

Consultation publique sur les modalités du mécanisme de capacité relevant des compétences de la CRE

1 Contexte

Le décret n°2012-1405 du 14 décembre 2012 (dit « le décret » dans la suite de ce document) prévoit la fixation des modalités de mise en œuvre du mécanisme de capacité dans un ensemble de textes réglementaires aux processus de fixation et d'approbation variés. La partie principale de l'architecture du dispositif est définie dans le projet de règles du mécanisme de capacités (les « règles »), sur lesquelles la CRE a rendu son avis, après consultation des acteurs, le 28 mai 2014.

La présente note porte sur les éléments du mécanisme de capacité relevant des compétences de la CRE ; elle n'inclut pas les autres éléments du mécanisme de capacité, notamment les règles. Ces questions ont fait l'objet d'un questionnaire préliminaire, soumis par la CRE aux acteurs le 30 juillet 2013. Le cadre général du mécanisme de capacité étant aujourd'hui plus clairement défini, notamment à travers le projet de règles, la CRE souhaite désormais partager avec les acteurs du mécanisme de capacité, par le biais d'une consultation publique ses analyses concernant les modalités relevant de sa compétence. Cette note a donc pour vocation de détailler les différentes pistes actuellement privilégiées par la CRE sur ces sujets, afin d'en recueillir les avis et analyses des acteurs.

Contrairement au précédent questionnaire, le présent document ne recense pas de façon exhaustive tous les sujets relevant de la compétence de la CRE, mais se limite à ceux présentant des enjeux structurants ou des complexités techniques justifiant leur discussion en amont avec l'ensemble des parties prenantes du futur mécanisme. Ce choix délibéré n'interdit toutefois pas les acteurs qui le souhaitent de s'exprimer dans leur réponse sur des modalités relevant des compétences de décision de la CRE mais ne figurant pas dans ce document.

Les acteurs sont invités à réagir aux propositions du présent document en s'appuyant sur des analyses chiffrées et argumentées, et le cas échéant à présenter des contre-propositions détaillées. Une synthèse des contributions sera publiée par la CRE, sous réserve de la préservation des secrets protégés par la loi. Les contributeurs sont invités à préciser dans leur contribution les éléments pour lesquels ils souhaitent préserver l'anonymat et/ou la confidentialité.

La date limite de remise des contributions des acteurs est fixée au 18 juillet 2014.

2 Modalités liées à l'ARENH

Le décret dispose que la méthode de calcul du montant de la garantie de capacité associée au produit cédé dans le cadre de l'ARENH, les conditions et le calendrier de cession sont définis par arrêté du ministre chargé de l'énergie sur proposition de la CRE, de manière à permettre aux fournisseurs et à EDF d'avoir une visibilité suffisante sur le montant de garanties de capacité cédé.

2.1 Propos liminaires sur les spécificités du produit ARENH

Ce paragraphe rappelle les grands principes ayant présidé au design du produit ARENH, qui fondent les orientations exposées par la CRE quant au traitement de la capacité emportée par l'ARENH.

L'ARENH offre, par définition, un accès régulé à l'électricité nucléaire historique d'EDF aux fournisseurs approvisionnant des consommateurs finals résidant sur le territoire métropolitain continental ou des

gestionnaires de réseaux pour leurs pertes. Les volumes d'ARENH livrés au titre de cet accès régulé ont vocation à assurer l'approvisionnement en énergie, et en capacité, de ces consommateurs. L'existence d'un complément de prix permet d'assurer que l'énergie livrée est bien utilisée à cet effet et non à des fins spéculatives. Ce principe essentiel du produit ARENH doit aussi être respecté pour la capacité qu'emporte l'ARENH : celle-ci doit servir à couvrir l'obligation des consommateurs approvisionnés en ARENH. Dans la pratique, cela implique notamment que les certificats de garanties associés à une livraison d'ARENH n'ont pas vocation à être valorisés sur le marché des garanties par les fournisseurs. Par conséquent, la date à laquelle ces certificats leur seront transférés ne présente pas d'enjeu autre que celui du portage financier.

Le deuxième principe qu'il convient de rappeler est celui ayant présidé à la construction du produit ARENH. Les pouvoirs publics ont opté pour un produit ARENH correspondant à un volume d'énergie garanti, ferme, sans risque ou incertitude pour les fournisseurs, et, à l'horizon du démarrage du mécanisme de capacité, plat. Les caractéristiques de la production physique du parc nucléaire historique (modulation, disponibilité, aléas etc.) sont internalisées, le produit souscrit prenant alors la forme d'un ruban d'énergie garanti à prix régulé. Cette construction doit dès lors être répercutée dans le calcul de la garantie de capacité qu'il emporte, qui doit bien refléter la nature du produit ARENH effectivement livré.

En d'autres termes, la CRE estime que les considérations liées à la capacité emportée par l'ARENH sont indissociables de ses spécificités en énergie et doivent en refléter la nature ; les principes ayant présidé au design de ce produit doivent par conséquent être transposés à l'élaboration des modalités de sa composante capacité.

2.2 Modalités de transfert aux fournisseurs de la capacité associée à l'ARENH

La première question à analyser est la manière dont la capacité emportée par l'ARENH est transférée aux fournisseurs qui en souscrivent. Le cadre réglementaire, fixé par les décrets du 28 avril 2011 (dit « décret ARENH ») et du 14 décembre 2012, implique que ce transfert soit réalisé sous la forme de cessions physiques de garanties de capacité. Cette option est par conséquent développée en premier lieu dans la suite de ce paragraphe. Toutefois, des évolutions réglementaires pourraient permettre de s'affranchir de cette cession physique ; dès lors, la CRE examine également la possibilité d'une valorisation financière du bénéfice de la capacité associée à l'ARENH pour les fournisseurs. La CRE invite les acteurs à réagir sur ces deux options.

2.2.1 Cession physique de garanties de capacité

2.2.1.1 Cession *ex ante* de garanties sur la base des quantités d'ARENH souscrites

Un premier schéma possible de mise en œuvre du transfert d'EDF vers les fournisseurs des garanties de capacité associées à l'ARENH reproduit celui en vigueur pour l'énergie.

La quantité de certificats livrés à un fournisseur au titre de l'ARENH serait déterminée à chaque guichet ARENH sur la base de la quantité d'ARENH qu'il souscrit. Les certificats seraient ensuite cédés soit en une fois après un délai à déterminer à l'issue du guichet, soit progressivement au cours de l'année de livraison.

L'existence de deux guichets, dont un en cours d'année de livraison, complique toutefois ce dispositif. Il faudrait alors déterminer une clé d'affectation permettant de répartir la quantité totale de certificats à livrer entre les livraisons associées aux deux guichets. Celle-ci peut être arbitraire (50%-50% par exemple) ; il apparaît néanmoins plus pertinent de la définir à partir de la répartition des jours PP1 de part et d'autre du guichet de juillet, afin d'intégrer la problématique des évolutions de portefeuille en cours d'année de livraison. Toutefois, la répartition des jours PP1 n'étant pas connue *ex ante*, cette clé ne peut pas être précisément déterminée à l'avance ; tout au plus pourrait-on prendre une clé calculée sur la répartition statistique des jours PP1, sans garantie de conformité avec le réalisé de l'année de livraison en cours.

