

**Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie  
du 9 juin 2016 relative aux règles de commercialisation des  
stockages dans le cadre de la réforme de l'accès des tiers aux  
stockages.**

**Réponses d'ENGIE**

Date : 08/07/2016

**Question 1 : Partagez-vous les orientations générales proposées par la CRE ?**

ENGIE partage la vision de la CRE de laisser la plus grande marge de manœuvre possible aux opérateurs de stockage pour la commercialisation des capacités de stockage, tout en figeant le cadre des grands principes (calendrier global, type d'enchères et de clearing et définition du prix de réserve).

ENGIE est par ailleurs favorable à la proposition de la CRE d'un cadre de régulation incitant les stockeurs à la réussite des enchères. Le premier critère énoncé (atteinte du niveau minimal à la sécurité d'approvisionnement) doit s'évaluer en primauté, le second critère (maximisation des revenus) ne devant s'apprécier qu'après l'atteinte du premier.

**Question 2 : Etes-vous favorables au calendrier de commercialisation proposé par la CRE, allant du 1<sup>er</sup> novembre au 31 mars ?**

Le calendrier de commercialisation (avant déclenchement éventuel de l'obligation de dernier ressort) doit permettre, pour chaque année de commercialisation, une réussite optimale des enchères. Un calendrier étendu permet de tirer parti de potentielles évolutions de marché et de s'affranchir des contraintes de liquidité pour les opérations de couverture.

ENGIE est favorable à un calendrier débutant au 1<sup>er</sup> novembre mais n'est pas favorable à la date de fin (avant le contrôle d'atteinte du volume de souscription minimal) dès le 31 mars de l'année suivante. Une période étendue de début novembre à fin avril est en effet cohérente avec l'échéancier actuel de la DGEC sur les enquêtes relatives au passage de l'hiver (i.e. enquête *ex-ante* du 1<sup>er</sup> mai et enquête *ex-post* du 1<sup>er</sup> décembre). Physiquement, l'injection dans les stockages pourra commencer dès le 1<sup>er</sup> avril, sur les capacités déjà souscrites aux enchères.

Le calendrier de commercialisation par enchères, et celui d'une commercialisation après l'éventuel déclenchement de l'obligation de dernier ressort, doit être cohérent avec la définition de cette obligation. Du fait de l'évolution permanente des portefeuilles de clients finaux, il importe de ne pas clôturer trop tôt la commercialisation des capacités pour l'obligation de dernier ressort, afin de vérifier le niveau d'obligation prévisionnelle de chaque fournisseur et de s'assurer que la répartition de cette dernière soit la plus équitable possible au regard des portefeuilles de clients finaux respectifs. En effet aujourd'hui de nombreux appels d'offres ont lieu sur l'été, leur anticipation est donc délicate pour l'évaluation de l'obligation des fournisseurs.

La commercialisation des capacités doit pouvoir continuer après le déclenchement éventuel de l'obligation, afin de profiter d'éventuelles évolutions de marché pour l'ensemble des acteurs. Pour ce faire, on pourrait imaginer un dispositif où la DGEC avertirait, via l'enquête *ex-ante* du 1<sup>er</sup> mai, que l'obligation sera applicable et contrôlée au 1<sup>er</sup> novembre, tout en poursuivant le processus d'enchères : cela suffit à garantir la souscription des capacités nécessaires par les fournisseurs obligés, sans limiter la période d'enchères accessibles à tous. Une souscription à prix spécifique pour l'obligation, connu avant la phase de commercialisation par enchères, pourrait donc être déclenchée en sus, en tout dernier ressort, à partir du 1<sup>er</sup> septembre, au titre de cette obligation. Cette disposition ne concernerait qu'une part très limitée des capacités de stockage, qui pourrait être définie en volume de stockage ou en pourcentage de l'obligation des fournisseurs (par exemple 10% maximum) pour garantir l'injection de ces volumes.

