



La Commission de régulation de l'énergie (CRE) consulte les acteurs de marché.

CONSULTATION PUBLIQUE N° 2018-010 DU 11 JUILLET 2018 RELATIVE AUX MODALITES DE COMMERCIALISATION DES STOCKAGES DE GAZ NATUREL A COMPTER D'OCTOBRE 2018

Depuis l'entrée en vigueur de la réforme du régime d'accès des tiers aux capacités de stockage de gaz naturel souterrain, celles-ci sont commercialisées, pour leur majorité, aux enchères. La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a fixé les modalités d'enchères pour la commercialisation des capacités de stockage pour l'hiver 2018-2019 dans sa délibération n° 2018-039¹. Elle a également demandé aux opérateurs de stockage de mettre en œuvre une concertation des acteurs de marché afin d'étudier les évolutions éventuelles de ces modalités pour les commercialisations suivantes.

Les premières enchères dans le cadre régulé ont eu lieu en mars 2018 et ont permis de vendre la quasi-totalité des capacités de stockage pour l'hiver 2018-2019.

La présente consultation publique a pour objet les modalités de commercialisation des capacités de stockage applicables à compter d'octobre 2018. Elle s'appuie sur la proposition des opérateurs de stockage, issue de la Concertation. Cette proposition est annexée à la consultation publique.

Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 27 août 2018 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : dr.cp6@cre.fr ;
- en contribuant directement sur le site de la CRE (www.cre.fr), dans la rubrique « Documents / Consultations publiques » ;
- par courrier postal : 15, rue Pasquier - F-75379 Paris Cedex 08.

Les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE, merci d'indiquer les éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité. Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions en argumentant leurs réponses.

Paris, le 11 juillet 2018.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Un commissaire,

Christine CHAUVET

¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 22 février 2018 portant décision relative aux modalités de commercialisation des capacités de stockage dans le cadre de mise en œuvre de l'accès régulé des tiers aux stockages souterrains de gaz naturel en France

SOMMAIRE

1.	RETOUR D'EXPERIENCE SUR LES ENCHERES DE MARS 2018 ET TRAVAUX EN CONCERTATION.....	3
1.1	ENCHERES DE MARS 2018.....	3
1.1.1	Résultats	3
1.1.2	Analyse de la CRE	3
1.2	CONCERTATION STOCKAGE.....	3
2.	MODALITES POUR LA COMMERCIALISATION DES STOCKAGES A COMPTER D'OCTOBRE 2018	4
2.1	PRODUITS ET SERVICES	4
2.1.1	Produits standards.....	4
2.1.1.1	Proposition des opérateurs.....	4
2.1.1.2	Analyse de la CRE	4
2.1.2	Traitement des capacités invendues et produits spécifiques.....	4
2.1.2.1	Proposition des opérateurs.....	4
2.1.2.2	Analyse de la CRE	5
2.1.3	Services additionnels.....	5
2.2	MODALITES D'ENCHERES.....	5
2.2.1	Type d'enchères	5
2.2.2	Horaires des enchères et contraintes de publication des opérateurs	7
2.2.3	Plateformes d'enchères	7
2.3	PRIX DE RESERVE	8
2.4	COMMERCIALISATION SUR PLUSIEURS ANNEES	8
2.4.1	Commercialisation des capacités pour N+2 à N+4.....	8
2.4.1.1	Proposition des opérateurs.....	8
2.4.1.2	Analyse de la CRE	8
2.4.2	Limites de quantités commercialisées pour N+2 à N+4.....	8
2.4.3	Prix de réserve pour N+2 à N+4	9
2.4.3.1	Proposition des opérateurs.....	9
2.4.3.2	Analyse de la CRE.....	10
2.5	CALENDRIER.....	10
2.5.1	Commercialisation des capacités 2019-2020	10
2.5.2	Commercialisation à compter du 1 ^{er} mars 2019.....	11
2.5.2.1	Proposition des opérateurs.....	11
2.5.2.2	Analyse de la CRE	13
2.6	CAS PARTICULIER DU STOCKAGE DE GAZ B.....	14
3.	SYNTHESE DES QUESTIONS	16
4.	ANNEXES	17
4.1	TABLEAU DES VENTES DE MARS 2018 DES CAPACITES DE STOCKAGE 2018-2019	17

1. RETOUR D'EXPERIENCE SUR LES ENCHERES DE MARS 2018 ET TRAVAUX EN CONCERTATION

Dans sa délibération n° 2018-039 du 22 février 2018, la CRE a fixé les modalités d'enchères des capacités de stockage pour l'année 2018-2019, qui ont eu lieu du 5 au 26 mars 2018. La CRE a également demandé à Teréga et Storengy de créer la Concertation stockage et de travailler, dans le cadre de cette Concertation stockage, aux modalités de commercialisation applicables à compter de la campagne de commercialisation pour l'année de stockage 2019-2020.

1.1 Enchères de mars 2018

1.1.1 Résultats

Les enchères qui se sont déroulées du 5 au 26 mars 2018 ont permis de vendre la quasi-totalité des capacités pour l'année de stockage 2018-2019 (correspondant au gaz injecté d'avril à octobre 2018 et soutiré de novembre 2018 à mars 2019). Ainsi, 112,9 TWh ont été vendus sur les 117,6 TWh proposés lors de ces enchères, pour un prix moyen de 0,59 €/MWh. Les opérateurs de stockage percevront 66,9 M€ de recettes d'enchères.

Durant ces enchères, Teréga a proposé 3 produits aux performances différentes. Storengy a proposé 8 produits, différenciés en fonction des performances mais également de la localisation selon le PITS (Point d'Interface Transport Stockage), et en incluant le Saline « EZ20 ». L'ensemble des ventes réalisées au cours des enchères de mars sont présentées dans le tableau en annexe.

1.1.2 Analyse de la CRE

La CRE se félicite que la quasi-totalité des capacités aient été vendues, dépassant ainsi le niveau minimal nécessaire au 1^{er} novembre 2018 pour garantir la sécurité d'approvisionnement pour l'hiver 2018-2019 qui avait été fixé par l'arrêté du 13 mars 2018².

L'objectif premier de la commercialisation, qui était de maximiser les souscriptions de capacités de stockage, a donc été atteint. Les prix d'adjudication ont été quasi-systématiquement supérieurs au prix de réserve (fixé à 0), traduisant l'attrait du marché pour ces capacités de stockage. Cet attrait est confirmé par le volume total demandé, équivalent à environ 6 fois les capacités commercialisées.

Néanmoins, compte tenu des délais contraints de mise en œuvre de la réforme du stockage, l'ensemble des capacités ont dû être commercialisées sur un laps de temps resserré. A la fin des enchères, un effondrement du *spread* été-hiver a pu être observé sur les marchés, plus fort au PEG Nord que celui observé dans le même temps au TTF, dû en partie à la commercialisation de beaucoup de capacités dans un temps resserré. Il semble donc nécessaire de commercialiser les capacités sur une période plus longue.

Question 1 Quels enseignements tirez-vous du retour d'expérience sur les enchères de mars 2018 ?