Une autre possibilité consisterait à attribuer l'intégralité des certificats associés à l'ARENH lors du guichet de janvier, et à procéder à un ajustement lors du guichet de juillet : sur la base des quantités de produit souscrites lors de ces deux guichets, la quantité moyenne Q de produit souscrite, au sens du décret ARENH, serait calculée. Une cession de certificats serait alors réalisée à l'issue du guichet de juillet, de sorte que la quantité de certificats effectivement livrés pour l'année de livraison, au titre des souscriptions ARENH de cette année, corresponde *in fine* à la quantité Q qui aurait été cédée initialement si tous les volumes d'ARENH souscrits avaient été connus à l'avance. Il s'agirait dans ce cas, soit d'une nouvelle

cession de certificats d'EDF vers un fournisseur, soit d'une restitution de certificats à EDF de la part du fournisseur.

Dans les deux cas, les cessions de garanties seraient réalisées via un transfert de certificats (au sens des règles), dans un premier temps du compte d'EDF vers un compte de RTE de façon agrégée, puis du compte de RTE vers ceux des fournisseurs, de façon analogue à ce qui se pratique pour l'énergie.

Dans ce schéma, la quantité de garanties transférée aux fournisseurs, fondée sur la quantité d'ARENH souscrite, est en général différente de la quantité à laquelle ceux-ci ont théoriquement droit au titre de la consommation constatée de leurs portefeuilles. Il est donc nécessaire d'intégrer une part capacité dans le complément de prix afin de rétrocéder à EDF les certificats éventuellement excédentaires (ou excessifs) livrés aux fournisseurs. Cette composante de capacité excédentaire peut être traitée soit par une rétrocession à EDF de certificats, soit par un règlement financier. L'année de livraison étant écoulée au moment du calcul du complément de prix, la CRE estime que de nouveaux transferts de certificats n'apportent rien à l'intérêt du marché de capacité, voire sont susceptibles d'induire de nouveaux risques en déséquilibrant tardivement la position des différents acteurs. Elle privilégie donc le recours à un règlement financier¹, comme pour la composante énergie, ce qui nécessite d'introduire un terme capacité supplémentaire dans la formule de complément de prix, qui prendrait alors la forme :

$$CPC = CPC_{\text{énergie}} + \text{Max}(Q - Q_{\text{max}}, 0) \times P_{\text{rm}} + \text{Max}(Q - (Q_{\text{max}} + m), 0) \times P_{\text{rm}}$$

Avec :

- $CPC_{\text{énergie}}$: le complément de prix en énergie, somme de CP1 et CP2 tels que définis par le décret ARENH,
- Q, Q_{max} tels que définis par le décret ARENH,
- P_{rm} : prix de référence de marché, tel que défini dans les règles, et déterminé par la CRE,
- m : la marge de tolérance fixant la quantité de produit excessive, telle que définie dans le décret ARENH.

Le deuxième terme du membre de droite représente un « CP1 de capacité », et le troisième un « CP2 de capacité », de façon totalement analogue au complément de prix défini pour l'énergie.

Ce schéma de transfert aux fournisseurs de la garantie associée à l'ARENH est très similaire à celui qui s'applique pour l'énergie. Il souffre en revanche de problèmes inhérents aux solutions fondées sur des cessions physiques de certificats, développés plus loin dans ce document, et fait apparaître des difficultés, notamment la détermination d'une clé de répartition des certificats distribués entre les deux guichets et la nécessité de recourir à un complément de prix en capacité *ex post*.

2.2.1.2 Cession *ex post* de garanties sur la base de la quantité d'ARENH théorique à laquelle les fournisseurs ont droit

Un schéma alternatif de cession des garanties de capacité associées à l'ARENH consisterait à ne plus fonder la quantité de certificats livrés sur la quantité de produit souscrit en début de période de livraison, mais de procéder aux cessions de garanties à l'issue de celle-ci, sur la base de la quantité de produit théorique Q_{max} à laquelle les fournisseurs ont droit, calculée *ex post* à partir des consommations constatées. Cette approche évite le recours à des clés de répartition entre guichets, et permet de s'affranchir du complément de prix puisque la quantité de certificats livrés correspond exactement à celle à laquelle les fournisseurs avaient effectivement droit sur la base de la consommation constatée de leur portefeuille.

Dans ce schéma, la quantité de certificats à livrer serait déterminée au moment du calcul du complément de prix, en juin de l'année suivant l'année de livraison, et les cessions de certificats seraient réalisées après un certain délai à restant à fixer. Un désavantage de cette approche est la date plus tardive à laquelle sont transférés les certificats aux fournisseurs. Toutefois, hors un éventuel problème de portage financier à analyser, ce dernier point n'est pas réellement problématique dans le principe, puisque comme l'a rappelé la CRE dans ses propos liminaires, ces certificats ont pour vocation d'approvisionner le portefeuille des fournisseurs, et donc à se retrouver en fin d'exercice sur le compte des fournisseurs.

¹ Par ailleurs, le règlement financier correspond à la lettre du décret ARENH qui dispose que « le complément de prix tient compte de la valeur de la garantie de capacité attachée aux quantités de produit excédentaires et, le cas échéant, excessives selon des modalités définies par la Commission de régulation de l'énergie à l'entrée en vigueur du dispositif mentionné à l'article 4-2 de la loi du 10 février 2000 susvisée ».

Ce schéma est néanmoins susceptible d'exposer EDF à un risque supplémentaire lié aux incertitudes des fournisseurs souscrivant de l'ARENH sur leurs prévisions de consommation. En effet, dans le schéma précédent, EDF livre des certificats de capacité à hauteur d'une quantité souscrite en amont de la période de livraison. Cette quantité est ferme et ne dépend plus par la suite du réalisé de la consommation des clients des fournisseurs, le complément de prix étant traité financièrement. Dans ce schéma en revanche, si EDF connaît *ex ante* les quantités d'ARENH souscrites et peut équilibrer sa position en certificats sur ce fondement, il n'a pas connaissance des volumes exacts de certificats qu'il sera amené à livrer *ex post*. Il devra donc à cette échéance équilibrer sa position, potentiellement trop longue, se retrouvant ainsi exposé à un risque prix sur le marché de capacité. Ce risque relevant d'erreurs de prévision des fournisseurs quant à la consommation de leur portefeuille, il n'est dès lors pas légitime qu'il soit porté *in fine* par EDF.

En synthèse, ce schéma alternatif présente l'avantage d'une gestion simplifiée des cessions de garanties de capacité associées à l'ARENH : les fournisseurs sont livrés, *ex post*, pour la quantité de certificats à laquelle ils avaient effectivement droit, évitant ainsi certaines complexités et difficultés associées aux livraisons physiques de certificats associés à l'ARENH. Toutefois, il soulève la question des coûts de portage financier pour les fournisseurs qui ne se font livrer les certificats qu'*ex post*, ainsi que la question de l'exposition d'EDF à un risque prix pour les écarts en ARENH des fournisseurs. Si, dans le principe, EDF n'a pas à supporter ce risque, la question de cette exposition mériterait cependant d'être évaluée précisément afin d'examiner dans quelle mesure cette problématique constitue effectivement un point bloquant à la mise en œuvre de cette solution.

