Appel à contributions lancé par RTE portant sur le dispositif de contractualisation pluriannuelle, la participation transfrontalière et les effacements

Réponse d'ENGIE

	1 Questions relatives au dispositif de contractualisation pluriannuelle
Q1.1	*La méthode de modélisation de la courbe de demande administrée, présentée en GT par RTE vous semble-t-elle satisfaisante?*
	ENGIE souhaite exprimer les conditions suivantes nécessaires à la mise en œuvre de la méthodologie proposée par RTE pour l'établissement de la courbe de demande valorisée du mécanisme de contractualisation à long-terme : **1. L'information transparente du marché** Le processus associé au développement de la courbe de demande de l'appel d'offre pour les contrats à long-terme associe une modélisation complexe à l'application de coefficients correctifs qui présentent des forts risques économiques. Dès lors, pour permettre aux acteurs de se déterminer de manière efficace dans le marché des nouveaux entrants du mécanisme de capacité, il importe d'informer ceux-ci de manière : - Complète : toute la méthodologie et toutes les hypothèses numériques relatives à l'établissement de la courbe de demande / prix de chaque exercice doivent être publiées en temps utile et dans tous ses détails, y compris les corrections qui auraient été apportées du fait de l'application du prix de référence initial (PRI) ou du coefficient d'abattement, et doivent être disponibles pour l'information des acteurs sous une forme aisément exploitable ; - Transparente : la courbe de demande / prix proposée par RTE pour chaque enchère doit être publiée par RTE avec toutes les hypothèses sous-jacentes qui expriment le contexte technico-économique sur lequel elle est basée, en ce inclus les perspectives d'offre et de demande dans le mécanisme de capacité pour les années concernées par les contrats à long-terme proposés à la vente ; - Anticipée : la publication de la courbe de demande, ainsi que le coefficient d'abattement, doivent être effectuées au minimum 3 mois ex-ante du dépôt du dossier de l'appel d'offre pour que les acteurs puissent décider en toute connaissance de cause de leur participation, ou non, à ce processus d'enchère de long-terme ;

A défaut de remplir ces conditions, les acteurs pourraient renoncer à participer aux enchères, ce qui restreindrait donc la concurrence. L'aléa, normal dans un processus concurrentiel, doit être restreint à la courbe d'offre et la concurrence qui y est associée. La concurrence évitera toute tentative de manipulation des prix d'offre, tant est grand le risque d'échouer associé à la présence d'autres acteurs compétitifs et au coût élevé de l'établissement d'offres crédibles.

2. <u>Cohérence du cadre général du dispositif.</u>

ENGIE souhaite appeler l'attention de RTE sur la nécessaire cohérence de ce mécanisme d'appel d'offre avec les résultats publiés au travers des Bilans Prévisionnels ou des publications de ENTSOE pour consolider la confiance des acteurs de marché dans le processus d'appel d'offre pour ces contrats à long-terme.

3. **<u>Aligner le PREC sur le prix de l'enchère long-terme.</u>**

Pour que les acteurs puissent évoluer dans un environnement économique plus certain, et pas seulement ceux qui auront été lauréats des enchères de long-terme, ENGIE demande que l'ensemble des paramètres d'une année de livraison puissent être sécurisés dès l'issue de l'appel d'offre pour les contrats de long terme.

Cette sécurisation s'obtiendra notamment en définissant le PREC (Prix Référence de la Capacité), qui sert de base au prix de règlement des écarts à partir du prix d'équilibre (clearing price) résultant de l'appel d'offre. Une fois ce prix établi, il pourra ainsi guider tous les échanges futurs et sécuriser les obligés dans leur appréciation du marché en en connaissant le niveau de risque dès le début (si le prix d'équilibre est faible, le niveau de risque associé à un manque de capacité ne peut qu'être faible, et donc le prix de règlement des écarts doit logiquement être faible, et inversement). Ainsi, le dispositif restera cohérent.

Par ailleurs, le processus d'établissement des courbes de demande des appels d'offre pour des contrats à long-terme dans le contexte du mécanisme de capacité appelle les commentaires plus techniques suivants :

D'abord, le principe de refléter la valeur de la capacité pour la collectivité est un principe sain, en ce qu'il prend en compte l'inutilité d'effets d'éviction des capacités existantes tant que leur besoin de rémunération à partir du mécanisme de capacité est inférieur au prix de la capacité des nouveaux entrants.

