc une première approche permettant de tenir compte de la contribution des échanges à la sécurité d'approvisionnement, conformément aux récentes recommandations de la Commission européenne.

Dans l'optique d'une participation directe des capacités étrangères au mécanisme de capacité, qui est considérée par RTE comme une cible, l'approche retenue dans les règles du mécanisme de capacité permet d'engager rapidement une concertation avec les acteurs de marché afin de faire des propositions sur la participation explicite des capacités étrangères au mécanisme de capacité 10 mois après la publication des règles.

10.1.2.2 Dispositions du droit dérivé relatif au secteur de l'énergie

Les dispositions du troisième paquet énergie et de la directive n° 2005/89/CE encadrent la compétence des États membres vis-à-vis de leur évaluation du niveau de sécurité d'approvisionnement et des mesures prises pour garantir le maintien de la sécurité d'approvisionnement.

À cet égard, l'article 7 de la directive n° 2005/89/CE[289] dispose que les États membres doivent élaborer un rapport qui :

> *rende compte de l'adéquation générale du système électrique face à la demande d'électricité existante et projetée, et notamment de :*
>
> *a) la sécurité d'exploitation du réseau ;*
>
> *b) l'équilibre escompté entre l'offre et la demande pendant les cinq années suivantes ;*
>
> *c) les perspectives en matière de sécurité d'approvisionnement pendant la période des cinq à quinze années suivant la date du rapport ; et*
>
> *d) les projets d'investissement, sur les cinq années civiles suivantes et au-delà, des gestionnaires des réseaux de transport, et ceux de toute autre partie dont ils ont connaissance, concernant la mise en place d'une capacité d'interconnexion transfrontalière.*

La loi du 10 février 2000 a confié à RTE la mission d'établir périodiquement un rapport déterminant l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France[290], soit bien avant que les études d'adéquation ne soient généralisées en Europe. Cette étude, appelée Bilan Prévisionnel, est réalisée sous l'égide des pouvoirs publics[291]. Le décret du 20 septembre 2006[292] a précisé le cadre d'élaboration du Bilan Prévisionnel, son périmètre et ses horizons d'études, qui sont conformes aux dispositions de la directive 2005/89/CE.

L'article 11 du décret du 20 septembre 2006 dispose que le critère d'adéquation retenu pour la France est la durée de défaillance, avec une valeur moyenne de trois heures par an :

> *Le Bilan Prévisionnel pluriannuel prévu à l'article 1er du présent décret [...] se fonde sur le seuil de défaillance retenu dans les bilans prévisionnels précédents, soit une durée moyenne de défaillance annuelle de trois heures pour*

287 [EC, 2013], [ACER, 2013]

288 [EC, 2013]

289 Directive n° 2005/89/CE du 18 janvier 2006, concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures.

290 Article L. 141-1 du Code de l'énergie.

291 Plusieurs de ces dispositions se trouvent également dans le Code de l'Energie suite aux modifications et abrogations de la loi du 10 février 2000, notamment dans le cadre de la loi NOME

292 Décret n° 2006-1170 du 20 septembre 2006 relatif aux bilans prévisionnels pluriannuels d'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité.

des raisons de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité[293].

Les dispositions de la directive n°2005/89/CE relatives aux études d'adéquation sont prises en compte par RTE dans le cadre du Bilan Prévisionnel, qui étudie l'équilibre prévisionnel entre l'offre et la demande d'électricité en France à des horizons de moyen et long terme.

Les mesures mises en œuvre par les États membres en matière de sécurité d'approvisionnement font l'objet d'un encadrement, notamment par la directive n° 2009/72/CE dont l'article 3 rappelle que les États membres doivent prendre des mesures *« clairement définies, transparentes, non discriminatoires et vérifiables »*. Ces conditions sont également prévues par l'article 2 du décret n° 2012-1405 qui dispose que les règles du mécanisme de capacité sont transparentes et non discriminatoires.

Les règles du mécanisme proposées par RTE, dont les principales dispositions ont été présentées dans les chapitres 3 à 6 du présent rapport, contribuent à la définition d'un mécanisme dont les modalités de fonctionnement sont clairement définies et accessibles par l'ensemble des acteurs de marché.

La non-discrimination entre les acteurs porte, d'une part, sur la distinction entre les capacités françaises et les capacités étrangères et, d'autre part, sur l'application de dispositions non-discriminatoires aux différents acteurs participant au mécanisme de capacité. Le premier point a fait l'objet d'un développement spécifique dans le paragraphe précédent et le chapitre 9 du présent rapport y est dédié. Pour le second point, l'ensemble des dispositions proposées par RTE dans les règles du mécanisme de capacité tiennent compte du principe de non-discrimination, comme cela a été mis en évidence dans les chapitres 3 à 7 du présent rapport. La non-discrimination entre les capacités d'effacement, les capacités d'origine renouvelable et les capacités de production conventionnelle dans le cadre du processus de certification présentée au chapitre 5 du présent rapport et la non-discrimination entre les fournisseurs dans la définition des paramètres de calcul de leur obligation de capacité présentée au chapitre 4 du présent rapport constituent deux exemples importants du respect de ce principe.

Les éléments liés à la transparence du processus de consultation des acteurs dans le cadre de l'élaboration du mécanisme de capacité sont présentés au sein du chapitre 3. Les dispositions relatives aux obligations de transparence auxquelles sont soumises l'ensemble des acteurs (y compris le gestionnaire de réseau de transport) sont présentées au chapitre 7 du présent rapport.

RTE considère que l'ensemble des dispositions législatives et réglementaires et le cadre de régulation encadrant la mise en place du mécanisme de capacité remplissent les conditions fixées par la directive n° 2009/72/CE.

10.1.3 Différentes formes juridiques d'intervention publique

L'intervention publique dans le marché peut prendre différentes formes dont les deux principales sont les aides d'État et la mise en œuvre d'obligations de service public prévues par le troisième paquet énergie, ainsi que le rappelle la Commission européenne :

> *L'intervention publique au niveau régional, national ou local dans le secteur de l'électricité et les autres secteurs de l'énergie peut prendre différentes formes. Il peut s'agir notamment d'aides d'État en faveur de certains secteurs sous la forme de subventions ou d'exonérations fiscales, de l'imposition d'obligations de service public et de réglementation au moyen de mesures générales*[294].

10.1.3.1 Aides d'État dans les secteurs de l'environnement et de l'énergie

Les aides d'État dans le secteur de l'énergie s'inscrivent dans le cadre des dispositions générales de l'article 107 du TFUE relatif aux aides d'État, ainsi que de l'interprétation qui en est faite par la Cour de justice de l'Union européenne. En effet, le paragraphe 1 de l'article 107 TFUE dispose que les aides accordées par les États qui faussent ou qui menacent de fausser la concurrence sont incompatibles avec le marché intérieur. Les paragraphes 2 et 3 du même article définissent les aides qui peuvent être considérées comme compatibles avec le marché intérieur.

Une aide d'État est caractérisée dès lors que cinq conditions cumulatives suivantes sont remplies : il doit s'agir (i) d'un transfert de ressources d'État (ii) conférant un avantage (iii) à certaines entreprises (iv) en faussant la concurrence et (v) en affectant les échanges entre États membres[295]. Dès lors que l'État considère que

293 Décret du 20 septembre 2006

294 [EC, 2013]

295 Voir en ce sens par exemple la définition donnée par CJCE, 24 juillet 2003, Altmark Trans GmBH, aff. C280/00.

ces conditions sont remplies, il doit notifier l'aide à la Commission européenne au titre de l'article 108 TFUE, qui est chargée d'évaluer la compatibilité de cette aide avec le marché intérieur en vertu de sa compétence exclusive en matière de concurrence.

Le contexte des aides d'État dans le secteur de l'énergie est en cours d'évolution ; en effet, la Commission européenne révise actuellement les lignes directrices relatives aux aides d'État dans le secteur de l'environnement – lignes directrices lui servant de cadre d'analyse pour évaluer la compatibilité d'une aide d'État avec le marché intérieur – et a soumis le projet de lignes directrices à une consultation publique des acteurs entre le 18 décembre 2013 et le 14 février 2014. Ce projet de lignes directrices présente une nouveauté majeure puisqu'elles intègrent un nouveau volet relatif aux aides octroyées dans le secteur de l'énergie[296].

Ce projet de lignes directrices prévoit en particulier une liste de conditions dans lesquelles une exemption pourrait être obtenue lorsqu'un État met en place un mécanisme de capacité qualifié d'aide d'État et remplissant donc les cinq conditions cumulatives rappelées précédemment.

La Commission européenne a annoncé que la version finale des lignes directrices relatives aux aides d'État dans le secteur de l'environnement et de l'énergie devrait être adoptée avant la fin du premier semestre 2014.

10.1.3.2 Obligations de service public prévues par le troisième paquet énergie

Les dispositions de la directive n° 2009/72/CE autorisent les États membres à faire peser sur les entreprises privées des obligations de service public dans le secteur de l'énergie.

> *Les États membres peuvent imposer aux entreprises du secteur de l'électricité, dans l'intérêt économique général, des obligations de service public qui peuvent porter sur la sécurité, y compris la sécurité d'approvisionnement, la régularité, la qualité et le prix de la fourniture, ainsi que la protection de l'environnement, y compris l'efficacité énergétique, l'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelables et la protection du climat*[297].

En complément des conditions fixées par l'article 3 de la directive n° 2009/72/CE, la jurisprudence de la Cour de justice de l'Union européenne a précisé le cadre d'évaluation de la compatibilité des obligations de service public avec l'acquis de l'Union européenne, notamment dans les jurisprudences dites *Federutility*[298] et *Enel Produzione*[299], et a décidé d'apprécier la légalité des actions prises par les États membres sur la base d'un test de nécessité et de proportionnalité.

Il n'appartient pas à RTE de se prononcer sur la qualification juridique du mécanisme de capacité. Néanmoins, l'architecture retenue pour le mécanisme de capacité peut être rapprochée du cadre des obligations de service public. L'obligation pèse sur les fournisseurs qui contribuent au respect du niveau de sécurité d'approvisionnement fixé par les pouvoirs publics en détenant un niveau de capacité suffisant pour assurer l'approvisionnement en électricité de leurs clients finals. Les producteurs sont tenus de participer au mécanisme et d'assurer son bon fonctionnement en faisant certifier l'ensemble de leurs capacités de production. Les engagements de disponibilité qu'ils prennent lors du processus de certification assurent l'effectivité de leur contribution à la sécurité d'approvisionnement lors des périodes de pointe.

Quelle que soit la qualification retenue pour le mécanisme de capacité, l'évaluation de la légalité de l'intervention publique repose notamment sur un test de nécessité et de proportionnalité. Il convient donc de s'attacher au respect de ces principes généraux dans le cadre de la mise en place du mécanisme de capacité.

296 Les précédentes lignes directrices ne traitaient que de la question des aides d'État octroyées dans le secteur de l'environnement.

297 Article 3, paragraphe 2 de la directive n° 2009/72/CE

298 CJUE, 20 avril 2010, Federutility e.a. contre AEEG, aff. C-265/08.

299 CJUE, 21 décembre 2011, *ENEL Produzione* SpA contre Autorità per l'energia e il gas, aff. C- 242/10.

10.2 Respect des principes de nécessité et de proportionnalité

Le respect des principes de nécessité et de proportionnalité doit s'évaluer au regard du but d'intérêt général recherché par l'intervention publique ; en l'espèce, le maintien de la sécurité d'approvisionnement est le but d'intérêt général recherché par les pouvoirs publics français[300].