2.2.2 Traitement financier du transfert aux fournisseurs de la valeur de la capacité associée à l'ARENH

Si le cadre réglementaire actuel ne permet pas de s'affranchir de cessions physiques de garanties de capacité, il pourrait être amené à évoluer. Des modifications du décret ARENH (qui viendraient modifier également le décret capacité) visant à autoriser un traitement financier de la capacité emportée par l'ARENH ont en effet été proposées et seront examinées prochainement par le Conseil d'Etat. La CRE estime intéressant, dans le cas où ces modifications seraient confirmées, d'explorer la piste d'un traitement purement financier de la capacité associée à l'ARENH et de la soumettre aux acteurs, afin d'analyser dans quelle mesure celle-ci ne constituerait pas une alternative intéressante aux schémas fondés sur des cessions physiques de certificats.

Dans l'approche financière, les garanties de capacité associées à l'ARENH ne sont pas transférées aux fournisseurs mais conservées par EDF qui les met à la disposition du marché. Les fournisseurs doivent par conséquent s'approvisionner directement sur le marché pour obtenir les certificats nécessaires au respect de leur obligation, comme s'ils n'avaient pas souscrit d'ARENH. *Ex post*, par exemple au moment du calcul du complément de prix, lorsque les consommations constatées et les droits d'ARENH théoriques sont connus, les fournisseurs sont alors compensés financièrement, sur la base de ces quantités.

Cette compensation se ferait sur la base d'un prix de référence marché, dont les modalités de calcul seraient déterminées par la CRE de façon publique et transparente, et qui serait répliquable afin de permettre, le cas échéant, aux acteurs de couvrir leurs risques en amont sur les marchés.

Le traitement financier de la capacité associée à l'ARENH présente plusieurs avantages par rapport aux solutions impliquant des cessions physiques de certificats. Le plus évident est la liquidité accrue qu'il apporte au marché de capacité, puisque ce sont plusieurs GW additionnels qui transiteront désormais sur le marché, plutôt que d'être transférés sans référence de prix à travers un processus régulé. Par ailleurs, ces GW, issus de capacités existantes en service, seront disponibles sur le marché au moins 3 ans avant l'année de livraison, et contribueront donc à entretenir la liquidité du marché au cours de la période la plus amont de l'exercice. Cela devrait permettre d'accroître les échanges sur cette période et favoriser l'émergence d'un signal prix plus robuste dès le début de l'exercice, ce qui est d'autant plus souhaitable qu'il conditionne les décisions d'investissement dans de nouvelles capacités, notamment de production.

Cette approche, en éliminant les transferts de volumes importants de certificats à des échéances très rapprochées de la période de livraison, permet également de réduire les risques associés à la fermeture de positions des acteurs à si brève échéance. Cette problématique serait particulièrement aiguë dans le cas où des possibilités d'arbitrage entre un approvisionnement en ARENH ou au marché existeraient encore au démarrage du dispositif : cela pourrait alors occasionner des incertitudes cumulées de plusieurs GW pour les acteurs à l'entrée de la période de livraison. De tels effets ne sont ni dans l'esprit ni dans les objectifs du mécanisme de capacité, qui, comme la CRE l'a rappelé dans son avis sur les règles, a vocation à donner

des signaux d'investissement de long terme afin de permettre au système électrique de satisfaire au critère de sécurité d'approvisionnement fixé par les pouvoirs publics. Le traitement financier permet à l'inverse de limiter au maximum les risques associés à l'approvisionnement en capacité via l'ARENH pour tous les acteurs, surtout si la référence de prix sur laquelle la compensation est fondée est répliquable. Elle apparaît en ce sens la solution la plus sûre et la moins coûteuse pour l'ensemble des acteurs.

Le traitement financier a enfin le mérite de simplifier significativement les modalités de traitement de l'ARENH dans le cadre du mécanisme de capacité. Le fait que la compensation financière soit calculée *ex post* sur la base des droits théoriques permet de s'affranchir de la définition de clés de guichet et de l'introduction d'un complément de prix en capacité. En limitant les flux et les étapes, cette solution apparaît comme présentant les coûts de fonctionnement les plus faibles.

Si l'approche financière présente des atouts manifestes en regard des solutions impliquant des cessions physiques de garanties de capacité, elle n'est pas sans poser un certain nombre de questions qui méritent d'être analysées précisément. Tout d'abord, la compensation *ex post* des fournisseurs induit une problématique de portage financier qu'il conviendra de chiffrer, afin d'assurer aux fournisseurs des conditions économiques équivalentes à celles de l'opérateur historique comme stipulé dans le code de l'énergie. Ensuite, si ce schéma a un effet positif indubitable sur la liquidité du marché, il a aussi pour effet une concentration accrue de celui-ci, plusieurs GW de certificats additionnels demeurant entre les mains de l'opérateur historique. La CRE sera attentive, dans le cadre de ses missions de surveillance des marchés, à ce que cela n'y induise pas de distorsions dans le fonctionnement du marché des garanties.

En résumé, la CRE estime que, si des évolutions réglementaires permettaient la mise en œuvre d'un traitement financier de la capacité associée à l'ARENH, celui-ci pourrait alors constituer une solution alternative intéressante aux options impliquant des cessions physiques de certificats.

2.3 Quantité de garanties de capacité associée au produit ARENH

La deuxième modalité du traitement de la capacité associée à l'ARENH à analyser est la méthodologie employée pour dimensionner le volume de garanties qu'emporte le produit ARENH.

Lors de la définition du produit ARENH, les pouvoirs publics ont fait un choix très clair : si l'ARENH, par la combinaison de sa forme, de son volume et de son prix, assure aux fournisseurs des conditions économiques équivalentes à celles de l'opérateur historique, les caractéristiques précises du produit effectivement livré ne sont pas identiques à celles du profil de production du parc nucléaire historique.

À l'horizon 2016, le produit ARENH livré à toutes les catégories de consommateurs sera plat, contrairement à la production nucléaire qui est modulée pour produire davantage en hiver. En revanche, les fournisseurs souscrivant de l'ARENH obtiennent un produit dont la livraison, dans la limite fixée par le plafond légal de 100 TWh, leur est garantie pour le volume contractualisé. Ils sont donc immunisés contre les aléas de disponibilité du parc électrique, s'approvisionnant de fait via un produit ferme et sans risque.

Il s'agit dès lors de bien différencier le produit ARENH tel que défini par les pouvoirs publics et livré aux fournisseurs, et offrant à ceux-ci des conditions économiques équivalentes à celles de l'opérateur historique, et le profil de la production nucléaire historique telle qu'elle sera certifiée par EDF, qui recouvrent deux choses corrélées mais néanmoins distinctes.

