

DÉLIBÉRATION N°2025-220

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 24 septembre 2025 portant décision relative aux modalités de commercialisation des capacités de stockage de gaz naturel applicables à compter du 1^{er} octobre 2025

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Anthony CELLIER, Ivan FAUCHEUX, Valérie PLAGNOL et Lova RINEL, commissaires.

Depuis l'entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2018 de la réforme du régime d'accès des tiers aux capacités de stockage de gaz naturel souterrain, celles-ci sont commercialisées aux enchères. Les modalités d'enchères pour la commercialisation des capacités de stockage actuellement en vigueur ont été fixées par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) dans sa délibération n° 2022-251 du 7 octobre 2022¹.

Ces modalités d'enchères poursuivent deux objectifs principaux : en premier lieu, la maximisation du volume de capacités vendues, afin d'assurer la sécurité des approvisionnements ; en second lieu, la maximisation des recettes générées par la vente de ces capacités, afin de réduire le montant de la compensation stockage financée par le tarif de transport de gaz.

Les règles de commercialisation en vigueur sont considérées satisfaisantes par les acteurs de marché et les opérateurs de stockage. Elles ont permis de vendre la totalité des capacités de stockage 2025-2026 malgré des conditions de marché très défavorables. Néanmoins la dernière campagne de commercialisation a été difficile et a montré que des améliorations étaient possibles.

Les opérateurs de stockage, Storengy et Teréga, ont donc proposé plusieurs modifications des conditions de commercialisation des capacités de stockage. Tout en conservant les principes généraux en vigueur, leur objectif est d'apporter plus de souplesse au système pour mieux l'adapter aux évolutions des conditions de marché.

Afin de recueillir l'avis des acteurs de marché sur ces propositions, la CRE a procédé à une consultation publique du 23 juillet 2025 au 10 septembre 2025. Dans ce cadre, 12 contributions ont été reçues. Les réponses à cette consultation publique sont publiées, le cas échéant dans leur version non confidentielle, sur le site internet de la CRE.

La présente délibération a pour objet de fixer les modalités de commercialisation des capacités de stockage de gaz naturel applicables à compter du 1^{er} octobre 2025.

¹ [Délibération de la CRE du 7 octobre 2022 portant décision relative aux modalités de commercialisation des capacités de stockage de gaz naturel applicables à compter d'octobre 2022](#)

Table des matières

1. Contexte	3
2. Synthèse des réponses à la consultation publique	4
3. Evolutions des modalités de commercialisation des stockages	4
3.1. Mise en vente initiale des capacités	4
3.1.1. Répartition des ventes de capacités dans le temps	4
3.1.2. Calendrier de commercialisation	7
3.2. Simplification de l'organisation des journées de vente.....	8
3.2.1. Rappel des règles en vigueur jusqu'au 1 ^{er} octobre 2025	8
3.2.2. Propositions d'évolutions	9
3.2.3. Synthèse des réponses à la consultation publique.....	9
3.2.4. Analyse de la CRE.....	9
3.3. Produits commercialisés.....	10
3.3.1. Commercialisation de produits pluriannuels.....	10
3.3.2. Description des produits commercialisés.....	11
3.4. Modalités d'enchères - Indice du prix de réserve	13
3.4.1. Rappel des règles en vigueur jusqu'au 1 ^{er} octobre 2025	13
3.4.2. Propositions d'évolutions	13
3.4.3. Synthèse des réponses à la consultation publique.....	14
3.4.4. Analyse de la CRE.....	14
3.5. Modalités de commercialisation du stockage en gaz B	14
3.5.1. Rappel des règles en vigueur jusqu'au 1 ^{er} octobre 2025	14
3.5.2. Propositions d'évolutions	15
3.5.3. Synthèse des réponses à la consultation publique.....	15
3.5.4. Analyse de la CRE.....	15
Décision de la CRE	16
Annexe : Modalités de commercialisation des capacités de stockage à compter du 1^{er} octobre 2025	17

1. Contexte

En application de l'article L. 421-5-1 du code de l'énergie, les capacités des infrastructures de stockage sont souscrites à l'issue d'enchères publiques. Les modalités de ces enchères, qui comprennent notamment le calendrier de commercialisation des capacités, les prix de réserve des enchères, les produits commercialisés et le type d'enchères mises en œuvre, sont fixées par la CRE sur proposition des opérateurs de stockage.

Les modalités de commercialisation des capacités de stockage en vigueur jusqu'à l'application de la présente décision ont été fixées par la délibération n° 2022-251 du 7 octobre 2022.

Les modalités de commercialisation des capacités de stockage sont déterminées dans le but principal de maximiser les volumes de capacités souscrites, afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement de la France. Elles doivent également permettre aux opérateurs de stockage de maximiser les recettes issues de ces ventes, afin de limiter le montant de la compensation stockage, qui est collectée aux points de sortie nationaux du réseau de transport, et *in fine* répercutée aux consommateurs de gaz en France. Enfin, ces modalités doivent être simples, intelligibles et transparentes pour les acteurs et favoriser la concurrence sur le marché du gaz français.

La demande de capacités de stockage pour une année N donnée dépend principalement du *spread* hiver N/N+1 - été N au moment de l'enchère, minoré des coûts de stockage (tarif au PITS, coûts d'immobilisation du gaz). Cet écart de prix reflète la valeur de marché des stockages : un *spread* saisonnier positif favorise la souscription des stockages. Un *spread* saisonnier négatif rend la souscription beaucoup plus difficile.

Le contexte du marché européen du gaz a été particulièrement défavorable au stockage de gaz entre novembre 2024 et mi-avril 2025, avec des écarts de prix négatifs entre les prix de l'été 2025 et ceux de l'hiver 2026. Ces conditions de marché particulières ont compliqué la commercialisation des capacités de stockage, car les acteurs du marché n'étaient pas incités à en acheter pour la saison de stockage 2025-2026, le prix du gaz étant plus faible en hiver qu'en été.

L'évolution récente du cadre européen en juin 2022², avec l'instauration d'obligations de remplissage (jusqu'à 90 % au 1^{er} novembre) dans chaque Etat membre, pourrait avoir contribué à cette situation. Un assouplissement des obligations a été adopté en juillet 2025³ de sorte que :

- le niveau de remplissage de 90 % doit être atteint entre le 1^{er} octobre et le 1^{er} décembre, au lieu du 1^{er} novembre au plus tard ;
- les Etats membres peuvent décider se d'écarter de 10 % au maximum de l'objectif de remplissage en cas de conditions difficiles qui limitent la capacité de garantir que les installations de stockage souterrain de gaz. En cas de conditions de marché défavorables persistantes, la Commission européenne peut, par acte délégué, augmenter le niveau de l'écart autorisé de 5 % supplémentaires.

