Consultation sur les règles mécanisme de capacité

Contribution d'EON

EON remercie RTE d'inviter les différents acteurs à s'exprimer sur le projet de règles relatif au mécanisme de capacité soumis à consultation. Cette consultation s'inscrit dans la continuité de la phase de concertation animée par RTE depuis plusieurs mois. Les remarques d'ordre opérationnel et technique sont directement faites dans le jeu de règles en mode suivi des modifications. Le projet de jeu de règles amendé par EON est joint en annexe à cette réponse.

En propos liminaire EON souhaiterait rappeler les grands principes qui doivent régir le design du futur mécanisme :

1. **La non-discrimination** et la **neutralité technologique** en valorisant les moyens de production et d'effacement dont la contribution à la réduction du risque de défaillance est équivalente de la même manière. D'autre part, toutes les capacités doivent être traitées de manière uniforme à toutes les étapes du mécanisme quelles que soient leurs caractéristiques et que celles-ci fassent l'objet d'un contrat d'obligation d'achat ou non.

2. Le futur mécanisme de capacité **ne doit pas perturber les mécanismes existants au sein des marchés amont et aval de l'énergie.**

3. Pas d'accentuation de la domination de l'opérateur historique sur le marché de l'électricité en garantissant notamment **la transparence et l'absence de manipulations de marché**.

4. **Une insertion harmonieuse avec les objectifs du marché intérieur de l'énergie**.

5. Le **développement d'actions de réduction de la consommation durant les périodes de pointe**

6. Garantir un **transfert complet de la valorisation de la capacité vers les clients finals.**

I. Eléments calendaires

1. Année de livraison et dates en découlant

Il est impératif de poser le principe selon lequel tout nouveau mécanisme s'insérant dans le système électrique doit s'accorder aux mécanismes de marché préexistants et non l'inverse. Penser par exemple que les conditions de commercialisation de l'électricité pourraient se recaler sur les conditions du mécanisme de capacité relèverait d'une approche régulatrice pour le moins hasardeuse.

Le jeu de règles proposé aujourd'hui prévoit une année de livraison avec une logique « hiver à cheval » posant dès lors plusieurs problématiques :

- Tel que démontré par RTE dans son rapport de consultation, une année « hiver à cheval» expose les fournisseurs à une plus grande volatilité de leur obligation contrairement à une année « calendaire ». En effet, dans son analyse menée (*p76 du rapport*) sur la sensibilité de l'obligation des principaux responsables d'équilibre en fonction de la localisation temporelle des heures PP1, il s'avère qu'on constate des écarts de plus de 8 points dès lors que l'année est « à cheval » tandis que l'obligation varie de seulement 1 point lorsque l'analyse est réalisée avec une année calendaire.

- Les produits énergie et les produits capacité doivent être structurés de manière cohérente pour permettre aux fournisseurs de s'approvisionner sur les deux marchés en parallèle. La majeure partie de l'approvisionnement des fournisseurs sur le marché de l'énergie se fait par le biais de produits calendaires pour être en cohérence avec le cycle de contractualisation des clients qui s'étale de janvier jusqu'en décembre d'une année N. Il est donc impératif que les produits capacité aient la même référence temporelle, sauf à contraindre les fournisseurs à acheter des produits énergie mensuels ou trimestriels pour y adosser la capacité. A terme, la conséquence pourrait être un assèchement des produits calendaires sur le marché de l'énergie.

- Le risque de double comptage du risque capacité et ainsi de surcoût pour le consommateur qui changerait de fournisseur le 1er janvier existe. En effet, les fournisseurs ne sauront pas comment répartir la composante capacité pour un client présent dans leur portefeuille sur les mois de novembre/décembre où janvier/février/mars n'ayant pas de visibilité sur la répartition des heures PP1 entre les mois d'hiver.

- Les clauses de prix complémentaires CP1 et CP2 telles que définies dans la délibération de la CRE du 15 décembre 2011 sont réputées inclure la capacité et ont comme référence de calcul les heures d'une année civile k: *« La référence de prix de marché, appliquée pour le calcul du terme CP1, définis à l'article 10-III du décret NOME, pour une année k, est la moyenne des prix de marché SPOT observés chaque heure de l'année… »* . Un calcul de complément de prix, établi sur une année civile, et intégrant une composante garantie de capacité valorisée sur une année à cheval sera source de complexité et de biais. Et, se posera la question des références de prix et des volumes excédentaires et excessifs à prendre en considération pour calculer le complément de prix en énergie et en capacité.

