24 rue Jacques Ibert – CS 50001
92533 Levallois-Perret Cedex

Tél. : +33 (0)1 47 48 81 00
Fax. : +33 (0)1 47 05 03 67

affaires.reglementairesENI@eni.com
eni.com/fr.

REPONSE D'ENI GAS & POWER FRANCE AUX PROPOSITIONS D'EVOLUTIONS LIEES A LA SECURISATION DE LA CAPACITE NECESSAIRE EN AMONT DE L'AL

Groupe de travail mécanisme de capacité RTE

Propos liminaire

RTE indique qu'entre 5 et 6 % des besoins de capacité sont demandés par les acteurs obligés (AO) au moment de l'année de livraison.

1) Ces demandes tardives résultent de l'organisation décentralisée du mécanisme de capacité français. En effet, le système d'enchère actuel permet aux fournisseurs d'ajuster leurs souscriptions de capacités en AL pour tenir compte de la variation parfois importante de leurs portefeuille de clients jusqu'à la fin de AL et du résultat des tirages réels des jours de pointe qui peut être très différent du tirage prévu ex-ante par RTE.

2) Elles ne mettent pas en péril la sécurité d'approvisionnement, dans la mesure où seules des capacités d'effacement supplémentaires pourraient être mobilisées en AL-1. De plus, le dispositif de pénalité garantit la souscription de l'ensemble des capacités nécessaires pour la sécurité d'approvisionnement. La seule incertitude en AL-1 est donc le niveau de rémunération pour 5 à 6% des capacités.

3) Elles ne sont pas à l'origine du problème de formation des prix que connait le dispositif. La modification des règles pour la dernière enchère d'AL-1 ne saurait en tout état de cause régler à elle seule ce problème.

Pour améliorer le fonctionnement du mécanisme de capacité français, notamment en termes de formation du prix de référence et de sécurité d'approvisionnement de la France, une évolution structurelle est nécessaire. En l'état, les deux options proposées ne permettront pas de répondre aux objectifs recherchés par les pouvoirs publics et induisent des règles asymétriques entre les différentes parties prenantes du mécanisme. ENI estime qu'elles seront dommageables pour l'activité de fourniture d'électricité au détail et qu'elles complexifient le mécanisme, 2 ans avant l'entrée en vigueur prévue des Règles v5.

Notre entreprise s'interroge sur les objectifs réels de ces propositions d'évolution, qui, en l'état, ne semblent avoir pour résultat que de sécuriser et d'apporter de la visibilité à la rémunération des capacités pour EDF dès AL-1.

Elle s'interroge également sur la possibilité de mettre en œuvre une évolution aussi structurante du mécanisme sans échange et/ou validation de la Commission européenne.

Si l'une ou l'autre des options devaient être appliquées, ENI demande à ce qu'une interdiction explicite et réglementaire de vendre avec un prix de réserve soit appliquée aux producteurs sous peine de pénalité.

ENI souhaite également que RTE ait l'obligation de publier en amont de l'AL-1, l'ensemble des jeux de données et sa méthodologie lui permettant de construire l'obligation de capacité théorique France.

CO2012-10CORPO

POSITION D'ENI SUR L'OBLIGATION DE COUVERTURE EX-ANTE, PROPOSEE POUR LES REGLES V4

ENI souhaite que RTE consacre ses efforts et ceux de l'ensemble des acteurs du marché sur la réforme structurelle du mécanisme actuel. Si nous ne sommes pas opposés à des évolutions à la marge en amont, les modifications qu'apportent les deux options pour la V4 sont trop importantes et insuffisamment détaillées au regard des obligations qu'elles font porter aux acteurs et des gardes fous qu'elles nécessitent. Un détricotage du mécanisme existant par mailles sans prendre en compte la cohérence et l'équilibre global du dispositif est de notre point de vue très dangereux et pourrait s'avérer très contreproductif.

En conséquence, bien que nous soyons favorables à la volonté de centraliser le mécanisme de capacité, nous considérons que ces propositions ainsi que les objectifs et analyses afférents devraient faire partie de la, très attendue, concertation pour les Règles v5, plutôt que de complexifier d'avantage le mécanisme, avec de nouveaux biais potentiels, deux années avant la mise en œuvre de cette v5.