Dans ce contexte et malgré ces conditions de marché très défavorables, les gestionnaires de stockage français sont parvenus à vendre la totalité des capacités de stockage pour la saison 2025-2026. Les règles de commercialisation en vigueur en France ont ainsi montré leur efficacité d'ensemble, en particulier les principes de vente de capacités plusieurs années à l'avance et de possibilité pour les gestionnaires de stockage d'adapter les conditions de vente dans le cadre des principes généraux fixés par la délibération de la CRE avec par exemple la commercialisation de capacité sous forme de produits pluriannuels.

L'analyse de la dernière campagne de commercialisation a cependant montré que des améliorations des règles étaient possibles. Les opérateurs de stockage français ont donc formulé des propositions de modification des modalités de commercialisation en vigueur. Ces évolutions visent à donner aux opérateurs plus de flexibilité pour parvenir à commercialiser leurs capacités dans des conditions de marché plus difficiles.

² [Règlement \(UE\) 2022/1032 du Parlement européen et du Conseil du 29 juin 2022 modifiant les règlements \(UE\) 2017/1938 et \(CE\) n° 715/2009 en ce qui concerne le stockage de gaz](#)

³ [Règlement \(UE\) 2025/1733 du Parlement européen et du Conseil du 18 juillet 2025 modifiant le règlement \(UE\) 2017/1938 en ce qui concerne le rôle du stockage de gaz dans la sécurité de l'approvisionnement en gaz avant la saison hivernale](#)

Afin de recueillir l'avis des acteurs de marché sur ces propositions, la CRE a procédé à une consultation publique du 23 juillet 2025 au 10 septembre 2025.

Les réponses à cette consultation publique sont publiées, le cas échéant dans leur version non confidentielle, sur le site internet de la CRE.

2. Synthèse des réponses à la consultation publique

Dans le cadre de la consultation publique, 12 contributions ont été adressées à la CRE :

- six proviennent d'expéditeurs et d'associations d'expéditeurs ;
- deux proviennent de gestionnaires d'infrastructures ;
- deux proviennent d'une association représentant le secteur gazier ;
- une provient d'une association de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux ;
- une provient d'un autre acteur.

Il ressort des réponses à la consultation publique que les acteurs de marché comme les opérateurs d'infrastructures sont globalement satisfaits du déroulement des enchères et des règles de commercialisation des capacités de stockage mises en place depuis 2022. Ce bon fonctionnement a permis la souscription de l'ensemble des capacités de stockage lors de toutes les campagnes de commercialisation depuis 2018, en dépit des conditions de marché difficiles de l'année 2024-2025, et s'illustre par l'absence de déclenchement des mesures contraignantes de constitution des stocks de gaz naturel prévues par l'article L. 421-6 du code de l'énergie⁴.

La plupart des acteurs soulignent notamment que les règles de fonctionnement et l'organisation des journées de vente actuelles sont parfaitement intégrées et ne nécessitent pas de modifications significatives.

Les répondants sont prêts à donner plus de flexibilité pour permettre aux opérateurs d'anticiper la commercialisation des capacités. Ils souhaitent toutefois conserver certaines dispositions permettant de maintenir des quantités commercialisées en janvier et février de l'année N afin de permettre aux fournisseurs d'ajuster leurs besoins de stockage par rapport à l'évolution de leur portefeuille de clients.

Enfin, plusieurs contributeurs estiment que la dernière campagne de commercialisation a mis en lumière la nécessité d'assurer l'approvisionnement de la France et que la fixation d'un prix de réserve à 0 pour le stockage nuit à cet objectif.

3. Evolutions des modalités de commercialisation des stockages

3.1. Mise en vente initiale des capacités

3.1.1. Répartition des ventes de capacités dans le temps

3.1.1.1. Rappel des règles en vigueur

Dans sa délibération n° 2022-251, la CRE a fixé des plafonds de commercialisation de capacité de stockage pour l'année N/N+1 (injections à partir d'avril N) tels que :

- les capacités peuvent être commercialisées à partir de novembre N-4 ;
- au moins 95 % des capacités doivent être disponibles à partir de novembre N-3 ;
- au moins 80 % des capacités doivent être disponibles à partir novembre N-2 ;
- au moins 30 % des capacités doivent être disponibles à partir de janvier N.

⁴ Tel que précisé par les articles D. 421-7 à D. 421-13 du code de l'énergie

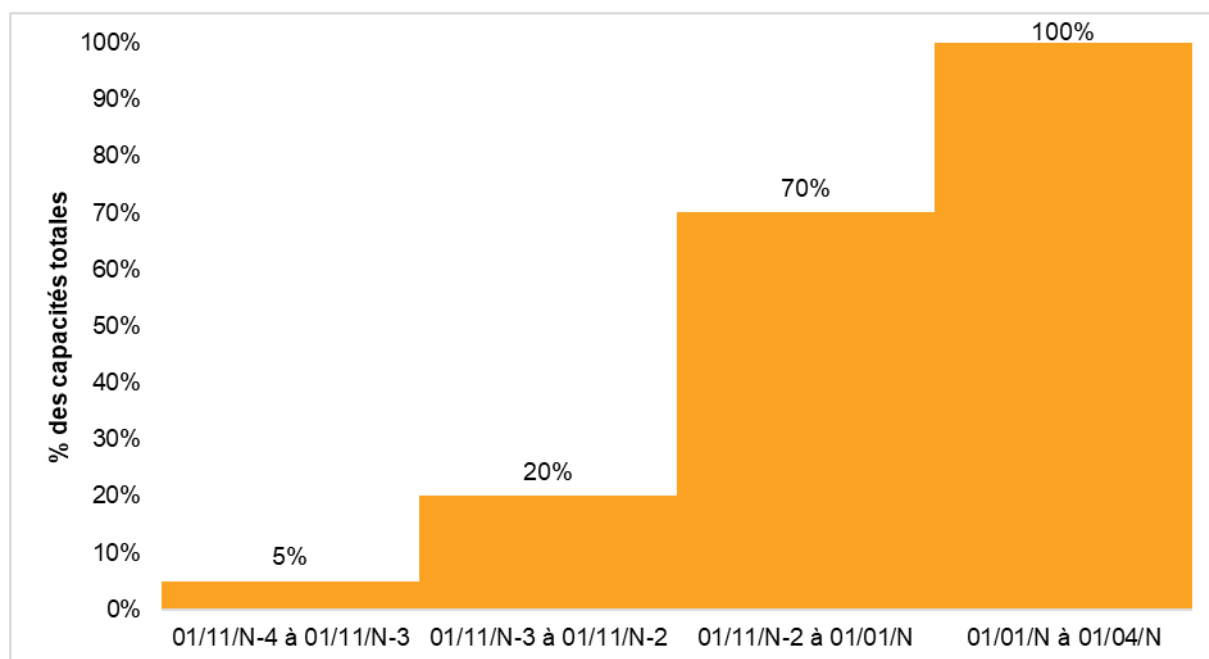


Figure 1 : Capacités commercialisables pour l'année de stockage N/N+1 (en % des capacités totales)