- Il existe un effet d'éviction avec une année à cheval. Dans l'état actuel du dispositif, les fournisseurs soumis à l'ARENH doivent cesser leurs négociations commerciales pour l'année N après la clôture du guichet ARENH en novembre de l'année N-1. Le fournisseur historique peut lui contractualiser avec des clients pour l'année N jusqu'au 31 décembre de l'année N-1. Nonobstant la distorsion de concurrence existant d'ores et déjà sur la partie énergie, un mécanisme de capacités basé sur un hiver de novembre à mars donnerait à l'opérateur historique durant le mois de décembre de l'année N-1 des éléments d'information (heures PP1 potentielles passées et à venir) complémentaires à ceux dont auront disposé les fournisseurs pour la construction de leurs offres commerciales avant le guichet ARENH de novembre. Ceci donne un avantage supplémentaire très fort à l'opérateur historique en termes de réduction des risques.
- Le mécanisme de la CSPE (article L-121-6 et suivants du code de l'Energie) prévoit que « *le ministre de l'énergie arrête chaque année le montant des charges…* » (art 121-9). La capacité valorisée par l'acheteur obligé dans ce cadre devra se faire chaque année calendaire. Il faudra ainsi identifier pour chaque année civile, la valeur des garanties de capacité issue des capacités sous OA

La concertation en cours a largement relevé l'ambigüité, voire les *contradictions de la définition des périodes de livraison dans le* décret du 14 décembre 2012. Celui n'exclut en effet ni l'application sur l'année civile, ni celle sur l'année à cheval. EON comprend que le choix d'une année à cheval, dans ce contexte, serait donc motivé principalement par la coordination, « par récurrence », avec l'appel d'offre de l'article 26 du décret, prévu sur la période hivernale 2015-2016. EON propose de résoudre cette contrainte de la façon suivante :

- La première période de livraison commence le 31/12/2016 à minuit et fixe les premières périodes PP1 et PP2 sur la période calendaire 2017.

- Dans les critères de l'appel à projet, la période hivernale 2015-2016 est définie en y incluant le début de la période hivernale 2016 (novembre et décembre)

Une autre option consistant à considérer que la première année de livraison telle que définie par le décret couvre l'hiver 2016-2017 du 1er novembre 2016 au 31 décembre 2017, hors juillet et août 2017. Cette définition est compatible avec les termes du décret spécifiant que l'année de livraison comporte 12 mois (ces 12 mois pouvant ne pas être consécutifs).

2. Date limite de demande de rééquilibrage

La date limite de demande de rééquilibrage doit intervenir après la période de livraison afin de laisser la possibilité aux RPC de faire une demande de rééquilibrage durant toute cette période, y compris lorsqu' un jour PP2 est signalé à la fin du mois de mars.

II. Volet obligation

1. Période de pointe PP1

Le signal engageant envoyé par RTE en J-1 doit se faire à 8h afin de permettre aux fournisseurs de prévoir leurs éventuels programmes d'effacement.

En outre, les grands principes et les données sur lesquels repose l'envoi du signal doivent être communiqués par RTE afin de permettre aux différents acteurs de l'anticiper au mieux.

Enfin, EON souhaite que tous les jours de la semaine soient considérés et non les seuls jours ouvrés comme le propose RTE. En effet, la pertinence d'un choix desdites heures parmi les jours ouvrés est discutable dans la mesure où cela pourrait conduire à sous-estimer le risque de défaillance. Sur l'année 2012, parmi les 200 demi heures de plus fortes consommation recensées, au sein des données de consommation au pas demi horaire, publiées par RTE, 17 sont positionnées sur un samedi.

2. Température extrême de référence

Concernant la température extrême de référence, E.ON estime qu'elle doit être définie ex-ante par RTE et connue de tous les acteurs au début du mécanisme. Elle ne doit être modifiée que si la température définie ne permet pas de répondre à la problématique de la sécurisation de l'approvisionnement.

EON partage l'analyse de RTE définissant qu'il est impératif que la température extrême de référence soit définie de manière à assurer que l'espérance de l'obligation liée à un client non thermosensible égalise sa consommation.

3. Température réelle

Météo France mesure 8 températures tri-horaires quotidiennes de 29 stations météo. Cette méthode, qui sert à calculer le profilage, peut également être utilisée dans les règles relatives au mécanisme de capacité. Elle doit cependant être explicitée dans les règles.

