Consultation RTE : Appel à contributions sur le cadrage de la concertation sur l'évolution des règles du mécanisme de capacité

Réponse de Total Direct Energie

Total Direct Energie (TDE) tient tout d'abord à remercier RTE pour l'organisation de cette concertation, qui doit permettre de définir les Aménagements réglementaires à apporter aux règles du mécanisme de capacité (dites « règles V4 »).

Q1.1 : Partagez-vous l'intérêt de faire évoluer les règles pour simplifier l'application du tunnel de certification et améliorer l'efficacité des contrôles de la certification ? Quel est votre avis s'agissant des pistes de simplification évoquées dans le paragraphe précédent (approche portefeuille, acceptation tacite, révision de la valeur de référence et de la plage d'acceptabilité) ? Selon vous, existe-t-il d'autres pistes de simplification qui pourraient être compatibles avec la décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016 (aux considérants 173 et 174 en Annexe) ?

Le tunnel a été mis en place en tant que « remède concurrentiel » à la suite des demandes de la Commission européenne formulées en 2016 pour réduire le pouvoir de marché des gros acteurs. TDE considère donc nécessaire d'être prudent dans la façon dont le tunnel de certification pourrait évoluer afin de respecter les exigences légitimes de la Commission.

En l'espèce, les évolutions proposées par RTE (procéder à la maille des portefeuilles des acteurs plutôt qu'à la maille des capacités, prendre comme valeur de référence du tunnel le niveau de capacité initial certifié par les acteurs) semblent réduire très significativement l'efficacité du principe des tunnels de certificats (exercice d'un pouvoir de marché à la maille des portefeuilles, prise en compte pour « argent comptant » des niveaux de capacités déclarés par les acteurs).

Aussi, TDE n'est pas favorable à ce stade, aux propositions de RTE.
En vue de simplifier la mise en œuvre des dispositions relatives aux tunnels, et sur la base du retour d'expérience de TDE en la matière, il pourrait être imaginé de profiter de la connaissance qu'a RTE des différentes capacités au titre des autres processus que RTE gère (Remit, raccordement, etc.) pour limiter les justifications que les acteurs sont aujourd'hui contraints d'apporter (cas de l'augmentation de puissance de la CCG de Toul, cas de l'indisponibilité du transformateur de la CCG Saint-Avold 7).

Q1.2.1 : Partagez-vous l'intérêt de faire évoluer les règles pour simplifier la remontée de données dans le cadre du calcul du CGP ? Le seuil de 100 000 clients vous semble-t-il être un seuil pertinent pour distinguer les GRDs soumis à cette obligation de données ?

La question de la remontée des données des GRD pour le calcul des éléments de bouclage des mécanismes est un sujet récurrent qui apparaît également dans la gestion des allocations en énergie (processus écarts et Recotemp).

TDE est particulièrement attaché à ce que ces mécanismes en place soient appliqués de manière précises et remplissent les objectifs qui leur sont fixés. On note une forme d'incohérence entre, d'un côté la volonté systématique de rendre les mécanismes de profilage de plus en plus précis et complexes par des nouvelles règles coûteuses (profilage dynamique, utilisation des index quotidiens),

CONFIDENTIEL

et d'un autre côté les problèmes de fiabilité de données associés qui conduisent à des assouplissements pratiques.

TDE est donc défavorable à la proposition formulée par RTE. En vue d'assurer une correcte transmission des informations, un indicateur de suivi (indicateur financier) des services GRD au profit du responsable d'équilibre devrait être mis en place par la CRE.

Dans l'hypothèse où elle serait adoptée, TDE considère que les évolutions suivantes devraient être prises en compte :

- L'impact de cette décision sur le calcul du CGP devrait faire l'objet d'un suivi afin de vérifier que le résultat ne dérive pas davantage que prévu.
- Il serait pertinent de mettre un seuil en quantité d'énergie plutôt qu'en nombre de sites.
- La simplification doit être faite à la fois au numérateur et au dénominateur pour que le CGP garde sa cohérence.
- Il pourrait aussi être envisagé d'avoir un CGP provisoire et un CGP définitif.