Ces plafonds ont été fixés afin de permettre aux fournisseurs de conserver une marge de flexibilité au regard de l'évolution de leur portefeuille et de pouvoir accéder à l'achat de capacités de stockage en année N, tout en permettant aux opérateurs de stockage d'avoir de la flexibilité sur la commercialisation de leurs capacités et d'adapter au mieux leurs calendriers de commercialisation en fonction des conditions de marché.

3.1.1.2. Propositions d'évolutions

Teréga et Storengy ont soumis une proposition à la CRE demandant de revoir le niveau des plafonds de commercialisation afin de pouvoir mieux étaler les ventes dans le temps. Selon eux, les niveaux actuels des plafonds créent en effet un risque pour la sécurité d'approvisionnement en hiver, si les conditions de marché ne sont pas favorables les mois précédant l'année de stockage, comme cela a été le cas au premier trimestre de l'année 2025.

Ils ont également souligné dans leur demande que la plupart des grands opérateurs de stockage européens lissent leurs ventes dans le temps afin de sécuriser progressivement une part croissante de leurs capacités techniques. À titre d'exemple, VNG, opérateur de stockage de gaz allemand, affiche 48 % de sa capacité de stockage vendue pour l'année de stockage 2029-2030.

Les opérateurs de stockage ont également proposé de décaler le début de la commercialisation à octobre, afin de l'adapter aux saisons du marché (d'octobre à mars) plutôt qu'à l'hiver gazier (de novembre à mars).

Proposition n° 1 : Teréga et Storengy ont proposé la révision des plafonds suivante :

- les capacités peuvent être commercialisées à partir **d'octobre** N-4 ;
- au moins **75 %** des capacités doivent être disponibles à partir **d'octobre** N-3, au lieu de **95 %** des capacités disponibles à partir de **novembre** N-3 jusque-là ;
- au moins **50 %** des capacités doivent être disponibles à partir **d'octobre** N-2 au lieu de **80 %** des capacités disponibles à partir **novembre** N-2 jusque-là.

Concernant le plafond applicable à partir de janvier de l'année N, les opérateurs de stockage ont proposé de le supprimer.

Dans le cas où ce plafond serait conservé, les opérateurs de stockage ont proposé de le modifier comme suit : « au moins **10 % ou 15 %** des capacités doivent être disponibles à partir de janvier N », au lieu de **30 %** jusque-là.

Les modalités de répartition des ventes dans le temps, proposées par les opérateurs sont représentées sur le graphique suivant :

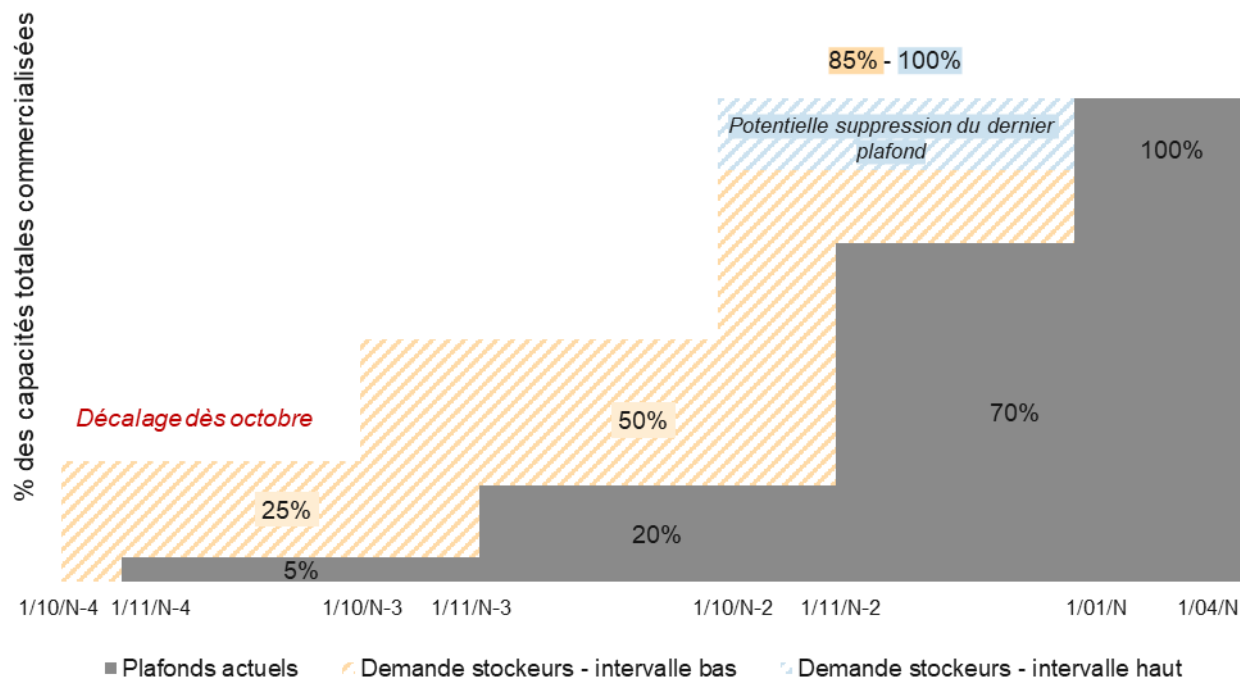


Figure 2 : Capacités commercialisables pour l'année de stockage N/N+1 - demande des opérateurs de stockage

Par ailleurs, la CRE a proposé de ne plus intégrer dans le calcul du plafond les capacités de stockage en gaz B s'agissant d'un produit spécifique qui n'a pas les mêmes enjeux de commercialisation (voir partie 3.5).