1.2 Concertation stockage

Teréga et Storengy ont créé la Concertation stockage, qui a donné lieu à deux réunions : le 15 mai et le 6 juin. Les principaux acteurs concernés (fournisseurs, associations de consommateurs industriels, gestionnaires de réseaux de transport) ont ainsi pu faire leur retour d'expérience sur les enchères de mars, et exprimer leurs positions pour les modalités des enchères suivantes, notamment en réaction aux propositions des opérateurs de stockage. Les éléments présentés par les opérateurs de stockage en Concertation, et les comptes rendus des échanges, sont publiés sur le site internet de la Concertation³.

La proposition des opérateurs de stockage envoyée à la CRE et la présente consultation publique s'appuient notamment sur ces échanges en Concertation.

Les deux opérateurs et la CRE partagent la volonté que la Concertation stockage continue à être réunie régulièrement.

² Arrêté du 13 mars 2018 relatif aux stocks minimaux de gaz naturel pour garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel pendant la période comprise entre le 1^{er} novembre 2018 et le 31 mars 2019

³ <https://concertationstockage.com/>

2. MODALITES POUR LA COMMERCIALISATION DES STOCKAGES A COMPTE D'OCTOBRE 2018

2.1 Produits et services

2.1.1 Produits standards

2.1.1.1 Proposition des opérateurs

Les produits de stockage dits « standards » sont définis avant le début de la campagne de commercialisation et correspondent à la totalité des capacités disponibles pour l'année de stockage à venir. Les opérateurs proposent de publier les caractéristiques de ces produits chaque année au mois d'octobre.

Certains acteurs de marché ont demandé en Concertation une simplification de l'offre autant que possible. Néanmoins Storengy et Teréga souhaitent conserver la possibilité de proposer des produits standards aux performances différentes afin de répondre aux besoins spécifiques de tous les acteurs de marché. Les opérateurs ne souhaitent donc pas être contraints dans le nombre de produits standards à commercialiser.

Si une contrainte devait s'appliquer, Storengy propose que la contrainte soit définie par PITS, par souci d'équité entre les opérateurs. En effet, Storengy commercialisera des capacités sur 5 PITS (Sud-Est, Atlantique, Nord-Est, Nord-Ouest, Nord B) et Teréga sur un PITS (Sud-Ouest). La commercialisation du stockage de Manosque, détenu par Géométhane, est réalisée par Storengy.

Teréga envisage de commercialiser 3 produits aux enchères, identiques à ceux commercialisés en mars, mais n'exclut pas de commercialiser un produit supplémentaire, selon les demandes qui seront exprimées par ses clients.

2.1.1.2 Analyse de la CRE

La CRE considère que les opérateurs sont les mieux à même de définir l'offre de produits qui permette de satisfaire leurs clients. La CRE souligne néanmoins que l'offre doit rester simple et lisible, avec des produits relativement uniformes qui puissent attirer l'ensemble des acteurs de marché, afin de favoriser la concurrence sur chaque produit.

Lors des précédentes enchères, Storengy a proposé au total 8 produits et Teréga en a proposé 3. Dans sa délibération du 22 février 2018, la CRE avait limité Storengy à la commercialisation de 14 produits et Teréga à 5 produits. A ce stade, la CRE envisage de reconduire la même limite. En effet, celle-ci laisse une marge aux opérateurs pour proposer des produits différents, tout en évitant un trop grand nombre de produits.

Question 2 Etes-vous favorable à la proposition de la CRE concernant le nombre maximal de produits pouvant être proposés par chaque opérateur ?

2.1.2 Traitement des capacités invendues et produits spécifiques

2.1.2.1 Proposition des opérateurs

Les opérateurs proposent de mettre aux enchères 100% des capacités disponibles pour une année de stockage avant le 1^{er} mars précédant cette année de stockage (par exemple, 1^{er} mars 2019 pour l'année de stockage 2019-2020). L'année de stockage commence le 1^{er} avril, date de début des injections, et s'achève au 31 mars de l'année civile suivante. En cas d'invendus lors des premières ventes, ils souhaitent pouvoir ajouter ces quantités invendues sur des ventes ultérieures de produits identiques programmées avant le 1^{er} mars, dans le respect des contraintes de publication (voir 2.5).

Dans le cas où des capacités resteraient invendues au 1^{er} mars à l'issue de cette phase de commercialisation, Storengy et Teréga proposent que les opérateurs de stockage aient la possibilité de poursuivre les ventes en adaptant librement les produits proposés à la vente dès cette date, avec une communication au marché réalisée 5 jours ouvrés avant chaque vente. En effet, de telles capacités invendues pourraient être le signe que les produits proposés sont en inadéquation avec les besoins des clients. Ainsi, pouvoir changer leurs caractéristiques permettrait d'augmenter les chances que ces capacités trouvent preneur.

Par ailleurs, Teréga et Storengy souhaiteraient pouvoir commercialiser, après le 1^{er} mars, des produits « de court terme » répondant à des besoins complémentaires du marché si des capacités s'avèrent techniquement disponibles. Ces produits de court terme ne viennent pas réduire les capacités proposées lors des ventes de produits standards.

A titre d'illustration, de tels produits pourraient notamment être proposés dans le cas de sites en travaux remis en service en cours d'année, d'offres contre-saisonniers, ou dans le cas de capacités de stockage disponibles supérieures à celles anticipées lors des ventes de produits standards.

2.1.2.2 Analyse de la CRE

La CRE est favorable à ce que les opérateurs reportent les capacités invendues d'une enchère à une autre, à condition que les modalités de tels transferts soient explicitées par l'opérateur concerné en amont de la phase d'enchères, et que chaque transfert fasse l'objet d'une publication au plus tôt, et *a minima* une journée ouvrée avant l'enchère sur laquelle les invendus sont reportés.

Concernant l'adaptation des produits proposés à la commercialisation après le 1^{er} mars et les produits « de court terme », à ce stade, la CRE est favorable à la proposition des opérateurs équivalente au maintien de la règle qui prévalait pour les précédentes enchères : les opérateurs doivent proposer toutes les capacités lors de phase de commercialisation initiale et ne commercialiser aucun autre produit que les produits standards avant la fin de la phase de commercialisation initiale. Cela permet de donner de la visibilité aux acteurs de marché sur toute la phase de commercialisation initiale.

En revanche, les opérateurs ne tiennent pas compte dans leur proposition des seuils minimaux de gaz nécessaire à la sécurité d'approvisionnement. La CRE envisage également de reconduire la règle qui prévalait pour les précédentes enchères vis-à-vis de l'atteinte de ces seuils minimaux. Ainsi, une fois la commercialisation initiale terminée, deux cas de figure peuvent se présenter :

- si les seuils minimaux de gaz naturel nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement⁴ ne sont pas atteints, alors la commercialisation des capacités sous forme de produits standards se poursuit, jusqu'à l'atteinte de ces seuils, y compris en cas de déclenchement du filet de sécurité ;
- si ces seuils sont atteints, ou qu'ils ne sont pas publiés au 1^{er} mars, les opérateurs sont alors libres de proposer des produits autres que les produits standards.

Dans l'hypothèse où des produits autres que les produits standards seraient commercialisés, les opérateurs devraient publier une semaine avant chaque vente les caractéristiques précises des produits proposés ainsi que les volumes de capacité qui leur sont associés. Par ailleurs, les ventes se dérouleraient selon des modalités identiques à la phase de commercialisation initiale en terme de règles d'enchères et de prix de réserve.