Q1.2.2 : En complément des mesures d'accompagnement développées par RTE, l'Agence ORE et l'ADEeF pour accompagner les plus petits GRD, pensez-vous que les mesures visant à limiter les échanges de données entre RTE et les GRDs, en-dessous d'un seuil de clients, doivent être approfondies au-delà du calcul du CGP ? Si tel est le cas, quelle autre piste de simplification compatible avec la décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016 vous semble souhaitable ? A noter que la Commission européenne ne s'est pas exprimée sur les échanges de données entre RTE et les GRD mais établit des éléments d'architecture du mécanisme qui ne pourront pas être remis en question. Pour rappel, la décision de la Commission européenne est jointe à l'appel à contributions.

Pour les raisons développées plus haut, TDE n'est pas favorable au principe de simplifier les processus d'échange de données pour les plus petits GRD.

Néanmoins, si cette mesure était mise en place, RTE pourrait calculer une estimation de l'obligation totale profilée provisoire à la maille des GRD supérieur au seuil retenu.

Q1.3 : Partagez-vous l'intérêt d'une évolution règlementaire pour supprimer ces frais connexes s'appliquant lors des règlements financiers ?

TDE est favorable à la suppression des frais pour certification non-conforme, dans la mesure où la bonne foi de l'acteur n'est pas en cause : il apparaît en effet qu'un certain nombre d'occurrence de type provient d'un défaut d'accompagnement des acteurs par RTE.

En revanche, TDE n'est pas favorable à la suppression des frais incitant au respect du calendrier de certification.

Pour la transparence du système, il est particulièrement important de conserver une incitation à ce que les exploitants de capacité anticipent leurs démarches de certifications. Ces frais permettent d'inciter les producteurs et opérateurs d'effacement à certifier leur capacité en amont de l'AL. Les enlever reviendrait à laisser la possibilité de faire une certification plus tardive ce qui viendrait biaiser la vision des acteurs sur l'équilibre offre-demande en capacité réduisant ainsi la fiabilité du signal prix ressortant du mécanisme.

CONFIDENTIEL

TDE serait davantage favorable à une simplification de l'incitation financière, plutôt qu'à une suppression.

TDE rappelle qu'elle avait été défavorable à la suppression de ces frais pour l'hiver AL 2020-2021, l'augmentation du prix de la capacité ayant été l'élément déclencheur de l'apparition de nouvelles capacités, plutôt que la suppression de ces frais.

Q1.4 : Partagez-vous l'intérêt d'une évolution règlementaire visant à simplifier des obligations contractuelles issues du processus de certification ? Quel est votre avis au sujet des pistes de réflexions susmentionnées (Une certification plus normative pour les plus petites entités, suppression des coefficients de contrainte de stock) ? Concernant la certification plus normative pour les plus petites entités, partagez-vous que cette mesure supposera d'adapter pour ces moyens de production la formule de calcul du NCC normatif ainsi que du TDE, actuellement inscrit dans les règles ?

Seriez-vous d'avis de simplifier les modalités de certification dès les années de livraison 2023 et 2024, impliquant ainsi de recertifier des capacités qui le sont déjà, en soulevant ainsi de nouveaux coûts à couvrir par les gestionnaires de réseau, et de possiblement reporter l'ouverture de ces AL, dans la perspective d'alléger les obligations contractuelles (e.g. collecte) ?

TDE incite à la plus grande vigilance s'agissant de l'ensemble de ces propositions étant donné les impacts potentiels sur l'équilibre offre/demande en capacité.