À cet égard, il est essentiel de souligner que le cadre d'analyse relatif aux interventions publiques en matière de sécurité d'approvisionnement a récemment été complété par la Commission européenne dans le document de travail « Generation Adequacy in the internal electricity market – guidance on public interventions » accompagnant la communication « Réaliser le marché intérieur de l'électricité et tirer le meilleur parti de l'intervention publique ». Ce document de travail intègre une liste de recommandations portant sur (1) l'évaluation du besoin, (2) la mise en place de mesures structurelles permettant d'améliorer le fonctionnement des marchés de l'énergie et (3) les choix d'architecture compatibles avec le marché intérieur.

Les éléments présentés par RTE sur la nécessité et la proportionnalité du dispositif portent donc essentiellement sur l'analyse du cadre proposé par la Commission européenne en novembre 2013.

300 Du fait de l'application du principe de subsidiarité, les autorités nationales disposent, selon le juge de l'Union, d'un pouvoir d'appréciation quant à la définition de ce qu'elles considèrent comme des services d'intérêt général, ainsi que pour « fournir, faire exécuter et organiser ces services », et ce « dans le respect des Traités », précise l'article 14 du TFUE. Il revient donc aux États membres, sous le contrôle de leurs juges nationaux, d'apprécier la qualification de la notion d'intérêt général, dans le respect des qualifications données par le droit de l'Union.

301 [EC, 2013a]

Recommandations de la Commission européenne relatives à la mise en place de mécanisme de capacité[301]

JUSTIFICATION OF INTERVENTION

Assessment of generation gap

(1) Is the capacity gap clearly identified and does this distinguish between need for flexible capacity at all times of year and requirements at seasonal peaks? Has a clearly justified value of lost load been used to estimate the cost of supply interruptions?

(2) Has the assessment appropriately included the expected impact of EU energy and climate policies on electricity infrastructure, supply and demand?

(3) Does the security of supply and generation adequacy assessment take the internal electricity market into account; is it consistent with the ENTSO-E methodology and the existing and forecasted interconnector capacity?

(4) Does the assessment explain interactions with assessments in neighbouring Member States and has it been coordinated with them?

(5) Does the assessment include reliable data on wind and solar, including in neighbouring systems, and analyse the amount as well as the quality of generation capacity needed to back up those variable sources of generation in the system?

(6) Is the potential for demand side management and a realistic time horizon for it to materialize integrated into the analysis?

(7) Does the assessment base the assessment of generation plant retirements on projected economic conditions, electricity market outcomes and the operating costs of that generation plant?

(8) Has the assessment been consulted on widely with all stakeholders, including system users?

Causes of generation adequacy concerns

(9) Has retail price regulation (with the exception of social prices for vulnerable customers) been removed?

(10) Have wholesale price regulation and bidding restrictions been removed?

(11) Have renewable support mechanisms been reviewed in line with the Guidance on renewable support before intervening on generation adequacy grounds.

Suite ⤻

Suite ↷

(12) Has the impact of existing support schemes for fossil and nuclear generation on incentives for investments in additional generation capacity or maintenance/refurbishment of existing generation capacity been assessed?

(13) Are effective intraday, balancing and ancillary service's markets put in place and are any remaining obstacles, in those markets removed? Have any implicit price caps from the operation of balancing markets been removed?

(14) Have structural solutions been undertaken to address problems of market concentration?

Options other than support for capacity

(15) Have the necessary steps been taken to unlock the potential of demand side response, in particular has Article 15(8) of Directive 2012/27/EU on Energy Efficiency been implemented and do smart meter roll out plans include the full benefit of demand side participation in terms of generation adequacy?

(16) Have the benefits of expanded interconnection capacity been expanded, in particular towards neighbouring countries with surplus electricity generation or a complementary energy mix been fully taken into account.

(17) Have the impacts of the intervention on the achievement of adopted climate and energy targets been assessed holistically, and is lock-in of high carbon generation capacity and stranded investments avoided?

CHOICE OF MECHANISM

Choice and design of intervention

(1) Has the effectiveness of a strategic reserve been examined?

(2) Has the potential for a credibly one-off tendering procedure to address the identified capacity gap been examined?

(3) Does the chosen mechanism ensure that identified adequacy gap will be filled while avoiding risks of overcompensation (unlikely with payments payments)?

Recommendations to avoid distortion of internal electricity market

(4) Is the chosen mechanism open to demand side participation?

(5) Is the mechanism to ensure generation adequacy consistent with the long term decarbonisation of the power sector?

(6) Is the chosen mechanism (other than a tendering scheme) open to existing and new generation?

(7) Are conditions for participation in the mechanism based on technical performance and not technology type?

(8) Does the chosen mechanism deliver a price of zero when there is already sufficient capacity available?

(9) Has a framework for the phase out of the mechanism in line with a roadmap for addressing underlying market and regulatory failures been developed

(10) Does the lead time for a capacity mechanism correspond to the time needed to realise new investments, that is 2-4 years?

(11) Is the mechanism open to all capacity which can effectively contribute to meeting the required generation adequacy standard, including from other Member States? Insofar as imports are accounted only on an implicit basis, is a mechanism established to calculate this benefit and allocate funds to this value for the development of additional interconnection capacity?

(12) Is it ensured that there are no export charges or procedures to reserve electricity for the domestic market?

(13) Have all barriers to the equal treatment of national and cross border contracts been removed?

(14) Are there no price caps or bidding restrictions as a result of the chosen mechanisms?

(15) Is it ensured that the operation of the chosen mechanism does not lead to inefficient production by operators?

(16) Is it ensured that the capacity mechanism does not adversely affect the operation of market coupling or cross border intraday trading?

(17) Does the chosen mechanism allocate the costs to consumers on a non-discriminatory basis, taking into account their consumption patterns and without reductions for particular customer segments?

10.2.1 Principe de nécessité

Le chapitre 1 du présent rapport apporte plusieurs éléments de réponse permettant de justifier une intervention publique en matière de sécurité d'approvisionnement. En effet, plusieurs imperfections du marché de l'énergie ont été observées empiriquement sur les marchés de l'énergie actuels. En complément des défaillances du marché de l'énergie, les besoins physiques du système électrique européen et français sont soumis à des évolutions importantes dont l'impact peut conduire à un accroissement de ces défaillances. Afin d'atteindre les objectifs ambitieux de la transition énergétique de l'Union européenne, le système électrique est amené à jouer un rôle croissant ; il doit donc s'adapter et accompagner l'intégration croissante et massive d'énergies renouvelables. Cela renforce le besoin de disposer de moyens flexibles afin de garantir l'équilibre entre l'offre et la demande en électricité, qu'il s'agisse de moyens de production ou d'effacements de consommation.

En complément de ces éléments, il est nécessaire de présenter des éléments complémentaires relatifs au cadre d'analyse spécifique proposé par le document de travail « Generation Adequacy in the internal electricity market - guidance on public interventions ». Les recommandations de la Commission prévoient que l'évaluation de la nécessité d'un mécanisme de capacité repose sur l'identification d'un risque sur la sécurité d'approvisionnement sur la base d'une étude d'adéquation de capacités *« objective, factuelle et exhaustive*[302] » et sur la persistance de ce risque malgré la mise en place d'autres mesures ayant un impact positif sur l'équilibre offre-demande.

10.2.1.1 Évaluation de l'adéquation des capacités en France

L'horizon de temps considéré pour le mécanisme de capacité nécessite de s'attacher à la méthodologie et aux conclusions du Bilan Prévisionnel réalisé par RTE sur le volet de moyen-terme à cinq ans. La méthodologie utilisée par RTE peut être consultée dans le Bilan Prévisionnel 2012 ou dans l'actualisation 2013 du Bilan Prévisionnel.

10.2.1.1.1 Transparence et consultation des acteurs

Le Bilan Prévisionnel repose sur des hypothèses d'évolution de l'offre et de la demande d'électricité qui sont élaborées par RTE dans un objectif de réalisme. RTE soumet les hypothèses du Bilan Prévisionnel à une consultation des acteurs du système électrique.

> *Conformément au principe de transparence qui guide son action, RTE a soumis les hypothèses du Bilan Prévisionnel 2012 à une consultation collégiale en Commission « Perspectives du réseau » du Comité des Utilisateurs du Réseau de Transport d'Électricité*[303].

Les hypothèses retenues pour modéliser le système électrique ouest-européen sont issues des informations obtenues par la consultation bilatérale de différents acteurs du système électrique[304]. Par ailleurs, l'élaboration des hypothèses s'appuie sur les travaux réalisés par ENTSO-E, les informations rendues publiques par les acteurs du marché européen de l'électricité (producteurs, fournisseurs, gestionnaires de réseau, bourses de l'électricité…) ainsi que sur une veille économique, industrielle et énergétique réalisées par des organismes de recherche, des consultants ou des agences gouvernementales. RTE a également rencontré différents acteurs du système électrique européen (gestionnaires de réseau de transport, régulateurs…) pour partager sur les évolutions méthodologiques du Bilan Prévisionnel au sein de groupes de travail (ENTSO-E) ou de réunions bilatérales.

Le Bilan Prévisionnel répond donc parfaitement aux recommandations de transparence et de consultation des acteurs de la Commission européenne.

10.2.1.1.2 Prévisions de demande

La construction des prévisions de la demande se déroule en deux étapes : (1) la prévision de la demande en énergie annuelle pour chaque année de l'horizon étudié et (2) la prévision de la demande en puissance par pas horaire. Chacune de ces étapes comprend une analyse rétrospective des années passées, avec recalage des années réalisées servant d'années de référence pour les simulations, et une étude prévisionnelle.

Quatre scénarios de consommation ont été définis à moyen-terme afin de couvrir les champs de futurs possibles : « Référence », « Haut », « Bas » et « Maîtrise de l'Énergie renforcée ».

> *Le scénario « Référence » adopte des hypothèses centrales pour chacun des déterminants de consommation.*

> *Le scénario « Haut » adopte un ensemble d'hypothèses qui tendent à majorer la demande d'électricité. […]*

302 [EC, 2013a]

303 [RTE, 2012a]

304 RTE assure la confidentialité des informations de nature commerciale qui lui sont confiées.

Le scénario « MDE renforcée » adopte un contexte économique identique au scénario « Référence » puis se distingue par une accélération de la maîtrise de la demande globale d'énergie. [...]

Le scénario « Bas » adopte des hypothèses qui tendent à minorer la consommation, dont un cadre économique peu favorable et une variante démographique basse[305].

305 [RTE, 2012a]

Les principales sources de différenciation des scénarios sont présentées dans le tableau ci-dessus.

Afin d'alimenter la modélisation explicite du système électrique européen mise en œuvre pour l'analyse de risque en France, des hypothèses de croissance économique sur les pays européens sont établies en suivant la même démarche que pour les hypothèses françaises afin d'assurer une cohérence d'ensemble.

Tous les scénarios considèrent une amélioration continue de l'efficacité énergétique, qui contribue à la modération de l'évolution de la consommation électrique, notamment grâce à la diffusion des évolutions technologiques et à l'entrée en vigueur de dispositions législatives ou réglementaires pour le développement de l'efficacité énergétique, comme la directive n° 2009/125/CE du 21 octobre 2009 établissant un cadre pour la fixation d'exigences en matière d'écoconception applicables aux produits liés à l'énergie.

Concernant la prise en compte des scénarios de consommation à l'étranger, le Bilan Prévisionnel est réalisé en prenant en compte les chroniques de consommation de la France mais également des pays européens (à la maille ouest-européenne).

Les prévisions de demande réalisées dans le cadre du Bilan Prévisionnel par RTE sont conformes aux recommandations de la Commission européenne pour la prise en compte de la politique énergétique et climatique européenne, notamment pour l'objectif d'efficacité énergétique, pour les textes pertinents sur l'horizon d'étude considéré. De plus, une amélioration continue de l'efficacité énergétique est mise en évidence dans tous les scénarios.

10.2.1.1.3 Prévisions d'offre

L'évolution de l'offre à moyen-terme est présentée par filières dans le Bilan Prévisionnel : (1) le parc thermique centralisé, (2) le parc nucléaire, (3) le parc thermique décentralisé, (4) le parc d'énergies renouvelables et (5) les parcs de production étrangers.