Question 3 Etes-vous favorable à la proposition de la CRE concernant les capacités invendues et les produits de court terme ?

2.1.3 Services additionnels

Les services additionnels proposés par Storengy et Teréga sont des services, gratuits ou payants, permettant d'ajouter de la valeur aux souscriptions de stockage sans pour autant réduire la capacité mise en vente sous la forme de produits de stockage. Ils sont détaillés sur les sites internet des opérateurs.

A ce jour, Storengy et Teréga n'envisagent que quelques ajustements dans la mise en œuvre et/ou dans la tarification des services additionnels. Toutefois, les opérateurs de stockage considèrent que la libre définition de ces services permet une émulation positive dans le but de satisfaire au maximum les besoins des clients. Par ailleurs, ces services n'ont pas d'impact sur les produits de base. Ainsi, Teréga et Storengy sont favorables à conserver toute liberté sur la définition de ces services.

Comme pour la première année de commercialisation, la CRE est favorable, à ce stade, à la libre définition des services additionnels, dans la mesure où ils sont proposés selon des modalités transparentes et non discriminatoires, publiées par les opérateurs sur leur site internet.

2.2 Modalités d'enchères

2.2.1 Type d'enchères

Sur la base des échanges en Concertation stockage, Teréga et Storengy proposent de reconduire les règles d'enchères appliquées pour la commercialisation de mars 2018. Pour rappel, ces règles prévoient des enchères à *fixing*,

⁴ Les dispositions de l'article L. 421-4 du code de l'énergie prévoient que « Sur la base du bilan prévisionnel pluriannuel mentionné à l'article L. 141-10, de la contribution des différentes possibilités d'approvisionnement et de la demande prévisionnelle, le ministre chargé de l'énergie fixe chaque année par arrêté les stocks minimaux de gaz naturel nécessaires au 1^{er} novembre pour garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel pendant la période comprise entre le 1^{er} novembre et le 31 mars.

Les stocks minimaux sont définis par un débit de soutirage, ainsi qu'éventuellement une localisation et un volume. »

correspondant à une enchère où les acteurs transmettent leurs courbes de demande / prix aux opérateurs pour un produit de stockage donné durant le même créneau, sans tours d'enchères successifs. L'attribution, à l'issue d'une enchère, se fait avec un prix d'adjudication identique pour tous les acheteurs (*pay as cleared*), au prix maximum auquel toute la capacité offerte est attribuée. Plus précisément, le fonctionnement de ces enchères est le suivant :

Expression de la demande de chaque participant

Pour chaque produit proposé à la vente lors d'une enchère, l'enchérisseur saisit les points (Quantité en MWh ; Prix en €/MWh) qui définissent sa courbe de quantité demandée à l'achat en fonction du prix d'achat. Le nombre de points constituant cette courbe n'est pas limité.

Le Prix saisi doit être supérieur ou égal au prix de réserve de l'enchère.

L'enchérisseur doit s'assurer que pour un Prix donné, il ne saisit qu'une seule Quantité, et qu'entre 2 points la Quantité demandée au Prix le plus bas est strictement supérieure à celle demandée au Prix le plus haut.

L'ensemble de ces points permet au stockeur de définir une courbe de quantité demandée à l'achat en fonction du prix d'achat de la façon suivante :

- la quantité réputée demandée à l'achat est nulle pour un prix strictement supérieur au prix le plus haut remis par l'enchérisseur ;
- au prix le plus haut remis par l'enchérisseur, la quantité réputée demandée à l'achat est égale à la Quantité indiquée par l'acheteur qui consent toutefois à être éventuellement alloué d'une quantité partielle ;
- entre deux points successifs :
 - la quantité réputée demandée par l'acheteur est égale à la Quantité indiquée par l'acheteur pour le Prix le plus haut des deux, tant que le prix est strictement supérieur au Prix le plus bas des deux ;
 - au prix le plus bas des deux points successifs, la quantité réputée demandée à l'achat est égale à la Quantité indiquée par l'acheteur au Prix le plus bas, mais l'acheteur consent toutefois à être éventuellement alloué d'une quantité partielle ;
- la quantité réputée demandée à l'achat pour un prix inférieur ou égal au Prix minimum remis par l'acheteur est égale à la Quantité indiquée par l'acheteur pour ce Prix le plus bas remis.

Le stockeur agrège ensuite les courbes de quantités demandées de l'ensemble des enchérisseurs en une seule courbe de demande.

Fixation de l'enchère : prix d'adjudication et attribution des capacités

Le prix d'adjudication correspond au prix le plus élevé en dessous duquel la demande est égale ou supérieure à l'offre. Les quantités sont alors allouées de la manière suivante : l'ensemble des demandes à des prix supérieurs au prix d'adjudication sont satisfaites, puis les demandes au prix d'adjudication sont servies partiellement par la quantité restante à allouer sur la base d'un prorata.

Ces modalités ont été publiées sur les sites internet de Storengy et Teréga à l'occasion des précédentes enchères.

Les opérateurs de stockage proposent néanmoins la création d'un groupe de travail au sein de la Concertation stockage pour réfléchir à de potentielles évolutions futures des règles d'enchères. Ils considèrent que ces nouvelles règles ne pourraient s'appliquer qu'à compter de novembre 2019, d'une part car il est nécessaire qu'elles soient discutées en Concertation stockage, d'autre part car il faut prévoir le temps pour modifier leurs systèmes d'information.

La CRE constate que les règles d'enchères de mars 2018 ont donné satisfaction à l'ensemble des acteurs. Elle est donc, à ce stade, favorable à la proposition des opérateurs de reconduire ces règles. Elle considère également souhaitable que des réflexions sur ces règles continuent à être menées dans le cadre de la Concertation stockage. La CRE rappelle également que ces règles devront être publiées sur les sites internet des opérateurs suffisamment en avance par rapport à la date de lancement des enchères.

Question 4 Etes-vous favorable à la reconduction des règles des enchères de mars 2018 pour les prochaines commercialisations ?

2.2.2 Horaires des enchères et contraintes de publication des opérateurs

Storengy et Teréga proposent que trois enchères indépendantes (sur des produits différents) puissent avoir lieu sur une journée d'enchères, respectant des créneaux horaires fixes. Un seul produit est commercialisé par enchère. Les trois enchères pour un jour J seraient ouvertes à 10h en J-1, avec la possibilité de remettre des offres sur la plateforme d'enchère à partir de cet horaire. Ces 3 enchères se clôtureraient successivement en J comme suit :

Enchères	Ouverture le jour J-1	Clôture le jour J
Produit 1	10h00	11h00
Produit 2	10h00	13h00
Produit 3	10h00	15h00

Les opérateurs publieraient les résultats au plus tard une heure après une enchère. Chaque participant recevra la capacité qui lui a été attribuée (volume, injection, soutirage) ainsi que le prix d'adjudication. L'ensemble des détenteurs d'un compte utilisateur de la plateforme d'enchère pourront également voir le volume total attribué au cours de l'enchère, le prix d'adjudication de l'enchère ainsi que la demande totale faite par les participants.

Ainsi, les résultats de l'enchère du Produit 1 du tableau ci-dessus seraient publiés au plus tard à 12h, ceux du Produit 2 à 14h et ceux du Produit 3 à 16h.