TDE n'est pas opposé au principe d'étendre le principe de certification normative à d'autres capacités, dans la mesure où cela reste une possibilité qui leur serait offerte et non une obligation. En revanche, il n'est pas cohérent de demander aux exploitants de capacités qui bénéficieraient de cette mesure de supporter de nouveaux coûts de certification, étant donné que les gestionnaires de réseaux bénéficieront sur le long terme pleinement de ces modalités simplifiées de certification (réduction de leurs coûts).

En revanche TDE n'est pas favorable en l'état à la suppression des coefficients de stocks : la contribution à la réduction des risques pesant sur la sécurité d'approvisionnement n'est en effet pas directement proportionnelle à la durée d'activation des capacités et la suppression des coefficients de stock viendrait ainsi réduire la représentativité des caractéristiques propres à chaque capacité en termes de réduction des risques de sécurité d'approvisionnement.

En particulier, la suppression des coefficients Kh viendrait ajouter une contrainte supplémentaire à la filière des effacements de consommation, pour laquelle des durées d'activation longue (10h) sont un frein important à son développement. Les abaques Kh permettent aujourd'hui partiellement de prendre en compte cette problématique (légitimement compte tenu de la non-linéarité du paysage de défaillance). Ainsi la suppression de ce coefficient Kh ne saurait intervenir sans réduction du nombre d'heures des jours de pointe (passage de 10h à 4h).

Q1.5 : Partagez-vous l'intérêt d'une évolution règlementaire pour simplifier les signaux du mécanisme de capacité ? Partagez-vous les incertitudes entraînées par la répartition des signaux, et notamment sur la variabilité du niveau d'obligation des Acteurs Obligés ? Avez-vous des éléments permettant de chiffrer l'incertitude liée au tirage des jours PP au cours de l'année de livraison ? (p.e : sur le niveau d'obligation, les volumes liés aux changements de portefeuille en cours d'AL) Quel est

CONFIDENTIEL

votre avis au sujet des pistes de réflexions susmentionnées (meilleure répartition des jours PP au cours de l'année, faire correspondre les jours PP1 et PP2, critère de sélection des jours PP1/PP2) ?

TDE juge nécessaire d'introduire des modalités qui stabilisent la répartition des jours de pointe dans l'année, comme l'a montré l'année 2020 où aucun jour PP1 n'a été tiré au premier semestre, et la quasi-intégralité des jours PP1 sur la 1ère quinzaine de décembre. Il ressort des règles actuelles (qu'il aurait été utile d'amender courant 2020…) un tirage des jours de pointe sur 2020 particulièrement sous-optimal : Par exemple, les consommations des journées du 22/01, 23/01, 21/01, 20/01, 24/01 (non-jours PP1) étaient en moyenne plus élevées que celles des jours PP1.

Cette situation a été particulièrement défavorable :

- Aux fournisseurs alternatifs dont le portefeuille client est en croissance, avec un calcul portant sur l'ensemble des clients acquis en cours d'année
- Aux exploitants de capacité qui ont pu subir des pannes fortuites sur quelques jours en décembre 2020, tout en étant disponible sur le reste de l'année, et qui se voient donc fortement pénalisés de manière illégitime.

S'agissant des critères de tirage des jours de pointe, TDE juge nécessaire de supprimer le critère aujourd'hui utilisé pour les jours PP2 non PP1 (critère de tension) : ce critère est en effet tout à fait opaque aujourd'hui, et surtout RTE dispose déjà d'outils contractuels incitant les exploitants de capacité à être disponibles (notamment AO RR/RC, AO Effacement). Il convient en outre de rappeler que les prix de l'énergie véhiculent déjà des signaux incitant à la disponibilité suffisants. Ainsi, pour TDE, les jours PP1 et PP2 devraient être déclenchés sur la base d'un même critère (niveau de consommation, ou bien éventuellement niveau de consommation nette de la production fatale comme pour les jours Tempo[1]) et selon les mêmes modalités (notification en J-1 9h30).