4. Coefficient de sécurité

Le calcul du coefficient de sécurité doit être effectué sur la base de scénarios d'équilibre offre demande intégrant les interconnexions, et réalistes. L'utilisation de scénarios inadéquats pourrait conduire à un surdimensionnement du marché nuisant à son efficience globale. Par ailleurs, sa méthode de construction et les données utilisées comme base de calcul doivent être publiques. A ce titre, une description exhaustive de la méthodologie de calcul devrait apparaître dans les règles.

5. Méthode de calcul de l'obligation par acteur obligé

EON partage la méthodologie proposée par RTE pour le calcul de l'obligation au bémol près que ce dernier devrait permettre le foisonnement des portefeuilles de deux filiales juridiquement liées, au sens de l'article L336-4 du code de l'énergie et se faire à l'échelle d'une unique société. Cette possibilité est notamment gage de gestion opérationnelle facilitée pour les fournisseurs ayant plusieurs portefeuilles mais également une solution pour permettre aux acteurs d'améliorer leur couverture de risque.

En outre, il est nécessaire d'apporter des précisions sur les données prises en considération pour le calcul de l'obligation.

De manière générale, EON souhaite que les processus de collecte et de contrôle permettant de calculer l'obligation des fournisseurs **s'appuient sur des mécanismes existants.**

Ainsi, les NEB RE-site hors fournisseur doivent être retraitées de manière cohérente avec la délibération de la CRE du 15 décembre 2011[1] sur la consommation constatée ARENH qui prévoit un traitement spécifique des NEB RE-Sites vers des sites physiques lorsque ces dernières excèdent la consommation physique du site.

Ensuite, il est nécessaire de préciser ce qu'est la puissance effacée activée d'un effacement certifié. Pour EON la puissance effacée activée correspond au bloc d'effacement effectivement activé sur les heures PP1 (exprimé en puissance), mesuré et contrôlé dans le cadre de dispositifs existants (NEBEF et MA par exemple). Dans le cas spécifique des capacités d'effacement, se pose en effet à la fois la question du contrôle du réalisé des capacités et de l'assurance que les effacements ne perçoivent pas une double rémunération : côté offre par l'attribution de certificat et côté demande par une valorisation de la diminution de l'obligation du, ou des, consommateur(s) effacé(s). EON alerte RTE qu'il impératif d'adresser ce sujet le plus rapidement possible.

6. Thermo-sensibilité

EON salue la proposition de RTE de ne pas attribuer de thermo-sensibilité à tous les consommateurs raccordés au RPT et aux consommateurs non thermosensibles raccordés au RPD.

Toutefois, EON considère que la proposition actuelle dans les règles consistant à laisser à la main du gestionnaire de réseau de distribution la segmentation des clients télérelevés RPD thermo-sensibles et non thermo-sensibles n'est pas satisfaisante. A ce stade, la manière de statuer sur le profil d'un site n'est pas définie. EON estime que tous les sites industriels télérelevés raccordés au RPD devraient se voir attribuer un gradient nul. En effet, aucune des deux méthodes proposées (celle par code APE d'ERDF et celle par régression en delta de RTE) ne permettent pas de traiter les fluctuations de consommation très spécifiques et inhérentes à des activités industrielles, activités par essence non thermo-sensibles, voire parfois anti-thermo-sensibles.

La méthode de régression en delta ne permet pas d'extraire un profil clair de consommation et de différencier les comportements thermo-sensibles de ceux liés à une consommation normale d'un site industriel en fonction des spécificités de son activité.

La méthode de segmentation par code APE proposée par ERDF pose la question sous-jacente de la légitimité de l'approche : deux acteurs appartenant au même secteur pouvant avoir des cycles de consommation différents. Se pose aussi la question de la mise en œuvre : les analyses nécessaires au déploiement de cette méthode pourront-elles être menées d'ici à la mise en place du marché de capacité ? D'autre part, cette approche donnerait à priori lieu à un recalage ex-post de la thermo-sensibilité pour tenir compte des données de consommation constatées, et donc à une reventilation à travers ce recalage d'un facteur de thermo-sensibilité vers tous les consommateurs, y compris ceux qui ne sont pas thermo-sensibles. Ceci n'est pas pertinent.

1

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 décembre 2011 portant définition des méthodes de calcul et des modalités de transmission des consommations constatées que met en oeuvre le gestionnaire de réseau public de transport dans le cadre de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique

Ainsi, afin de prévenir les biais dus à l'utilisation de méthodes non robustes, E.ON propose de ne pas appliquer de thermo-sensibilité à tous les sites télé-relevés industriels.

7. Règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité des acteurs

Le prix de référence marché de l'Année de Livraison AL Prm_{AL} est fixé et publié par la CRE au plus tard à la date de Début de l'Année de Livraison. EON considère qu'il doit être calculé sur la moyenne des volumes et prix de toutes les transactions effectuées, récoltés par la CRE, durant la Période d'Echange allant du début d'ouverture de la certification jusqu'à la date de fin de cession pour une année donnée.

Les modalités de détermination du prix administré doivent être plus amplement explicitées. Ce prix devrait être économiquement soutenable pour les acteurs et tenir compte du fait que le coût correspondant au risque de devoir payer un règlement financier basé sur ce prix administré sera intégré dans les coûts supportés in fine par le consommateur.

III. Volet certification

1. Définition des capacités

EON estime que les différentes notions : capacité d'effacement existante, capacité d'effacement projet et capacité de production projet doivent faire l'objet d'une définition précise et robuste dans la partie 1 des règles.

EON souhaite que le mécanisme puisse se prémunir de capacités qui arbitrerait entre capacité projet et existante au gré de travaux de rénovation par exemple. Ne pas clarifier ces définitions conduirait à un flou réglementaire qui in fine pourrait mener à une mauvaise visibilité du mécanisme plusieurs années à l'avance.

Pour limiter tout biais, EON préconise à minima qu'une capacité projet ne puisse l'être qu'une seule fois.

2. Capacité certifiée et effective d'une année de livraison

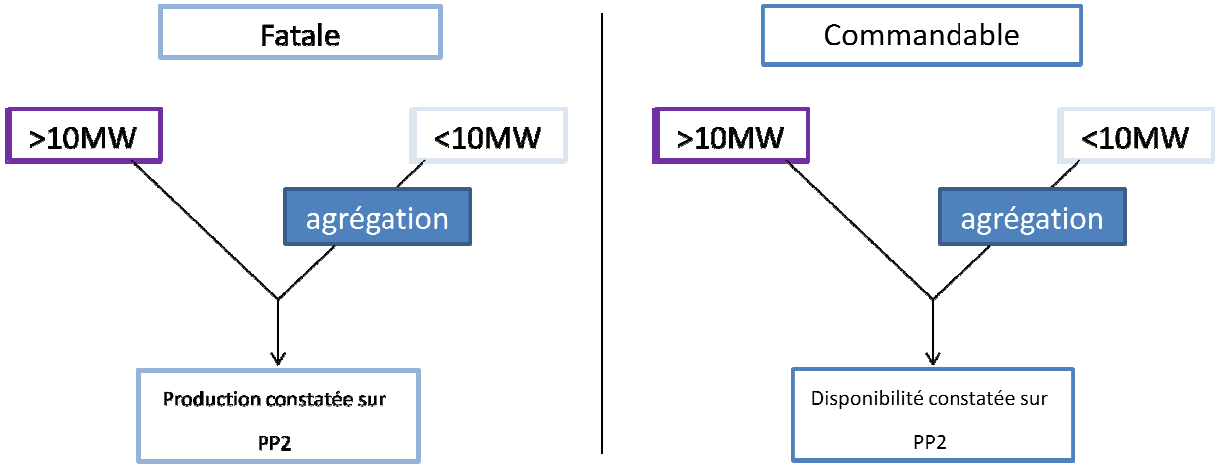
Le mécanisme de certification doit refléter la contribution de la capacité à la réduction du risque de défaillance, le calcul du niveau de capacité doit donc prendre en compte la puissance disponible et non la puissance installée d'une capacité. En effet, si l'on privilégie une approche basée sur la puissance installée, une capacité indisponible sur toute la période PP2, ayant donc une contribution à la réduction du risque de défaillance nulle, pourrait bénéficier d'un niveau de certification non nul et ne reflétant pas sa contribution réelle à la réduction du risque de défaillance.

Toujours dans une optique d'adéquation avec la contribution réelle d'une capacité à la réduction du risque de défaillance, il semble évident que la méthode de calcul reboucle avec le réalisé, ce pour toutes les capacités, y compris les capacités sous obligation d'achat. Une approche normative ne répond pas à ces objectifs. En effet, le marché pourrait paraître équilibré, et, apporter une rémunération à des actifs indisponibles durant les heures où le risque de défaillance est le plus élevé, alors même que la sécurité d'approvisionnement serait menacée.