Concernant le parc thermique centralisé, et en particulier, les cycles combinés gaz, le Bilan Prévisionnel prend en compte les annonces officielles des producteurs avec notamment une mise en indisponibilité longue (un groupe entre 2014 et 2016) et plusieurs arrêts estivaux de groupes en 2013, ainsi que la répétition de ces arrêts estivaux sur toutes les années d'étude jusqu'en 2018 et retient l'hypothèse qu'aucune nouvelle mise en service n'interviendra à l'étranger sur l'horizon d'étude.

Concernant le parc nucléaire français, les hypothèses retenues prennent en compte l'arrêt des deux groupes de Fessenheim fin 2016, soit une réduction de la puissance installée de 1760 MW, conformément aux annonces des pouvoirs publics.

Tableau 6 – Hypothèses principales des scénarios retenus

Scénario de consommation	« Référence »	« Haut »	« MDE renforcée »	« Bas »
Hypothèses principales	**Centrales**	**Majorant la consommation globale**	**Efficacité énergétique renforcée**	**Minorant la consommation globale**
PIB	Centrale	Haute	Centrale	Basse
Efficacité énergétique	Centrale	Effet moindre	Effet plus important	Centrale
Démographie	Centrale	Haute	Centrale	Basse
Prix électricité	Centrale	Favorable au déploiement de nouvelles solutions électriques	Centrale	Défavorable au déploiement de nouvelles solutions électriques

L'année 2014 devrait voir la reprise du développement éolien terrestre grâce à plusieurs signaux politiques[306] et le rythme d'évolution sur les années à venir devrait être au moins à la hauteur de celui observé sur les deux dernières années, à savoir autour de 800 MW/an, portant la puissance éolienne à plus de 12 GW en 2018.

Le Bilan Prévisionnel retient une hypothèse de croissance du parc photovoltaïque de 800 MW/an afin de tenir compte des incertitudes qui pèsent sur la filière (notamment sur l'effet des mesures prises en 2013 par le Gouvernement français pour inciter au développement de la filière). Cette hypothèse de croissance conduit à un parc photovoltaïque de 8,3 GW en 2018.

Concernant les offres d'effacement, le Bilan Prévisionnel retient une capacité globale des effacements constante, à un niveau légèrement supérieur au niveau constaté actuellement, pour l'horizon de moyen-terme. Cette hypothèse est due au contre-balancement de la diminution des effacements tarifaires historiques par l'accroissement de la participation des effacements aux mécanismes de marché ; elle pourrait être revue à la hausse en fonction des effets sur le potentiel d'effacements de la mise en place du cadre prévu par la loi n°2013-312 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre – loi Brottes – et de la relance des tarifs à effacement annoncée par le Gouvernement.

Concernant les parcs de production étrangers, l'ensemble des hypothèses de parcs de production des 11 autres pays modélisés (Espagne, Portugal, Royaume-Uni, Irlande, Belgique, Luxembourg, Pays-Bas, Allemagne, Suisse, Autriche, Italie) sont prises en compte.

Le développement du réseau de transport d'électricité est également pris en compte dans les hypothèses[307].

Les prévisions d'offre réalisées dans le cadre du Bilan Prévisionnel par RTE sont conformes aux recommandations de la Commission européenne pour la prise en compte de la politique énergétique et climatique européenne, notamment pour l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre, en intégrant les effets des directives européennes participant à la réalisation de cet objectif sur l'horizon d'étude considéré et l'objectif de développement des énergies renouvelables.

Concernant le développement des énergies renouvelables, la tendance reste un développement dynamique des énergies renouvelables par rapport aux autres filières sur l'horizon d'étude.

La gestion de la demande est également intégrée avec l'intégration des offres d'effacement, y compris dans le cadre du développement des mécanismes de marché.

Concernant la fermeture des unités de production, RTE prend en compte les fermetures officiellement annoncées par les producteurs, qui disposent des informations les plus actualisées concernant leur parc et les projections économiques de leurs installations. Enfin, le marché intérieur est pris en compte dans les prévisions d'offre en intégrant des hypothèses pour les parcs de production de 11 pays ouest-européens.

10.2.1.1.4 Méthode probabiliste

Les prévisions d'offre et de demande ainsi établies sont ensuite confrontées sur la base de simulations du fonctionnement du système électrique ouest européen, menées au pas horaire successif sur une année complète.

> *Pour l'Europe comme pour la France, une centaine de chroniques de consommation sont élaborées, sur la base de chroniques de température synchrones à la maille européenne réalisées en liaison avec Météo France et permettant d'apprécier l'impact sur le système électrique européen du passage de vagues de froid ou de périodes caniculaires*
> *[...]*
> *Concernant les hypothèses de parc de production, la méthodologie appliquée à moyen terme aux pays étrangers est similaire à celle réalisée pour la France*
> *[...]*
> *D'une manière générale, afin d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande, les groupes de production sont appelés dans l'ordre de leur coût proportionnel de production croissant jusqu'à satisfaction de la demande. Depuis la fin des années 1990, où se sont développés les instruments permettant l'inter-comparaison des offres à l'échelle de plusieurs pays, ce classement s'établit sur une base européenne, offrant la possibilité de solliciter à chaque instant les groupes qui ont les coûts de production les plus faibles en Europe pour satisfaire la demande qui s'exprime dans l'ensemble des pays européens. Le classement s'établit sous réserve que les flux d'échange qui en résultent n'excèdent pas les capacités du réseau, entre pays, mais aussi à l'intérieur d'un même pays*[308].

306 Exemples : adoption des Schémas Régionaux Climat Air Énergie, modifications législatives pour faciliter l'implantation des éoliennes.

307 À moyen terme, deux évolutions significatives des interconnexions françaises sont à noter, toutes deux prévues pour l'année 2015 : le renforcement des capacités d'échanges avec l'Espagne [...] ainsi que le renforcement du réseau français dans les Alpes.

308 [RTE, 2012a]

309 [RTE, 2012a]

310 [RTE, 2012a]

311 [ENTSO-E, 2013]

312 [ENTSO-E, 2013]

Les simulations tiennent compte des principaux phénomènes aléatoires qui peuvent faire peser des risques sur la sécurité d'approvisionnement : les conditions météorologiques, notamment la température, les indisponibilités fortuites des groupes de production thermique, les apports hydrauliques, les productions éolienne et photovoltaïque, etc. Les corrélations spatiale et temporelle d'un aléa naturel donné sont prises en compte à la maille européenne.

> *Un ensemble de séries temporelles, de puissance appelée pour la demande, de puissance disponible pour les groupes de production traduisant diverses réalisations possibles d'aléas, est constitué pour chacun des phénomènes aléatoires considérés. Ces séries sont combinées entre elles, en nombre suffisamment élevé (1000 pour chaque scénario étudié) afin de fournir des résultats statistiquement significatifs tant sur les risques de non-satisfaction de la demande (défaillance) que sur les bilans énergétiques annuels (production des différents groupes, échanges avec les systèmes voisins)*[309].

L'adéquation de l'équilibre offre-demande est présentée en confrontant chacun des scénarios de consommation avec les prévisions d'offre. De plus, conformément aux dispositions du décret du 20 septembre 2006, la confrontation du scénario de consommation « Référence » avec les prévisions d'offre est réalisée avec et sans échange afin de mettre en évidence la contribution des interconnexions à la couverture du risque de défaillance en France.

> *Dans l'analyse à échanges nuls demandée par le décret, le seuil de défaillance est dépassé dans le scénario « Référence » sur toute la période d'étude (mais également dès aujourd'hui), tant les importations d'électricité sont décisives pour la sécurité d'alimentation en France. La puissance manquante, pour respecter le critère sans les interconnexions, dépasse alors 6 GW dès 2016*[310].

L'approche probabiliste retenue par RTE pour réaliser l'évaluation de l'équilibre offre-demande est conforme aux recommandations de la Commission européenne pour la prise en compte de la politique énergétique et climatique européenne (objectifs 3 x 20) mais aussi l'intégration des dispositions du règlement 347/2013 en tenant compte du développement de nouvelles infrastructures d'interconnexion ; pour la prise en compte du marché intérieur car les simulations sont réalisées pour le système électrique ouest-européen. Par ailleurs, la comparaison entre les résultats sans et avec échanges permet de mettre en évidence l'apport des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement en France. Concernant la prise en compte des énergies intermittentes, les simulations respectent les corrélations spatiale et temporelle des différents aléas (y compris éolien) au niveau européen.

10.2.1.1.5 Compatibilité avec la méthodologie d'ENTSO-E

Le Bilan Prévisionnel de RTE est compatible avec le *Scenario Outlook and Adequacy Forecast* d'ENTSO-E[311]. Cependant, en raison de différences dans les hypothèses retenues hors de France et des simulations probabilistes plus élaborées du Bilan Prévisionnel que les calculs déterministes du *Scenario Outlook and Adequacy Forecast* d'ENTSO-E, les résultats diffèrent.

À cet égard, ENTSO-E a exprimé publiquement sa volonté de proposer des évolutions de la méthodologie du *Scenario Outlook and Adequacy Forecast* et contribuer à les mettre en œuvre, notamment pour disposer d'études à l'échelle européenne basées sur une méthode probabiliste, méthode utilisée par RTE dans le Bilan Prévisionnel en France.

> *ENTSO-E is already committed to examining possible changes with particular regard to treatment of RES-E resources. These range from small changes to existing methodologies to fully implementing probabilistic adequacy assessments in the short and long term. However any changes need to consider the conflicting objectives of depth of analysis with the associated need for increasing requirements against the timely production of useful outlook reports.*
> *[...]*
> *Nevertheless ENTSO-E and its member TSOs are actively developing the tools and techniques to address these issues over time.*
> *[...]*
> *It would be highly desirable if stakeholders (EC, ACER, market participants) and ENTSO-E could further discuss and agree on a high-level vision on the expected scope and content of the adequacy reports. Thereafter appropriate and necessary adjustments in methodology and structure of the report could be made*[312].

Au sein des travaux de l'Electricity Coordination Group à la maille européenne et du Forum Pentalatéral à la maille ouest-européenne, les États membres et la Commission européenne ont demandé aux gestionnaires de réseau de transport d'électricité de faire évoluer les méthodologies d'ENTSO-E afin d'accroître la qualité des rapports à l'échelle européenne. ENTSO-E a d'ailleurs mis en place un groupe de travail dédié à l'évolution des méthodologies du *Scenario Outlook and Adequacy Forecast* dont l'une des priorités sera de proposer une méthodologie probabiliste harmonisée pour la réalisation des études d'adéquation d'ENTSO-E.

À ce titre, RTE considère que les éventuels écarts entre le Bilan Prévisionnel et le *Scenario Outlook and Adequacy Forecast d'ENTSO-E* se réduiront à mesure de l'évolution des méthodologies au sein d'ENTSO-E et que les différences actuelles ne sont donc pas un frein. Si des différences d'hypothèses subsistent à terme, elles seront par exemple liées au décalage temporel entre les études.

10.2.1.1.6 Conclusions sur l'évaluation de l'adéquation des capacités

L'existence d'un diagnostic factuel, objectif et exhaustif sur la situation en matière d'adéquation et de sécurité d'approvisionnement est la première préoccupation de la Commission européenne dans le contexte de l'évaluation de la nécessité d'une intervention publique relative à la sécurité d'approvisionnement. Le Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande réalisé par RTE est le rapport déterminant l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France et la méthodologie utilisée pour réaliser ce diagnostic est conforme aux recommandations de la Commission européenne :

- les prévisions de demande prennent en compte la politique énergétique et climatique européenne (notamment dans le domaine de la maîtrise de la demande) ;
- les prévisions d'offre intègrent le marché intérieur avec des hypothèses pour les parcs de production européens ;
- les simulations sont réalisées sur la base d'une approche probabiliste avec une modélisation fine des aléas et de leurs corrélations (notamment pour les énergies intermittentes) ;
- les exigences de transparence et de consultation des acteurs sont respectées.