S'agissant du nombre de jours PP1/PP2, TDE juge pertinent de rendre leur nombre fixe et connu à l'avance.

Par ailleurs, si le nombre de jours PP1 peut rester fixer dans l'intervalle actuel (10-15 jours), le nombre de jours PP2 devrait être lui revu significativement à la hausse (à environ 50/75 jours) afin de mieux refléter la disponibilité des capacités tout au long de l'hiver et ainsi éviter une pénalisation illégitime de capacités qui ne seraient pas disponibles sur les jours activés par RTE (non nécessairement les plus tendus en terme de sécurité d'approvisionnement, compte tenu des incertitudes liées aux modalités de tirage des jours de pointe).

Q1.6 : Partagez-vous l'intérêt d'une évolution règlementaire visant à améliorer la cohérence entre le Bilan Prévisionnel et le mécanisme de capacité ? Selon vous, quelles révisions des hypothèses du Bilan prévisionnel nécessiteraient une mise à jour de certains paramètres du mécanisme ? Quels paramètres pourraient être ajustés jusqu'à AL-1 et selon quelle fréquence ?

TDE n'est pas favorable aux propositions faites par RTE, qui seront sources de trop grandes incertitudes pour les acteurs concernés (cf. réponse TDE à la consultation du chapitre 4 sur la temporalité du mécanisme).

[1] Il conviendrait toutefois d'analyser plus en profondeur les impacts générés par un tel changement de critère

CONFIDENTIEL

Q1.7 : Partagez-vous la nécessité d'une évolution règlementaire pour décliner règlementairement les nouvelles obligations introduites par le règlement européen ? Selon vous, sur quelle méthodologie de calcul les calculs d'émissions CO2 concernant le mécanisme de capacité devraient-ils s'appuyer ? Deux exemples pourraient être considérés : OPINION No 22/2019 OF THE EUROPEAN UNION AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS of 17 December 2019 on the calculation of the values of CO2 emission limits referred to in the first subparagraph of Article 22(4) of Regulation (EU) 2019/943 of 5 June 2019 on the internal market for electricity (recast) et arrêté du 5 décembre 2019 définissant les critères d'émissions du dispositif de contractualisation pluriannuel, pris pour l'application de l'article R 335-76 du code de l'énergie ? Selon vous, la proposition détaillée ci-dessus permet-elle de répondre aux exigences du règlement européen tout en limitant la complexité introduite par cette nouvelle disposition ?

Concernant la méthodologie de calcul, et en cohérence avec l'article 22 du Règlement électricité qui porte sur une limite d'éligibilité aux mécanismes de capacité avec un plafond de 550g CO2/kWh, TDE considère nécessaire de prendre la référence méthodologique de l'ACER, conforme aux dispositions du Règlement électricité, à savoir une méthodologie de calcul portant sur les émissions de CO2 de l'installation.

Q1.8 : Partagez-vous la nécessité d'une évolution règlementaire pour décliner règlementairement le « phase out » prévu par le règlement européen sur le fonctionnement du marché intérieur de l'électricité ? Selon vous, comment définir une « difficulté d'adéquation des ressources » comme condition nécessaire pour l'ouverture d'un exercice dans le cadre du mécanisme de capacité ?

TDE est favorable à apporter tous les éléments de clarification nécessaires. S'agissant de la définition d'« une difficulté d'adéquation des ressources », il pourrait être envisagé de préciser son appréciation, dans la mesure où cette définition n'est pas trop restrictive et ne ferme pas des options qu'il pourrait être intéressant de laisser ouvertes.

Q2.1 Selon vous, les pistes de réflexions identifiées s'agissant du contrôle de disponibilité sont-elles pertinentes ? Identifiez-vous d'autres pistes d'évolution, compatible avec la décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016, susceptible d'améliorer le contrôle de disponibilité ? A noter que la Commission européenne ne s'est pas exprimée sur le contrôle de disponibilité mais établit des éléments d'architecture du mécanisme qui ne pourront pas être remis en question. Pour rappel, la décision de la Commission européenne est jointe à l'appel à contributions.