Pour ce qui concerne la modélisation technico – économique qui servira à l'établissement de la courbe de demande, ENGIE souhaite faire part des commentaires suivants :

1) La modélisation reposera, d'après ce que l'on a pu en comprendre du peu d'information délivrée jusque-là, sur un modèle d'optimisation stochastique dynamique, c'est-à-dire qui prend en compte une arborescence de scénarios, chacun associé à une probabilité d'occurrence spécifique, sur un horizon de temps suffisant pour permettre de déterminer la profitabilité des investissements sélectionnés. La modélisation prend vraisemblablement en compte l'option de déclasser des unités existantes, moyennant un coût de déclassement, ou leur prolongation.

La complexité du problème peut cependant engendrer des simplifications abusives conduisant à des résultats erronés :

a. La définition de l'arborescence et des probabilités associées constitue la difficulté essentielle ;

b. A l'intérieur de chaque branche : il est nécessaire de prendre en compte précisément les risques et le fonctionnement des stockages, en particulier de l'impact du niveau de risque sur le niveau de capacité hydraulique disponible. A défaut, une erreur pourrait être commise sur le besoin de capacité, potentiellement de l'ordre de grandeur de la capacité nécessaire.

2) La modélisation employée nécessite l'analyse conjointe et simultanée des marchés de l'énergie et de la capacité. Il en ressort une rémunération des actifs dans l'un et l'autre marché, en espérance, dont le rapport peut varier dans des proportions significatives entre une part élevée (manque relatif de capacité) ou basse (excédent relatif de capacité) du revenu qui proviendrait du marché de l'énergie et en proportion inverse pour la capacité. Le basculement de l'une ou l'autre de ces situations peut dépendre des hypothèses de modélisation et des états de tension supposés des marchés énergie et capacité, à la main du modélisateur, et engendrer la construction d'une courbe de demande erronée.

3) L'analyse est-elle effectuée sur une seule année de livraison ou plusieurs simultanément, idéalement 7, puisque c'est la durée des contrats de Long Terme. Ou l'optimisation est-elle conduite sur la durée de vie des capacités qui pourraient être sélectionnées ?

4) La méthode incorpore un prix de référence initial, le PRI, qui est recalé (ex-post des simulations, ex-ante de l'appel d'offre pour des contrats pour différence) sur l'observation des résultats de session d'enchères pour des années précédant l'année de livraison. Ce recalage introduit une sorte de plafond, tant que l'on ne connait pas la forme de la courbe de prix, qui risque de rendre impossible la mise en œuvre du projet de CFD pour des nouvelles unités ou de retarder leur mise en œuvre jusqu'au moment où les prix ressortant des enchères (décentralisées) deviendraient très élevés. Dit autrement : il n'est pas possible de mesurer l'impact de cette rétroaction au vu des explications, jusque-là insuffisantes, données par RTE pendant le GT ou dans sa présentation.

5) Une fois le PRI discuté, pourquoi faut-il encore derrière ce PRI un coefficient d'abattement ? Ce coefficient a un caractère de double emploi et d'arbitraire : il semble donc inutile.

6) La méthodologie que RTE compte mettre en œuvre pour développer les courbes de demande simule le comportement des acteurs en réalisant de nombreuses hypothèses, dont les coûts d'investissement des nouveaux entrants, et présélectionne ainsi dans sa modélisation certains types d'unités (effacement) plutôt que d'autres (TC, CCG, stockages,…). Ceci influence la courbe de demande et constitue ainsi une forme d'intervention de RTE dans le marché.