Les résultats de l'actualisation la plus récente du Bilan Prévisionnel (2013) ont été présentés dans le chapitre 1 du présent rapport et mettent en avant la résorption progressive des marges de sécurité par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement, jusqu'à une annulation en 2017. Il en résulte une situation de vigilance sur la sécurité d'alimentation en France et la mise en évidence d'un risque sur la sécurité d'approvisionnement à l'horizon 2017, notamment en cas de vague de froid.

10.2.1.2 Mesures permettant d'améliorer l'équilibre offre/demande

Sur la base de ce diagnostic exhaustif, la Commission européenne recommande un ensemble de mesures qui ont un impact sur l'équilibre offre-demande et dont la mise en place effective pourrait résoudre une situation d'inadéquation de capacités.

Les réponses aux questions relatives aux tarifs réglementés sur le marché de détail[313], aux mécanismes de soutien aux énergies renouvelables et aux mécanismes de soutien aux énergies fossiles ou nucléaires ne relèvent pas d'activités dans lesquelles RTE est directement impliqué. Ces éléments ne sont donc pas traités dans le présent rapport.

Enfin, les éléments de réponse permettant de démontrer que le mécanisme de capacité ne maintient pas inutilement des capacités émettrices de CO_2, contraires aux objectifs énergétiques et climatiques de l'Union européenne, ont été développés dans le chapitre 2 du présent rapport relatif aux principaux choix d'architecture du mécanisme de capacité.

10.2.1.2.1 Amélioration du fonctionnement du marché de gros et des marchés infra-journalier, d'ajustement et des services-système

10.2.1.2.1.1 Fonctionnement du marché de gros

La Commission européenne s'inquiète de l'existence de plafonnements des prix de l'énergie pouvant conduire à empêcher la formation de prix envoyant les signaux adéquats aux acteurs de marché. Sur la région Nord-Ouest-Europe, sur le marché J-1, les prix transmis par les acteurs du marché français dans leurs ordres sont compris entre -500€/MWh et 3 000€/MWh depuis le lancement du couplage des marchés par les prix NWE le 4 février 2014. Cette harmonisation des plafonnements de prix de la zone a été effectuée pour limiter les contraintes sur le marché. Comme la Commission européenne le souligne dans les lignes directrices « Generation Adequacy in the internal electricity market », ces limites sont parmi les plus élevées d'Europe.

Par ailleurs, ces limites de prix ne sont pas fixées par voie législative ou réglementaire, ce qui permet leur révision périodique.

313 L'introduction de mécanismes de marché présentés dans les chapitres 1 et 10 du présent rapport – tels que NEBEF – permet aux effacements de consommation de participer aux marchés de l'électricité à tous les horizons de temps et contribue de ce fait à flexibiliser la courbe de charge y compris dans un contexte de tarifs réglementés. Par ailleurs, le Gouvernement français s'est récemment engagé à relancer les tarifs à effacement afin d'inciter à la maîtrise de la consommation.

Les échanges entre acteurs sur le marché gros peuvent se faire sur la bourse EPEX SPOT mais également de gré à gré entre acteurs ou *via* un courtier. Il n'y a pas de tarif réglementé pour fixer le prix de ces échanges sur le marché de gros. L'ARENH, une réglementation spécifique régissant la possibilité pour les fournisseurs alternatifs de s'approvisionner auprès d'EDF à un prix régulé, a été mise en place afin d'ouvrir le marché de la fourniture français sous le contrôle de la Commission européenne. En effet, à partir du 1er juillet 2011, conformément aux dispositions de la loi NOME, les fournisseurs peuvent exercer leur droit à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) en achetant de l'électricité à EDF à un prix régulé et pour des volumes déterminés par le régulateur. Cette mesure a été mise en place afin de favoriser la concurrence sur le marché de gros français en permettant aux nouveaux entrants de faire des offres compétitives.

10.2.1.2.1.2 Fonctionnement du marché infrajournalier

Sur le marché infrajournalier, les limites de prix sont supérieures à celles fixées sur le marché J-1 et comprise entre -9999€/MWh et 9999€/MWh.

Par ailleurs, des mécanismes ont déjà été mis en place pour permettre l'intégration du marché infrajournalier français au niveau européen. Par exemple, le 26 juin 2013, le marché infrajournalier intégré entre la France, l'Allemagne, l'Autriche et la Suisse a été lancé et permet donc aux acteurs de marché de ces pays, membres d'EPEX SPOT, de réaliser des échanges transfrontaliers à l'échéance infrajournalière.

La mise en place de ce mécanisme est une brique essentielle pour permettre la migration vers la solution infrajournalière prévue par les modèles-cibles.

10.2.1.2.1.3 Fonctionnement des marchés d'ajustement et des services-système

Sur le mécanisme d'ajustement, les offres ne sont pas soumises à des limites de prix. Depuis sa création en 2003, les offres d'effacement peuvent participer au mécanisme d'ajustement au même titre que les offres des producteurs. Les offres d'échanges sont possibles depuis 2003 avec la Suisse, depuis 2005 avec l'Allemagne.

De plus, afin de permettre les échanges transfrontaliers, y compris après l'échéance infrajournalière, RTE a déjà participé à la création de mécanismes d'ajustement transfrontaliers. Par exemple, le mécanisme BALIT (BALancing Inter TSO) permet les échanges d'énergie disponible (au-delà des marges requises) entre les gestionnaires de réseau de transport d'électricité, RTE et National Grid. BALIT permet d'accroître la concurrence sur le mécanisme d'ajustement, grâce à l'entrée de nouveaux acteurs sur les mécanismes nationaux et conduit donc à un accroissement de l'efficacité économique. Ce mécanisme fait figure de précurseur pour la mise en place des échanges transfrontaliers d'énergie d'ajustement au niveau européen, conformément aux dispositions du code de réseau *Electricity Balancing*. Dans ce contexte, RTE participe également au projet TERRE en partenariat avec National Grid, REN et Terna[314].

Concernant les services-système, en application de l'article L. 321-11 du Code de l'énergie, RTE *« veille à la disponibilité et à la mise en œuvre des services nécessaires au fonctionnement du réseau »* et est chargé d'établir des modalités de participation et des règles de détermination de la rémunération des services-système, qui doivent faire l'objet d'une approbation par la CRE.

À ce titre, une concertation a été conduite par RTE au sein d'un groupe de travail du Comité des Utilisateurs du Réseau de Transport d'Électricité en 2013 afin d'étudier la conception du marché secondaire organisé des réserves primaire et secondaire fréquence/puissance et d'établir une proposition de règles relatives à la participation des effacements aux services-système[315].

La phase de concertation avec les acteurs de marché a permis de mettre en avant le principe d'un marché secondaire organisé. La mise en place de ce marché secondaire organisé permettra une meilleure optimisation du système électrique. La participation à ce marché devrait être facultative et des produits standards devront être définis pour faciliter les échanges entre acteurs dans un premier temps. Suite à cette concertation, RTE a introduit dans les règles services-système les prérequis techniques et juridiques[316] nécessaires à l'apparition d'un marché secondaire des réserves primaire et secondaire.

L'ensemble des propositions de RTE ont été approuvées par la CRE dans sa délibération du 28 novembre 2013 portant approbation des règles services-système. Ces nouvelles règles remplacent les contrats services-système depuis le 1er janvier 2014. Les dispositifs de notifications d'échanges de réserve et de sécurisation financière seront mis en place par RTE avant le 1er janvier 2015.

314 Le projet TERRE a pour objectif de permettre les échanges de réserve tertiaire *(Replacement Reserve)* entre la France, l'Italie, le Portugal et la Grande-Bretagne et a été retenu parmi les projets-pilotes pour la mise en œuvre du code de réseau *Electricity Balancing*.

315 Ce point est développé au paragraphe 10.2.1.2.2.1

316 Il s'agit notamment de l'introduction du rôle de responsable de réserve, de la mise en place d'un dispositif de notifications d'échanges de réserve entre acteurs, et d'un dispositif de sécurisation financière associé.

Un large éventail d'évolutions est en cours pour apporter de nouvelles fonctionnalités aux marchés, comme la mise en place d'un marché secondaire organisé pour les services-système fréquence/puissance.

La mise en place du mécanisme de capacité ne se substitue pas à l'amélioration de l'architecture de marché existante.

L'intégration croissante de la France dans l'Europe de l'électricité se poursuit, avec un rôle précurseur des initiatives auxquelles RTE participe activement (telles que le couplage des marchés NWE, la méthode d'allocation des capacités basées sur le flow-based au niveau de la coopération CWE, l'intégration du marché infra-journalier France-Suisse-Allemagne-Autriche, le mécanisme BALIT…).

10.2.1.2.2 Participation de la demande aux marchés de l'électricité

Les paragraphes suivants complètent les éléments de synthèse présentés dans le chapitre 1 du présent chapitre sur les différents mécanismes mis en œuvre ou en cours de développement permettant la participation de la demande au sein du marché français de l'électricité à différents horizons de temps.

10.2.1.2.2.1 Participation des effacements au mécanisme d'ajustement et à la fourniture de réserves et de services-système

Le mécanisme d'ajustement permet à RTE de disposer en temps réel de réserves d'ajustement de puissance à la hausse comme à la baisse afin d'assurer l'équilibre du système électrique.

Depuis sa création en 2003, le mécanisme d'ajustement permet l'activation des effacements de consommation pour les consommateurs industriels raccordés au réseau public de transport d'électricité. En 2007, une expérimentation a été ouverte et permet également la participation de l'effacement diffus au mécanisme d'ajustement.

De plus, l'expérimentation Bretagne mise en œuvre par RTE permet d'étendre les possibilités pour les acteurs de marché de participer au mécanisme d'ajustement afin de contribuer au maintien de l'équilibre offre-demande. L'expérimentation Bretagne permet de mettre à disposition de la production locale raccordée sur le réseau public de distribution ou de l'effacement de consommation activables sur le mécanisme d'ajustement. La puissance minimale requise agrégée est de 1 MW.

Conformément aux dispositions de l'article L.321-11 du Code l'énergie, RTE peut contractualiser avec les producteurs et les fournisseurs des contrats de réserves rapides et complémentaires, activables sur le mécanisme d'ajustement. Ces contrats sont établis *« selon des procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparentes »*. À ce titre, depuis 2008, les effacements de consommation peuvent être sélectionnés pour les contrats de réserves rapides et complémentaires. La part de marché des effacements s'est régulièrement accrue depuis, du fait de la segmentation des produits proposée par RTE.

317 Voir § 10.2.1.2.1.3

Enfin, des mécanismes spécifiques ont été mis en place pour permettre la participation des effacements aux dispositifs de marché de court terme.

Conformément à l'article 1 de l'arrêté du 10 décembre 2012 pris en application de l'article L. 321-19 du code de l'énergie, RTE *« conclut tous les ans des contrats d'interruptibilité d'une durée d'un an avec des sites de consommation raccordés au réseau public de transport à profil d'interruption instantanée […] »*.

L'article 7 de la loi NOME prévoit *« un appel d'offres (…) pour mettre en œuvre des capacités d'effacement additionnelles sur une durée de trois ans »*. Depuis 2011, les capacités d'effacement peuvent donc participer à des appels d'offres spécifiques. L'appel d'offres en 2012 a permis de contractualiser au moins 400 MW mobilisables jusqu'en septembre 2013, et au moins 200 MW mobilisables jusqu'en 2015.