3.1.1.3. Synthèse des réponses à la consultation publique

La majorité des répondants se dit favorable à la révision des plafonds de commercialisation pour les années N-4, N-3 et N-2. Selon eux, l'augmentation de ces derniers, telle que proposée par les opérateurs, permettrait en effet de réduire le risque d'inventus.

Un acteur souligne toutefois le manque de liquidité des produits à maturité supérieure à 2 ans sur le PEG, limitant la possibilité des acteurs de marché de se couvrir sur le PEG. A partir d'une maturité N+3, ces derniers doivent donc se couvrir sur le TTF et sont confrontés à un *spread* PEG-TTF, ce qui diminuerait ainsi la valeur des produits pluriannuels.

Néanmoins, la majorité des acteurs est défavorable à la suppression du plafond de janvier, car il permet aux fournisseurs d'ajuster leurs besoins en stockage en fonction de l'évolution de leur portefeuille de clients. Les répondants soulignent la nécessité de conserver un plafond compris entre 10 % et 30 %, selon les réponses.

En outre, les acteurs sont très majoritairement favorables à la sortie des capacités de stockage de gaz B des plafonds, du fait de leurs caractéristiques différentes du gaz H et de leur processus de souscription spécifique.

3.1.1.4. Analyse de la CRE

La CRE est de manière générale favorable à la hausse des plafonds de commercialisation, qui permet aux opérateurs de stockage de limiter les risques d'inventus et d'adapter au mieux leurs calendriers de commercialisation en fonction des conditions de marché.

Elle considère cependant important de conserver des capacités à partir de janvier N, afin de permettre aux fournisseurs de clients finaux d'acheter des capacités de stockage en année N. Ces derniers ne connaissent précisément que fin décembre N-1 ou début janvier N les caractéristiques de consommation de leur portefeuille de clients livrés à compter du 1^{er} avril N. Il paraît donc nécessaire d'attendre le 1^{er} trimestre de l'année calendaire pour commercialiser une partie des capacités de stockage, et permettre aux fournisseurs de compléter, le cas échéant, leurs capacités de stockage.

Ainsi la CRE retient la proposition des opérateurs sur les plafonds d'octobre N-4, octobre N-3 et octobre N-2.

La CRE décide de retirer les capacités de gaz B des plafonds de commercialisation, du fait des spécificités de ce produit et de ses enjeux de commercialisation différents. Cette évolution conduit à une augmentation des capacités en gaz H qui devront rester disponibles pour le guichet de janvier. A titre d'exemple, pour les capacités 2025-2026, un plafond fixé à 26,5 % des capacités hors gaz B permet de maintenir des capacités commercialisées en janvier équivalentes aux volumes commercialisés lors des guichets fixes de janvier/février 2025.

La CRE considère qu'un abaissement du seuil applicable à partir de janvier N à 20 % permet de maintenir un volume suffisant pour permettre aux fournisseurs d'adapter leur souscription à l'évolution de leur portefeuille de clients.

En conséquence, la CRE ajuste les plafonds de commercialisation tel que décrit ci-dessous :

- les capacités peuvent être commercialisées à partir d'octobre N-4 ;
- au moins 75 % des capacités doivent être disponibles à partir d'octobre N-3 ;
- au moins 50 % des capacités doivent être disponibles à partir d'octobre N-2 ;
- au moins 20 % des capacités doivent être disponibles à partir de janvier N.

3.1.2. Calendrier de commercialisation

3.1.2.1. Rappel des règles en vigueur

La commercialisation initiale des capacités de stockage de l'année N/N+1 (i.e. injections à partir d'avril N) est effectuée par l'intermédiaire :

- d'une mise en vente libre des capacités à partir du mois de novembre de l'année N-4, au cours de guichets pouvant être organisés tous les jours ouvrés de la semaine, y compris pendant les guichets fixes de janvier et de février des années N-3, N-2 et N-1. Ces ventes doivent être annoncées au marché au moins 2 jours avant leur tenue.
- d'une mise en vente lors de guichets fixes en janvier N et février N.

	Novembre N-4 à décembre N-1	Janvier N – février N
Modalités actuelles de commercialisation des capacités de stockage N/N+1	Mise en vente libre des capacités	Mise en vente des capacités restantes (minimum 30 %) lors de guichets fixes

Les guichets fixes de janvier N et février N débutent le deuxième mardi du mois. Chaque guichet dure trois semaines et se tient chaque semaine pendant trois jours, du mardi au jeudi. Deux jours sont dédiés à la commercialisation des capacités de Storengy. Un jour est dédié à celle de Teréga.

Chaque année, une rotation modifie les jours de la semaine dédiés à chaque opérateur (sur la période de janvier et février 2025, le mardi pour Teréga et le mercredi et le jeudi pour Storengy).

Les opérateurs publient le calendrier détaillé de commercialisation des guichets de janvier N et février N, au plus tard un mois avant le début du guichet de janvier N. Ce calendrier précise les capacités de stockage commercialisées lors de chaque créneau d'enchère, avec l'échéance (l'année de stockage pour laquelle les capacités sont vendues), le nom du produit et la quantité mise en vente.

3.1.2.2. Proposition d'évolutions

Dans les propositions d'évolution des modalités de commercialisation qu'ils ont soumises à la CRE, les opérateurs de stockage reconnaissent la nécessité d'apporter au marché de la visibilité sur les capacités résiduelles encore disponibles afin que les acteurs du marché puissent optimiser leur stratégie d'achat. Ils ont néanmoins considéré que l'organisation des enchères sous forme de guichets fixes sur les mois de janvier et février constituait une contrainte inutile qui, dans certaines conditions de marché, pourrait augmenter le risque de mévente des capacités.

En effet, Teréga et Storengy ont souligné que ces contraintes de commercialisation durant la période critique (de janvier à mars N) précédant le début de l'année de stockage, soumettaient les opérateurs de stockage aux aléas du marché pour les 30 % de capacités restant à commercialiser. Selon eux, la suppression des guichets fixes permettrait aux opérateurs de stockage d'adapter au mieux leurs calendriers de commercialisation en fonction des conditions du marché (ils ne seraient plus contraints d'annoncer en décembre les capacités vendues dans le cadre des guichets fixes).

Proposition n°2 : Les opérateurs de stockage ont proposé que ne soit plus imposée l'organisation de guichets fixes et que les modalités en vigueur pour les mises en vente de capacités avant les guichets fixes soient étendues au trimestre qui précède l'année de stockage, de façon à laisser aux opérateurs de stockage la possibilité de s'adapter au mieux aux besoins des clients et, le cas échéant, à des conditions de marché exceptionnelles. Ils ont également rappelé que, lors de conditions de marché habituelles, les opérateurs de stockage appliqueraient préférentiellement les modalités de vente aux guichets fixes selon les modalités historiques lorsque cela serait possible.