De ce fait, les orientations à prendre s'agissant de la capacité associée à l'ARENH doivent être en cohérence avec celles de la composante énergie de l'ARENH. En particulier, la quantité de garanties de capacité cédée au titre de l'ARENH, qui est elle aussi ferme et garantie, doit se fonder sur le produit effectivement livré aux fournisseurs, et non sur le profil de la production nucléaire historique. Dans le cas d'un ruban annuel tel que prévu par les textes réglementaires à partir de 2016, cela implique que :

1 MW d'ARENH souscrit emporte 1 MW de garanties de capacité

2.4 Spécificités liées à la première année de livraison

La CRE attire l'attention des acteurs sur les spécificités de la première année de livraison. Celle-ci a en effet la particularité d'être à cheval sur deux années civiles, et donc d'inclure deux années de complément de prix ARENH, pour une seule année de livraison du mécanisme de capacité. Ainsi, quelle que soit l'option retenue pour le transfert de la valorisation de la capacité associée à l'ARENH, il sera nécessaire de traiter le cas des mois de novembre et décembre 2016, qui sont inclus dans la première année de livraison.

Quelle que soit la méthode de transfert choisie, il est en effet nécessaire, soit pour le calcul du complément de prix, soit pour le calcul du volume de garantie *ex post* ou de la compensation financière, de calculer les quantités Q et Q_{\max} . Celles-ci étant définies séparément pour les années 2016 et 2017, une clé de répartition devra être déterminée afin d'obtenir une quantité unique pour l'année de livraison du mécanisme capacité.

Ici encore, les principes présidant à la construction de l'ARENH, rappelés dans les propos liminaires de ce document, doivent orienter le règlement de cette difficulté.

Par construction, l'ARENH doit assurer l'approvisionnement en énergie et en capacité des fournisseurs qui en ont souscrit pour leur portefeuille de clients. Ainsi, si un fournisseur est redevable d'une obligation de capacité au titre de la consommation de ses consommateurs lors d'un jour PP1, et que pour ce jour il a souscrit de l'ARENH, celui-ci doit lui donner droit à des garanties de capacité afin d'assurer cet approvisionnement. Il s'ensuit qu'une clé adaptée à la problématique de la première année de livraison serait la répartition des jours PP1 entre les mois de novembre et décembre 2016 et l'année 2017. Une telle clé permettrait d'assurer que les fournisseurs ayant souscrit de l'ARENH reçoivent bien les certificats associés nécessaires à l'approvisionnement en capacité de leur portefeuille de clients, à hauteur des quantités d'ARENH souscrites.

La CRE propose donc que les valeurs Q et Q_{\max} nécessaires au calcul des quantités de garanties associées à la livraison ARENH soient calculées comme les moyennes des valeurs respectives de ces deux quantités pour les années 2016 et 2017, pondérées des jours PP1 situés dans ces deux années.

Dans le cas où une clause de complément de prix en capacité serait nécessaire dans le schéma de transfert choisi, la CRE propose par ailleurs que le complément de prix pour l'année ARENH 2016 n'inclue pas de terme capacité, et que celui-ci soit intégré dans le complément de prix pour l'année ARENH 2017.

3 Modalités liées au tarif de cession

Le décret dispose que les contrats d'approvisionnement d'électricité au tarif de cession mentionnés à l'article L. 337-10 du code de l'énergie dont bénéficient les entreprises locales de distribution (ELD) mentionnées à l'article L. 111-54 sont réputés inclure la cession d'un montant de garanties de capacité. La CRE transmet aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées concernant les conditions, notamment de prix et de montant, dans lesquelles les garanties de capacité sont prises en compte dans les tarifs de cession. La décision est réputée acquise en l'absence d'opposition de l'un des ministres dans un délai de trois mois suivant la réception de ces propositions.

Le cadre réglementaire impose aujourd'hui à EDF de transférer à chaque ELD s'approvisionnant au tarif de cession pour ses clients aux tarifs réglementés de vente (TRV) un certain montant de garanties de capacités, défini sur proposition de la CRE. Ces dispositions risquent néanmoins de se révéler complexes et coûteuses à mettre en œuvre.

Il est envisagé dans l'avant-projet de loi de programmation pour la transition énergétique de rectifier les dispositions du code de l'énergie, afin de permettre aux ELD de transférer leur obligation de capacité pour leurs clients aux TRV à un autre fournisseur, qui par souci de simplicité et d'harmonisation des modalités liées au tarif de cession, pourrait être EDF. Cette disposition sort en effet du cadre réglementaire actuel, puisque si une ELD pouvait déjà transférer son obligation à une autre ELD, elle n'avait pas la possibilité de la déléguer à EDF.

Dans ce schéma, EDF porterait l'obligation des ELD pour leurs clients aux TRV et assurerait l'approvisionnement en certificats associé. En contrepartie, le coût de cet approvisionnement en capacité serait inclus dans le tarif de cession, qui deviendrait donc un tarif « tout en un », rémunérant l'énergie et la capacité livrées. Ce traitement centralisé de la capacité associée au tarif de cession présente des avantages significatifs par rapport à la gestion individualisée, ELD par ELD, prévue par les textes actuels.

Tout d'abord, cette centralisation de la gestion de l'approvisionnement en capacité de tous les clients au TRV au sein d'un même opérateur assure la péréquation du tarif bleu. Ensuite, en limitant considérablement les flux financiers, d'informations et de certificats, elle constitue une solution bien moins coûteuse en termes de frais de gestion. Enfin, le foisonnement du portefeuille bleu des ELD au sein de celui d'EDF devrait permettre de limiter les coûts d'approvisionnement en capacité des clients aux TRV.

Pour que cette approche soit réellement efficace, il convient en revanche qu'elle soit appliquée à la totalité des ELD, et donc qu'elle soit rendue obligatoire par une disposition législative². La CRE invite donc les ELD à faire connaître leur position sur ce sujet dans le cadre de la présente consultation publique.

La CRE estime qu'un tel schéma de traitement de la capacité associée au tarif de cession est la meilleure solution. Dans la mesure où la définition précise des modalités associées à la gestion de la capacité associée au tarif de cession ne présente pas de caractère d'urgence au regard des délais de mise en œuvre du mécanisme, la CRE n'en proposera donc les modalités qu'à l'issue des travaux législatifs sur la loi de programmation sur la transition énergétique, dont le calendrier législatif apparaît compatible avec les dates de démarrage du mécanisme de capacité.

4 Modalités liées aux capacités sous obligation d'achat

L'article 18 de la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 dispose que la CRE fixe les méthodes de calcul de la valeur des garanties de capacité acquises dans le cadre des contrats découlant de l'application des articles L. 121-27, L. 311-10 et L. 314-1, en application de l'article L. 335-5, ainsi que du montant des pénalités payées dans le cadre de ces contrats.

Les règles définissent deux régimes de certification pour les capacités : un régime général fondé sur une certification déclarative et un contrôle du réalisé, et un régime normatif optionnel accessible aux capacités fatales. Il s'agit donc de déterminer, dans un premier temps, dans quelle mesure ces deux régimes sont applicables aux capacités sous obligation d'achat (OA).

Celles-ci ont en effet des spécificités qui les distinguent des autres capacités. Tout d'abord, puisque c'est l'acheteur obligé qui reçoit les certificats et paye les pénalités associées et non l'exploitant, il n'y a aucune incitation pour ce dernier à assurer la disponibilité de sa capacité pendant la période de pointe PP2. Le principe fondant l'approche de RTE pour la certification, à savoir la responsabilisation des exploitants vis-à-vis de la disponibilité de leurs capacités aux heures de tension du système, ne trouve dès lors pas à s'appliquer dans le cadre des capacités sous OA.