En tout état de cause, si les pouvoirs publics devaient s'entêter et décider de mettre en œuvre l'une de ces deux options, un travail d'analyse devra être mené pour affiner et rééquilibrer les règles et éviter d'instaurer des barrières supplémentaires et de nouvelles distorsions de concurrence sur le marché de la fourniture d'électricité au détail.

Pour cause, les points suivants doivent faire l'objet de discussions approfondies :

- la **publication, par RTE, des données qui composent ses hypothèses pour le calcul de l'obligation théorique France ainsi que sa méthodologie**, en amont en AL-1 (jours PP1/PP2, etc.);
- **l'équilibre entre les acteurs du dispositif**. Si une obligation d'achat à tout prix est introduite lors de la dernière enchère en AL-1, une obligation similaire doit être introduite pour les producteurs lors de cette même enchère;
- les **effets sur la trésorerie** des fournisseurs de l'obligation de couverture en AL-1 et l'opportunité de passer sur un système d'enchère *forward* ;
- dans le cas où ce système tend à faire du gestionnaire de réseau de transport un acteur unique dans la détermination du niveau de l'obligation France prévisionnelle (ex-ante) et réelle (ex-post), déterminant le niveau d'obligation réel des acteurs, il est nécessaire **de mettre en face un tiers ou le régulateur sectoriel, pour établir le contrôle à posteriori de ses estimations** ;
- l'anticipation des situations dans lesquelles les RTE et les fournisseurs auraient surestimé ou sous-estimé leur niveau d'obligation et les modalités de règlement de la situation ex-post. Ainsi que les **modalités de mise en réserve des capacités** ;
- **renforcer le rôle de surveillance de la CRE** au dans le cadre du contrôle du calcul de l'obligation réelle France;
- l'anticipation des effets liés à **l'interdiction des AO d'acheter de nouvelles capacités certifiées après la dernière enchère AL-1, en autorisant uniquement les échanges de capacité entre AO** : les fournisseurs « longs » auront tendance à vendre au plus proche du prix de la pénalité (PREC*1,2 ou 60 000€/MWh), en créant une situation dans laquelle les fournisseurs « courts » arbitreront entre ce prix et celui de la pénalité.

  En ce sens, le volume résiduel non couvert en AL devrait faire l'objet d'un règlement des écarts au prix de la dernière enchère de l'AL-1.

OPTION 1 DGEC : BOUCLAGE PAR L'OFFRE

Cette proposition est fondée sur deux hypothèses non vérifiées et accentue davantage l'asymétrie entre les acteurs par rapport aux règles actuelles. En l'état cette proposition ne ferait que renforcer les distorsions de concurrence au niveau de la fourniture d'électricité au détail:

> **Hypothèse 1 : les producteurs vendront sans prix de réserve en AL-1 leurs capacités, et ce sans y être explicitement obligés ;**
>
> **Hypothèse 2 : les AO sur-capacitaires vendront en AL aux AO sous-capacitaires au prix de la dernière enchère d'AL-1, alors que les règles de marché les invitent à vendre au niveau du prix de la pénalité.**

ENI considère que les règles envisagées ne permettent pas de garantir la suppression effective des prix de réserve pratiqués au niveau de toutes les enchères par les producteurs (cf. REX RTE). Au-delà de la mise en œuvre d'une véritable obligation de vente à tout prix pour les producteurs, symétrie de l'obligation d'achat à tout prix pour les fournisseurs, des contrôles a posteriori devront être menés par la CRE qui devra jouer un rôle substantiel (i) dans le contrôle a posteriori des obligations théoriques et réelles définies par RTE pour chaque AO et (ii) pour s'assurer qu'il n'y ait pas de prix de réserve appliqué.

Telle que présentée, la proposition tend à renforcer le pouvoir de marché des producteurs et principalement de l'acteur historique en situation de quasi-monopole sur la capacité, alors même que le nucléaire, comme l'hydroélectricité, ne connaissent pas de *missing money*.

ENI estime également que cette proposition introduit d'importantes modifications du mécanisme qui s'inscrivent dans le cadre des réflexions à mener pour les Règles v5.