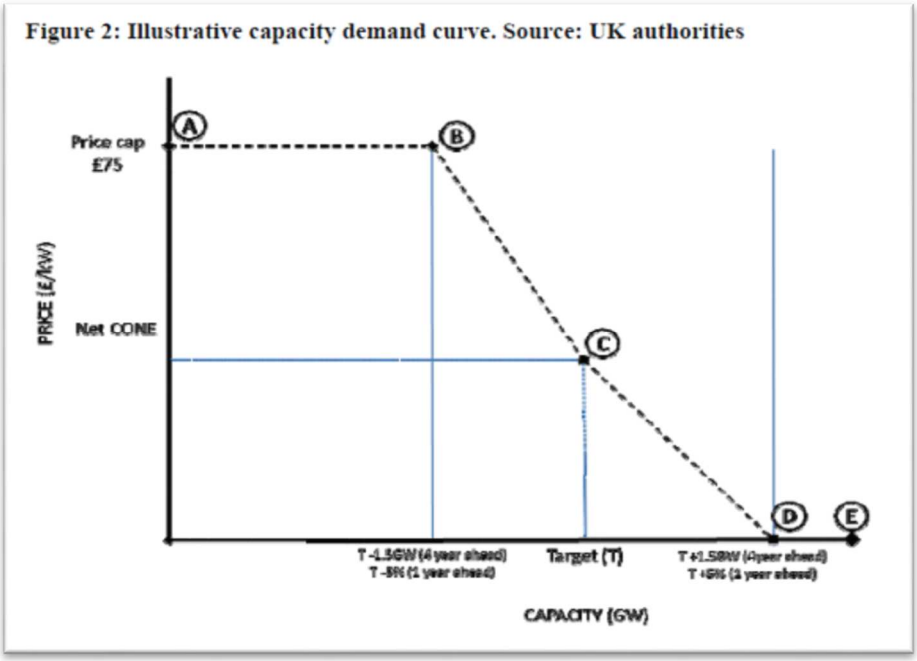
7) L'impact de ce processus sur le résultat des enchères dites décentralisées est mal connu. Il se peut qu'on introduise une sorte de boucle de rétroaction $PRI_{décentralisé}$ => CFD => enchère décentralisée =>$PRI_{décentralisé}$ qui conduise à une spirale décroissante. A-t-on vérifié que cela n'est pas le cas, peut-on disposer de ces essais pour mieux comprendre ?

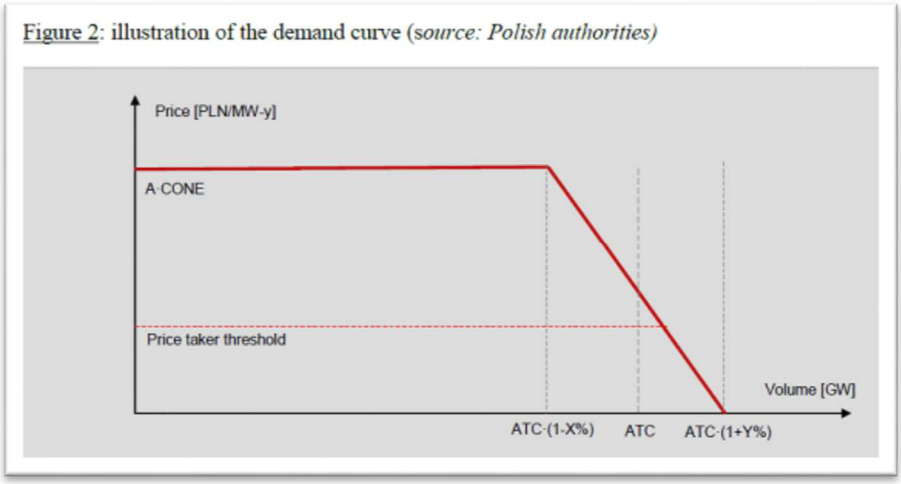
Pour toutes ces raisons et si cette approche devait être poursuivie, ENGIE demande que RTE produise un exercice complet à destination du marché, avec tous les détails et clarifications de la modélisation, afin d'expliciter complètement l'environnement dans lequel les offres de capacité devront être remises.