TDE ne dispose pas d'éléments d'appréciation sur cette question, mais considère que les modalités de contrôle des capacités sont de première importance pour assurer la fiabilité et la confiance des acteurs dans le dispositif.

Q2.2.1 Selon vous, les pistes de réflexions identifiées sont-elles pertinentes pour assurer la couverture de la capacité nécessaire pour le système électrique avant le début de l'année de livraison ? Identifiez-vous d'autres pistes d'évolution, compatibles avec la décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016, susceptibles d'améliorer les enjeux relatifs à la couverture des Acteurs Obligés ? A noter que la Commission européenne ne s'est pas exprimée sur ce sujet mais établit des éléments d'architecture du mécanisme qui ne pourront pas être remis en question. Pour rappel, la décision de la Commission européenne est jointe à l'appel à contributions.

CONFIDENTIEL

Les règles actuelles, permettant notamment un rééquilibrage des acteurs obligés en AL, résultent du design du mécanisme décentralisé. Les acteurs obligés doivent estimer leur obligation de capacité, ce qui s'accompagne d'une multitude d'incertitudes.

A la maille d'un acteur obligé, le niveau d'obligation estimé ex-ante en AL-1 dépend du tirage des jours de pointe et son portefeuille à date. Comme mentionné plus haut, les acteurs obligés dont le bas de portefeuille évolue significativement en cours d'année de livraison seront fortement exposés à une variation de leur obligation, le tirage des jours de pointe ex-post pouvant être très différent du tirage ex-ante. Ils peuvent aussi voir leur obligation varier en cours d'AL au moment de la signature d'appels d'offre sur le haut de portefeuille.

Une obligation de couverture en amont de l'obligation de capacité par les acteurs obligés serait donc incompatible avec le fonctionnement actuel du mécanisme.

TDE note par ailleurs que cette obligation de couverture n'existe aujourd'hui pas pour les exploitants de capacité, notamment ceux sur lesquels pèsent une contrainte de liquidité (obligation de mise en vente de certificats à différentes enchères) : ces acteurs n'ont en effet pas l'obligation de vendre **à tout prix** leurs capacités, ce qui serait le cas pour les acteurs obligés si une obligation de couverture ex-ante était mise en œuvre. **Une telle disposition générerait donc des biais concurrentiels majeurs dans un contexte de marché avec un acteur dominant sur la capacité.**

Concernant la temporalité du mécanisme, la fusion des processus de Recotemp et Ecarts, ainsi qu'un bouclage sur les pertes au pas mensuel, permettrait d'avoir dès M+1 une bonne vision de l'énergie allouée aux RE. En prenant en compte le délai d'acquisition, de transmission des données par les GRD à RTE, la contribution d'un mois donné au niveau d'obligation définitif de l'AL d'un RE donné pourrait être calculé dès M+3 par exemple. Il pourrait donc être envisagé un règlement financier dès le mois de mars de AL+1.

Q2.2.2 Pensez-vous que les calculs estimés notifiés par RTE en AL + 1 sont suffisamment robustes pour procéder à un Règlement financier sur la base de ces résultats ? Verriez-vous des solutions pour réduire les risques et l'ampleur de ces écarts par rapport aux calculs définitifs utilisés aujourd'hui ? Identifiez-vous d'autres pistes d'évolution, compatibles avec la décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016, susceptibles d'améliorer les enjeux relatifs à la temporalité du mécanisme de capacité ? A noter que la Commission européenne ne s'est pas exprimée sur la temporalité du mécanisme mais établit des éléments d'architecture du mécanisme qui ne pourront pas être remis en question. Pour rappel, la décision de la Commission européenne est jointe à l'appel à contributions.