A titre d'illustration, cette proposition pourrait se décliner comme suit :

Dans le cas où les souscriptions réalisées depuis le 1<sup>er</sup> novembre (1<sup>er</sup> décembre pour la 1<sup>ère</sup> année) ne sont pas suffisantes pour l'atteinte du niveau minimal annuel arrêté par la DGEC, et pour un fournisseur A ayant souscrit 50 GWh/j lors des premières enchères, pour une obligation de stockage prévisionnelle de 150 GWh/j :

- Au 1<sup>er</sup> mai : lors de l'enquête *ex-ante* à la DGEC, le fournisseur A déclare une souscription de stockage de 50 GWh/j ;
- Au cours du mois de juin : le fournisseur A se voit notifier par la DGEC une obligation de souscrire, avant la fin de ce mois, 90 % de son obligation prévisionnelle, soit une souscription complémentaire de 85 GWh/j en sus des 50 GWh/j initiaux ;
- Entre juillet et fin août : le fournisseur A doit compléter ses souscriptions pour atteindre 100% de son obligation individuelle, soit 15 GWh/j complémentaires à obligation constante (sans évolution à la baisse ou à la hausse de son portefeuille). Le fournisseur A décide de souscrire 10 GWh/j ;
- Au 1<sup>er</sup> septembre : la DGEC peut imposer des souscriptions obligées à prix pénalisé pour les fournisseurs qui n'ont pas souscrit 100% de leur obligation individuelle. Le fournisseur A se voit imposer une souscription de 5 GWh/j à prix pénalisé ;
- Au 1<sup>er</sup> décembre : les fournisseurs rendent leur enquête *ex-post* à la DGEC qui peut évaluer le respect de l'obligation en volumes souscrits et volume de gaz en stock alors constaté pour chacun.

Tous les produits, pluriannuels et annuels, définis sur l'ensemble du parc régulé, doivent impérativement être proposés avant un potentiel déclenchement de l'obligation, pour permettre le succès des enchères. Aussi, ENGIE est favorable à la proposition de la CRE d'encadrer les volumes minimaux des volumes proposés aux enchères à la fin décembre et à la fin février.

<b>Question 3 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE concernant la mise en œuvre d'un nombre limité de produits standards commercialisés aux enchères avant le 31 mars ?</b>
--

ENGIE est favorable à une diversité des produits proposés, définis par les stockeurs. La commercialisation des capacités de stockage aux enchères a pour but d'encourager une grande variété d'acteurs à souscrire des capacités. Pour répondre aux attentes de chacun, un grand nombre de produits différents peut être proposé par les stockeurs. A ce titre, des produits lents, intermédiaires et rapides peuvent être proposés sur de nombreux groupements ; le nombre actuel de produits est à minima souhaitable.

Il importe que les produits et le calendrier soient connus avant la phase de commercialisation elle-même, afin que chaque participant puisse se positionner en disposant d'une vue complète des enchères à venir.

Pour répondre à l'obligation de dernier ressort, toutes les capacités résiduelles disponibles doivent être proposées, sous contrôle de la CRE, en vue d'atteindre, pour tous fournisseurs confondus, une souscription résiduelle optimale en complément des souscriptions initialement réalisées aux enchères.

**Question 4 : Etes-vous favorable à la proposition de laisser la possibilité aux opérateurs de faire évoluer entre les tours d'enchères les capacités commercialisables associées aux différents produits standards, sans modifier les caractéristiques de ces produits ?**

ENGIE souhaite que les acteurs de marché disposent de la meilleure visibilité possible sur les produits mis en vente aux enchères avant le début du calendrier de commercialisation (caractéristiques et capacités commercialisables). Néanmoins, si certains produits proposés ne rencontrent pas l'intérêt du marché, il est pertinent de laisser la possibilité aux opérateurs de stockage de répartir différemment les capacités commercialisables au profit de produits rencontrant les attentes du marché.

**Question 5 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de laisser les opérateurs de stockage libres de définir les caractéristiques de leurs produits, pour des capacités limitées à 10% de leur capacités totales avant le 31 mars ?**

ENGIE est favorable à ce que les produits standards couvrent, a minima, le niveau d'obligation annuel qui sera défini par la DGEC. De la sorte, les fournisseurs éligibles à l'obligation de dernier ressort ont une vision précise de produits avec lesquels ils peuvent anticiper cette obligation. Ils disposent d'une bonne visibilité, tout en étant libre de souscrire lors des enchères ces produits standards ou d'autres produits non standards proposés. Au-delà de ce niveau minimal, ENGIE ne voit pas de raison de contraindre les opérateurs de stockage dans la définition de leurs produits non standards.