La CRE est, à ce stade, favorable à ces propositions, notant une amélioration par rapport aux enchères de mars 2018, avec la publication de la demande totale remise par les participants à l'enchère dans l'heure qui suit l'enchère.

Question 5 Etes-vous favorable aux créneaux horaires proposés pour les jours d'enchère ?

Question 6 Etes-vous favorable aux modalités de publication envisagées ?

2.2.3 Plateformes d'enchères

Lors des enchères du mois de mars 2018, chaque opérateur de stockage avait sa propre plateforme. Les modalités d'utilisation des deux plateformes différaient sur certains points et la CRE avait demandé aux opérateurs de travailler à la mise en place d'une plateforme de vente commune.

Les opérateurs proposent de maintenir les deux plateformes distinctes, en harmonisant l'ergonomie de ces plateformes, et en offrant la possibilité pour les deux de recevoir une courbe de demande à partir d'un même modèle de fichier Excel. Les modalités d'utilisation des deux plateformes seraient ainsi similaires pour les participants aux enchères.

Les opérateurs de stockage souhaitent que cette solution soit adoptée de manière durable. En effet, ils indiquent que posséder chacun sa propre plateforme permet de rester maître des relations avec ses clients et de préserver la confidentialité des informations renseignées sur sa plateforme d'enchères. Par ailleurs, ils rappellent avoir lancé des appels d'offres pour créer leurs plateformes et retenu les offres les moins coûteuses, intégrées à leurs systèmes d'information (SI) existants. Créer une plateforme commune représenterait donc un surcoût.

En Concertation, plusieurs acteurs ont indiqué ne pas être opposés au maintien des deux plateformes, dès lors que celles-ci sont harmonisées. Ils sont également attentifs au coût de la solution retenue.

La CRE considère que la facilité d'utilisation des participants aux enchères et le coût sont les deux critères qui doivent déterminer la solution retenue. Par conséquent, à ce stade, la CRE est favorable au maintien des deux plateformes distinctes, dans la mesure où celles-ci sont harmonisées pour permettre un fonctionnement identique. La mise en place d'une plateforme unique nécessiterait des coûts de développement et des adaptations à l'interface avec les SI de chaque opérateur.

Question 7 Etes-vous favorable au maintien des deux plateformes d'enchères distinctes, dans la mesure où leurs modalités d'utilisation sont harmonisées ?

2.3 Prix de réserve

Storengy et Teréga proposent le maintien de prix de réserve nuls pour les produits commercialisés pour l'année de stockage suivante, hors stockage de gaz B (dont le cas particulier est traité au 2.6). Ils estiment que ce prix de réserve nul, unique pour l'ensemble des produits, simplifie les enchères en évitant la publication de prix de réserve avant chaque enchère. Par ailleurs, ils sont opposés à la possibilité de prix négatifs, qui aboutiraient à ce qu'ils rémunèrent leurs clients pour une prestation de stockage rendue à ceux-ci.

La CRE partage la position des opérateurs de stockage. L'objectif premier des enchères est de maximiser les souscriptions de capacité de stockage pour l'année suivante. A ce titre, elle est pour le maintien d'un prix de réserve nul, pour les capacités de stockage commercialisées pour l'année suivante (N+1), et hors stockage de gaz B. Le cas particulier du stockage de gaz B est traité au 2.6. La commercialisation de capacités pour des années ultérieures est abordée au 2.4.

Question 8 Etes-vous favorable à un prix de réserve nul pour les enchères de capacités de stockage commercialisées pour N+1, hors stockage de gaz B ?

2.4 Commercialisation sur plusieurs années

2.4.1 Commercialisation des capacités pour N+2 à N+4

2.4.1.1 Proposition des opérateurs

Storengy et Teréga souhaitent pouvoir proposer au cours d'une année des capacités pour plusieurs années de stockage ultérieures, conformément à la demande de certains acteurs en Concertation. Ils proposent ainsi de pouvoir commercialiser en année N des capacités pour les années N+2 à N+4. Les capacités de chaque année de stockage seraient commercialisées séparément.

Par exemple, sur l'année de stockage d'avril 2019 à mars 2020, ils pourraient commercialiser des capacités pour les années de stockage 2020-2021 (N+1), 2021-2022 (N+2), 2022-2023 (N+3) et 2023-2024 (N+4), en plus d'éventuelles capacités invendues et des produits « de court terme » pour l'année en cours 2019-2020 (voir 2.1.2).

Les opérateurs souhaitent cependant que la commercialisation des capacités de N+2 à N+4 soit assortie de deux conditions, soit en appliquant :

- une limite aux quantités commercialisables pour ces échéances (voir 2.4.2) ;
- un prix de réserve calculé selon une formule définie préalablement, positif ou au minimum nul (voir 2.4.3).

En effet, les opérateurs de stockage soulignent que tous les clients n'ont pas la capacité de s'engager sur des horizons aussi longs. De même, les marchés de gros du gaz sont moins liquides au-delà de N+1, et *a fortiori* de N+2. La probabilité serait donc plus élevée que les capacités commercialisées pour ces échéances ne trouvent pas preneur.

2.4.1.2 Analyse de la CRE

Afin d'apporter de la visibilité aux acteurs de marché, la CRE est favorable à ce que des capacités puissent être commercialisées pour N+2 à N+4. Ces ventes pluriannuelles répondent à la demande de fournisseurs qui proposent eux-mêmes des offres pluriannuelles aux consommateurs. De plus, elles permettraient de lisser la commercialisation des capacités pour une même année, avec pour effet de pouvoir déconcentrer plus facilement les mises sur le marché des capacités de stockage et de lisser le revenu des opérateurs.

La CRE partage la position des opérateurs concernant les risques associés à une commercialisation des capacités pour N+2 à N+4 à prix de réserve nul et considère par ailleurs qu'il est nécessaire de préserver des capacités pour la vente en N+1. Elle est en conséquence favorable à ce stade à ce que la commercialisation de ces capacités se fasse avec des limites de quantités et des prix de réserve calculés selon une formule.

Question 9 Etes-vous favorable à la commercialisation de capacités de stockage pour N+2 à N+4 ?

2.4.2 Limites de quantités commercialisées pour N+2 à N+4

Teréga et Storengy proposent que les limites suivantes s'appliquent :

- 10 % maximum des capacités peuvent être commercialisées pour N+4
- 20 % maximum des capacités peuvent être commercialisées pour N+3 (donc il reste au minimum 70 % des capacités à commercialiser pour N+2 et pour N+1)
- 30 % maximum des capacités peuvent être commercialisés pour N+2 (donc il reste au minimum 40 % des capacités à commercialiser pour N+1)

Par exemple, pour les capacités de l'année de stockage 2023-2024, jusqu'à 10% pourrait être commercialisées en 2019-2020, jusqu'à 20 % supplémentaire en 2020-2021, jusqu'à 30 % supplémentaire en 2021-2022 et il resterait au minimum 40 % à commercialiser en 2022-2023.

Par ailleurs, les opérateurs de stockage proposent qu'au moins 20% des capacités pour l'année stockage N+1 soient préservées pour être commercialisées aux mois de janvier et février précédant le début de l'année stockage N+1.