TDE considère qu'il serait souhaitable de procéder à des règlements financiers provisoires sur la base des éléments connus en AL+1, puis que les règlements financiers soient affinés pour devenir définitifs avec l'utilisation des dernières données connues en AL+3

Q2.3 Selon vous, les pistes de réflexions identifiées s'agissant de la simplification de la participation transfrontalière sont-elles pertinentes ? Identifiez-vous d'autres pistes d'évolution, compatibles avec la décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016, susceptibles d'améliorer les enjeux relatifs à la participation transfrontalière directe ? (voir considérants en Annexe)

TDE regrette que les travaux relatifs à la participation transfrontalière n'aient pas pu conduire à la mise en place de règles permettant la participation explicite des capacités étrangères au mécanisme de

CONFIDENTIEL

capacité. Il ressort en effet que cette participation explicite, pourtant exigée par le Règlement Electricité, a été un échec, pour plusieurs raisons :

- Le modèle prévu d'achat de tickets d'interconnexions pour la participation d'une capacité transfrontalière n'a donné aucun signal économique satisfaisant aux acteurs
- RTE évoque l'absence d'accord entre gestionnaires de réseaux de transport au niveau européen n'ayant pas permis de rendre effective cette disposition.

TDE considère utile d'expliciter les raisons pour lesquelles aucun accord n'a été trouvé entre les gestionnaires de réseaux européens, mais considère toutefois que des règles auraient pu être mises en place indépendamment d'accord entre GRT.

Lors des travaux autour de la participation transfrontalière des capacités étrangères, TDE avait fait part de propositions concrètes permettant de définir une méthodologie efficace pour la contribution de ces capacités. TDE souhaite en effet rappeler certains éléments qui ont pu être partagés, sans toutefois être pour le moment pris en compte dans les règles actuelles.

L'introduction explicite (prévue par le Règlement Electricité) des interconnexions et des capacités transfrontalières dans le mécanisme de capacité doit permettre d'affecter la valeur capacitaire entre celles-ci selon que l'une ou l'autre constitue le facteur limitant pendant les situations de défaillance en France. La valeur est portée :

- Soit par l'interconnexion lorsque celle-ci est saturée en import : l'interconnexion est alors le facteur limitant et une augmentation (resp. une diminution) de celle-ci viendra améliorer (resp. dégrader) la sécurité d'approvisionnement en France;
- Soit par les capacités étrangères dans le cas contrair e: les capacités étrangères disponibles sont alors le facteur limitant, et c'est une augmentation (resp. diminution) de ces dernières qui pourrait venir améliorer (resp. dégrader) la sécurité d'approvisionnement en France.

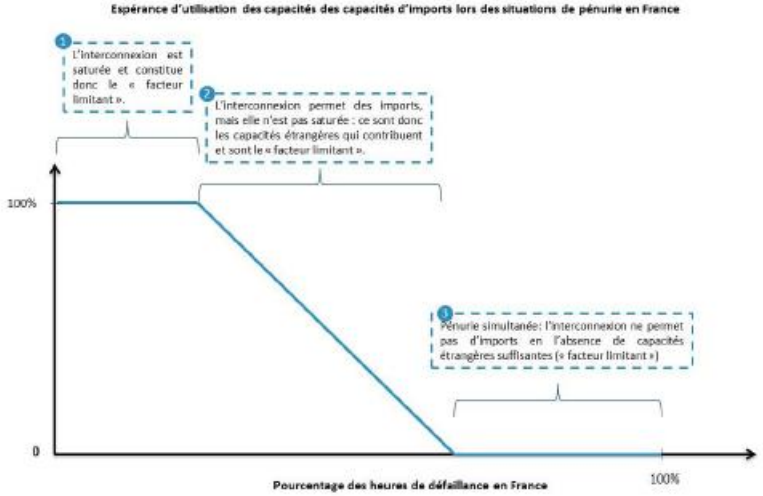
Durant les situations où l'interconnexion n'est pas saturée en import,

- Les acteurs obligés en France, qui portent *prime facie* le coût du mécanisme de capacité, doivent pouvoir couvrir leur obligation indifféremment avec une capacité située en France ou à l'étranger.
- Une capacité située à l'étranger contribue marginalement autant qu'une capacité située en France : il est donc nécessaire qu'elle permette de satisfaire l'obligation de capacité d'un acteur qui l'utiliserait pour y répondre.