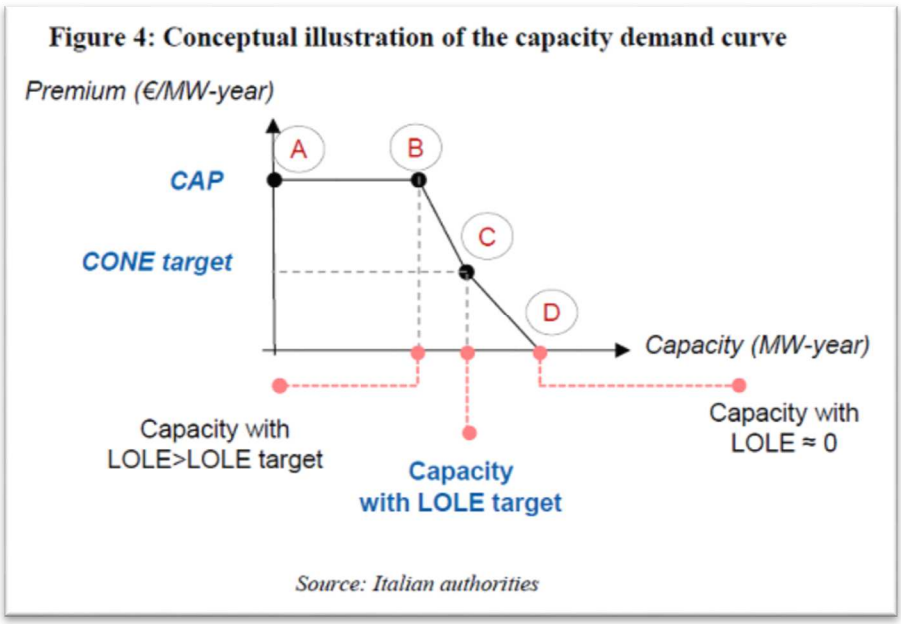
ENGIE remarque que des méthodologies plus simples de construction de courbe d'offre ont été proposées dans d'autres marchés de capacité (p.ex. Grande-Bretagne, Pologne, Italie) approuvés par la Commission Européenne.
A titre d'exemple, la Grande-Bretagne définit sa courbe de demande en fonction de : (a) un multiple (1,5x) du coût net du nouvel entrant « Net-CONE » (qui définit de facto le prix maximum de l'enchère), (c) un objectif de capacité « T » à obtenir sur le marché, (b-d) une courbe de demande convergeant vers 0 depuis le prix maximum dans un intervalle [T-X%, T+X%] autour de cet objectif de capacité.
Une telle approche semble moins risquée du point de vue méthodologique et elle est certainement plus accessible à la compréhension de tous les autres acteurs (autorités, fournisseurs de capacité).

A titre d'exemple, les définitions des courbes de demande de la Grande Bretagne, de la Pologne et de l'Italie :

Figure 2: Illustrative capacity demand curve. Source: UK authorities







Q1.2	*Êtes-vous favorables à l'approche présentée en GT sur le calcul du PRI en régime pérenne (pondération sur les volumes et pondération possiblement distincte des volumes échangés d'une année de livraison à l'autre) ? Selon vous, quels coefficients de pondération devraient être prépondérants ? En lien avec l'activation de la clause de revoyure, comment les évolutions évoquées dans le cadre de ces réflexions sur l'architecture de marché pourraient affecter le calcul du PRI en régime pérenne?*
	Le Prix de Référence Initial de la Capacité sera utilisé pour normaliser et aligner la courbe de demande simulée sur les prix déjà observés dans le marché. Un coefficient d'abattement pourrait encore venir changer cette courbe si le gestionnaire de Réseau l'estime nécessaire. Le calcul du PRI proposé pose question en ce qu'il incorpore des prix de capacité qui résultent d'enchères pour des années précédentes, qui peuvent être influencés notablement par des conditions technico-économiques différentes de la première AL pour laquelle le PRI est calculé. A priori, il est plus représentatif de considérer l'enchère de AL-4 des nouvelles capacités pour caler le PRI relatif à l'AL.