Par ailleurs, la valorisation des certificats sur le marché de capacité par l'acheteur obligé étant déduite des charges de CSPE, le dispositif est financièrement neutre pour l'acheteur obligé, qui n'assume qu'un rôle d'intermédiaire dans le dispositif. Ainsi, la gestion de la certification des capacités sous OA ne revêt dans la pratique ni d'enjeu de responsabilisation vis-à-vis de la sécurité d'approvisionnement, ni d'enjeu financier pour les acteurs. Le seul impact significatif selon le mode de traitement retenu porte sur les coûts de gestion, qui seront *in fine* supportés par les consommateurs finals, via la CSPE. Il convient donc que la méthode de prise en compte de ces capacités au sein du mécanisme de capacité soit la plus simple et économique possible, afin de ne pas engendrer de surcoûts qui n'auraient pas de justification en termes d'amélioration de la sécurité d'approvisionnement.

Ces considérations ne signifient toutefois pas qu'il faille pour autant faire complètement abstraction de la situation physique du système électrique français : il demeure essentiel, tant pour le bon fonctionnement du mécanisme que pour l'équilibre économique du dispositif, que l'on retrouve au final une puissance installée et disponible totale proche de celle effectivement présente pendant l'année de livraison, au moins en espérance.

Ces deux principes, simplicité du dispositif et rebouclage sur la réalité physique, doivent constituer les deux fils directeurs des modalités de gestion des capacités sous OA.

Outre les spécificités des capacités sous OA précédemment décrites, qui impactent les enjeux relatifs au mécanisme de capacité, celles-ci ont de plus certaines particularités qui rendent difficiles leur intégration au sein des régimes de certification prévus par RTE, y compris le régime normatif dérogatoire. Tout d'abord, les documents listés dans les règles pour avoir accès au régime dérogatoire ne sont pas accessibles à l'acheteur obligé ; leur obtention nécessiterait la coopération de l'exploitant et un flux d'information

² Par ailleurs, l'article L.337-10 du code de l'énergie dispose que « Le bénéfice des tarifs de cession pour l'approvisionnement des pertes d'électricité des réseaux est limité au 31 décembre 2013 pour les entreprises locales de distribution desservant plus de cent mille clients. » Les ELD desservant moins de 100 000 clients continuent donc de bénéficier du tarif de cession pour la compensation de leurs pertes. Le cadre législatif devrait également prévoir que les ELD transfèrent à EDF leurs obligations de capacité associée à la fourniture des pertes au tarif de cession, là encore de manière obligatoire.

supplémentaire. Ensuite, les dates limites de demande de certification (jusqu'à 2 mois avant le début de l'année de livraison) ne constituent pas des délais toujours adaptés alors que l'acheteur obligé ne connaît pas les dates de mise en service. Enfin, des historiques de production suffisants ne seront pas toujours disponibles, compte-tenu du développement rapide et continu de capacités fatales sous OA.

Par conséquent, compte-tenu de l'absence d'enjeu pour les capacités sous OA prises individuellement et des difficultés de mise en œuvre détaillées ci-dessus, la CRE propose un traitement normatif simple et agrégé par filière des capacités sous OA. Pour chaque filière, RTE détermine des coefficients traduisant la puissance installée de ces capacités sur le territoire national métropolitain en puissance disponible certifiée, ou bien des abaques si cette relation n'est pas linéaire. La capacité totale installée par filière est ensuite déterminée et traduite en certificats par application de ces coefficients. Un tel traitement est cohérent avec le seul enjeu économique associé aux capacités sous OA, qui est le volume total de certificats à valoriser en déduction des charges de CSPE, et constitue une alternative considérablement moins coûteuse que la certification installation par installation qui paraît, au regard des enjeux, inutile et coûteuse.

Le volume de capacités sous OA par filière à prendre en compte dans ce schéma constitue une variable essentielle et économiquement dimensionnante du dispositif. Sa détermination est rendue délicate du fait des variations infra-annuelles de la puissance installée d'OA. Au regard du principe exposé plus haut de rebouclage avec la réalité physique du système électrique, la quantité de certificats en circulation doit toutefois correspondre avec la puissance physiquement disponible dans le système, au moins en espérance dans le cas d'une approche normative. A ce titre, il ne paraît pas justifié de calculer les volumes d'OA à prendre en compte par filière à partir des volumes prévisionnels pour l'année en cours, surtout si ces volumes sont définis très à l'avance. La CRE propose plutôt de certifier la puissance installée au début de l'année de livraison, l'acheteur obligé pouvant se rééquilibrer en cours d'année auprès de RTE, ce rééquilibrage au titre du volume d'OA pouvant être fixé comme gratuit par définition. De telles modalités permettent de garantir le lien avec la réalité physique du système électrique, tout en assurant une gestion simple et économique.

Ce schéma de traitement est particulièrement bien adapté aux capacités fatales relevant du régime dérogatoire, mais soulève une question pour les filières commandables. Toutefois, au regard des enjeux financiers et de l'absence dans tous les cas d'incitation pour les exploitants à garantir la disponibilité de leurs capacités pendant les jours PP2, la CRE considère que les modalités de gestion détaillées ci-dessus doivent également s'appliquer aux filières non fatales sous OA. Tout au plus pourrait-on, sur la base d'un critère de taille, imposer aux plus grosses capacités commandables sous OA de se certifier dans le régime général. Ce critère pourrait être basé sur la puissance installée, avec une limite à déterminer, ou sur une base de raccordement au réseau de transport d'électricité par exemple.

5 Consommation constatée des pertes

En vertu des dispositions de l'article L.335-1 du code de l'énergie, l'obligation de capacité incombant à la sous-catégorie des acheteurs pour les pertes repose à la fois sur les fournisseurs en ce qu'ils approvisionnent les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité pour la couverture des pertes, et sur les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité pour les achats qu'ils effectuent pour la couverture des pertes sans l'intermédiaire d'un fournisseur.

Le III de l'article 4 du décret encadre les modalités de définition de la consommation constatée pour la sous-catégorie des acheteurs pour les pertes comme suit : «Pour la sous-catégorie des acheteurs pour les pertes, au sens du décret du 28 avril 2011 susvisé, la consommation constatée est calculée, selon des modalités définies par la Commission de régulation de l'énergie, à partir du volume d'énergie vendu par le fournisseur aux gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité pour leurs pertes dans le cadre des contrats spécifiques ouvrant droit à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), mentionnés au III de l'article 9 du décret du 28 avril 2011 susvisé, et des contrats distincts des contrats spécifiques ouvrant droit à l'ARENH. »

Deux objectifs sous-tendent les choix à effectuer par la CRE dans le cadre de cette décision : le montant des obligations de capacité associées aux pertes doit refléter la participation des pertes au risque de défaillance et le coût du dispositif pour les utilisateurs des réseaux doit rester maîtrisé.