Or, la mise en place d'enchères de tickets d'interconnexion alloue l'intégralité de la valeur aux seules interconnexions. En effet, avec un tel système, les capacités étrangères ont intérêt à enchérir pour acquérir des tickets d'interconnexion jusqu'à annuler le revenu qu'elles escomptent de la revente de leurs certificats. Au final, l'interconnexion devrait capter l'essentiel de la valeur indépendamment de leur caractère plus ou moins limitant. RTE avait déjà reconnu dans un rapport précédent que les dispositions en vigueur dans les règles ne sont pas satisfaisantes.

Comme TDE avait pu le proposer par le passé, pour allouer correctement la part de la valeur devant revenir aux interconnexions et aux capacités étrangères, il est nécessaire de prendre en considération les différentes situations possibles :

CONFIDENTIEL



Cas ❶: l'intégralité de la valeur doit revenir à l'interconnexion

Cas ❷: l'intégralité de la valeur doit revenir aux capacités étrangères (la marge en capacité dans le pays étranger est plus faible que les capacités d'import de l'interconnexion)

Cas ❸: dans les situations de pénurie simultanée, les capacités sont insuffisantes de part et d'autre de l'interconnexion et constituent donc le facteur limitant. L'ajout d'une capacité étrangère bénéficiera au pays étranger, mais aussi à la France, à l'instar du mécanisme de « curtailment sharing » (*) implémenté dans l'algorithme de coupling des marchés Day-Ahead européens.

C'est la raison pour laquelle TDE avait proposé une commercialisation d'un volume de tickets d'interconnexion correspondant aux situations :

- De saturation en import (cas 1 ci-dessus)
- De marge en capacité dans le pays étranger positive, mais inférieure à la capacité de l'interconnexion, à hauteur de la capacité d'interconnexion non utilisée (cas 2)
- De pénurie simultanée, à hauteur de l'apport à la France de l'ajout d'une capacité étrangère supplémentaire (cas 3)

Ce mécanisme s'accompagnerait d'une allocation prioritaire de tickets (sous forme d'une compensation financière ex-post) aux acteurs

- Obligés en France (disposition légitime compte tenu du financement du dispositif par les consommateurs français) pour la part de la valeur revenant aux interconnexions
- Disposant d'un « bilan en capacité » positif dans le pays étranger (de sorte à inciter les acteurs à être équilibrés en capacité) pour la part de la valeur revenant aux capacités étrangères

Le « bilan en capacité » d'un acteur est la différence entre :

- Son niveau de capacité effectif, résultant du contrôle du réalisé de ses capacités
- Et la contribution de son portefeuille clients à la pointe de consommation du pays étranger (pendant les jours PP1 en France). Par simplicité, cette contribution pourrait être évaluée selon une méthodologie analogue à celle utilisée pour les consommateurs télérelevés (avec prise en compte d'un éventuel gradient de température).

TDE souhaite que cette proposition soit analysée dans la perspective de l'évolution des règles v4, celle-ci permettant de répondre aux exigences du Règlement Electricité et rendre effective la participation des capacités étrangères en valorisant correctement l'apport de ces dernières et des interconnexions.

Q2.4 Parmi toutes les évolutions réglementaires proposées (« évolutions identifiées comme sans regret » et « évolutions à instruire davantage »), quel niveau de priorité P1, P2 ou P3 associez-vous à l'instruction de chacune d'elles dès le cadre réglementaire V4 ?