	La méthode de normalisation proposée pose un problème supplémentaire : en utilisant les enchères « décentralisées », on doit s'attendre au mieux au prix nécessaire au maintien de capacités dans le système, qui est très loin de couvrir le besoin de rémunération des CAPEX des nouveaux entrants. Donc en normalisant les courbes sur base de ce prix, il sera difficile d'obtenir des nouvelles capacités !
Q1.3	*Les données que RTE envisage d'utiliser pour le calcul du PRI en régime transitoire vous semblent-elle pertinentes ? Êtes-vous favorables à une pondération équivalente des volumes échangés pour les années de livraison couvertes par la période de contractualisation de l'AOLT ? En lien avec l'activation de la clause de revoyure, comment les évolutions évoquées dans le cadre de ces réflexions sur l'architecture de marché pourraient affecter le calcul du PRI en régime transitoire ?*
	Le régime transitoire porte les mêmes incertitudes méthodologiques que le régime pérenne. Les remarques formulées par ENGIE en réponse à la question 1.1 s'appliquent également au régime transitoire. Pour les trois 3 années du régime transitoire, ENGIE suggère de considérer la prise en compte de l'enchère de fin 2019 pour l'AOLT couvrant la période 2020-2026, l'enchère de fin 2020 pour l'AOLT couvrant la période 2021 – 2027 et l'enchère de fin 2021 pour l'AOLT couvrant la période de 2022 – 2028.
Q1.4	*S'agissant de l'évaluation du coefficient d'abattement, deux approches vous ont été présentées lors du GT du 04 juillet 2018. Quelle approche vous semble la plus satisfaisante? Avez-vous des suggestions pour objectiver la détermination d'un coefficient d'abattement?*
	ENGIE ne comprend ni le rôle ni l'utilité du coefficient d'abattement et demande sa suppression. A défaut, la mise en œuvre d'une méthode raffinée ne présente plus aucun intérêt et dès lors, la courbe de demande pourrait aussi bien être établie sur des bases simples similaires à celles adoptées dans les systèmes britannique, polonais ou italien. Cependant, l'approche : $C_{abattement} = 1$ est préférable, pour rester en ligne avec les indications de marché. A priori cette approche renvoie un signal de prix plus élevé pour les nouvelles capacités, donc augmente l'intérêt pour des capacités nouvelles entrantes et par conséquent pour la concurrence dans un marché attractif. Si $C_{abattement} < 1$, on dissuade les nouveaux entrants en mettant un prix de capacité inférieur au prix nécessaire au maintien des unités existantes dans le marché. ENGIE souhaite appeler l'attention sur un point : dans les enchères (décentralisées) autres que pour les CFD, les unités nouvelles entrantes offrirons en price-taker puisqu'elles disposent d'un prix garanti et donc tireront le prix des enchères vers le bas, ce qui rendra l'usage de ces enchères pour déterminer un nouveau PRI sujet à caution puisqu'il ne serait pas du niveau suffisant pour de nouvelles unités. Il est NECESSAIRE que RTE publie la méthodologie complète, les données et les résultats d'un exercice probatoire sur plusieurs années pour pouvoir se rendre compte de la réalité et de l'ampleur des problèmes soulevés par la méthodologie.

Q1.5	*Quatre appels d'offres pour les nouvelles capacités seront organisés en 2019, couvrant les périodes de contractualisation 2020-2026, 2021-2027, 2022-2028 et 2023-2029 et les calendriers d'organisation de ces appels d'offres vous ont été présentés en GT. Pour la période de contractualisation 2020-2026, vous semble-t-il pertinent de permettre aux éventuelles capacités lauréates d'émettre une demande de certification après la date limite de certification pour notamment permettre à une capacité d'effacement de se certifier si elle est retenue lors de l'appel d'offres ? Avez-vous des remarques sur les calendriers d'organisation des appels d'offres qui vous ont été présentés en GT ?*
	ENGIE n'a pas d'objection à cette proposition pour autant qu'elle s'applique à toutes les unités lauréates de l'appel d'offre, afin de maintenir un champ concurrentiel équitable.
Q1.6	*Dans la perspective de contractualiser des offres fiables lors de l'appel d'offres tout en s'adaptant aux contraintes des opérateurs d'effacement, RTE pourrait demander aux capacités d'effacement de présenter une composition d'EDC indicative pour l'année de livraison AL, sous réserve de l'accord de principe des sites de soutirage qui composent la liste de sites. Cette approche vous semble-t-elle applicable dans le cadre de l'AOLT ? Moduler le plafond des garanties bancaires réclamées aux capacités d'effacement dans le cadre de l'AOLT vous semble-t-elle une solution plus satisfaisante ?*
	ENGIE recommande que les sites de soutirage soient bien identifiés pour permettre la vérification par RTE de l'absence de double rémunération des effacements : en tant qu'acteur actif (rémunération explicite) et en tant qu'acteur passif (rémunération implicite). ENGIE suggère de conditionner la certification et la vérification de la puissance effective, donc la rémunération des garanties de capacité obtenues à la fourniture de la composition de l'EDC si celle-ci ne peut être fournie au moment de l'appel d'offre. ENGIE n'est pas favorable à une augmentation des garanties bancaires.
Q1.7	*Dans le cas où une capacité d'effacement était retenue dans le cadre de l'appel d'offres et notamment en cas de contractualisation partielle, l'opérateur d'effacement devra déclarer, avant la date limite de demande certification pour l'EDC concernée, la liste des sites qui permettent de remplir l'engagement de disponibilité pris par opérateur d'effacement pour AL dans le cadre de cet appel d'offres. Cette approche vous semble-t-elle satisfaisante ?*
	En relation avec sa réponse à la question 1.6, ENGIE n'a pas d'objection à la prise en compte de la déclaration de la liste des sites au plus tard à la date limite de certification de l'EDC.
Q1.8	*S'agissant de la participation d'installations de production au titre d'une augmentation de puissance installée d'au moins 20%, RTE pourrait limiter la participation de ces installations à la hauteur de l'augmentation de puissance installée. Cette approche vous semble-t-elle satisfaisante ?*
	ENGIE n'a pas d'objection à la limitation de la participation des unités existantes à l'AOLT au maximum à hauteur de leur augmentation de puissance.