Le premier objectif implique que l'obligation de capacité totale au titre des pertes soit définie sur la base de la synchrone réalisée des pertes, laquelle sera retraitée pour tenir compte de la thermosensibilité des

pertes conformément aux dispositions des règles. L'atteinte de cet objectif implique que, à la maille d'un gestionnaire de réseau et d'une année de livraison donnés, la somme des consommations constatées du gestionnaire de réseau et des fournisseurs engagés auprès de lui soit égale à la courbe de charge réalisée des pertes à l'issue du processus de réconciliation temporelle, établie selon les modalités définies par les règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Équilibre (ci-après « les règles RE-MA ») en vigueur et applicables à chaque gestionnaire de réseau.

Le second objectif doit permettre aux utilisateurs des réseaux publics d'électricité, qui supporteront in fine le coût de l'obligation de capacité pour les pertes à travers le paiement du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE), de bénéficier de la couverture de l'obligation de capacité au titre des pertes à moindre coût. La poursuite de cet objectif implique de définir un dispositif prenant en compte les spécificités de la relation contractuelle entre les gestionnaires de réseaux et les fournisseurs pour la couverture des pertes.

Dans le cas particulier d'un gestionnaire de réseau ayant fait le choix de confier l'intégralité de la compensation des pertes, y compris la responsabilité d'équilibre, à un fournisseur unique, le gestionnaire de réseau n'est pas acteur obligé au titre des pertes. Dans ce cas, la consommation constatée du gestionnaire de réseau est nulle alors que la consommation constatée du fournisseur correspond à l'intégralité de la courbe de charge réalisée des pertes.

Dans le cas d'un gestionnaire de réseau qui, pour tout ou partie de sa consommation, ne s'approvisionne pas auprès d'un fournisseur, et notamment qui conserve la responsabilité d'équilibre sur son périmètre, le schéma contractuel liant le gestionnaire de réseau et les fournisseurs pour la compensation des pertes se distingue par plusieurs aspects du schéma contractuel liant un client final et un fournisseur. Notamment, les fournisseurs contractualisent auprès des gestionnaires de réseaux la livraison de blocs d'énergie, dont la période de livraison est potentiellement plus limitée que la période de livraison au sens des règles, et ne s'engagent pas à livrer une courbe de charge réalisée des pertes. Ils n'ont donc pas de vision globale de la courbe de charge réalisée des pertes ou de la composition du portefeuille du gestionnaire de réseau avec lequel ils ont contracté.

Cela implique de définir des modalités de calcul de la consommation constatée des fournisseurs pour les pertes et de la consommation constatée des gestionnaires de réseaux qui permettent de dissocier précisément les périmètres d'obligation de chacun des acteurs obligés au titre des pertes. De manière schématique, la consommation constatée du gestionnaire de réseau devrait être définie comme la différence entre la courbe de charge réalisée des pertes et la somme des consommations constatées des fournisseurs avec lesquels il a contracté. Un certain nombre d'aménagements doivent cependant être apportés à cette définition afin de faire correspondre in fine l'obligation de capacité totale au titre des pertes avec la participation réelle des pertes au risque de défaillance. La prise en compte des spécificités de la relation entre gestionnaire de réseau et fournisseurs pour la compensation des pertes, développées ci-dessous, motive la méthode de calcul de la consommation constatée pour la sous-catégorie des acheteurs pour les pertes envisagée à ce stade par la CRE.

Tout d'abord, dans la mesure où les gestionnaires de réseaux et les fournisseurs contractualisent pour la compensation des pertes jusqu'à trois ans avant l'échéance, et afin de moduler la livraison d'électricité en fonction des prévisions de pertes les plus fines, les volumes effectivement livrés par les fournisseurs aux gestionnaires de réseaux sont susceptibles d'être différents des volumes contractualisés entre eux. Cela est notamment le cas pour les produits d'ajustement souples, tels que les produits optionnels ou les produits avec débits. Afin d'éviter une surévaluation des obligations de capacité associées aux pertes, la consommation constatée d'un fournisseur pour la compensation des pertes doit ainsi correspondre aux volumes d'énergie effectivement livrés durant l'année de livraison considérée. Le programme de livraison, notifié par le gestionnaire de réseau à chacun de ses fournisseurs quelques jours avant l'échéance, permet à chaque fournisseur de connaître le volume d'énergie qu'il devra livrer au gestionnaire de réseau au pas demi-horaire.

Ensuite, certains produits, tels que les échanges de blocs par exemple, impliquent des livraisons négatives sur certaines périodes de l'année. Ces positions négatives pourraient ne pas être compensées par des positions positives ce qui induit un programme de livraison négatif sur certaines demi-heures de l'année et impliquerait donc une consommation constatée strictement inférieure à zéro sur ces demi-heures. En vertu des dispositions du point 5.2.4 du projet de règles tel que soumis pour avis à la CRE, l'obligation retenue pour le fournisseur visé au titre de la couverture des pertes serait alors considérée comme nulle. Afin de s'assurer que le montant des obligations de capacité associées aux pertes reflète effectivement la participation des pertes au risque de défaillance, il convient dès lors de considérer comme nulle la

consommation constatée d'un fournisseur qui se trouverait en position négative et de déduire les éventuelles positions négatives des fournisseurs de la consommation constatée du gestionnaire de réseau. Ce retraitement s'effectuerait, au pas demi-horaire, à la maille d'un gestionnaire de réseau et d'une année de livraison donnés.

Enfin, la consommation constatée du gestionnaire de réseau étant schématiquement égale à la différence entre la synchrone réalisée des pertes et la somme des consommations constatées des fournisseurs, ce retraitement de la consommation constatée du gestionnaire de réseau des éventuelles positions négatives des fournisseurs avec lesquels il est engagé pourrait impliquer une consommation constatée strictement inférieure à zéro pour ce gestionnaire de réseau. Cela peut, par exemple, être le cas si le volume d'énergie non affectée à l'issue du processus de reconstitution des flux, affecté au périmètre d'équilibre des pertes du gestionnaire de réseau de distribution conformément aux dispositions inscrites dans les règles RE-MA, est négatif. En vertu des dispositions point 5.2.4 du projet de règles tel que soumis pour avis à la CRE, l'obligation retenue pour le gestionnaire de réseau visé serait alors considérée comme nulle. Afin de s'assurer que le montant des obligations de capacité associées aux pertes reflète effectivement la participation des pertes au risque de défaillance, il convient de considérer comme nulle la consommation constatée du gestionnaire de réseau lorsqu'elle est strictement inférieure à zéro et de réduire d'autant les consommations constatées des fournisseurs au prorata du rapport entre leur consommation constatée individuelle associée au gestionnaire de réseau considéré et la somme des consommations constatées de l'ensemble des fournisseurs engagés auprès de ce gestionnaire de réseau. Ce retraitement s'effectuerait, au pas demi-horaire, à la maille d'un gestionnaire de réseau et d'une année de livraison donnés.

6 Définition du prix de marché de référence

La CRE, dans le cadre de sa mission de surveillance des marchés de gros, communiquera des informations sur les prix de marché des garanties de capacité. Les textes réglementaires lui donnent de surcroît la responsabilité de fixer une référence de prix de marché, qui sera utilisée dans de nombreux volets structurants du mécanisme de capacité : les règlements financiers pour les fournisseurs et les responsables de périmètre de certification (RPC), les rééquilibrages des RPC en cours d'année de livraison, le calcul du montant des compensations CSPE pour les garanties issues des capacités sous OA, les compensations et compléments de prix pour la composante capacité de l'ARENH etc.