**Question 6 : Dans le cas où le niveau de souscription nécessaire à la sécurité d'approvisionnement est atteint, êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de laisser les opérateurs de stockage définir librement leurs produits après le 31 mars ?**

ENGIE est favorable à cette proposition de la CRE de laisser les opérateurs de stockage définir librement leurs produits dès l'atteinte du niveau de souscription minimal. Néanmoins, ENGIE souhaite attirer l'attention de la CRE sur la définition du prix de réserve des différents produits mis aux enchères. Par souci de transparence et de continuité du processus de commercialisation, une seule méthodologie de définition du prix de réserve doit être définie pour tous les produits, proposés à tous les stades de la commercialisation. Ceci n'est pas en contradiction avec une méthodologie qui différencie les prix de réserve des produits rapides et lents.

**Question 7 : Dans le cas où le niveau nécessaire à la sécurité d'approvisionnement n'est pas atteint, êtes-vous favorable à ce que les opérateurs de stockage réservent une part des**

**capacités manquantes pour atteindre le niveau de souscription nécessaire à la sécurité d'approvisionnement après le 31 mars ?**

**Question 8 : Pour les capacités disponibles restantes, êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de laisser les opérateurs de stockage définir librement leurs produits après le 31 mars ?**

ENGIE est favorable à ce que les opérateurs de stockage proposent, a minima, le niveau équivalent à l'obligation de dernier ressort en produits standards. En cas de déclenchement de cette dernière, des produits standards doivent permettre aux fournisseurs de couvrir les capacités manquantes et d'atteindre leur obligation. Les produits standards doivent donc être maintenus par les stockeurs jusqu'à l'atteinte du niveau de souscription minimal annuel.

Dès lors, chaque fournisseur assujetti à cette obligation peut souscrire aux enchères ces produits standards ou des produits non standards pour répondre à son obligation individuelle, afin d'optimiser librement les produits de stockage souscrits selon les particularités de son portefeuille.

Pour les capacités résiduelles, au-delà de cette obligation de dernier ressort, ENGIE est favorable à la proposition de la CRE de laisser les opérateurs de stockage définir librement les produits qu'ils souhaitent commercialiser aux enchères.

**Question 9 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE relative à la commercialisation de capacités pluriannuelles ?**

Les produits pluriannuels contribuent à l'atteinte du niveau minimal annuel défini par le Ministère de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer (DGEC). Ils procurent également une visibilité accrue à moyen terme en réduisant l'incertitude de souscription d'une année de stockage à l'autre, autant pour les stockeurs qui auront une garantie de cyclage sur ces capacités, que pour les gestionnaires de portefeuille de stockage. ENGIE est favorable à la proposition de la CRE de commercialiser des capacités pluriannuelles pour les trois prochaines années à venir.

Néanmoins, il ne semble pas pertinent de commercialiser ces produits pluriannuels par bandeaux d'un an, dans la mesure où la revente sur le marché secondaire peut s'effectuer par bandeaux d'un an, indépendamment du mode de souscription de ces capacités pluriannuelles. De plus, il n'est pas possible de valoriser la valeur additionnelle d'une souscription pluriannuelle dans les bids de produits par bandeaux annuels.

En revanche, ENGIE est favorable à la revue de la proportion maximale de capacités proposées en pluriannuel en fonction du retour d'expérience.

**Question 10 : Partagez-vous la préférence de la CRE pour une commercialisation par lots pour des produits standards de stockage ?**

**Question 11 : Etes-vous favorable aux règles de constitution des lots proposées par la CRE ?**

ENGIE est favorable à une commercialisation par lot (i.e. volume mis en vente lors d'une enchère donnée) s'appliquant pour les produits standards et non standards. La taille maximale de ces lots doit être définie en tenant compte de la liquidité du PEG Nord. A ce titre, 10 TWh mis en vente sur une journée semble un maximum. Un découpage en lots permet également un apprentissage des acteurs de marché pour chaque fenêtre d'enchères. Le déroulement et les résultats des premières ventes

permettent aux participants de mieux se positionner pour les ventes suivantes, et ce entre les produits proposés par les deux stockeurs.

ENGIE-GEM est favorable aux règles de constitution des lots proposées par la CRE, sous réserve de la flexibilité laissée aux opérateurs de stockage telle que proposé à la question 4.