C'est pourquoi **E.ON est favorable à une approche « réalisé »**, seule approche reflétant la contribution réelle d'une capacité à la sécurité du système durant la période de livraison considérée.

Le calcul de la capacité effective est effectué par RTE sur la base de la formule suivante :

La disponibilité effective de la capacité doit être mesurée et contrôlée en utilisant au maximum des mécanismes d'ores et déjà existants. Ainsi, EON est favorable à l'utilisation du mécanisme d'ajustement pour la déclaration et le contrôle de la capacité effective tel que cela est prévu pour toutes les capacités de production existante. Les critères de certification doivent être les mêmes pour toutes les capacités, indépendamment de leur contribution à la réduction du risque de défaillance. E.ON est donc en faveur d'une approche non discriminatoire et technologiquement neutre. La solution retenue consiste en une adaptation du processus de certification aux capacités de puissance installée inférieure à 10 MW avec l'ajout d'une phase d'agrégation en amont du processus. Au-delà d'un principe évident d'équité, cette approche permet de bénéficier des méthodes de contrôle existantes (mécanisme d'ajustement) évitant ainsi une complexification du dispositif, liée à la mise en place de méthode de contrôle et de certification propres à ces capacités, et, dont les coûts rejailliraient sur les consommateurs finals. A ce titre, afin de diminuer les différents canaux de contrôle et de déclaration, les capacités n'atteignant pas le seuil de 10 MW devrait être agrées pour pouvoir utiliser le mécanisme d'ajustement. Dès lors, EON préconise que le seuil minimum de constitution d'une EDC soit augmenté de 1 à 10 MW. Cette proposition permet également d'augmenter les possibilités d'agrégation et de réduire les coûts de certification.



EON précise qu'il est impératif de traiter la question de la mesure de la disponibilité effective des capacités d'effacement certifiées, sujet qui n'a à ce stade pas été traité dans le cadre de la concertation.

Concernant les abaques, EON souhaite qu'elles soient établies de manière transparente par RTE, qu'elles soient rendues publiques et que K_{AL} et K_{JAL} soient identiques pour toutes les filières (hydraulique et effacement) afin d'éviter tout effet d'aubaine.

Enfin, le coefficient c de dispatchabilité proposé par RTE dans le rapport et préconisé par EON à plusieurs reprises lors de la concertation doit être appliqué dès la première année. En effet, aucune

contrainte opérationnelle ne se pose pour identifier les capacités dispatchables des capacités non dispatchables.

3. Processus de demande de certification

Le processus de demande de certification et les différentes échéances devront être adaptés en fonction du choix de l'année de livraison.

EON estime qu'une date limite de certification au plus tard le 1er septembre de l'année de livraison pour les capacités projets est relativement tardive. En effet, l'obligation reposant sur les fournisseurs, il est primordial que ces derniers aient une vision suffisamment claire de l'état du système à l'entrée dans l'année de livraison. EON préconise que la date limite de certification des capacités projets soit la date d'entrée dans l'année de livraison.

Concernant la date limite de certification des capacités de production existante, EON souhaiterait que celle-ci soit repoussée au 31 décembre de l'année N-3 afin de respecter les contraintes opérationnelles des exploitants de CCGT à travers le contrat NTCSA. En effet, la disponibilité prévisionnelle de la capacité, connue toutes les 8 333 heures, n'est potentiellement accessible que le 31 décembre de l'année N-3.

4. Sécurisation financière d'une capacité projet

Les processus de sécurisation financière pour les capacités projets ne doivent pas alourdir les modalités déjà prévues par ailleurs à travers d'autres mécanismes et à travers les demandes de raccordement. Un système de sécurisation financière et la pertinence de sa mise en œuvre doit être pesée au regard de ces éléments. En effet, de trop fortes contraintes conduiraient à une limitation du développement de nouvelles capacités.

5. Capacités avec avis de fermeture

EON s'interroge sur la proposition de RTE consistant à obliger un exploitant de capacité à fermer sa capacité durant une période minimale de trois[2] ans alors même que le décret prévoit la possibilité d'une fermeture non définitive. EON comprend que le cas de mise sous cocon pourrait être traité à travers une certification à 0. Toutefois, cette possibilité n'est pas explicitée et EON considère qu'elle devrait plutôt être traitée à travers un avis de fermeture non définitif afin que l'exploitant n'ait pas à supporter les coûts de certification. Cette approche suppose que l'avis de fermeture puisse être inférieur valable pour une période d'un an. EON demande que les règles intègrent cette possibilité.