Suite à la phase de concertation menée en 2013[317], RTE a proposé une phase de participation expérimentale des sites de soutirage aux services-système fréquence/puissance à partir du 1er juillet 2014 dans un volume limité. La valorisation de la capacité des sites de soutirage à fournir des réserves primaire ou secondaire se fera par une valorisation indirecte : les acteurs pourront vendre ces réserves aux producteurs obligés, à un prix libre. Les transactions se feront de gré à gré, puis, le cas échéant, dans le cadre d'un marché secondaire organisé. Les méthodes de certification et de contrôle des performances doivent être définies, au premier semestre 2014, en concertation avec les acteurs de marché.

La délibération de la CRE du 28 novembre 2013 portant approbation des règles services-système prévoit que RTE soumette à la CRE une proposition de services-système permettant la participation des sites de soutirage, basée sur les résultats de l'expérimentation conduite en 2014, au plus tard le 1er septembre 2015.

10.2.1.2.2.2 Valorisation explicite des effacements au sein du marché de l'énergie

Les effacements de consommation peuvent constituer une alternative compétitive à la production d'électricité. Dès lors, les dispositions qui permettent aux effacements de participer aux marchés de l'électricité, c'est-à-dire d'être mobilisés (à l'échéance journalière ou infra-journalière) de la même façon que les outils de production disponibles pour répondre à la demande prévue (et non uniquement pour corriger les déséquilibres résiduels), font sens d'un point de vue économique.

Les effacements peuvent être valorisés de façon « implicite » dans le cadre d'une optimisation privée au sein d'un portefeuille de fourniture, par exemple par le biais de la tarification dynamique[318], ou de façon « explicite », comme cela est prévu par la loi Brottes. Le mécanisme NEBEF, opérationnel depuis le 1er janvier 2014, permet aux opérateurs d'effacement de mobiliser la flexibilité des sites de consommation pour exploiter de manière optimale les gisements d'optimisation possibles sur le court terme, puisqu'un site qui s'efface peut bénéficier en propre, ou *via* un opérateur d'effacement, de tout différentiel entre les prix de marché et les prix de fourniture en vigueur sur la même période. Il constitue donc un moyen de flexibiliser la courbe de consommation y compris quand les sites bénéficient de tarifs réglementés de vente ou quand ils ont fait le choix de souscrire sur le marché des contrats de fourniture à clauses de prix fixes.

Les règles expérimentales du mécanisme NEBEF mettent en particulier en place les conditions et décrivent les modalités permettant à un opérateur d'effacement de valoriser sur les marchés de l'électricité un bloc d'énergie résultant d'un effacement explicite de consommation, lequel doit dès lors être parfaitement fongible avec les autres blocs d'énergie échangés sur les marchés.

Les règles doivent permettre d'établir un terrain de jeu équitable entre les différents acteurs du marché de l'effacement, les fournisseurs, les opérateurs d'effacement ou les consommateurs. Dans cet esprit, l'architecture proposée se fonde sur :

- un nouveau cadre de régulation fondé sur une analyse concurrentielle entre opérateurs d'effacement et fournisseurs[319], permettant notamment de réguler les relations financières entre ces deux types d'acteurs concurrents[320] ;
- la délégation à une tierce partie (RTE) du rôle de « tiers de confiance » et d'intermédiaire entre les fournisseurs et les opérateurs d'effacement pour garantir la protection de la confidentialité des données transférées, la certification et le contrôle des données utilisées et de la réalité physique des effacements mis en œuvre.

L'architecture des marchés de l'électricité en France fait actuellement l'objet de modifications structurelles afin de permettre la participation équitable des effacements de consommation à l'ensemble des marchés, conformément aux recommandations de la Commission européenne.

À cet égard, les règles expérimentales du mécanisme NEBEF constituent une innovation majeure dans l'architecture des marchés de l'électricité, en France et en Europe, et un instrument supplémentaire d'optimisation du système par le recours à la modulation active de la consommation (effacement).

Par ailleurs, l'ouverture du mécanisme d'ajustement aux effacements et la participation des effacements aux contrats pour la fourniture de réserves primaire et secondaire constituent une seconde brique essentielle pour l'intégration de la demande dans les marchés. Cette brique est complétée par des mécanismes spécifiques pour les effacements (appels d'offres « effacements » et appels d'offres « interruptibilité »).

La mise en place d'une expérimentation en 2014 pour la participation des effacements à la fourniture des services-système est la troisième brique de cette architecture de marché.

10.2.1.2.3 Développement des interconnexions

Les éléments présentés ci-dessous visent à compléter le chapitre 1 du présent rapport, qui a notamment mis l'accent sur l'identification de cinq projets d'intérêt commun conformément aux dispositions du règlement 347/2013[321] parmi les projets de RTE et de ses partenaires européens, et à présenter brièvement l'ensemble des projets transfrontaliers prévus par le schéma décennal 2012.

RTE et ses partenaires prévoient le développement de nouvelles capacités avec les îles britanniques, l'Italie, l'Espagne ainsi que la Belgique, le Luxembourg et l'Allemagne, qui pourraient mener à une augmentation de 10 GW de capacité d'échanges entre la France et ses partenaires européens d'ici 2025. Cela a conduit RTE à une prévision d'investissement

318 Par exemple, les tarifs heures pleines/heures creuses (permettant l'activation des chauffe-eaux en période d'heures creuses). Cette valorisation implicite du potentiel de stockage est également soulignée par la Commission européenne dans le document de travail« Incorporing demand side flexibility in particular demand response, in electricity markets ».

319 Avis n°13-A-25 du 20 décembre 2013 concernant l'effacement de consommation dans le secteur de l'électricité – paragraphes 204 – 217 sur les modalités de détermination du versement de l'opérateur d'effacement au fournisseur du site effacé.

320 Avis n°13-A-25 du 20 décembre 2013 concernant l'effacement de consommation dans le secteur de l'électricité – paragraphes 177 – 185 sur l'absence d'accord du fournisseur d'électricité pour que l'opérateur d'effacement active des effacements sur des sites alimentés par ce fournisseur.

321 Règlement 347/2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques.

de l'ordre de 1,5 milliards d'euros par an au cours des dix prochaines années[322].

Le schéma décennal de RTE présente plusieurs projets d'interconnexions :

- Entre la France et l'Angleterre : le projet IFA 2 d'une puissance de 1 000 MW et d'une longueur de l'ordre de 250 km est en cours et pourrait être mis en service avant 2020. Le raccordement est prévu entre le littoral bas-normand et le sud de l'Angleterre à hauteur de l'île de Wight. Le projet « France-Alderney-Britain » (FAB) vise à développer le potentiel hydrolien au large d'Aurigny et comprend l'étude d'une nouvelle interconnexion entre la France et le Royaume-Uni d'une capacité comprise entre 1 000 MW et 1 400 MW à l'horizon 2022.
- Entre la France et l'Irlande : RTE et Eirgrid (GRT irlandais) étudient la faisabilité d'une liaison entre l'Irlande et la Bretagne d'une capacité maximale de 700 MW.
- La société INELFE (Interconnexion Électrique France-Espagne, société d'économie mixte constituée de REE et RTE) conduit le projet de liaison souterraine entre la France et l'Espagne à l'Est des Pyrénées, prévue pour 2015. Ce projet portera la capacité d'échange entre la France et l'Espagne à 2 800 MW. Des études communes ont également été lancées pour examiner la possibilité d'une ligne à courant continue sous-marine entre Bilbao et l'Aquitaine, passant par le Golfe de Gascogne, pour porter la capacité d'échanges à 4 000 MW à l'horizon 2020.
- Entre la France et l'Italie, le projet Savoie-Piémont avec le gestionnaire de réseau italien qui augmentera à terme la capacité d'échange avec l'Italie de 500 MW.
- Entre la France et la Belgique, RTE et Elia réalisent une étude de renforcement de l'interconnexion, pour une augmentation de la capacité d'échanges d'environ 1000 MW.
- Entre la France et l'Allemagne, RTE étudie avec Amprion et TransnetBW les moyens d'augmenter la capacité d'interconnexion entre les deux pays, notamment des études de renforcement des interconnexions existantes.
- RTE étudie avec Swissgrid dans le cadre d'ENTSO-E la faisabilité d'augmenter la capacité d'interconnexion par un renforcement de l'interconnexion existante.

L'ensemble des projets d'interconnexion présentés dans le schéma décennal de RTE montrent que la mise en place du mécanisme de capacité ne se fait pas aux dépens du développement des interconnexions entre la France et ses voisins.

10.2.1.2.4 Conclusions sur la mise en place des mesures permettant d'améliorer l'équilibre offre/demande

322 [RTE, Schéma décennal 2012]

La Commission européenne soumet son évaluation du respect de la nécessité d'une intervention publique sous la forme d'un mécanisme de capacité à la mise en place de mesures structurelles améliorant le fonctionnement et l'intégration des marchés de l'énergie. Ces mesures ont un impact favorable sur les signaux de prix adressés par le marché et sur sa faculté à valoriser l'énergie.

À ce titre, les éléments présentés dans le chapitre 1 et dans le présent chapitre mettent en évidence la compatibilité des actions menées sur les marchés de l'électricité en France avec les recommandations de la Commission européenne.

Ces mesures permettent de favoriser l'intégration des marchés et d'améliorer leur fonctionnement. À ce titre, elles participent à la correction des imperfections des marchés et à la prise en compte des besoins du système électrique, notamment en matière de flexibilité. Cependant, le mécanisme de capacité n'a pas été mis en place en France comme une initiative isolée mais en tenant compte de l'ensemble de ces mesures et des améliorations qu'elles entraînent. Ces mesures ne peuvent donc se substituer à la mise en place du mécanisme de capacité, qui demeure l'outil nécessaire pour disposer d'un signal complémentaire et ciblé sur la sécurité d'approvisionnement.

En l'absence de mécanisme de capacité, ces mesures ne permettent pas de remédier à l'existence d'externalités présentées dans le chapitre 1 du présent rapport.

Par ailleurs, il est essentiel dans la définition des mesures de prendre en compte la dimension temporelle. En effet, ces actions ne se réalisent pas en fonction de la même échelle de temps et leurs effets sur l'équilibre offre-demande ne sont donc pas simultanés. Par exemple, il faut au moins 10 ans pour construire une interconnexion alors que la mise en place de nouvelles capacités d'effacement répond à des constantes de temps beaucoup plus courtes. Cette dimension n'est aujourd'hui pas abordée par la Commission européenne dans son questionnaire d'évaluation.

Or, il peut s'avérer pertinent de mettre en place un mécanisme de capacité sans attendre l'identification d'un risque trop prégnant sur la sécurité d'approvisionnement :

> *Waiting entails a significant risk, because it is not possible to monitor the market and forecast generation adequacy*

with sufficient certainty, far enough into the future, to allow time for policy intervention when it becomes apparent that a shortage of generating capacity looms.
[...]
The smoother transition and the lower risk to the reliability of service are arguments in favor of a 'preventive' strategy[323].

En effet, les mesures les plus efficaces ne sont pas celles qui sont prises pour répondre de manière curative et dans l'urgence mais les mesures dont les effets sont proportionnés à l'objectif.

10.2.2 Principe de proportionnalité

La nécessité du mécanisme étant ainsi établie, il convient dans cette partie de démontrer sa proportionnalité : le mécanisme de capacité tel que mis en place par l'État français ne doit pas aller au-delà de ce qui est strictement nécessaire pour atteindre le but d'intérêt général de sécurité d'approvisionnement. En d'autres termes, il faut démontrer que l'architecture de marché retenue est celle qui permet de répondre le plus efficacement aux enjeux.

Par ailleurs, il convient d'évaluer la compatibilité de cette architecture de marché avec les recommandations de la Commission européenne.

10.2.2.1 Proportionnalité des choix d'architecture à l'enjeu de sécurité d'approvisionnement

Les chapitres 2 à 7 du présent rapport présentent les éléments permettant d'évaluer la proportionnalité des choix d'architecture à l'enjeu de sécurité d'approvisionnement, c'est-à-dire de vérifier que ces choix ne vont pas au-delà de ce qui est strictement nécessaire pour atteindre cet objectif.