**Question 12 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE d'harmoniser les calendriers des enchères entre les opérateurs de stockage ?**

ENGIE n'est pas favorable à la proposition de la CRE d'harmonisation des calendriers d'enchères entre les opérateurs de stockage. Imposer des dates de commercialisation communes entre opérateurs de stockage, dans l'optique d'une limitation du nombre de jours d'enchères, ne présente pas d'intérêt pour les acteurs de marché. De surcroît, le succès des enchères repose sur la créativité commerciale des opérateurs de stockage et sur un cadre de mise en œuvre du dispositif le moins rigide possible.

Si la définition du calendrier général de la commercialisation doit s'effectuer selon une approche commune (ce qui fait l'objet de la question 2), les jours d'enchère doivent cependant être définis librement par les opérateurs de stockage, avec un préavis de quelques jours pour les acteurs, afin de favoriser la réactivité aux conditions de marché. De plus, un schéma où les acteurs de marché devraient suivre les 2 événements simultanément ne les inciteraient pas à maximiser leur participation à l'une ou l'autre de ces enchères. Ces mises en vente simultanées renforceraient par ailleurs les craintes sur les contraintes de liquidité aux PEGs pour la couverture des volumes alloués.

Il importe cependant que les principes génériques des enchères soient harmonisés entre les opérateurs : pour chaque fenêtre d'enchère, une vente rapide, en moins d'une journée, ce qui limite les primes de risque que les participants intégreront dans leur pricing, et améliore la fluidité des différentes ventes. De surcroît, les résultats des enchères doivent être connus avant 16h, pour permettre aux participants alloués de couvrir leurs positions sur les marchés.

**Question 13 : Partagez-vous la préférence de la CRE pour une adjudication au même prix pour l'ensemble des acteurs dites « pay-as-cleared »**

ENGIE partage la préférence de la CRE pour une adjudication de type « pay-as-cleared » qui assure un prix unique pour tous, transparent et équitable et est de nature à maximiser les souscriptions.

**Question 14 : Partagez-vous la préférence de la CRE pour l'enchère à partir d'une courbe quantité/prix transmise par chaque participant dite *a fixing* ?**

ENGIE ne partage pas la préférence de la CRE pour une enchère dite *a fixing*. Le mécanisme d'enchère présenté par ENGIE lors des ateliers permet une meilleure dynamique des enchères tout en limitant la durée d'une fenêtre.

Avec une courbe de quantité/prix, il n'y a pas dynamique de participation, il s'agit, in fine, d'une enchère à un tour. Cela ne semble pas propice à l'accroissement du prix de clearing selon l'appétit des acteurs, qui ne peuvent alors pas réagir en fonction des signaux reçus du marché ; un tel dispositif ne permet donc pas de maximiser le revenu des enchères pour les opérateurs de stockage.

Une allocation simple et efficace est en effet nécessaire pour le succès des enchères. L'avantage principal du mécanisme proposé par ENGIE est sa pertinence pour tous les profils d'acteurs de marché :

- Un acteur qui a peu de temps ou d'intérêt pour la dynamique d'enchère peut remettre des couples prix-quantités à son niveau d'intérêt maximal dès le premier tour ; il n'a alors aucun regret de ne pas suivre la dynamique est assuré de remporter les volumes si son prix d'intérêt est au-dessus des autres participants.
- A l'inverse, un acteur qui souhaite faire évoluer ses bids en fonction du retour des autres participants pourra suivre l'évolution de l'enchère au travers des différents tours.

De plus, pour assurer la bonne stabilité du système et celle du cadre réglementaire, il est souhaitable de débiter la commercialisation aux enchères par le mécanisme le plus pertinent à moyen et long terme. Pour assurer la bonne compréhension de ce mécanisme par tous, des séances de test ou formation pourraient être proposées par l'opérateur en charge de la future plateforme.