Notamment du fait du signal qu'il envoie aux acteurs vis-à-vis des règlements financiers, la référence de prix de marché joue donc un rôle essentiel dans l'équilibre global du mécanisme de capacité.

6.1 Date de fixation de la référence de prix de marché

Lors de la concertation organisée par RTE, le sujet de la date de fixation de la référence de prix de marché a été abordé, et les acteurs ont pu exprimer leur position sur cette question. Deux propositions ont émergé : d'un côté une fixation du prix de marché de référence à l'entrée de l'année de livraison, de l'autre une fixation *ex post*, qui prendrait donc aussi en compte les prix des transactions réalisées sur le marché de capacité au cours de l'année de livraison, voire après. Chacune de ces deux approches présente des mérites, mais soulève aussi des problèmes, détaillés ci-dessous.

6.1.1 Fixation de la référence de prix de marché en amont de l'année de livraison

La détermination de la référence de prix de marché à l'entrée de l'année de livraison procède d'une volonté de visibilité accrue de la part des acteurs : ceux-ci connaîtraient le prix des règlements financiers au démarrage de la période de livraison, et pourraient ainsi gérer en toute connaissance de cause les risques résiduels associés à la réalisation, durant la période de livraison, des aléas susceptibles de modifier l'équilibre de leurs positions.

L'absence de prise en compte des transactions réalisées durant l'année de livraison dans ce calcul de la référence de prix peut paraître problématique, mais elle est à tempérer du point de vue des enjeux du mécanisme de capacité comme vecteur d'incitation à des investissements. En effet, dans cette optique, la pertinence du signal prix est surtout essentielle en amont de la période de livraison, dans des échéances d'anticipation suffisamment importantes pour permettre le développement de nouveaux moyens de production ou d'effacement. Ainsi, des évolutions à la hausse du prix de marché durant l'année de livraison

pourraient, tout au plus, révéler des capacités d'effacement implicites dont la mobilisation pourrait se faire à très courte échéance.

La pertinence du signal prix révélé par le marché durant l'année de livraison pose également question. En effet, les situations sont légèrement différentes en amont de l'année de livraison et durant celle-ci. Avant le début de l'année de livraison, le prix de marché est déterminé à partir de la vision des acteurs du risque de défaillance du système électrique français, par comparaison de la quantité de capacités certifiées et des actions de maîtrise de la consommation à la pointe disponibles dans les registres publics tenus par RTE, et des prévisions de consommation, à l'échelle nationale et à celle de leur portefeuille de clients. Ce prix évoluera ensuite sur la période amont au fur et à mesure que les prévisions des acteurs s'affinent. Toutefois, durant l'année de livraison, le prix peut aussi refléter, outre une précision accrue de la vision des acteurs du système électrique, la prise en compte des aléas réalisés en cours d'année, qui peuvent affecter à la marge leur position. L'absence de prise en compte des transactions réalisées en cours d'année de livraison permettrait donc d'insensibiliser la référence de prix de marché vis-à-vis de la réalisation des aléas de court terme, qui n'ont pas de pertinence du point de vue des enjeux économiques du mécanisme de capacité.

Si le choix d'une fixation de la référence de prix de marché en amont de l'année de livraison permet d'offrir aux acteurs une visibilité accrue sans pour autant dégrader la pertinence du signal économique envoyé par celle-ci, il n'est toutefois pas sans poser d'éventuelles difficultés vis-à-vis du fonctionnement du marché des garanties de capacité, au sujet desquelles la CRE attire l'attention des acteurs.

Tout d'abord, la CRE, dans le cadre de ses missions de surveillance des marchés de gros, n'a toujours communiqué que des données et des indicateurs *ex post*, permettant une meilleure information des acteurs concernant le fonctionnement des marchés de gros. Avec une fixation antérieure à la clôture du registre des garanties, la CRE communiquerait en cours de période d'échanges des indicateurs de marché, qui auront une influence structurante sur le comportement des acteurs, et donc par ricochet, sur les prix de marché. On se retrouverait donc dans une situation inédite, où les informations communiquées par la CRE influenceraient le fonctionnement même du marché. La CRE estime que ces effets, s'ils étaient avérés, ne sont pas souhaitables.

Un autre risque de perturbation du marché des garanties de capacité concerne la formation même du prix. La référence de prix de marché étant fixée, le prix de règlement des écarts est donc connu des acteurs, et celui-ci contraint dès lors le prix des transactions sur le marché à évoluer dans un tunnel centré sur cette valeur et d'amplitude k . Si une telle perturbation n'est, dans son principe, pas souhaitable, elle doit toutefois être analysée et nuancée à l'aune de plusieurs critères.

Tout d'abord la largeur du tunnel, déterminée par le paramètre k . Fixé par les règles pour la première année de livraison à 10 %, il semble initialement offrir un éventail de valeurs suffisamment large au prix de marché au démarrage du mécanisme. En effet, durant l'année de livraison, l'état du système électrique est quasiment connu, et donc le prix de la capacité est déjà lui-même fortement contraint par cette information précise sur le risque de défaillance. Une bande de 10 % devrait donc offrir suffisamment d'espace au prix de marché pour évoluer compte-tenu des autres paramètres le contraignant par ailleurs.

Deuxièmement, l'ampleur du problème posé par la contrainte imposée au prix de marché par la fixation de la référence de prix dépend du volume de transactions réalisées durant l'année de livraison. En effet, si les cessions de garanties réalisées durant l'année de livraison ne consistent qu'en des rééquilibrages à la marge des positions des acteurs, pour des volumes plutôt faibles, cette difficulté peut être considérée de second ordre. En revanche, le fait que de larges volumes de transactions puissent être contraints en prix par des informations publiées par la CRE poserait un réel problème de fonctionnement du marché. A ce titre, notons qu'un traitement de la capacité associée à l'ARENH via des cessions physiques de certificats irait dans le sens d'une aggravation de ce problème, puisque des acteurs pourraient avoir à modifier leur position en cours d'année pour potentiellement de gros volumes, notamment dans le cas où subsiste encore la possibilité d'arbitrage entre ARENH et marché. Ainsi, selon le niveau d'activité du marché pendant l'année de livraison, la contrainte du prix de marché dans un tunnel centré sur la référence de prix pourrait être plus ou moins problématique.

En conclusion, si la CRE reconnaît que la fixation de la référence de prix de marché à l'entrée de l'année de livraison présente des vertus, elle souhaite néanmoins soulever les éventuels problèmes de fonctionnement du marché des garanties qu'elle est susceptible de générer. Ces effets mériteraient d'être évalués plus finement afin de déterminer dans quelle mesure ils nécessitent ou non d'écarter ou non cette solution ; à ce

titre, la CRE accueillera favorablement les avis chiffrés et argumentés des acteurs concernant la nature et le volume anticipé des transactions lors de l'année de livraison.