Le choix d'un mécanisme de marché *(market based)* est issu d'une volonté d'efficience économique, en permettant aux acteurs obligés du mécanisme de faire des échanges pour minimiser le coût de leur obligation de capacité.

Le choix d'un mécanisme portant sur toute la capacité *(market wide)* est intimement lié à la volonté d'une sécurisation réelle de l'approvisionnement en électricité et de ne pas introduire de discrimination entre les acteurs. Ce choix permet également de véhiculer les bonnes incitations pour la participation de la demande au mécanisme et de contribuer ainsi à accroître la concurrence au sein du mécanisme.

L'obligation des fournisseurs pouvant être couverte par le biais d'échanges sur un marché décentralisé, le mécanisme de capacité français conserve la structure de responsabilités des marchés de l'énergie pour les investissements et évite de substituer la puissance publique aux acteurs de marché dans le processus de décision. Les acteurs obligés du marché de capacité sont responsables de la prévision des besoins de leurs clients, de la couverture de ces besoins et des éventuels écarts avec le réalisé. L'apport d'une architecture de marché décentralisée en matière de responsabilisation des acteurs se retrouve au niveau de l'efficacité économique et de l'allocation des coûts et contribue donc fortement au respect du principe de proportionnalité.

En particulier, l'enjeu pour RTE dans le cadre de la déclinaison des dispositions du décret dans ses propositions de règles a été de retenir les orientations permettant de refléter finement la contribution réelle à la sécurité d'approvisionnement des acteurs du système électrique. Cinq choix majeurs font particulièrement écho à cet enjeu :

- un mécanisme basé sur la *puissance disponible* est cohérent avec la proposition d'un mécanisme couvrant toute la capacité et avec l'enjeu de garantir la contribution réelle des capacités à la sécurité d'approvisionnement en échange de leur valorisation ;
- la définition de la période d'engagement des capacités sur la base d'une approche consommation – c'est-à-dire sur la période durant laquelle le niveau de consommation est le plus élevé – est pertinente pour garantir que les effets du mécanisme de capacité sont effectivement ciblés sur les besoins du système électrique dans les situations de risque sur la sécurité d'approvisionnement ;
- la définition des paramètres permettant de calculer le montant de l'obligation de capacités des fournisseurs – tels que le coefficient de sécurité – et le montant des garanties attribué à une capacité – tels que les contraintes techniques ayant un impact sur la contribution de cette capacité à la réduction du risque de défaillance – doivent permettre de refléter le plus justement possible la contribution réelle des fournisseurs au risque de défaillance et des capacités à la réduction du risque de défaillance ;
- le choix de retenir prioritairement les mesures du réalisé pour la consommation et pour les capacités lors de l'année de livraison permettent de renvoyer à chaque acteur sa véritable contribution à la sécurité d'approvisionnement. Un écart faible entre les informations déclaratives et les données effectivement réalisées correspond à un simple retraitement. Dans une optique d'équilibre entre ce besoin d'individualisation

323 [De Vries, 2006]

et le besoin de stabilité et de prédictibilité souligné par les acteurs, une approche normative peut également être retenue dans le cadre du calcul du niveau effectif de capacité pour les capacités intermittentes ;

- la définition des méthodes de calcul de l'obligation de capacité et de certification des capacités doivent permettre de garantir la non-discrimination entre la valorisation implicite ou la valorisation explicite des effacements. Afin d'assurer la contribution effective des capacités d'effacement à la sécurité d'approvisionnement, il est donc nécessaire que, d'une part, les capacités d'effacement faisant l'objet d'une certification soient soumises aux mêmes engagements de disponibilité que les capacités de production sur la période considérée (PP2) et que, d'autre part, les mesures de maîtrise de la demande en énergie comptabilisées dans la réduction de l'obligation des fournisseurs soient effectivement activées pendant la période considérée pour le calcul de l'obligation (PP1).

Une attention particulière a également été portée dans le cadre de la préparation des règles du mécanisme de capacité à la confiance des acteurs dans le produit « garanties de capacité », qui est essentielle pour favoriser le déroulement des échanges et permettre au mécanisme de capacité d'avoir les effets proportionnés à l'enjeu de sécurité d'approvisionnement. Par exemple, le choix de publier les paramètres du mécanisme et de les stabiliser sur toute la durée d'un exercice permet des échanges dans un cadre de régulation fixe, et assure que la valeur du produit ne sera pas modifiée par une intervention extérieure au marché. D'autre part, la traçabilité des garanties de capacité dans un registre tenu par RTE assure la crédibilité du produit. L'architecture retenue est sur ce point similaire à celle du marché de l'énergie, permet les échanges de gré à gré et prévoit l'émergence de plateformes d'échange pour organiser la rencontre de l'offre et de la demande.

De nombreuses dispositions ont été prévues pour permettre aux acteurs de participer au marché de capacité en pleine connaissance de la situation prévisionnelle de la sécurité d'approvisionnement. En plus du Bilan Prévisionnel qui est déjà publié par RTE, les données issues de deux registres tenus par RTE seront à caractère public :

- *le registre des capacités certifiées* qui répertorie individuellement toutes les capacités certifiées ;
- *le registre des mesures de maîtrise de la consommation en période de pointe* qui recense les actions sur la demande ayant un impact sur le mécanisme.

Les éléments sur le choix retenu pour la participation implicite des capacités étrangères au mécanisme de capacité dans un premier temps et sur les jalons permettant d'envisager une participation explicite des capacités étrangères au mécanisme de capacité dans un second temps sont également pris en compte dans l'analyse de la proportionnalité du mécanisme de capacité par rapport à l'objectif de maintien du niveau de la sécurité d'approvisionnement en France.

L'ensemble des éléments présentés dans le rapport mettent donc en évidence que l'architecture retenue pour le mécanisme de capacité et déclinée dans le décret ainsi que dans le projet de règles proposées par RTE est proportionnée par rapport à l'enjeu de sécurité d'approvisionnement.

10.2.2.2 Compatibilité avec les recommandations d'architecture de la Commission européenne

La Commission européenne s'intéresse d'abord au choix du type de mécanisme de capacité et exprime sa préférence pour les mécanismes ciblés tels que les réserves stratégiques ou les appels d'offres ponctuels. Les motivations ayant conduit au choix d'un mécanisme de marché engageant toute la capacité sont présentées de manière détaillée dans le chapitre 2 du présent rapport et mettent en évidence que les réserve stratégique ou les appels d'offres ponctuels ne permettent pas de répondre à l'objectif de sécurité d'approvisionnement de manière proportionnée. Par exemple, le choix d'un mécanisme de réserve stratégique dans le contexte français conduirait à création de surcapacités afin de couvrir les besoins physiques du système électrique lors des pointes de consommation, qui constituent le risque dimensionnant pour le système électrique français.

L'analyse de RTE met en évidence la compatibilité de l'architecture retenue pour le mécanisme de capacité français avec la totalité des recommandations de la Commission européenne, à l'exception de la participation des capacités étrangères au mécanisme de capacité. Des éléments de réponse ont été apportés sur ce volet particulier dans le présent chapitre ainsi que dans le chapitre 9 du rapport et mettent en évidence que le choix d'un mécanisme permettant, dans un premier temps, une participation implicite des capacités transfrontalières accompagné de réflexions sur la mise en place d'une cible pour la participation explicite des capacités transfrontalières est compatible avec les recommandations de la Commission européenne.

Le tableau ci-dessous rappelle synthétiquement les éléments de réponse présentés de manière détaillée dans les précédents chapitres du rapport, permettant d'évaluer la compatibilité du mécanisme de capacité français avec les autres recommandations de la Commission européenne.

Tableau 7 – Éléments de compatibilité du dispositif français aux recommandations de la Commission européenne présentés en GT, RTE, 5/12/13

Lignes directrices	Analyse RTE
Participation des capacités nouvelles et existantes	Participation de **toutes les capacités au mécanisme.**
Neutralité technologique	**Produit unique,** certification basée sur les performances techniques.
Prix nul en surcapacité	**Prix de marché :** un excès d'offre conduira le prix vers 0.
Échéance 2/4 ans	Début du mécanisme en **A - 4,** et échéances proches possibles pour mieux correspondre aux effacements.
Pas de restrictions aux exports	Pas de clause de destination de l'énergie produite par les capacités participant au mécanisme.
Pas de contraintes sur les offres de vente d'énergie	Pas de caps de prix associés à la participation au mécanisme de capacité, pas de restriction d'offre.
Pas de production inefficace	Les capacités participant au mécanisme prennent des engagements de disponibilité, pas de production. Périodes concernées limitées (PP2 court).
Pas d'impact sur les couplages ou l'infra-journalier	Pas de modification du fonctionnement des marchés de l'énergie ni du comportement des acteurs (offres à coût marginal).
Participation de la demande	**Mécanisme entièrement compatible,** avec deux modalités de participation (implicite/explicite) pour mieux correspondre aux particularités de l'effacement. Mécanisme **incitatif à de meilleurs comportements** de consommation.
Garantir réellement l'adéquation et éviter les surcoûts inutiles	**Engagements de toutes les capacités :** les engagements de disponibilité de l'ensemble des capacités constituent une véritable plus-value pour la sécurité d'approvisionnement. Une capacité indisponible ne reçoit pas de rémunération au sein du mécanisme de capacité. **Prix de marché :** le prix tend vers zéro en cas de surcapacités. **Importance du contrôle du réalisé** pour garantir la correspondance entre les résultats du marché et la réalité.
Allocation des coûts vertueuse	L'obligation reflète la contribution au risque de défaillance = pour garantir une allocation vertueuse des coûts, le calcul de l'obligation nécessite une **prise en compte fine des particularités de consommation et une responsabilisation individualisée des acteurs.** **Pas d'exemption à l'obligation.**
Mécanisme transitoire	Le choix d'un mécanisme de marché implique que le prix reflète la valeur réelle du besoin en capacité le prix s'annule de lui-même et les rapports annuels de la CRE pourront conduire à une analyse de ce fonctionnement et à une éventuelle réévaluation du mécanisme. **Rapports annuels de la CRE** sur le fonctionnement du mécanisme et son intégration dans le marché européen. La Cour de justice a précisé dans l'arrêt *Enel Produzione* qu'une mesure faisant l'objet d'une procédure annuelle de révision et de réévaluation pouvait être considérée comme ayant une durée limitée [324].

RTE considère que l'architecture de marché retenue dans le cadre du mécanisme de capacité est compatible avec les recommandations de la Commission européenne et ne va pas au-delà de ce qui est nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement en France.

324
Arrêt *Enel Produzione* sus-cité, point 75 : « S'agissant de la durée de l'intervention prévue par la réglementation en cause au principal, elle doit être limitée à ce qui est strictement nécessaire pour atteindre les objectifs qu'elle poursuit. À cet égard, il y a lieu de constater que, dans la mesure où la liste des installations essentielles fait l'objet d'une procédure annuelle de révision et de réévaluation, les installations n'y semblent inscrites que pour une durée limitée ».

10.3 Conclusion

La création d'un mécanisme de capacité, prévue par le législateur français dans le cadre de la loi NOME, doit s'appréhender dans le contexte européen. En effet, si la sécurité d'approvisionnement relève de la politique énergétique des États membres de l'Union européenne, il existe en pratique des interactions fortes entre les politiques retenues par les États membres dans le cadre d'un marché intégré.

Si l'Union européenne dispose d'une compétence dans le domaine de l'énergie, la sécurité d'approvisionnement est une compétence nationale au titre des dispositions de l'article 194 TFUE. À ce titre, l'acquis de l'Union européenne n'empêche pas les interventions publiques pour la mise en œuvre de la sécurité d'approvisionnement et les mécanismes de capacité font partie des mesures prévues par la directive n° 2005/89/CE du Parlement européen et du Conseil du 18 janvier 2006 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures.