La CRE est favorable au principe de ces limites de quantités. A ce stade, elle considère qu'une seule limite d'au moins 50 % des capacités à commercialiser pour N+1 serait suffisante.

Par exemple, si 10 % des capacités de stockage de l'année 2023-2024 ont été vendues en 2019-2020 et 20% en 2020-2021, donc au total déjà 30%, seules 20% pourraient être vendues en 2021-2022, afin de garantir qu'il reste 50 % commercialisées en 2022-2023.

Question 10 Etes-vous favorable à garder au moins 50 % de capacités à commercialiser pour N+1 ?

Question 11 Etes-vous favorable à garder au moins 20% de capacités à commercialiser pour janvier et février pour des capacités injectées à partir d'avril ?

2.4.3 Prix de réserve pour N+2 à N+4

2.4.3.1 Proposition des opérateurs

Teréga et Storengy estiment que les ventes des capacités pour les années N+2 et suivantes ne doivent pas se faire au détriment des recettes obtenues. L'objectif de vendre les capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement revient aux enchères pour N+1, et non aux enchères précédentes. Comme indiqué précédemment, il y a un risque de moindre liquidité sur ces enchères de nature à dégager un revenu moins important de ces enchères.

Les opérateurs proposent donc une formule permettant de calculer un prix de réserve qui sera publié avant l'enchère. En effet, les participants doivent pouvoir s'engager sur des montants connus. Un prix indexé à des sous-jacents continuant d'évoluer postérieurement à l'enchère est donc à exclure.

Ils proposent de ne pas indexer les prix de réserve sur le *spread* été / hiver de l'année N+1 : les *spreads* des années suivantes peuvent être différents du *spread* de l'année à venir.

Par ailleurs, les opérateurs constatent que les marchés sont très peu liquides sur les échéances lointaines et proposent en conséquence de ne pas indexer les prix de réserve sur les *spreads* été / hiver des années N+3 à N+4.

Les opérateurs de stockage proposent deux options différentes pour établir les prix de réserve pour les échéances N+2 à N+4.

Option A

Teréga et Storengy proposent de fixer, pour ces enchères, un prix de réserve compétitif par rapport à la valeur de marché minimale des capacités de stockage associées, avec un prix plancher égal à une fraction du prix moyen des enchères de capacités réalisées pour l'année stockage N+1.

La valeur de marché minimale pourrait être calculée sur la base du différentiel de prix saisonnier hiver-été de l'année stockage N+2, constaté sur une courte période précédant le début des enchères concernées, duquel seraient déduits les différents coûts supportés par les souscripteurs de capacités de stockage (terme tarifaire acquitté au PITS, coûts de cyclage, coûts financiers liés à l'immobilisation du gaz, coûts de couverture liés à l'achat/vente du gaz sur le marché). Le coût de cyclage correspond aux coûts d'injection et de soutirage dans les stockages, facturés par les opérateurs de stockage. Ce coût est actuellement nul.

Par souci de simplicité et de lisibilité, cette option consiste à ne fixer qu'un seul et même prix de réserve par guichet, valable pour toutes les enchères de capacités de stockage sur les années N+2 et suivantes du guichet concerné, en retenant le minimum des valeurs de marché minimales estimées pour les différents produits de stockage standards proposés aux enchères.

Soit, avec PR le prix de réserve applicable aux enchères de capacités pour les années N+2 à N+4 :

$$PR = \text{Max} \{50 \% \times PO ; \text{Min} [\textit{spread} - \text{coûts}(X)]\}$$

Avec :

- PO : prix moyen des enchères passées sur les capacités pour l'année stockage N+1 ;
- *spread* : moyenne sur le mois calendaire précédant le guichet des ventes N+2 à N+4 des différentiels de prix de clôture PEGAS PEG entre hiver N+2 et été N+2 ;
- *coûts(X)* : constante positive reflétant les coûts logistiques et financiers supportés par l'acheteur de capacités du produit X (accès au PITS, coûts de cyclage, charges financières liées à l'immobilisation du gaz, *spread bid/ask*).

Option B

Cette deuxième option est similaire à la première, la seule différence étant qu'il n'y a plus un prix de réserve unique pour tous les produits mais un prix de réserve par produit de stockage. Cette solution, légèrement plus complexe dans sa mise en œuvre, permettrait de réduire le risque de fixer un prix de réserve trop élevé pour les produits les moins performants.

Soit, avec PR(X) le prix de réserve applicable aux enchères de capacités pour les années N+2 à N+4 pour le produit X :

$$PR(X) = \text{Max} \{50 \% \times PO(X) ; \textit{spread} - \text{coûts}(X)\}$$

Avec :

- PO(X) : prix moyen des enchères passées sur les capacités du produit X pour l'année stockage N+1 ;
- *spread* : moyenne sur le mois calendaire précédant le guichet des ventes N+2 à N+4 des différentiels de prix de clôture PEGAS PEG entre hiver N+2 et été N+2 ;
- *coûts(X)* : constante positive reflétant les coûts logistiques et financiers supportés par l'acheteur de capacités du produit X (accès au PITS, coûts de cyclage, charges financières liées à l'immobilisation du gaz, *spread bid/ask*).

2.4.3.2 Analyse de la CRE

La CRE est favorable, comme les opérateurs, à un prix de réserve calculé comme le maximum entre une fraction du prix des enchères de N+1, qui constitue un prix plancher des capacités, et le *spread* de N+2 duquel sont déduits les coûts, rattachant ainsi le prix de réserve à la valeur de marché.

A ce stade, la CRE envisage de différencier le prix de réserve par produit. Dans ce cadre, la fraction du prix des enchères passées du produit pourrait être plus élevée que dans le cadre d'un prix moyen entre tous les produits. La CRE privilégie donc à ce stade l'option B proposée par les opérateurs de stockage, mais en retenant 80 % du PO(X) plutôt que 50 %. En effet, l'objectif poursuivi par cette formule est d'éviter que le revenu dégagé soit trop faible par rapport au revenu des enchères des capacités pour N+1. Une réduction de moitié par rapport au prix des enchères passées semble trop importante.

Question 12 Etes-vous favorable à la formule de prix de réserve proposée par la CRE pour la commercialisation des capacités pour N+2 à N+4 ?

2.5 Calendrier

2.5.1 Commercialisation des capacités 2019-2020

Teréga et Storengy proposent qu'un maximum de 15 TWh s'applique par jour d'enchère, hors stockage de gaz B.

Ils proposent une commercialisation des capacités 2019-2020 entre novembre et février, avec deux semaines de commercialisation de 3 jours, du mardi au jeudi, chaque mois. La commercialisation aurait lieu sur les semaines 46, 47, 50 et 51 de 2018 et 3, 4, 7 et 8 de 2019. Les enchères de Teréga se dérouleraient le mardi et celles de Storengy le mercredi et le jeudi.

Par ailleurs, les opérateurs souhaitent publier au plus tard le 15 octobre 2018 le calendrier des enchères avec les produits et quantités à chaque créneau d'enchères, soit un mois avant le début des enchères.

En cas de capacités invendues lors d'une enchère, ils proposent de pouvoir reporter ces capacités invendues sur une enchère ultérieure du produit prévue le mois M, en informant le marché au plus tard le 25 du mois M-1.