<u>Evolutions identifiées comme sans regret</u>

CONFIDENTIEL

1.1. Révision des modalités d'application du tunnel de certification : TDE n'est pas favorable à la proposition formulée par RTE.
1.2. Réduction des itérations avec tous les GRD pour le calcul de l'obligation (CGP) : TDE n'est pas favorable à la proposition formulée par RTE.
1.3. Suppression des frais incitatifs hors rééquilibrages : TDE n'est pas favorable à la proposition formulée par RTE.
1.4. Simplification des obligations contractuelles liées à la certification pour les plus petits exploitants de capacité : TDE n'est pas favorable à la proposition formulée par RTE.
1.5. Evolution de la répartition des signaux du mécanisme en cours d'année de livraison : P1
1.6. Amélioration de la cohérence entre la vision des marges vues de MECAPA et du BP : TDE n'est pas favorable à la proposition formulée par RTE.
1.7. Aménagements pragmatiques sur la limite d'émission CO2 : P2
1.8. Transposition des modalités d'un « phase-out » dans le cadre règlementaire : P2

Evolutions à instruire davantage

Contrôle de disponibilité: observabilité et fiabilité : /
Temporalité du mécanisme de capacité: couverture tardive des acteurs obligés et date de bouclage du mécanisme : TDE n'est pas favorable à la proposition formulée par RTE.
Participation transfrontalière explicite : opportunité d'alléger le modèle approfondi pour faciliter sa mise en œuvre : P1

Q2.5 Selon vous, est-ce que d'autres sujets devraient être abordés par la concertation portant sur le cadre règlementaire V4 ? Lesquels ?

1. **Délai de mise en œuvre**

RTE précise dans sa consultation que les aménagements réglementaires du jeu de règles V4 pourront être introduits dans le cadre réglementaire fin 2021, pour des échéances de mise en œuvre qui seront discutées dans le cadre de la concertation courant 2021 en cohérence avec l'ouverture concomitante des échanges pour les années de livraison 2023 et 2024. TDE considère que ces règles devraient s'appliquer sans attendre, dès le 1er janvier 2022.

2. **Publication plus régulière des prévisions de RTE**

TDE souhaiterait que RTE publie plus régulièrement et plus en amont ses prévisions d'obligations de capacité : TDE serait ainsi favorable à une communication annuelle, en début d'année, sur toutes les échéances ouvertes ainsi qu'à une évaluation a posteriori, en fin d'année écoulée.

3. **Mise en place de la fongibilité des périmètres d'écarts d'obligation de capacité et de certification**

Concernant la fongibilité des périmètres d'écarts d'obligation de capacité et de certification, TDE considère qu'une fongibilité des périmètres d'écarts serait de nature à simplifier le mécanisme pour les acteurs intégrés.

4. **Articulation entre le mécanisme de capacité et le dispositif ARENH**

Enfin, TDE souhaite une meilleure articulation entre le mécanisme de capacité et le dispositif ARENH actuel, s'agissant en particulier du produit capacitaire associé au produit ARENH. En effet, alors même que la production nucléaire est naturellement saisonnalisée, le produit ARENH emporte seulement 1 MW de capacité par MW de produit nucléaire. Pour correspondre à la réalité de la saisonnalité de la

CONFIDENTIEL

production nucléaire, ce volume devrait être conduit à 1,16. En l'état, cela permet à EDF, et à lui seul, de tirer un bénéfice associé à cet écart avec la saisonnalité réelle de son parc.

5. Révision du gradient de thermosensibilité :

TDE rappelle son souhait de rendre plus robuste le calcul de la thermosensibilité en modifiant le référentiel des points retenus dans la méthode du gradient. L'objectif serait de rendre le gradient utilisé dans le calcul des obligations plus représentatif de la thermosensibilité des consommateurs profilés et télérelevés sur les jours éligibles PP1 (jours ouvrés de janvier, février, mars, novembre et décembre).

CONFIDENTIEL