L'analyse du cadre juridique de l'intervention publique dans le domaine de l'énergie au niveau européen met en évidence que deux formes d'intervention publique peuvent être envisagées pour les mécanismes de capacité : l'aide d'État ou les obligations de service public prévues par la directive n° 2009/72/CE.

Il n'appartient pas à RTE de se prononcer sur la qualification juridique du mécanisme de capacité. Néanmoins, l'architecture retenue pour le mécanisme de capacité peut être rapprochée du cadre des obligations de service public. L'obligation pèse sur les fournisseurs qui contribuent au respect du niveau de sécurité d'approvisionnement fixé par les pouvoirs publics en détenant un niveau de capacité suffisant pour assurer l'approvisionnement en électricité de leurs clients finals. Les producteurs sont tenus de participer au mécanisme et d'assurer son bon fonctionnement en faisant certifier l'ensemble de leurs capacités de production. Les engagements de disponibilité qu'ils prennent lors du processus de certification assurent l'effectivité de leur contribution à la sécurité d'approvisionnement lors des périodes de pointe.

Cependant, quelle que soit la qualification retenue pour le mécanisme de capacité, l'évaluation de la légalité de l'intervention publique repose notamment sur un test de nécessité et de proportionnalité, notamment à l'égard du cadre d'analyse spécifique proposé par le document de travail « Generation Adequacy in the internal electricity market - guidance on public interventions ».

En ce qui concerne la nécessité, le Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande réalisé par RTE est conforme aux les recommandations de la Commission européenne :

- les prévisions de demande prennent en compte la politique énergétique et climatique européenne (notamment dans le domaine de la maîtrise de la demande) ;
- les prévisions d'offre intègrent le marché intérieur avec des hypothèses pour les parcs de production européens ;
- les simulations sont réalisées sur la base d'une approche probabiliste avec une modélisation fine des aléas et de leurs corrélations (notamment pour les énergies intermittentes) ;
- les exigences de transparence et de consultation des acteurs sont respectées.

Les résultats de l'actualisation la plus récente du Bilan Prévisionnel (2013) mettent en avant la résorption progressive des marges de sécurité par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement, jusqu'à une annulation en 2017. Il en résulte une situation de vigilance sur la sécurité d'alimentation en France et la mise en évidence d'un risque possible sur la sécurité d'approvisionnement à l'horizon 2017, notamment en cas de vague de froid.

Par ailleurs, les actions menées sur les marchés de l'électricité en France pour accroître la liquidité des marchés sont également compatibles avec les recommandations de la Commission européenne, notamment en participant aux projets d'intégration du marché européen à tous les horizons de temps, en permettant la participation des effacements de consommation à tous les mécanismes de marché à tous les horizons de temps et en poursuivant le développement des interconnexions électriques entre la France et les pays voisins.

Ces mesures permettent de favoriser l'intégration des marchés et d'améliorer leur fonctionnement. À ce titre, elles participent à la correction des imperfections des marchés et à la prise en compte des besoins du système électrique, notamment en matière de flexibilité. Cependant, le mécanisme de capacité n'a pas été mis en place en France comme une initiative isolée mais en tenant compte de l'ensemble de ces mesures et donc des améliorations qu'elles entraînent. Elles ne peuvent donc se substituer au mécanisme de capacité, qui demeure l'outil nécessaire pour disposer d'un signal complémentaire et ciblé sur la sécurité d'approvisionnement.

En ce qui concerne la proportionnalité, les éléments présentés dans le présent rapport permettent de répondre aux

recommandations de la Commission européenne et de justifier du caractère proportionné des choix retenus par rapport à l'objectif de maintien de la sécurité d'approvisionnement. Il apparaît que l'unique point d'attention porte sur la participation des capacités étrangères au mécanisme de capacité. En effet, la compatibilité de la solution implicite pour la prise en compte de la contribution des capacités étrangères à la sécurité d'approvisionnement française vis-à-vis des règles européennes soulève légitimement plusieurs questions. Il convient de souligner que la solution implicite permet d'atteindre un niveau élevé d'efficacité économique. En diminuant les besoins intérieurs en capacité et en évitant ainsi les surcapacités, on considère déjà l'apport de ces capacités à la sécurité d'approvisionnement comme une externalité positive. Par ailleurs, le chapitre 9 propose une feuille de route comprenant des échéances précises incluses dans les règles pour aller vers une cible de mécanisme intégrant la contribution explicite des capacités étrangères à la sécurité d'approvisionnement en France et de définir les modalités d'architecture de marché permettant la participation effective de participation des capacités étrangères au mécanisme de capacité. Cette approche est considérée comme envisageable par la Commission européenne.

À ce titre, RTE considère que le mécanisme de capacité français prend en compte les dispositions de l'acquis de l'Union européenne, et en particulier les dispositions prévues par la directive n°2009/72/CE et la directive n° 2005/89/CE, et respecte les principes de nécessité et de proportionnalité, notamment dans le cadre de l'analyse des recommandations de la Commission européenne.

BIBLIOGRAPHIE

ACER, (2013), *Capacity Remuneration Mechanisms and the Internal Energy Market,* Report of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators, 30/07/2013

ADLC (2012a), *Avis n° 12-A-09 du 12 avril 2012 concernant un projet de décret relatif à l'instauration d'un mécanisme de capacité dans le secteur de l'électricité,* Autorité de la Concurrence, avril 2012

ADLC (2012b), *Avis n° 12-A-19 du 26 juillet 2012 concernant l'effacement de consommation dans le secteur de l'électricité,* Autorité de la Concurrence, 2012

ADLC (2013), *Avis n°13-A-25 du 20 décembre 2013 concernant l'effacement de consommation dans le secteur de l'électricité,* Autorité de la Concurrence, 2013

AEEG (2013), *Verifica finale di conformità dello schema di disciplina del nuovo mercato della capacità consultato da terna,* Deliberazione 5 Settembre 2013, 375/2013/R/EEL, Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, 2013

Arango, S., Larsen, E. (2011) Cycles in deregulated electricity markets: Empirical evidence from two decades, *Energy Policy Volume 39,* Issue 5, May 2011, Pages 2457-2466

Batlle C. (2012), *Introduction to capacity mechanism; Market failure and mechanism design,* FSR webinar, Florence School of Regulation, 2012

BDEW (2013) *Design of a Decentralized Capacity Market,* Position Paper, BDEW German Association of Energy and Water Industries, Berlin 18/09/2013

BG (2011), *Energy Strategy of the Republic of Bulgaria till 2020 for Reliable, Efficient and Cleaner energy,* Report of the Bulgarian Government, June 2011

Boiteux, M. (1960), Peak-load pricing, *The Journal of Business, vol. 33,* No. 2, pp.157-179, Apr., 1960

Bushnell, J., Mansur E. T., Saravia, C. (2008), Vertical Arrangements, Market structure and competition: an analysis of restructured US electricity markets, *American Economic Review,* Vol. 98, N°1, March 2008, pp. 237-266

Cepeda M. (2011), *Sécurité de fourniture électrique, intégration des marchés et développement des productions intermittentes : analyse de l'évolution du traitement d'un bien collectif,* Thèse pour le doctorat en Sciences Économiques, EHESS-CIRED, 2011.

Cepeda, M., Finon, D. (2011), Generation capacity adequacy in interdependent electricity markets, *Energy Policy, volume 39, Issue 6, June 2011, Pages 3128-3143*

CGSP (2014) *La crise du système électrique européen – Diagnostic et solutions,* Commissariat général à la stratégie et à la prospective, janvier 2014

Coase, R. (1960), The *Problem of Social Cost, Journal of Law and Economics, III (1960),* pp. 1-44, October 1960

Conseil Européen (2011), Conclusions du Conseil européen du 4 février 2011

CRE (2012), *Délibération du 29 mars 2012 portant avis sur le projet de décret pris pour application de l'article L.335-6 du code de l'énergie relatif au dispositif de contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et instaurant un mécanisme de capacité,* Commission de Régulation de l'Énergie, 2012

De Vries L. (2004), *Securing the public interest in electricity generation markets. The myths of the invisible hand and the copper plate,* Ph. D dissertation, Delft University of Technology, Faculty of Technology, Policy and Management, 2004

De Vries, L.J. (2007), *Generation adequacy: Helping the market do its job, Utilities Policy, Volume 15, Issue 1,* March 2007, Pages 20–35

De Vries, L., Heijnen, P. (2008), The impact of electricity market design upon investment under uncertainty: The effectiveness of capacity mechanisms, *Utilities Policy, Volume 15, Issue 1, March 2007, Pages 20-35*

DECC, (2013) *Electricity Market Reform: Capacity Market – Detailed Design Proposals,* Department of Energy and Climate Change, Cm-8637, June 2013

Department of Justice (DOJ) (2010), *Horizontal Mergers Guide,* U.S. Department of Justice and the Federal Trade Commission, August 2010

DGEC (2010), Projet de loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME), Étude d'Impact, Avril 2010

DGEC, (2013), *Document de consultation sur l'évolution des mécanismes de soutien aux installations sous obligation d'achat,* Direction Générale de l'Énergie et du Climat, décembre 2013

ENTSO-E (2012), *Communication Paper on Capacity Remuneration Mechanisms,* Working Group RES, ENTSO-E, 2012

ENTSO-E (2013), *Scenario Outlook and Adequacy Forecast,* ENTSO-E, 03/04/2013

Eurelectric (2012), *Powering Investments: Challenges for the liberalized electricity sector,* Eurelectric report, December 2012

Eurelectric (2013), *Options for coordinating different capacity mechanisms, A background note to the EURELECTRIC presentation at the conference "Future electricity markets with or without capacity mechanisms: What does Europe say?"* – December 2013

European Commission (2011a), *Feuille de route vers une économie compétitive à faible intensité de carbone à l'horizon 2050,* Communication de la Commission européenne au Parlement Européen, au Conseil, au Comité Économique et social et au comité des régions, COM(2011)112, 2011

European Commission (2011b), *Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050,* Communication de la Commission européenne au Parlement européen, au Conseil, au Comité Économique et social et au comité des régions, COM(2011)885, 2011

European Commission (2012), Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité Économique et Social européen et au Comité des Régions « Pour un bon fonctionnement du marché intérieur de l'énergie », COM (2012)-663

European Commission (2013a), *Generation Adequacy in the internal electricity market - guidance on public interventions,* Commission Staff Working Document, SWD (2013)438 accompagnant la Communication de la Commission Réaliser le marché intérieur de l'électricité et tirer le meilleur parti de l'intervention publique, C(2013)7243, 5 novembre 2013

European Commission (2013b), *European Commission guidance for the design of renewables support schemes,* Commission Staff Working Document, SWD(2013)439 accompagnant la Communication de la Commission *Réaliser le marché intérieur de l'électricité et tirer le meilleur parti de l'intervention publique,* C(2013)7243, 5 novembre 2013

Finon, D. (2011), L'obligation décentralisée de capacité, le meilleur mécanisme de capacité dans le contexte du régime de la Nome, *Revue de l'Énergie,* n°604

Finon, D. (2013) The transition of the electricity system towards decarbonization: the need for change in the market regime, *Climate Policy,* volume 13, Supplement 01, March 2013, pages 130-145

Finon, D., Pignon, V. (2008), Electricity and long-term capacity adequacy: The quest for regulatory mechanism compatible with electricity market, *Utilities Polic,* Volume 16, Issue 3, September 2008, Pages 143-158

Finon, D., Roques, F. (2013), European Electricity Market Reforms: The "Visible Hand" of Public Coordination, *Economics of Energy & Environmental Policy,* Volume 2, Number 2, 2013

Ford, A. (1999), Cycles in Competitive Electricity Markets: A Simulation Study of the Western United States, *Energy Policy,* vol. 27, Issue 11, pages 637-658, October