Le calendrier proposé pour la commercialisation des capacités 2019-2020 est présenté ci-dessous :

nov-18	déc-18	janv-19	févr-19
Jeu 1	Sam 1	Mar 1	Ven 1
Ven 2	Dim 2	Mer 2	Sam 2
Sam 3	Lun 3	Jeu 3	Dim 3
Dim 4	Mar 4	Ven 4	Lun 4
Lun 5	Mer 5	Sam 5	Mar 5
Mar 6	Jeu 6	Dim 6	Mer 6
Mer 7	Ven 7	Lun 7	Jeu 7
Jeu 8	Sam 8	Mar 8	Ven 8
Ven 9	Dim 9	Mer 9	Sam 9
Sam 10	Lun 10	Jeu 10	Dim 10
Dim 11	Mar 11 Teréga	Ven 11	Lun 11
Lun 12	Mer 12 Storengy	Sam 12	Mar 12 Teréga
Mar 13 Teréga	Jeu 13 Storengy	Dim 13	Mer 13 Storengy
Mer 14 Storengy	Ven 14	Lun 14	Jeu 14 Storengy
Jeu 15 Storengy	Sam 15	Mar 15 Teréga	Ven 15
Ven 16	Dim 16	Mer 16 Storengy	Sam 16
Sam 17	Lun 17	Jeu 17 Storengy	Dim 17
Dim 18	Mar 18 Teréga	Ven 18	Lun 18
Lun 19	Mer 19 Storengy	Sam 19	Mar 19 Teréga
Mar 20 Teréga	Jeu 20 Storengy	Dim 20	Mer 20 Storengy
Mer 21 Storengy	Ven 21	Lun 21	Jeu 21 Storengy
Jeu 22 Storengy	Sam 22	Mar 22 Teréga	Ven 22
Ven 23	Dim 23	Mer 23 Storengy	Sam 23
Sam 24	Lun 24	Jeu 24 Storengy	Dim 24
Dim 25	Mar 25	Ven 25	Lun 25
Lun 26	Mer 26	Sam 26	Mar 26
Mar 27	Jeu 27	Dim 27	Mer 27
Mer 28	Ven 28	Lun 28	Jeu 28
Jeu 29	Sam 29	Mar 29	
Ven 30	Dim 30	Mer 30	
	Lun 31	Jeu 31	

La CRE est, à ce stade, favorable à ce calendrier et à la date de publication au plus tard le 15 octobre des produits standards, avec les quantités, commercialisés par enchère. En revanche, elle trouve la limite de 15 TWh par jour, soit 45 TWh par semaine, trop élevée. La CRE considère que de tels volumes sont susceptibles d'avoir un impact significatif sur les prix de marché. Elle envisage en conséquence à ce stade de limiter la commercialisation à 10 TWh par jour, hors stockage de gaz B (voir 2.6).

Question 13 Etes-vous favorable au calendrier d'enchères proposé pour les capacités 2019-2020 ?

2.5.2 Commercialisation à compter du 1^{er} mars 2019

2.5.2.1 Proposition des opérateurs

Teréga et Storengy souhaitent que le calendrier des enchères à compter du 1^{er} mars 2019 soit défini afin de donner la plus grande lisibilité aux acteurs de marché et d'encourager ainsi leur participation aux enchères. Leurs propositions répondent aux objectifs suivants :

- étendre la période de commercialisation pour déconcentrer les opérations de couverture sur le marché par les souscripteurs de capacités et éviter que les volumes commercialisés aient un impact sensible les prix de marché ;
- créer des « rendez-vous » en ciblant un nombre limité de périodes d'enchères dans l'année.

Les opérateurs proposent que les capacités soient commercialisées lors de guichets annuels, en appliquant les règles suivantes :

- un seul produit par créneau d'enchère (comme lors des enchères de mars 2018) ;
- maximum 15 TWh par jour d'enchères, par échéance et par type de gaz. Par exemple, sur un jour d'enchère où seraient commercialisés deux produits pour N+1 et un produit pour N+2, la somme des capacités vendues pour les produits pour N+1 ne pourrait excéder 15 TWh, de même pour le produit N+2. Cette distinction par échéance s'explique par le fait que les couvertures qui seront réalisées sur les marchés ne

se feront pas sur les mêmes produits (*spread* N+1 vs. *Spread* N+2) : les ventes sur les produits N+1 et N+2 ont donc des impacts indépendants sur les marchés ;

- 3 jours d'enchères maximum par semaine : mardi, mercredi et jeudi ;
- attribution des jours de manière tournante entre Storengy et Teréga, les jours changeant à chaque nouvelle année de stockage, à raison de 2 jours de commercialisation pour Storengy et d'un jour de commercialisation pour Teréga par semaine.

Les opérateurs de stockage proposent deux options de calendrier :

Option A

Le mois de mars 2019 serait consacré aux ventes de produits pour les années 2020-2021 (N+2), 2021-2022 (N+3) et 2022-2023 (N+4). Ces ventes seraient réparties sur deux semaines, à raison de 3 jours de vente par semaine, le mardi pour Teréga, le mercredi et le jeudi pour Storengy. Tous les créneaux possibles ne seraient pas forcément utilisés dans le calendrier de ventes publié avant chaque guichet.

Pour les enchères suivantes, les ventes de capacités seraient réparties sur trois guichets annuels, de 3 semaines chacun, sur les mois de juin, novembre et février. Lors de chacun de ces guichets, toutes les échéances de N+1 à N+4 pourraient être proposées.

Le tableau suivant synthétise cette proposition :

avr-18	mai-18	juin-18	juil-18	août-18	sept-18	oct-18	nov-18	déc-18	janv-19	févr-19	mars-19
						★	19-20	19-20	19-20	19-20	19-20 (Inv.) 20-21 21-22 22-23

avr-19	mai-19	juin-19	juil-19	août-19	sept-19	oct-19	nov-19	déc-19	janv-20	févr-20	mars-20
Invendus 19-20	Invendus 19-20	20-21 21-22 22-23 23-24				★	20-21 21-22 22-23 23-24			20-21 21-22 22-23 23-24	Invendus 20-21

avr-20	mai-20	juin-20	juil-20	août-20	sept-20	oct-20	nov-20	déc-20	janv-21	févr-21	mars-21
Invendus 20-21	Invendus 20-21	21-22 22-23 23-24 24-25				★	21-22 22-23 23-24 24-25			21-22 22-23 23-24 24-25	Invendus 21-22

avr-21	mai-21	juin-21	juil-21	août-21	sept-21	oct-21	nov-21	déc-21	janv-22	févr-22	mars-22
Invendus 21-22	Invendus 21-22	22-23 23-24 24-25 25-26				★	22-23 23-24 24-25 25-26			22-23 23-24 24-25 25-26	Invendus 22-23

★ finalisation des caractéristiques des produits par les opérateurs (voir ci-après)

Option B

Les périodes de ventes seraient distinctes en fonction des échéances. Ainsi, les deux périodes de ventes suivantes seraient organisées :

- entre novembre et février, un guichet dédié aux capacités pour l'année stockage N+1 ;
- en mai et juin, un guichet dédié aux capacités pour les années stockage suivantes (N+2 à N+4).