Enfin, dans le cas où cette orientation serait retenue, la CRE propose de fixer la référence de prix avant le guichet ARENH de janvier, afin d'offrir aux fournisseurs une visibilité complète au moment de décider de souscrire ou non de l'ARENH.

6.1.2 Fixation *ex post* de la référence de prix de marché

La fixation *ex post* de la référence de prix de marché est l'option qui, d'un point de vue du fonctionnement du marché des garanties, est la plus naturelle. Fixer le prix de référence à la clôture du registre des garanties de capacité permet de prendre en compte la totalité des transactions réalisées au cours de l'exercice, et d'éviter toute perturbation du marché des certificats, celui-ci étant clos.

La prise en compte des transactions réalisées en cours d'année permet en outre d'augmenter l'incitation des acteurs à se rééquilibrer sur le marché, y compris à court terme, plutôt que d'aller au règlement financier. En effet, les dernières transactions étant comptabilisées dans la référence de prix, il est, compte-tenu du facteur k , plus difficile de « battre le marché » en allant aux écarts.

On peut toutefois s'interroger sur la pertinence économique d'inclure dans la référence de prix ces transactions tardives qui devraient vraisemblablement n'être que des rééquilibrages de positions à la marge, à vocation redistributive, la quantité de certificats n'étant plus amenée à évoluer à partir du début de l'année de livraison. Comme détaillé au paragraphe précédent, le prix de marché est déjà contraint par le fait que l'état du système est fixé et connu, et n'a donc plus vocation à inciter à d'éventuels nouveaux investissements. Par ailleurs, le fait que le prix des transactions puisse être affecté par la réalisation d'aléas en cours d'année pose la question de la légitimité de leur inclusion dans la référence de prix.

6.1.3 Conclusion

La fixation *ex post* de la référence de prix induit une incertitude supplémentaire pour l'ensemble des acteurs à laquelle la CRE est sensible compte-tenu de la complexité du dispositif.

En conséquence, compte-tenu du large consensus observé chez les acteurs au sujet de cette question lors de la concertation organisée par RTE, la CRE est prête à envisager une fixation du prix de marché de référence à l'entrée de l'année de livraison, sous réserve que :

- Ce consensus soit confirmé par les réponses des acteurs à la présente consultation,
- Les analyses complémentaires menées par la CRE, à l'aune des éléments chiffrés et détaillés que présenteront les acteurs dans leurs réponses à cette consultation, permettent de déterminer que le risque de perturbation forte du marché des garanties de capacité par ce choix n'est pas avéré.

6.2 Méthode de calcul de la référence de prix de marché

La définition même d'une référence unique de prix de marché est une question complexe, notamment du fait de la multiplicité des composantes du mécanisme de capacité qui y font appel.

Il serait souhaitable, en premier lieu, que la référence de prix soit répliquable par les acteurs, ce qui leur permettrait de couvrir leur exposition au risque en la reproduisant sur le marché des garanties, notamment dans le cadre des dispositifs régulés comme la composante capacité de l'ARENH ou la compensation CSPE pour les capacités sous OA.

Cette propriété de répliquabilité de la référence de prix impose que celle-ci soit définie par une moyenne arithmétique, éventuellement pondérée, mais donc les coefficients de pondération soient déterminés *ex ante*. Cela interdit en particulier toute moyenne pondérée des volumes de transaction. Ce dernier point ne posera pas de difficulté dans l'éventualité du développement de sessions de marché organisé ou d'une bourse, qui fourniront un prix de marché à intervalles réguliers fondé sur la rencontre de l'offre et de la demande. En revanche, si le marché se limite à des échanges bilatéraux entre acteurs, il sera alors inévitable de pondérer les prix obtenus par les volumes échangés afin que le prix de référence ait une signification économique. Le cas échéant, la pertinence du signal économique de la référence de prix ne sera atteinte qu'au prix de sa répliquabilité. Pour cette importante raison, la CRE rappelle l'intérêt de mettre en place une plate-forme d'échanges organisés pour le marché des garanties de capacité.

Une bonne répliquabilité de la référence de prix permettra également d'animer le marché des garanties, potentiellement dès les cessions les plus éloignées de l'année de livraison, puisque les acteurs couvriront leur exposition au risque en échangeant leurs certificats par fractions de façon étalée sur plusieurs sessions de marché. Cet accroissement de la liquidité sur les sessions amont devrait renforcer d'autant la pertinence du signal économique même aux échéances les plus éloignées de l'année de livraison.

La deuxième question qui se pose est celle de la pondération éventuelle du prix des transactions. Faut-il se contenter d'une simple moyenne arithmétique des prix de marchés observés, ou faut-il par exemple donner plus de poids aux transactions réalisées sur les années les plus récentes ? Plusieurs arguments plaident en faveur de cette dernière solution. Tout d'abord, comme évoqué plus haut dans ce document, en donnant plus de poids à la dernière année par exemple, on incite davantage les acteurs à se rééquilibrer sur le marché à court terme plutôt que d'attendre les règlements financiers, puisqu'il est par construction moins probable que le prix des écarts fondé sur la référence de prix de marché soit plus bas que le prix de marché. Ensuite, rappelons que le prix de marché reflète la vision qu'ont les acteurs de l'état du système électrique et du risque de défaillance. Cette vision, traduite en prix de marché dès quatre ans à l'avance, s'affine au fur et à mesure que l'on s'approche de l'année de livraison, et est donc, sur les dernières années, plus fidèle à l'état réel du système tel qu'il sera lors de l'année de livraison. De ce fait, le prix de marché associé pourrait être considéré comme plus révélateur et pertinent, et se voir par conséquent attribué une pondération supérieure, afin que le prix des écarts reflète au mieux le risque de défaillance du système.

Le choix d'une pondération des prix de marché en fonction par exemple de l'année n'est toutefois pas sans poser de problèmes. Le plus éminent est le choix des coefficients de pondération. Aucun critère ne permettant *a priori* de fixer une valeur plutôt qu'une autre pour ceux-ci de façon économiquement rationnelle, la calibration de la référence de prix de marché revêt dès lors une composante d'arbitraire. Compte-tenu du caractère absolument structurant de ce paramètre pour l'ensemble du mécanisme de capacité, et des enjeux financiers importants portés par son dimensionnement, le choix d'une pondération des transactions n'apparaît dès lors peut-être pas nécessairement comme l'option à retenir, notamment au démarrage du mécanisme, alors que la dynamique du marché des garanties, en particulier la répartition des transactions sur la période amont à l'année de livraison, n'est pas encore connue.

7 Modalités de la consultation publique

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 18 juillet 2014 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : ddm.cp1@cre.fr;
- en contribuant directement sur le site de la CRE (www.cre.fr), dans la rubrique « Documents/Consultations publiques » ;
- par courrier postal à l'adresse suivante :
Commission de régulation de l'énergie
Direction du développement des marchés
15, rue Pasquier
75379 Paris Cedex 08
France
- en s'adressant à la Direction du développement des marchés (téléphone : +33 (0)1 44 50 41 51, télécopie : +33 (0)1 44 50 42 00) ;
- ou en demandant à être entendues par la Commission.

Les contributeurs sont invités à préciser dans leur contribution les éléments pour lesquels ils souhaitent préserver l'anonymat et/ou la confidentialité.