Q1.9	*S'agissant de la participation d'installations de production au titre d'une augmentation d'un changement de source d'énergie primaire, RTE pourrait limiter la participation de ces installations à la hauteur de la puissance installée qui change de source d'énergie primaire. Cette approche vous semble-t-elle satisfaisante ?*
	ENGIE n'a pas d'objection à la prise en compte dans l'AOLT des installations existantes de production au titre d'un changement de source d'énergie primaire, dans les limites de l'augmentation de leur contribution à la sécurité d'alimentation de la France. En cas de diminution de leur contribution à la sécurité d'alimentation de la France, la prise en compte du changement de source d'énergie primaire doit passer par le processus de rééquilibrage, mais pas au travers d'une participation à l'AOLT.
Q 1.10	*Au vu des contraintes de calendrier associées à l'organisation de quatre appels d'offres en 2019, il est envisagé de limiter la participation des nouveaux moyens de capacité à un des quatre appels d'offres. L'approche envisagée par RTE vous semble-t-elle proportionnée ?*
	ENGIE n'est pas favorable à cette proposition, en ce d'une part parce qu'elle limite la concurrence et d'autre part parce que l'effort marginal à consentir par RTE pour la prise en compte dans 4 appels d'offre n'est pas très élevé, puisque les conditions des offres seraient en toutes logiques assez similaires.
Q 1.11	*Êtes-vous favorables à ce que les offres déposées par les exploitants de nouvelle capacité candidats à l'appel d'offres soient compatibles avec les niveaux imposés par le tunnel de certification ? Une telle disposition vous semble-t-elle suffisante pour garantir que les volumes proposés par les candidats sont crédibles vis-à-vis des projets présentés par les candidats ?*
	ENGIE est favorable à la proposition d'inscrire les capacités candidates aux AOLT dans le tunnel de certification, car cela permettra de maintenir le champ concurrentiel équitable par rapport aux unités existantes. Pour autant, les processus dérogatoires doivent pouvoir s'appliquer également, pour les mêmes raisons.
Q1.12	*En GT « Dispositif de contractualisation pluriannuelle », plusieurs options vous ont été présentées pour traiter des différents cas particuliers qui pourraient être rencontrés lors des croisements entre les courbes d'offre et de demande.* Avez-vous des suggestions à émettre sur ces modalités de clearing ?
	ENGIE est favorable à une modalité de clearing basée sur la détermination exacte du point de croisement effectif des courbes d'offre et de demande de capacité.
Q1.13	*Vous semble-t-il approprié d'introduire une obligation pour les capacités retenue dans le cadre de l'AOLT d'annoncer publiquement lorsqu'elles prévoient de mettre leurs garanties de capacité en vente ?*
	ENGIE n'est pas favorable car une règle de ce type romprait l'équité de statut entre les offreurs et vendeurs de capacité et compliquerait inutilement les processus d'échange, sans apporter d'amélioration fondamentale du processus des enchères.