Chaque mois de ventes, les enchères seraient réparties sur deux semaines, à raison de 3 jours par semaine (la première année, le mardi pour Teréga, le mercredi et le jeudi pour Storengy) et 3 enchères maximum par jour. Les opérateurs précisent que tous les créneaux possibles ne seraient pas forcément utilisés dans le calendrier de ventes publié avant chaque guichet.

Le tableau suivant synthétise cette proposition :

avr-18	mai-18	juin-18	juil-18	août-18	sept-18	oct-18	nov-18	déc-18	janv-19	févr-19	mars-19
						✦	19-20	19-20	19-20	19-20	Invendus 19-20

avr-19	mai-19	juin-19	juil-19	août-19	sept-19	oct-19	nov-19	déc-19	janv-20	févr-20	mars-20
Invendus 19-20	20-21 21-22 22-23 23-24	20-21 21-22 22-23 23-24				✦	20-21	20-21	20-21	20-21	Invendus 20-21

avr-20	mai-20	juin-20	juil-20	août-20	sept-20	oct-20	nov-20	déc-20	janv-21	févr-21	mars-21
Invendus 20-21	21-22 22-23 23-24 24-25	21-22 22-23 23-24 24-25				✦	21-22	21-22	21-22	21-22	Invendus 21-22

avr-21	mai-21	juin-21	juil-21	août-21	sept-21	oct-21	nov-21	déc-21	janv-22	févr-22	mars-22
Invendus 21-22	22-23 23-24 24-25 25-26	22-23 23-24 24-25 25-26				✦	22-23	22-23	22-23	22-23	Invendus 22-23

✦ finalisation des caractéristiques des produits par les opérateurs (voir ci-après)

Quelle que soit l'option retenue, les opérateurs finaliseraient en octobre N les caractéristiques précises des produits proposés pour l'année de stockage N+1. Elles comprennent notamment le débit ramené au volume. En effet, ces caractéristiques dépendent de critères techniques liés à l'utilisation des stockages les années passées. Pour chaque site de stockage, les performances réelles ne peuvent pas être connues avant octobre d'une année N pour l'année de stockage N+1. Toutefois, les caractéristiques des produits commercialisés avant cette date resteraient garanties, y compris s'ils ne sont pas reproposés avec des caractéristiques identiques.

Par exemple, un produit pour l'année de stockage 2020-2021 serait commercialisé avec un certain débit par rapport au volume acheté avant octobre 2019. Ce débit par rapport au volume est garanti. Ensuite, le même produit pourrait être commercialisé avec un débit par rapport au volume différent à partir des guichets débutant après octobre 2019.

Storengy et Teréga proposent de publier les potentielles dates d'enchères de toute l'année une fois par an au mois d'avril, sans capacité affichée. Pour chaque guichet, les produits et quantités commercialisés sur les différents créneaux de ce guichet seraient publiés le 25 du mois précédent le guichet.

2.5.2.2 Analyse de la CRE

La CRE considère également qu'il est important de donner de la visibilité au marché à travers le calendrier de commercialisation à compter du 1^{er} mars 2019, d'autant plus si des capacités de stockage sont commercialisées pour plusieurs années. Par ailleurs, il est nécessaire d'éviter une trop forte concentration des ventes qui pourrait avoir des conséquences sur les prix de marché.

La CRE est donc favorable à ce qu'un calendrier annuel des enchères soit fixé à l'avance, en précisant quelles seront les semaines d'enchères.

Lors de la Concertation, un fournisseur a proposé un calendrier annuel alternatif avec 4 guichets de 2 semaines, soit un guichet par trimestre. Il y aurait 4 jours d'enchères par semaine, du lundi au jeudi, permettant 8 jours d'enchères par guichet, soit au total 24 créneaux d'enchères.

A ce stade, la CRE est favorable au principe d'un calendrier annuel avec 3 à 4 guichets, avec des guichets de 2 à 3 semaines, et des semaines de 3 à 4 jours d'enchères, selon les préférences qui seront exprimées en réponse à cette consultation publique. Un seul produit standard (voir 2.1.1) serait proposé par enchère.

Comme indiqué au 2.5.1, la limite de 15 TWh par jour, soit 45 TWh par semaine (avec 3 jours par semaine), semble trop élevée. La CRE considère que de tels volumes sont susceptibles d'avoir un impact significatif sur les prix de marché. Elle envisage en conséquence à ce stade de limiter la commercialisation à 10 TWh par jour, hors stockage de gaz B (voir 2.6), et sans distinction par échéance. En effet, définir une limite par échéance permettrait de pouvoir commercialiser des volumes très significatifs (par exemple, 10 TWh pour N+1, 10 TWh pour N+2 et 10 TWh pour N+3). Les acheteurs de capacités devraient ainsi potentiellement réaliser des opérations de couverture sur des volumes importants le même jour, ce qui représente une contrainte forte, même sur des échéances différentes.

Concernant la publication, afin de donner le maximum de visibilité aux acteurs de marché, la CRE envisage de demander aux opérateurs de publier une fois par an, en octobre, les calendriers de chaque guichet avec les produits et quantités de chaque créneau d'enchère.

Par exemple, si l'option A était retenue, les opérateurs publieraient en octobre 2019 les informations pour les guichets de novembre 2019, février 2019 juin 2020.

Question 14 Etes-vous favorable à la fixation du calendrier annuel des enchères à compter du 1^{er} mars 2019 ?

Question 15 Etes-vous favorable à la limite de 10 TWh au total par jour d'enchères, hors stockage de gaz B ?

Question 16 Quel calendrier annuel souhaitez-vous (incluant le nombre et les périodes des guichets par an, le nombre de semaines par guichet, le nombre de jours par semaine d'enchère) ? Etes-vous favorable à des guichets séparés entre la commercialisation des capacités pour N+1 et celles pour N+2 à N+4 ?

Question 17 Quel délai de publication par les opérateurs du calendrier d'enchères précis (produits, quantités) vous semble préférable ?

2.6 Cas particulier du stockage de gaz B

L'accès au stockage de gaz B comporte deux conditions spécifiques :

- le prestataire du service de conversion de gaz H en gaz B a un accès garanti à la capacité de stockage de gaz B qu'il estime nécessaire pour mener à bien sa mission ;
- toute quantité de gaz injectée dans le stockage de gaz B doit être du gaz B acheminé depuis le PIR Taisnières B, les PITP du réseau de gaz B ou le Point de Conversion H vers B Service Pointe.