Principaux points/questions relevés par ENI :

- Lors de la dernière enchère les producteurs seront incités à boucler leurs offres au prix de la pénalité, étant donné que les AO sont explicitement contraints d'acheter à tout prix et que les producteurs n'ont pas d'obligation réglementaire, suivie d'un mécanisme de surveillance et de pénalité, de vendre toute leurs capacités sans prix de réserve.
- En AL, si les capacités peuvent uniquement être échangées entre les AO, les fournisseurs « longs », qui seront *price maker*, seront incités à vendre leurs capacités excédentaires au plus proche du prix de la pénalité. Les fournisseurs « courts » devront arbitrer entre ce prix et celui du PREC. Sauf si les AO longs sont pénalisés, introduisant un niveau de complexité très important.

  Cette situation aura des conséquences sur les stratégies commerciales des acteurs et créer des distorsions de concurrence ; étant donné que des fournisseurs devront stopper leur stratégie commerciale et refuser certains appels d'offres significatifs, pour lesquels ils auront soumissionné entre AL-1 et AL.
- Concernant les interconnexions qui participent à la couverture du delta X en AL-1 :
  - Cela signifie que RTE ne va pas offrir les capacités d'interconnexion aux enchères précédentes ce qui risque de fausser la formation des prix pour ces enchères.
  - Si X est négatif, soit que l'obligation $France_{RTE}$ < somme des prévisions des acteurs, ou bien que RTE et les AO ont sous estimées le niveau d'obligation : que se passe-t-il si RTE ne peut pas proposer plus de capacités d'interconnexion ?
  - Si X est positif, mais que les capacités d'interconnexion ne suffisent pas à le couvrir ? – situation peu probable (~9 GW) mais à envisager dans le design.
  - Comment sera constituée la mise en réserve de capacités, prévue pour le rééquilibrage de l'enchère en AL ? L'influence de l'existence de cette réserve a-t-elle été prise en compte dans les hypothèses de formation des prix?

OPTION 2 EDF : BOUCLAGE PAR LA DEMANDE

ENI conserve les mêmes inquiétudes pour l'option 2 que pour l'option 1. Les évolutions structurelles concernant le mécanisme de capacité doivent être discutées dans le cadre des Règles v5.

Les Règles v4 ont pour objectif, d'ici 2025, de simplifier le mécanisme pour les acteurs tout en permettant au mécanisme de remplir ses prérogatives, eu égard aux objectifs de sécurité d'approvisionnement de la France.

ENI rappelle que tous les acteurs ne disposent pas du même niveau d'information et que dans ce cas, l'acteur historique verra son pouvoir de marché augmenter au détriment des autres acteurs.

Principaux points/questions relevés par ENI :

- L'asymétrie d'obligation entre l'offre et la demande est favorable au maintien de la position dominante de l'acteur historique, disposant de la majorité de la capacité.
- Compte tenu de l'incertitude sur les modalités de détermination du prix en AL, ENI n'est pas favorable à ce que les capacités non directement échangées, mais correspondant au volume X-Y, soient « engagées » pour la sécurité d'approvisionnement et à ce qu'elles soient rémunérées a posteriori, au moment où aurait effectivement lieu l'échange de garanties de capacité avec les acheteurs obligés en position courte.
- Le delta entre X-Y est fondé sur les prédictions théoriques de RTE, dont le REX pointe une tendance à surestimer l'obligation de capacité. Dans ce cas, les acteurs obligés devront couvrir l'intégralité du volume défini ex-ante, jusqu'au prix X. Et ce, même si l'obligation réelle se trouve *in fine* en deçà de cette obligation théorique. Le risque de surémunération de certaines capacités de production est important, d'autant plus en absence de garde-fous institutionnels permettant de contrôler le niveau d'obligation réel par rapport au niveau d'obligation théorique défini par la CRE.
- Cette option est également susceptible d'introduire des distorsions de concurrence, en raison du risque d'exposition à une pénalité en cas de mauvaise estimation de l'obligation a priori, qui pourrait conduire certains fournisseurs à ne plus pouvoir acquérir de nouveaux clients.

  En effet, soit l'AO sur-prévoit et sur-rémunère le marché sans être compensé ; soit l'AO sous-prévoit et se sous-couvre en payant le prix P majoré, ou un prix proche de ce P dans le cas d'échange avec les fournisseurs « longs ».