3.1.2.3. Synthèse des réponses à la consultation publique

La majorité des répondants à la consultation publique se dit défavorable à la proposition de Storengy et Teréga de supprimer les guichets fixes. Ils soulignent en effet que ces guichets, annoncés à l'avance, permettent à l'ensemble des acteurs de se préparer efficacement aux enchères, assurant ainsi une transparence et une égalité d'accès entre tous les fournisseurs.

3.1.2.4. Analyse de la CRE

Afin d'assurer une transparence vis-à-vis du marché, l'égalité d'accès entre tous les fournisseurs et une visibilité suffisante des acteurs de marché, la CRE ne retient pas la proposition des opérateurs de stockage et maintient l'organisation des journées de vente de janvier N et février N sous forme de guichets fixes.

3.2. Simplification de l'organisation des journées de vente

3.2.1. Rappel des règles en vigueur

La délibération n° 2022-251 de la CRE fixe les règles d'organisation des journées de vente. Jusqu'à trois enchères indépendantes peuvent avoir lieu au cours d'une journée d'enchères, en respectant des créneaux horaires fixes. Un seul produit est commercialisé par enchère. Les trois enchères pour le jour J sont ouvertes à 10h en J-1, avec la possibilité de remettre des offres sur la plateforme d'enchère à partir de cet horaire. Ces trois enchères se clôturent respectivement en J à 11h, 13h et 15h. Les opérateurs doivent utiliser en priorité les créneaux de 11h et de 15h, le créneau de 13h ne servant qu'en supplément. Ils publient les résultats au plus tard une heure après chaque enchère.

Storengy et Teréga doivent commercialiser par jour au maximum :

- 10 TWh de capacités de stockage de gaz H pour l'année N/N+1 lors des guichets à partir d'octobre de l'année N-1,
- et au maximum 5 TWh de capacités de stockage de gaz H pour chaque maturité lors de l'ensemble des autres guichets.

3.2.2. Propositions d'évolutions

Les opérateurs estimaient que les règles en vigueur étaient trop détaillées et qu'elles devraient se limiter à définir un cadre minimal permettant une commercialisation adéquate des capacités de stockage en toutes circonstances. A cette fin, Teréga et Storengy ont proposé les trois modifications suivantes :

- **Proposition n° 3** : la suppression des créneaux fixes de 11h, 13h et 15h. Les enchères pourraient ainsi être organisées à tout moment de la journée ;
- **Proposition n° 4** : le remplacement de l'ouverture de l'enchère à 10h la veille par une durée minimale de 24h pendant laquelle les participants peuvent remettre des offres avant la clôture de l'enchère de manière à étaler les offres dans le temps et à simplifier leur lecture par les opérateurs de stockage ;
- **Proposition n° 5** : la suppression de la limite chiffrée de 10 TWh par jour pour la maturité annuelle prochaine et de 5 TWh par jour et par maturité pour les maturités suivantes. En effet, les opérateurs de stockage ont argué que ces limites n'avaient jamais été atteintes mais qu'elles pouvaient toutefois se révéler limitantes lors de conditions atypiques et empêcher les opérateurs de stockage de s'adapter à la liquidité du marché. Ils ont donc proposé de supprimer que la référence à des limites journalières chiffrées de capacités proposées et de la remplacer par une formulation plus générique indiquant que les volumes journaliers de capacités proposées devraient être adaptés aux différentes maturités de produits proposées et aux conditions de marché.

3.2.3. Synthèse des réponses à la consultation publique

Proposition n° 3 : Les contributeurs à la consultation publique sont majoritairement opposés à la proposition des opérateurs de stockage de supprimer des créneaux fixes de ventes. Selon eux, les créneaux fixes offrent de la visibilité qui permet aux acteurs de s'organiser, en particulier s'ils disposent de ressources limitées. Ils considèrent que leur suppression introduirait une complexité qui rendrait plus difficile la participation aux enchères de l'ensemble des acteurs.

Proposition n° 4 : La plupart des contributeurs à la consultation publique sont opposés à la proposition des opérateurs de stockage de remplacer l'ouverture de l'enchère à 10h la veille par une durée minimale de 24h durant laquelle les participants peuvent remettre des offres avant la clôture de l'enchère. Ils considèrent qu'il est préférable de conserver une règle déjà bien intégrée par les acteurs, garantissant la stabilité et la simplicité de l'organisation des journées de vente.

Proposition n° 5 : Les contributeurs à la consultation publique sont majoritairement opposés à la proposition des opérateurs de stockage de supprimer la limite chiffrée de 10 TWh par jour pour la maturité annuelle prochaine et de 5 TWh par jour et par maturité pour les maturités suivantes. Ils estiment que les limites actuelles sont déjà élevées au regard de la liquidité du marché et qu'il existe un risque important que le marché ne soit pas en mesure d'absorber de tels volumes, ce qui engendrerait des déséquilibres sur les prix et les *spreads*. Il ne leur paraît donc pas pertinent d'envisager de vendre, lors d'une seule enchère, des volumes supérieurs aux limites actuelles.

3.2.4. Analyse de la CRE

Concernant les propositions n° 3 et n° 4, la CRE considère qu'une organisation plus variable des enchères pourrait impliquer un besoin accru en ressources pour s'y adapter de la part des acteurs de marché, ce qui favoriserait les grands acteurs au détriment de ceux disposant de ressources plus limitées. Néanmoins, la CRE considère que décaler l'ouverture des enchères à 11h la veille de la clôture

de l'enchère, plutôt qu'à 10h jusqu'alors, offre plus de sécurité organisationnelle aux opérateurs sans toutefois perturber l'organisation des journées de vente.

Concernant la proposition n° 5, elle considère que, les bornes maximales n'ayant jamais été atteintes, elles ne constituent pas une limite réellement contraignante pour les opérateurs de stockage. De plus, la liquidité actuelle aux différentes échéances sur le TTF rend difficile l'absorption de volumes supérieurs aux limites actuelles.

En conséquence, la CRE ne retient pas les propositions des opérateurs de stockage et maintient les règles en vigueur depuis 2022, à l'exception de l'heure d'ouverture des enchères désormais fixée à 11h la veille de la clôture.