Ces conditions limitent de fait l'accès aux capacités de stockage de gaz B, ce qui risque de biaiser le prix d'enchères. Pour cette raison Storengy propose de ne vendre les capacités de stockage de gaz B que pour l'année suivante (en N+1), et avec un prix de réserve indexé sur les marchés selon la formule suivante :

$$PR = \text{Max}(0 ; \text{spread} - \beta)$$

Avec :

- *spread* est la moyenne sur les 5 derniers jours ouvrables de l'écart du prix du gaz entre l'été et l'hiver suivant sur le PEG ou le TTF, tel que rendu public par Powernext (*settlement prices* disponibles sur www.powernext.com/futures-market-data) :

$$\text{spread} = \Sigma(\text{WIN}(k) - \text{SUM}(k)) - \text{spread bid/ask} \quad \text{avec } k \text{ variant de } 1 \text{ à } 5$$

- β est une grandeur reflétant les coûts liés à l'utilisation des capacités (accès au PITS, coûts financiers liés à l'immobilisation du gaz en stock, coûts d'injection et de soutirage) ainsi qu'une marge :

$$\beta = \text{PITS} + \text{Conversion B/H} + \text{BFR} + \text{cyclage} + \text{marge}$$

Par ailleurs, afin de maintenir un accès prioritaire aux prestataires du service de conversion de gaz H en gaz B, Storengy propose le maintien de la règle fixée pour les enchères de mars 2018 :

1. *a minima* une semaine avant le début des enchères, le prestataire du service de conversion de gaz H en gaz B communique à Storengy et à la CRE les capacités nécessaires à l'exercice de sa mission. Il s'engage à remettre des offres au moins égales à son besoin lors de l'enchère organisée sur ce stockage ;
2. Storengy organise une enchère pour les capacités de stockage de gaz B ;
3. Storengy calcule le prix d'adjudication et alloue provisoirement les capacités aux participants selon le résultat des enchères, en faisant abstraction de la priorité d'accès susmentionnée, permettant de définir un prix d'adjudication qui tienne compte de l'ensemble des offres remises par les participants ;
4. à l'issue de cette allocation provisoire, deux cas se présentent :

- a. si le prestataire du service de conversion de gaz H en gaz B est pré-alloué à hauteur de capacités couvrant a minima son besoin, la pré-allocation vaut pour allocation définitive ;
- b. dans le cas contraire, le prestataire du service de conversion de gaz H en gaz B sera alloué à hauteur de son besoin, au prix issu de l'enchère, en allouant ensuite prioritairement les capacités aux enchérisseurs non prestataires du service de conversion de gaz H en gaz B ayant remis les offres les plus hautes.

A ce stade, la CRE est favorable à la proposition de Storengy de commercialiser les capacités de stockage de gaz B uniquement pour l'année suivante (N+1), avec un prix de réserve calculé à partir du *spread* été-hiver duquel sont déduits les coûts d'utilisation des capacités, avec un plancher à 0. La CRE est également favorable à ce que la totalité des capacités du stockage de gaz B puissent être proposées en une seule enchère.

Néanmoins, la CRE estime que la marge prise en compte dans la formule ne peut être que très limitée et uniquement afin de tenir compte d'une potentielle imprécision dans les estimations des différents coûts.

La CRE est également favorable à la règle garantissant aux prestataires du service de conversion de gaz H en gaz B un accès à la capacité qu'ils estiment nécessaire pour mener à bien leur mission.

Question 18 Etes-vous favorable aux modalités de commercialisation proposées pour les capacités de stockage de gaz B ?

3. SYNTHÈSE DES QUESTIONS

- Question 1 Quels enseignements tirez-vous du retour d'expérience sur les enchères de mars 2018 ?
- Question 2 Etes-vous favorable à la proposition de la CRE concernant le nombre maximal de produits pouvant être proposés par chaque opérateur ?
- Question 3 Etes-vous favorable à la proposition de la CRE concernant les capacités invendues et les produits de court terme ?
- Question 4 Etes-vous favorable à la reconduction des règles des enchères de mars 2018 pour les prochaines commercialisations ?
- Question 5 Etes-vous favorable aux créneaux horaires proposés pour les jours d'enchère ?
- Question 6 Etes-vous favorable aux modalités de publication envisagées ?
- Question 7 Etes-vous favorable au maintien des deux plateformes d'enchères distinctes, dans la mesure où leurs modalités d'utilisation sont harmonisées ?
- Question 8 Etes-vous favorable à un prix de réserve nul pour les enchères des capacités de stockage commercialisées pour N+1, hors stockage de gaz B ?
- Question 9 Etes-vous favorable à la commercialisation de capacités de stockage pour N+2 à N+4 ?
- Question 10 Etes-vous favorable à garder au moins 50 % de capacités à commercialiser pour N+1 ?
- Question 11 Etes-vous favorable à garder au moins 20% de capacités à commercialiser pour janvier et février pour des capacités injectées à partir d'avril ?
- Question 12 Etes-vous favorable à la formule de prix de réserve proposée par la CRE pour la commercialisation des capacités pour N+2 à N+4 ?
- Question 13 Etes-vous favorable au calendrier d'enchères proposé pour les capacités 2019-2020 ?
- Question 14 Etes-vous favorable à la fixation du calendrier annuel des enchères à compter du 1^{er} mars 2019 ?
- Question 15 Etes-vous favorable à la limite de 10 TWh au total par jour d'enchères, hors stockage de gaz B ?
- Question 16 Quel calendrier annuel souhaitez-vous (incluant le nombre et les périodes des guichets par an, le nombre de semaines par guichet, le nombre de jours par semaine d'enchère) ? Etes-vous favorable à des guichets séparés entre la commercialisation des capacités pour N+1 et celles pour N+2 à N+4 ?
- Question 17 Quel délai de publication par les opérateurs du calendrier d'enchères précis (produits, quantités) vous semble préférable ?
- Question 18 Etes-vous favorable aux modalités de commercialisation proposées pour les capacités de stockage de gaz B ?

4. ANNEXES

4.1 Tableau des ventes de mars 2018 des capacités de stockage 2018-2019

Date	Opérateur	Produit	Quantité proposée (TWh)	Débit associé à 45 % (GWh/j)	Quantité allouée (TWh)	Débit allouée (GWh/j)	Prix (€/MWh)
lundi 5 mars 2018	Storengy	Saline	3,4	161	3,4	161	1,67
		Saline EZ20	0,7	33	0,7	33	2,02
		Serene Sud	7,0	66	7,0	66	0,68
mardi 6 mars 2018	TIGF	Flex	7,6	138	7,6	138	0,66
		Fast	1,0	40	1,0	40	0,91
mercredi 7 mars 2018	TIGF	Flex	7,5	136	7,5	136	0,51
		Fair	0,5	6	0,5	6	0,41
jeudi 8 mars 2018	Storengy	Serene Littoral	11,0	103	11,0	103	0,91
		Sediane Nord	4,0	77	4,0	77	1,27
lundi 12 mars 2018	Storengy	Serene Nord	6,0	56	6,0	56	0,48
		Saline	4,1	194	4,1	194	0,75
mardi 13 mars 2018	Storengy	Serene Littoral	11,0	103	11,0	103	0,51
		Sediane Nord	4,0	77	4,0	77	1,13
mercredi 14 mars 2018	TIGF	Fast	0,5	20	0,5	20	0,09
		Fair	0,5	6	0,5	6	0,03
jeudi 15 mars 2018	Storengy	Serene Nord	6,0	56	6,0	56	0,49
		Serene Sud	3,9	37	1,2	11	0
lundi 19 mars 2018	Storengy	Sediane Nord	3,7	71	3,7	71	0,96
		Serene Nord	4,7	44	4,7	44	0,49
mardi 20 mars 2018	Storengy	Serene Littoral	9,2	86	9,2	86	0,49
		VU Seul	4,0	-	2,0	-	0
jeudi 22 mars 2018	Storengy	Saline	4,0	189	4,0	189	0,15
lundi 26 mars 2018	Storengy	Sédiane B	13,4	248	13,4	248	0
			117,6	1951	112,9	1925	0,59
			TWh	GWh/j	TWh	GWh/j	€/MWh