Q1.14	*S'agissant de la mise en place d'éventuelles marges de tolérance dans le cadre du régime de pénalités propre au dispositif, il pourrait être envisagé de distinguer les cas usuels des cas exceptionnels qui résultent d'obligations juridiques et/ou administratives. Cette disjonction de cas vous semble-t-elle satisfaisante ? Vous semble-t-il utile de prendre en compte d'autres cas de figure dans la liste des cas exceptionnels ?*
	ENGIE n'a pas d'objection à la prise en compte de marges de tolérance dans les cas exceptionnels administratifs ou juridiques proposés par RTE.
	2 Question relative à la participation transfrontalière au mécanisme de capacité français
Q2.1	*Quel est votre avis sur les différentes propositions présentées par RTE lors du GT du 24 septembre 2018, et notamment sur l'articulation du calendrier relatif à la participation transfrontalière avec le calendrier du mécanisme de capacité ?*
	A l'occasion de la présente consultation, ENGIE souhaite réitérer les objections suivantes à l'encontre de l'organisation pressentie, à ce stade de la concertation, pour la prise en compte de la contribution des capacités transfrontalières à la sécurité d'alimentation de la France. **<u>Procédure simplifiée : risques liés au double rôle de RTE dans le cadre de la procédure simplifiée de participation transfrontalière</u>.** o ***Accords de coopération*** : ***RTE*** manque d'incitation à conclure des accords de coopération avec les gestionnaires de réseaux des pays voisins, ce qui diminue la probabilité de mise en œuvre du mécanisme transfrontalier « complet » et augmente celle de l'utilisation du mécanisme de repli, ce qui constitue de fait un retour à la solution de prise en compte implicite refusée par la Commission Européenne. o ***Risque de conflits d'intérêts*** : RTE sera à la fois l'opérateur de réseau qui organise et vérifie le marché des capacités et en même temps émetteur de certains volumes de capacité dans le mécanisme de repli, ce qui pourrait être contraire au principe de concurrence libre et non faussée.

	<u>Procédure complète : Contrôle incorrect de la puissance effective des unités transfrontalières.</u> Les conditions de sélection, de certification et de rémunération des capacités transfrontalières en France omettent de considérer que le service rendu à la sécurité d'approvisionnement de la France n'est pas identique pour une unité située au-delà d'une interconnexion – éventuellement congestionnée dans les situations de tension communes du système - en comparaison d'une unité localisée en France, ce qui crée des conditions d'inégalité de traitement et un déséquilibre concurrentiel pour les unités françaises. Ainsi, l*a prise en compte d'une capacité effective excessive pour les unités transfrontalières induit une situation discriminatoire à l'égard des unités françaises qui contribuent dans tous les cas à la sécurité d'alimentation française lorsqu'elles sont disponibles, alors que les unités transfrontalières, même disponibles techniquement, ne contribuent pas à la sécurité d'alimentation dans un certain nombre de cas, notamment en l'absence de marge exportable ou lorsque l'interconnexion est indisponible*. Cette discrimination fait peser sur le dispositif une fragilité juridique et un risque en terme de sécurité d'approvisionnement. **<u>Périmètre autorisé pour les capacités transfrontalières.</u>** Le périmètre autorisé pour la participation transfrontalière au mécanisme de capacité français exclu la participation des unités localisées aux Pays-Bas, alors que ces unités contribuent positivement à la sécurité d'alimentation en Europe et qu'elles sont plus proches de la France, électriquement et géographiquement que les unités d'Allemagne du Nord, d'ailleurs localisées au-delà d'une congestion de réseau interne qui sont, elles, autorisées à participer au mécanisme français. **<u>Les dates du calendrier de participation de capacités transfrontalières.</u>** ENGIE n'a pas d'objections aux dates proposées par RTE lors de la consultation du 24/9/2018.
	3 Questions relatives aux effacements de consommation
Q3.1	*S'agissant de la certification « en projet » pour les effacements de consommation, deux questions relatives au montant de la garantie bancaire se posent :* *RTE pourrait offrir la possibilité de fusionner une EDC déclarée en projet avec une EDC en service après la date limite de demande de certification pour les effacements. Existe-t-il, selon vous, des inconvénients associés à une telle solution ? S'agissant du montant de la garantie bancaire, certains acteurs ont précisé par le passé qu'ils trouvaient le recours au prix administré disproportionné. Partagez-vous ce constat ? Quel serait selon vous un prix adéquat ? Que pensez-vous de l'introduction potentielle d'un barème des niveaux de pénalité ? Si un barème devait être introduit dans les règles, doit-il se baser sur le NCC global en projet du titulaire d'EDC ou le NCC global du titulaire d'EDC ?*
	La Garantie Bancaire jointe à la demande de certification d'une EDC en projet permet de s'assurer que le niveau d'avancement du projet est tel que la demande de certification peut être initiée. Dans le cas de projet moins avancé, il est toujours possible pour l'exploitant de réaliser une demande avant la date limite de certification.