6. Rééquilibrage du RPC

E.ON approuve le principe selon lequel le rééquilibrage doit permettre à l'exploitant d'ajuster sa déclaration de disponibilité au fur et à mesure et l'inciter à transmettre ces informations au marché le plus tôt.

[2] **Art. 13. – I. –** *Lorsque l'exploitant d'une capacité certifiée anticipe, avant la date limite de cession des garanties de capacité mentionnée au I de l'article 6, que son niveau de capacité effectif sera inférieur ou supérieur au niveau de capacité certifié, le responsable de périmètre de certification dont relève l'exploitant peut faire une demande de rééquilibrage.*

Le rééquilibrage est selon le décret de décembre 2012 possible jusqu'à la date de fin de cession[3] ; néanmoins, EON comprend la nécessité pour RTE d'avoir une visibilité suffisante au plus tôt. EON estime qu'il est possible de placer la date de fin de rééquilibrage pour le RPC un mois après la fin de la période de livraison.

Concernant le coût du rééquilibrage il augmente au fur et de l'avancement de la période de livraison. En amont de l'année de livraison, le coût de rééquilibrage est calculé sur la base des frais de gestion qui lui sont liés. Au-delà, le coût est déterminé sur la base d'une fonction affine liant coût de gestion et coût de règlement des écarts en fin de période. EON ne partage cependant pas la proposition de RTE qui consiste à attribuer un coût de rééquilibrage égal à celui du prix des écarts si une demande intervient à la fin de la période de livraison. Cette disposition n'incite pas les exploitants de capacité à se rééquilibrer plutôt qu'à attendre le règlement financier, elle est d'autre part pénalisante pour un RPC qui subirait une contrainte technique ou un aléa fortuit à la fin de la période de livraison plutôt qu'au début. EON demande ainsi que le coût du rééquilibrage en fin de période soit revu pour qu'il soit strictement inférieur au prix unitaire du règlement financier.

En outre, EON s'étonne de ne pas voir la notion d'aléa fortuit traité à travers la proposition de RTE alors qu'il a été mentionné à plusieurs reprises dans les groupes de travail qu'un aléa fortuit ne devait pas conduire à la pénalisation d'un RPC. Dès lors, EON estime qu'un aléa fortuit déclaré sur le dispositif transparence tel que la réglementation le prévoit pour une avarie de plus de 100 MW, ne conduise pas à une pénalisation identique à celle d'un RPC qui aurait mal déclaré sa disponibilité prévisionnelle. Le coût du rééquilibrage en cas d'aléa fortuit doit faire l'objet d'un coût réduit de sorte à inciter les exploitants à considérer cette contrainte dans le contrat de certification sans pour autant les pénaliser outre mesure en cas de fortuit dans le sens où ils n'ont pas de levier d'action pour l'éviter.

IV. Volet échange et registre

1. Comptes

EON souhaite qu'une société ayant des portefeuilles de deux filiales juridiquement liées, au sens de l'article L336-4 du code de l'énergie puisse bénéficier d'un compte unique au titre de l'acteur obligé. Cette proposition permet de faciliter la gestion opérationnelle et économique de l'obligation d'un fournisseur ayant plusieurs portefeuilles.

2. Registre des actions de maitrise de la demande en pointe (non certifiée) côté consommateurs, pour donner de la visibilité

EON considère qu'il n'est pas pertinent de créer un registre des actions de maitrise de la demande en pointe car :

- Ces actions relèvent de la politique commerciale de chaque fournisseur, et donc du secret des affaires,

[3] **Art. 7. –** I. – « *Le rééquilibrage des fournisseurs intervient avant la date limite de recouvrement des garanties de capacité ».*

- Un tel registre ne contribuerait pas au développement d'actions de maitrise de la demande à la pointe et, au contraire, freinerait les innovations marketing (en rendant ces innovations plus directement réplicables, leur développement en serait limité).

3. Transparence et surveillance du marché

EON est favorable à ce que le marché fasse l'objet d'une surveillance accrue de la CRE et de l'Autorité de la Concurrence, afin de vérifier qu'il n'y a pas de risque de manipulation de marché ou de distorsion de concurrence.

EON partage la proposition de RTE consistant à obliger les acteurs à déclarer auprès de la CRE toutes les transactions effectuées qu'elles soient faites sur le marché organisé, en OTC ou en self supply. Une vigilance accrue de la part du régulateur et de l'Autorité de la Concurrence sera garante d'un bon fonctionnement du marché et de l'émergence d'un prix pertinent de la capacité.