3.3. Produits commercialisés

3.3.1. Commercialisation de produits pluriannuels

3.3.1.1. Rappel des règles en vigueur

La délibération n° 2022-251 de la CRE n'autorise la commercialisation de produits pluriannuels qu'en cas d'inventus à l'issue de la campagne de commercialisation.

À l'issue du guichet du mois de février N, les produits annuels N/N+1 faisant l'objet d'inventus, peuvent être remplacés par les mêmes produits, mais sur une durée contractuelle de deux, trois ou quatre ans, débutant en N/N+1. Le prix de réserve du produit pluriannuel est égal à la moyenne des prix de réserve qui seraient définis pour chacune des années du contrat par application de cette délibération. La mise en vente de ces produits n'est possible qu'à l'issue du guichet du mois de février N, afin que toutes les capacités de l'année N/N+1 aient été proposées au moins une fois à la vente auparavant.

3.3.1.2. Proposition d'évolutions

Dans leur demande, Teréga et Storengy souhaitaient pouvoir commercialiser des produits pluriannuels sans que cette vente soit subordonnée à ce que les produits annuels N/N+1 aient fait l'objet d'inventus. Selon eux, l'autorisation de commercialiser des produits pluriannuels uniquement en cas d'inventus réduit la compétitivité des stockages français par rapport à d'autres opérateurs de stockage européens qui proposent occasionnellement des capacités sur plusieurs années.

De plus, la vente de produits pluriannuels représente, selon les opérateurs, une opportunité de maximiser les revenus d'enchères. Un produit pluriannuel présente en effet une valeur supplémentaire pour les acteurs du marché, car il leur offre la possibilité de conserver des volumes en stock d'une année sur l'autre.

Les opérateurs avançaient également que, lorsque les conditions de marché étaient défavorables pour une maturité spécifique, la vente de produits pluriannuels permettrait de renforcer la résilience du processus de commercialisation : un produit pluriannuel peut rester attractif pour le marché, même si la valeur du stockage est négative pour l'une des années où il est utilisable. La valeur négative de cette année peut en effet être compensée par la valeur positive dégagée pour les autres années.

Proposition n° 6 : Les opérateurs de stockage ont proposé que leurs capacités puissent être commercialisées sur une durée annuelle, ou sur une durée contractuelle de 2, 3 ou 4 ans. Le prix de réserve du produit pluriannuel serait alors égal à la moyenne des prix de réserve qui seraient définis pour chacune des années du contrat. La mise en vente de ces produits pluriannuels ne pourrait être effectuée que si elle respecte les plafonds d'engagement des capacités imposés aux opérateurs de stockage.

3.3.1.3. Synthèse des réponses à la consultation publique

Les contributeurs à la consultation publique ayant répondu à la consultation publique se sont majoritairement prononcés en faveur de la proposition des opérateurs de stockage. Selon eux, ces produits permettent en effet de diversifier les stratégies d'approvisionnement des opérateurs de marché, d'améliorer la valorisation des capacités de stockage et ainsi d'augmenter les chances de vendre les

capacités de stockage associées à des années où les conditions de marché ne sont pas favorables, comme cela a été le cas lors de la campagne de commercialisation des capacités de stockage 2025-2026.

Ils soulignent également que la commercialisation de produits pluriannuels permet de réduire la variabilité des revenus d'enchères des opérateurs, et en conséquence du terme tarifaire stockage (TTS) d'une année sur l'autre, les prix d'adjudication des produits pluriannuels reflétant une moyenne des prix sur plusieurs années.

Certains acteurs soulignent néanmoins la nécessité d'inclure l'année N/N+1 dans les capacités de stockage pluriannuelles proposées à la vente, afin de diminuer le risque de mévente des capacités de l'année N.

Enfin, la majorité des contributeurs à la consultation publique favorables à cette proposition, souligne que ces produits doivent être soumis à des plafonds de commercialisation, et certains proposent qu'ils soient soumis aux plafonds de capacité à partir du 1^{er} octobre 2025 pour les années N-4, N-3 et N-2.

3.3.1.4. Analyse de la CRE

La CRE considère que, lorsque les conditions de marché ne sont pas favorables à court terme, la mise en œuvre de la proposition des opérateurs permettrait de vendre plus facilement une capacité pour l'année N/N+1 en profitant de la valeur plus élevée de la même capacité lors des années suivantes.

Néanmoins, la CRE considère que ce type de produit pourrait, dans certains cas, générer des invendus sur les capacités N/N+1 dans le cas où ces capacités ne seraient pas incluses dans les capacités des produits pluriannuels proposés et qu'il ne serait pas possible de les proposer en pluriannuels par la suite (si les plafonds de commercialisation des années suivantes ont déjà été atteints).

En conséquence, la CRE ouvre la possibilité aux opérateurs de proposer à la commercialisation des produits pluriannuels sans que cette vente soit subordonnée à ce que les produits annuels N/N+1 aient fait l'objet d'invendus.

Ainsi, les capacités pourront dorénavant être commercialisées sous forme de produits pluriannuels à tout moment de la campagne de commercialisation. Les produits proposés doivent inclure l'année N/N+1 et respecter les plafonds de commercialisation fixés par échéance au 3.1.1. de la présente délibération.

3.3.2. Description des produits commercialisés

3.3.2.1. Rappel des règles en vigueur

La délibération n° 2022-251 de la CRE détaille le nombre de produits standards⁵ de stockage pouvant être proposés par opérateur, afin que l'offre reste simple et lisible, avec des produits aux caractéristiques suffisamment uniformes pour assurer la liquidité des enchères. Ainsi, Storengy et Teréga peuvent respectivement proposer au maximum 14 et 5 produits standards.

Elle précise également que des produits « de court terme », dits « produits spécifiques », peuvent être commercialisés après la phase initiale de commercialisation, c'est-à-dire à l'issue du guichet de février. Ces produits sont conçus pour répondre à des besoins complémentaires du marché si des capacités s'avèrent techniquement disponibles et ne viennent pas réduire les capacités proposées lors des ventes de produits standards.

3.3.2.2. Propositions d'évolutions

Dans leur proposition, Storengy et Teréga ont estimé que le cadre tarifaire les incitait déjà à proposer les offres les plus simples possibles et que la multiplication des produits serait contreproductive. Selon

⁵ Un produit de stockage dit « standard » correspond à l'ensemble des capacités N/N+1 commercialisées à un PITS (point d'interface transport-stockage) donné avec les mêmes caractéristiques d'injection et de soutirage tels que présentés en octobre N-1 par les opérateurs

eux, la restriction posée par les règles de commercialisation en vigueur sur le nombre de produits standards pouvant être proposés par chaque opérateur serait donc redondante.