Ford, A. (2002), Boom and Bust in Power Plant Construction: Lessons from the California Electricity Crisis, *Journal of Industry, Competition and Trade,* vol. 2 no. 1-2, pp 59-74

GDF Suez (2013), Réponse de GDF Suez à la consultation de la Commission européenne « Generation adequacy, capacity mechanisms and the internal market in electricity », GDF-Suez, 04/02/2013

Green R. (2006), *Investment and generation capacity,* in Competitive Electricity Markets and Sustainability, Edited by François Lévêque, Edward Elgar Published, dec 2006, pp 21-53

Hendricks, K. & McAfee, P. (2010), Theory of Bilateral Oligopoly, *Economic Inquiry, Western Economic Association International,* vol. 48(2), pages 391-414, April 2010

Joskow, P. L. (2007), Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity, *in The New Energy Paradigm* (Dieter Helm, Editor), Oxford University Press

Keppler, J.-H., Finon, D., Geoffron, P. (2013), Sept propositions pour une Europe électrique efficace et dynamique, *Revue de l'énergie, v. 64,* n°612, mars-avril 2013, p. 95-105

Knittel, C. R. and Roberts, M. R. (2005), An empirical examination of restructured electricity prices, *Energy Economics, Volume 27,* Issue 5, September 2005, Pages 791-817

Léautier, T.-O. (2012), The visible hand: ensuring optimal investment in electric power generation, *IDEI Working Paper, n°605,* Septembre 2011, révision mars 2013

Olsina, F., Garcés, F., Haubrich, H.-J. (2006), Modeling long-term dynamics of electricity markets, *Energy Policy, Volume 34,* Issue 12, August 2006, Pages 1411-1433

Poignant-Sido (2010), *Rapport Poignant-Sido,* Groupe de Travail sur la maîtrise de la pointe électrique, avril 2010

République Française (2013), Réponse des autorités françaises à la consultation de la Commission européenne sur les mécanismes de capacité et le marché intérieur de l'énergie, 2013

RTE (2013), Expérimentation sur la valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie (dispositif "NEBEF 1"), Rapport de RTE, 16 octobre 2013

RTE (2011), Rapport au Ministre chargé de l'Industrie, de l'Énergie et de l'Économie numérique sur la mise en place du mécanisme d'obligation de capacité prévu par la loi NOME, 1er octobre 2011

RTE (2012a), Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, Édition 2012, Réseau de Transport d'Électricité, 2012

RTE (2012b), Schéma Décennal de développement du réseau de transport d'électricité 2012, Réseau de Transport d'Électricité, 20121

RTE (2013), Actualisation du Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, édition 2013, Réseau de Transport d'Électricité

SEWRC (2004), *Ordinance on Regulating the Prices of Electric Power,* SEWRC, 04/05/2004, State Energy and Water Regulatory Commission, Bulgaria, http://www.dker.bg/docsen.php?d=53

Stoft, S.E., (2002), *Power System Economics: Designing Markets for Electricity,* IEEE Press, Wiley-Interscience

Veyrenc, T. & Bhavaraju, M. (2008), *Investments in generating capacity: markets failures and capacity instruments in France and the United States,* CIGRE C5 Proceedings, 2008

Wolak, Frank A. (2003), Measuring Unilateral Market Power in Wholesale Electricity Markets: The California Market 1998 to 2000, *American Economic Review,* May 2003, 425-430.

Weitzmann, M. (1974), Prices vs. quantities, *Review of Economic Studies,* Volume 41, Issues 4, pp. 477-491, Oct. 1974

ANNEXE 1 : LISTE DES PARTICIPANTS À LA CONCERTATION CAM

Contributeurs RTE :

Clotilde LEVILLAIN (Présidente de la CAM)	(RTE)
Mathilde BOURIGA	(RTE)
Colas CHABANNE	(RTE)
Mathieu CHUPIN	(RTE)
Jean-Jacques COURSOL	(RTE)
Gabriel DA-SILVA	(RTE)
Christophe DERVIEUX	(RTE)
Anne DUBUISSON	(RTE)
Arthur HUBERT	(RTE)
Chloé LATOUR	(RTE)
Cédric LEONARD	(RTE)
Céline MARCY	(RTE)
Bruno MENU	(RTE)
Marie PETITET	(RTE)
Rebecca NAKACHE	(RTE)
Thomas VEYRENC	(RTE)
Gérald VIGNAL	(RTE)

RTE remercie l'ensemble des participants à la concertation :

Mehdi HAJJAM	(ACTILITY)
Géry LECERF	(ALPIQ)
Natacha HAKWIK	(ALPIQ)
Pierre BAUD	(ANPEEP)
Sylvain ROMIEUX	(ANROC)
Barbara WUYTS	(AXPO)
Quentin HARLE	(COFELY)
Yann MICHEL	(CRE)
Aurélien PAILLARD	(CRE)
Emmanuel WATRINET	(CRE)
Antoine CARON	(DGEC)
Etienne HUBERT	(DGEC)
Thibault LEINEKUGEL	(DGEC)
Antoine PELLION	(DGEC)
Julien TOGNOLA	(DGEC)
David CHANTELOU	(DIRECT ENERGIE)
Fabien CHONE	(DIRECT ENERGIE)
Arnaud BORTOLOTTI	(EDF)
Julian BOUCHARD	(EDF)
Clotilde BRETON	(EDF)
Richard COMBESCURE	(EDF)
Jean-Christophe GAULT	(EDF)
Hervé LEXTRAIT	(EDF)
Christophe TRZPIT	(EDF)
Nicolas BARBANNAUD	(EDF-T)
Bertrand CHAMINAUD	(EGL)
Vincent HOFFBECK	(ELECTRICITE DE STRASBOURG)
Alexis JACQUILLARD	(ELECTRICITE DE STRASBOURG)
Marc KOENIG	(ELECTRICITE DE STRASBOURG)
Benoit DOIN	(ENEL)
Juan LOPEZ-TERRADAS	(ENEL)
Anne-Soizic RANCHERE	(ENERGY POOL)
Emilie SCHOLTES	(ENERGY POOL)
Emmanuelle CARPENTIER	(EON)
Maëlle DURANT	(EON)
Emmanuelle JOUBERT	(EON)
Gad PINTO	(EON)
Bruno GAILLARD	(EOS)
Aurore LANTRAIN	(EPEX SPOT)
Audrey MAHUET	(EPEX SPOT)
Rémi OUDOUL	(EPEX SPOT)
Florence ARNOUX-GUISSE	(ERDF)
Remi GRASSET	(ERDF)
Christophe GROS	(ERDF)

Coralie NASLIN	(ERDF)
Alexis SAUVAGE	(ERDF)
Johann ZAMBONI	(FLEXIWATT)
Francisco DELFINI	(FNSICAE)
Raphael LAUBRÉAUX	(FNSICAE)
Jean-Michel MICLO	(FNSICAE)
Alain FUSER	(GDF-SUEZ)
Stephane HECQ	(GDF-SUEZ)
Redha LOUIDA	(GDF-SUEZ)
Chantal LY	(GDF-SUEZ)
Arnault MARTIN	(GDF-SUEZ)
Patrick GODFRIN	(GEG/ELE)
Sandra EDOU	(HEX)
Aurora ALVAR MIRO	(IBERDROLA)
Guillaume FAUCONNIER	(MARKENER)
Aurélie LEMERCIER	(NOVAWATT)
Philippe COUCHE	(Planete OUI)
Jean ANGOTTI	(POWEO Pont sur Sambre Production)
Stéphanie BOUCHET	(POWEO Pont sur Sambre Production)
Thomas ULRICH	(RWE)
Maxime DAUBY	(SGE)
Antoine DEBROVES	(SGE)
Philippe GAY	(SGE)
Pascal GAT	(SNCF)
Claude CONRARD	(SOLVAY)
Julien DELAGRANDANNE	(SOREGIES/ELE)
Lillian DALE	(STATKRAFT)
Thibault CHRISTEL	(TOTAL)
Baptiste MAMET	(UEM)
Gildas BARREYRE	(UNIDEN)
Stephane DELPEYROUX	(UNIDEN)
Sophia ELASRI	(UNIDEN)
Raphaelle IMBAULT	(UNIDEN)
Dorothée COUCHARRIERE	(VATTENFALL)
Laurence MARTIN	(VATTENFALL)
Stephane CHANCY	(VERBUND)
Pierre BIVAS	(VOLTALIS)
Nicolas GAULY	(VOLTALIS)
Jérôme SIMON	(WATTVALUE)

ANNEXE 2 : CONTRIBUTIONS DES ACTEURS À LA CONCERTATION

Réunion de travail/ Questionnaire	#	Acteurs
Q1 28/01 Paramètres structurants	14	Alpiq, ELD, EDF, Enel, Energy Pool, ERDF, EON, GDF Suez, NovaWatt, Direct Energie, SmartGrid Energy, Statkraft, Total Gas & Power, UNIDEN
GT 07/02 sur questionnaire 1	3	RTE, EDF, GDF Suez
Q2 12/02 Obligation	12	Alpiq, ELD, EDF, Enel, Energy Pool, ERDF, EON, GDF Suez, Direct Energie, SmartGrid Energy, Statkraft, UNIDEN
GT 19/02 sur questionnaire 2	2	RTE, UNIDEN
Q3 20/02 Certification	13	Alpiq, ELD, EDF, Enel, Energy Pool, ERDF, EON, GDF Suez, NovaWatt, Direct Energie, SmartGrid Energy, Statkraft, UNIDEN
GT 27/02 sur questionnaire 2 (suite)	3	RTE, EDF, ERDF
GT du 20/03 sur questionnaire 3	4	RTE, EDF, ERDF, GDF Suez
GT du 02/04 schéma d'ensemble	2	RTE, Direct Energie
GT 25/04 Illustrations	2	RTE, EDF
GT 17/05 Règlements financiers	4	RTE, EDF, Energy Pool, GDF Suez
GT 29/05 Certification capacités commandables	6	RTE, EDF, Energy Pool, EON, GDF Suez, UNIDEN
GT 07/06 Paramètres obligation	3	RTE, EDF, GDF Suez
GT 19/06 Certification capacités intermittentes et contribution réduite	3	RTE, EDF, ERDF
GT 28/06 Contrôle des capacités	4	EDF, ERDF, EON, GDF Suez
GT 09/07 Calcul de l'obligation	3	RTE, EDF, ERDF
GT 02/10 Projet de règles parties 1 à 4, 7 et 8	7	Alpiq, EDF, ENEL, EON, EPEX SPOT, ERDF, GDF-Suez
GT 09/10 Projet de règles partie 5	8	Alpiq, Direct Energie, EDF, ENEL, Energy Pool, EON, ERDF, GDF-Suez
GT 14/10 Projet de règles partie 6	7	Alpiq, EDF, ENEL, Energy Pool, EON, ERDF, GDF-Suez
Retour suite à la consultation sur le projet de Règles	16	Alpiq, Direct Energie, ELD, EDF, EFET, Energy Pool, EON, ERDF, GDF-Suez, Novawatt, Poweo Pont sur Sambre Production, SGE, Statkraft, UIC, UNIDEN, Voltalis
GT 14/11 : Échanges, transparence et concurrence sur le marché	1	RTE
GT 22/11 Traitement des capacités intermittentes	2	RTE, EDF
GT 28/11 Calcul de la thermo-sensibilité	3	RTE, Direct Energie, EDF
GT 05/12 Collecte et contrôle des capacités ; aspects européens	3	RTE, ERDF, GDF-Suez

L'ensemble des contributions est accessible sur le site concerte du CURTE (https://concerte.fr/).

Réseau de transport d'électricité

RTE Réseau de transport d'électricité, Société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance au capital de 2 132 285 690 € - RCS Nanterre 444 619 258
Conception & réalisation : Good Eye'D - Impression sur papiers issus de forêts gérées durablement.