**Question 15 : Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant l'indexation des prix d'achat des capacités aux enchères sur le spread été/hiver ?**

Ce type d'enchère permettrait au stockeur de bénéficier à la fois de visibilité sur les souscriptions planifiées en début de saison et d'un spread éventuellement plus élevé se réalisant plus tardivement. Toutefois, le risque de marché sur l'évolution du spread doit être supporté par le stockeur, et en aucun cas transféré aux clients protégés s'acquittant de la contribution sur les tarifs de transport : le calcul de la contribution devra en effet être effectué sur la base du revenu équivalent qui serait généré le jour de l'enchère. Le sur- ou sous-revenu, capté lors de la réalisation du fixing, devrait dès lors au bénéfice/à la charge du stockeur.

Sous réserve du respect des principes énoncés ci-dessus, ENGIE n'est pas défavorable à indexer le prix d'achat des capacités aux enchères sur un prix de marché.

**Question 16 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE consistant à publier la méthodologie de détermination du prix de réserve mais à ne pas rendre public le prix de réserve, avant les enchères ?**

Le prix de réserve est un paramètre clé dans la définition des mécanismes d'enchère et pour garantir leur succès, tant pour la maximisation du volume souscrit que celle du revenu des enchères et, de ce fait, minimiser la contribution payée par les clients protégés.

ENGIE est favorable à la proposition de la CRE de publier la méthodologie de détermination du prix de réserve de sorte que chaque acteur soit à même de calculer ce prix de réserve avec une faible incertitude. Il importe en effet que les éléments précis de définition des différents paramètres (période de calcul du spread, place de marché, coûts pris en compte, etc.) soient publiés, avant la commercialisation, par souci de transparence, pour permettre d'anticiper le risque d'obligation de dernier recours et de ce fait garantir le succès des enchères. Dans ces conditions, la publication de la valeur numérique du prix de réserve n'est pas nécessaire.

Le prix de réserve doit s'adapter aux évolutions des marchés, être fixé à l'avance, à partir des spreads marché observés sur une période définie précédant l'enchère. Définir cette période sur plusieurs jours permet d'éviter un risque de manipulation de prix et de lisser l'incertitude d'évolution des marchés.

Afin d'augmenter la valeur des stockages affichée par les enchères, les tarifs aux PITS devraient être mis à 0. Dans le cadre de la refonte du mode de commercialisation des stockages une revue des prix de cyclage devrait également être prévue, pour assurer leur cohérence avec les coûts variables réels pour le stockeur. Ceux-ci peuvent ensuite être indexés sur les prix de marché du gaz et de l'électricité.

<b>Question 17 : Avez-vous d'autres remarques à formuler ?</b>
--

- Quant à l'allocation maximale d'un acteur :  
Il ne semble pas nécessaire d'encadrer les volumes minimaux qu'un participant peut demander lors de l'enchère. En revanche, il est indispensable d'encadrer les volumes maximaux qu'un participant peut souscrire par année de stockage, afin d'éviter tout comportement monopolistique de la part d'un acteur ou d'un autre. Pour ce faire, un plafonnement, pour chaque acteur, à hauteur de 70% du parc régulé, apparaît équitable.
- De la nécessité de la publication de certaines données pour des raisons de transparence :  
Tout au long du processus de commercialisation, il importe que les acteurs de marché disposent d'informations précises et régulières afin d'assurer une courbe d'apprentissage des nouveaux mécanismes et d'anticiper le potentiel déclenchement d'une obligation de dernier ressort. Les informations devant être a minima publiées sont les suivantes :  
Dès le début et tout au long de la commercialisation
  - Définition des produits avec un délais suffisant avant les enchères
  - Volumes disponibles sur chacun des produitsPour chaque enchère :
  - Les volumes mis en vente pour chaque produit proposé
  - Le volumes alloués
  - Le prix d'allocation
  - Et, entre chaque tour, la somme des volumes demandés et le prix de clearing de chaque tour
- Le principe de neutralité financière pour les capacités nécessaires pour la zone B :  
En tant que titulaire du contrat de swap avec GRTgaz, ENGIE est le seul responsable de l'équilibrage de la zone B. Les capacités de stockage (Sédiane B) nécessaires pour le bon fonctionnement du contrat de swap et de l'équilibrage de la zone B bénéficieront, selon le projet d'ordonnance, d'un accès réservé en amont de la commercialisation par enchères. Il importe que le tarif applicable à ces capacités assure un principe de neutralité financière pour le titulaire du contrat de swap (ni avantage ni pénalisation en comparaison à une commercialisation par enchères, par ex. un coût moyen d'enchères pour un produit similaire).