De plus, l'introduction de la possibilité de commercialiser des capacités pluriannuelles sans condition d'inventus soulèverait des questions quant à la comptabilisation de ces produits comme étant distincts ou uniques.

Proposition n° 7 : Les opérateurs de stockage ont proposé de supprimer la restriction de 14 produits standards pour Storengy et 5 pour Teréga. Ils ont proposé que les règles de commercialisation se limitent à indiquer que l'offre doit rester simple et lisible, avec des produits aux caractéristiques suffisamment uniformes pour assurer la liquidité des enchères, et dont le nombre reste raisonnable.

Les opérateurs de stockage ont également estimé qu'interdire la vente des produits spécifiques avant la fin de la phase initiale de commercialisation n'était pas adapté lorsque les produits spécifiques sont contre-saisonniers. En effet, ces produits ne sont pas en concurrence avec les produits standards et apportent plusieurs bénéfices physiques au système gazier (anticipation des injections physiques dans les stockages français, amélioration des conditions de pression et donc sécurisation des performances au soutirage au cours de l'hiver, etc.).

Proposition n° 8 : Les opérateurs de stockage ont proposé de lever la contrainte temporelle de vente des produits spécifiques pour les produits n'étant pas en compétition avec l'offre standard annuelle (produits contre-saisonniers).

3.3.2.3. Synthèse des réponses à la consultation publique

Proposition n° 7 : Les acteurs sont partagés vis-à-vis de la proposition des opérateurs de stockage.

Les fournisseurs sont majoritairement opposés à cette suppression et demandent que l'offre soit simple, transparente et stable, sans différenciation excessive des produits. Ils soulignent également le risque d'apparition de produits spécifiques conçus uniquement pour répondre aux besoins d'un nombre très restreint d'acteurs, ainsi que le risque de non-liquidité de certains produits.

Certains acteurs favorables à cette suppression soulignent, quant à eux, la nécessité d'une plus grande souplesse, de flexibilité et d'adaptation aux conditions de marché.

Proposition n° 8 : Les acteurs sont majoritairement favorables à la proposition des opérateurs de stockage dans un objectif de flexibilité et de maximisation de l'exploitation des capacités disponibles.

Certains d'entre eux soulignent toutefois la nécessité de restreindre cette mesure aux produits contre-saisonniers.

3.3.2.4. Analyse de la CRE

La limite du nombre de produits standards pouvant être proposés par chaque opérateur n'a jamais été atteinte. Elle n'a pas représenté jusqu'à présent une contrainte réelle. La CRE souhaite éviter que la levée de cette restriction permette aux opérateurs de stockage de concevoir des produits destinés à un petit nombre d'acteurs seulement, ce qui irait à l'encontre de l'objectif de maintenir un marché équitable et compétitif. De plus, limiter le nombre de produits en vente permet, comme le reconnaissent les opérateurs de stockage, de conserver une structure de marché simple et lisible. Enfin, multiplier le nombre de produits contribuerait à diminuer la liquidité des produits de stockage sur le marché secondaire.

En conséquence, la CRE ne retient pas la proposition des opérateurs de stockage de supprimer le nombre de produits standards pouvant être proposés par chaque opérateur.

La CRE retient la proposition des opérateurs de stockage consistant à permettre la vente des produits spécifiques à tout moment de la campagne de commercialisation mais uniquement sur le périmètre des produits contre-saisonniers, ces derniers n'étant pas en concurrence avec l'offre saisonnière.

3.4. Modalités d'enchères - Indice du prix de réserve

3.4.1. Rappel des règles en vigueur

La délibération n° 2022-251 de la CRE fixe le calcul du prix de réserve des enchères ouvrant le jour J à 10h (et clôturant en J+1 à 11h, 13h ou 15h) pour des capacités de l'année N comme suit (en €/MWh) :

$$PR(N)_J = \max (spread(N)_J - 0,75; 0)$$

Le *spread* étant défini, pour les guichets de novembre N-3 à mars N-1, comme la moyenne de l'écart entre le produit Winter (BID) et le produit Summer (ASK) sur la place de marché TTF sur les 10 jours de cotation précédents l'ouverture de l'enchère, tel que publié par ICIS :

$$spread(N)_J = \frac{1}{10} \sum_{j=-1}^{-10} (\text{WINTER bid}(N) - \text{SUMMER ask}(N)) \text{ tel que publié par ICIS}$$

3.4.2. Proposition d'évolutions

Les opérateurs de stockage ont estimé dans leur proposition que la référence à l'indice publié par ICIS les rendait dépendants de ce fournisseur de données payantes, alors que des informations de marché comparables sont actuellement proposées gratuitement par EEX.

Proposition n° 9 : Les opérateurs ont souhaité pouvoir optimiser leurs coûts d'exploitation en ayant la possibilité :

- soit de choisir, pour toute la campagne de commercialisation d'octobre N à octobre N+1, la source de publication des prix servant à établir le prix de réserve, et d'en faire mention dans leur règlement d'enchères. ;
- soit d'utiliser EEX exclusivement.

Les données ICIS sont publiées sous la forme « BID/ASK », c'est-à-dire :

- Cours de la **demande pour le produit à terme pour livraison de gaz en hiver** (prix le plus haut pour lequel un acheteur est prêt à payer le gaz en hiver) ;
- Cours de l'**offre de gaz pour le produit à terme pour livraison en été** (prix le plus bas auquel un vendeur est prêt à vendre le gaz en été).

La différence entre ces deux cours à une date donnée représente le *spread* à cette date.

Cependant, les données EEX sont publiées sous la forme « Settlement », c'est-à-dire :

- Cours du **prix de clôture pour le produit à terme pour livraison de gaz en hiver** (prix auquel l'actif est clôturé à la fin de chaque journée de bourse) ;
- Cours du **prix de clôture pour le produit à terme pour livraison de gaz en été** (prix auquel l'actif est clôturé à la fin de chaque journée de bourse).

Ainsi, pour calculer une valeur de *spread* équivalente à celle obtenue avec les données d'ICIS, il est nécessaire d'ajouter une constante mesurant la différence entre l'offre et la demande (ci-après « constante BID/ASK »). La structure du prix de réserve serait ainsi conservée, mais la formule relative au $Spread(N)_J$ serait, au choix de l'opérateur, l'une des deux suivantes :

$$spread(N)_J = \frac{1}{10} \sum_{j=-1}^{-10} (\text{WINTER bid}(N) - \text{SUMMER ask}(N)) \text{ tel que publié par ICIS}$$

ou

$$spread(N)_J = \frac{1}{10} \sum_{j=-1}^{-10} (\text{WINTER}(N) - \text{SUMMER}(N) - \text{BID/ASK}) \text{ tel que publié par EEX}$$

ou uniquement la seconde si le prix de réserve était fixé par la délibération de la CRE sur la base des seules cotations EEX.