	Nous ne voyons pas d'inconvénient à réaliser une fusion d'une EDC déclarée en projet avec une EDC en service après la date limite de demande de certification pour les effacements si cette disposition concerne aussi les EDC de Production. Dans le cas d'une évolution des conditions de sécurisation financière, il est nécessaire que ces conditions soient les mêmes pour les Capacités d'Effacement et les Capacités de Production d'une part, et qu'elles soient proportionnées au niveau d'avancement du projet, d'autre part.
Q3.2	*Introduire la notion de « nouvelle capacité d'effacement en service » (EDC composée uniquement de sites de soutirage n'ayant jamais fait partie d'une EDA et d'une EDE depuis un nombre d'années donné) vous semble-t-il pertinent ? Si tel était le cas, comment devrait être définie la date limite de certification pour ces nouvelles capacités d'effacement ?*
	La notion de nouvelle capacité d'effacement en service peut être introduite. Dans le cas d'une Capacité de Production, la date limite de certification peut être deux mois après sa date de mise en service. Dans le cas d'une EDC composée de sites de soutirage, la date limite de certification pourrait être en cours d'Année de Livraison, par exemple deux mois après la constitution de l'EDA et/ou l'EDE. Le nombre d'années où les sites de soutirage de l'EDC n'ont jamais fait partie d'une EDA et d'une EDE doit être limité. Nous proposons qu'il soit égal à 1, ce chiffre pourra être revu avec le retour d'expérience.
Q3.3	*Lors du GT du 28 mai 2018, certains acteurs ont souligné que l'impossibilité de pouvoir changer de type de liaison en cours d'année de livraison était une contrainte significative. Partagez-vous ce constat ? Quelles modalités de notification au gestionnaire de réseau concerné envisageriez-vous ?*
	A ce jour, ENGIE n'a pas été concernée par ce type de contrainte.
Q3.4	*Le mécanisme de capacité permet déjà la valorisation de la participation d'un effacement à la fois sur le MA et NEBEF, via la liaison EDC/multiEDA/multiEDE. Dans le cadre de la révision à venir des règles du mécanisme de capacité, pensez-vous que d'autres évolutions doivent être considérées s'agissant de l'articulation MA/NEBEF ?*
	Certains sites de soutirage ne participent ni au MA, ni au NEBEF, mais contribuent sous la forme d'Entité de Réserve au réglage primaire et secondaire de fréquence, de manière symétrique. Or ces sites de soutirage ne peuvent pas mettre à disposition du réseau leurs capacités dans le cadre du MA. Pourtant, ces sites déclarent à RTE leurs programme d'appel selon des modalités très comparables aux Capacités de Production. Il convient que la liaison d'une EDC avec une Entité de Réserve de Type de soutirage soit mise en œuvre dans les prochaines Règles. De plus il convient que ces Entités de Réserve de type soutirage puissent proposer leurs capacités de Réserve Primaire et Secondaire sur le MA, de telle sorte que RTE réalise le contrôle de disponibilité de ces capacités, même si elles ne sont pas activées.

Q3.5	*Lors du premier GT du 28 mai 2018, RTE a exposé l'existence d'un biais dans les règles du mécanisme de capacité, qui permettrait à un effacement d'être valorisé à la fois implicitement et explicitement. Les dispositifs de contrôle du mécanisme de capacité doivent déjà permettre de détecter ce type de pratique a posteriori mais pourraient toutefois être renforcés a priori. Dans un premier temps, les prochaines règles du mécanisme de capacité intégreront, de manière explicite, l'interdiction pour un effacement de bénéficier d'une telle double valorisation sur un même pas de temps demi horaire. Une étape supplémentaire du contrôle a priori pourrait résider dans un dispositif de déclaration des effacements implicites. Quelle serait selon vous la méthode la plus adéquate pour pallier ce biais identifié, pouvant conduire à une double valorisation des effacements de consommation ?*
	ENGIE est favorable à l'inscription explicite dans les Règles de l'interdiction pour un même MW d'effacement de bénéficier d'une double valorisation sur un même pas de temps demi horaire. C'est à RTE de prendre les dispositions nécessaires de contrôle. Un dispositif de contrôle a priori semble moins pertinent que la réalisation des contrôles sur le réalisé.
Q3.6	*Quelle est votre opinion sur l'introduction d'un « versement capacitaire », en lien avec les différents modèles de versement ?*
	Les éléments communiqués par RTE sur le versement capacitaire ont été très limités. A ce stade, ENGIE n'est pas favorable à l'introduction d'un versement capacitaire dans le cadre du mécanisme de capacité.