La valeur de la constante BID/ASK proposée par les opérateurs est de 0,17 €. Cette valeur est établie afin que le choix de l'une ou l'autre des formules soit la plus neutre possible, sur la base des écarts constatés sur les *spreads*, entre ICIS et EEX, pour l'ensemble de l'historique des enchères des opérateurs sur les maturités lointaines (>N+1) depuis 2019.

3.4.3. Synthèse des réponses à la consultation publique

L'ensemble des acteurs est favorable ou neutre à cette proposition, mais souligne néanmoins la nécessité d'aligner la formule de calcul et la référence entre les deux opérateurs.

3.4.4. Analyse de la CRE

La CRE considère que la proposition des opérateurs de stockage permettrait de réduire leurs charges d'exploitation. Elle retient la proposition qui permet aux opérateurs de choisir pour toute la campagne de commercialisation d'octobre N à octobre N+1, la source de publication des prix servant à établir le prix de réserve ;

Elle souhaite néanmoins que les deux opérateurs retiennent une référence identique.

3.5. Modalités de commercialisation du stockage en gaz B

3.5.1. Rappel des règles en vigueur

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 PIR⁶ Taisnières B, les PITP⁷ 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.

Pour cette raison, les capacités de stockage de gaz B ne sont vendues que pour l'année suivante, et avec un prix de réserve indexé sur une formule *spread* – coûts.

Les capacités de stockage en gaz B de l'année N peuvent être commercialisées à partir de novembre N-1, en une seule enchère.

Le cadre en vigueur prévoit que le prix de réserve de l'enchère de capacités en gaz B ouvrant le jour J à 10h (et clôturant en J+1 à 11h, 13h ou 15h) pour des capacités de l'année N est le suivant, en €/MWh :

$$PR(N)_J = \max (spread(N)_J - 0,70 ; 0)$$

Avec $spread(N)_J =$

- moyenne sur les 10 derniers jours de cotation de l'écart du prix du gaz entre l'hiver N (*settlement*) et l'été N (*settlement*) et sur le PEG, tel que publié par Powernext, diminué de 0,25 €/MWh.

$$spread(N)_J = \frac{1}{10} \sum_{j=-1}^{-10} (WINTER\ settlement(N) - SUMMER\ settlement(N)) - 0,25$$

⁶ Point interface réseau

⁷ Point d'interface transport production

3.5.2. Proposition d'évolutions

Lorsque la formule du prix de réserve était établie, Storengy commercialisait 13,4 TWh de produit Sediane B. Avec la conversion progressive de la zone consommant du gaz B, les volumes proposés ont été réduits et Storengy commercialise dorénavant 6 TWh de capacités.

Afin de permettre à Storengy une meilleure réactivité pour la commercialisation du produit Sediane B, et au vu de la décroissance de l'offre en volume sur ce produit, Storengy a proposé :

- de réduire la durée de l'enchère, avec une ouverture de l'enchère au plus tard à 10h en J pour une clôture le même jour J ;
- de conserver la même structure de formule de prix de réserve, mais sur avec un calcul sur 4 jours au lieu des 10 actuels.

Ainsi, la durée entre l'annonce de l'enchère et sa clôture serait réduite de 12 à 5 jours.

Le prix de réserve de l'enchère de capacités en gaz B ouvrant le jour J à 10h et clôturant en J pour des capacités de l'année N serait le suivant, en €/MWh :

$$PR(N)_J = \max (spread(N)_J - 0,70 ; 0)$$

Avec $spread(N)_J$ = moyenne sur les 4 derniers jours de cotation de l'écart du prix du gaz entre l'hiver N (*settlement*) et l'été N (*settlement*) et sur le PEG, tel que publié par EEX, diminué de 0,25 €/MWh.

$$spread(N)_J = \frac{1}{4} \sum_{j=-1}^{-4} (WINTER\ settlement(N) - SUMMER\ settlement(N) - 0,25)$$

3.5.3. Synthèse des réponses à la consultation publique

Les répondants sont favorables aux modifications proposées. Ils considèrent que celles-ci permettront un déclenchement plus rapide des enchères lorsque les conditions de marchés deviennent favorables. Des répondants soulignent que cette possibilité d'être plus réactif est susceptible d'accroître les revenus de Storengy.

3.5.4. Analyse de la CRE

La CRE considère que les modifications proposées permettront à Storengy de déclencher plus rapidement des enchères lorsque les conditions de marché deviennent favorables. Storengy pourra ainsi mieux valoriser les capacités. Par ailleurs, la réduction de la période de calcul du prix de réserve est cohérente avec la baisse des volumes commercialisés.

En conséquence, la CRE retient la proposition de Storengy consistant à modifier les modalités de commercialisation des capacités de stockage en gaz B comme suit :

- l'ouverture de l'enchère a lieu au plus tard à 10h en J pour une clôture le même jour J ;
- la même structure de formule de prix de réserve est conservée, mais son calcul est effectué sur 4 jours au lieu des 10 actuels.

Décision de la CRE

En application des dispositions de l'article L. 421-5-1 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) fixe les modalités de commercialisation aux enchères des capacités de stockage de gaz naturel.

Les opérateurs de stockage, Storengy et Teréga, ont formulé plusieurs demandes de modification des conditions de commercialisation des capacités de stockage, tout en conservant les principes généraux en vigueur, qui ont permis de vendre l'ensemble des capacités disponibles, malgré des conditions de marché difficiles lors de la dernière campagne de commercialisation. Ces modifications visent notamment à rendre le système plus souple afin de l'adapter aux conditions actuelles du marché.

Afin de recueillir l'avis des acteurs de marché sur ces propositions, la CRE a procédé à une consultation publique du 23 juillet 2025 au 10 septembre 2025. Les réponses à cette consultation publique sont publiées, le cas échéant dans leur version non confidentielle, sur le site internet de la CRE.

La présente délibération fixe les modalités de commercialisation des capacités de stockage de gaz naturel. Elle fait évoluer les points suivants :

- les limites de quantités commercialisées par échéances ne sont désormais applicables qu'au gaz H, à l'exclusion du gaz B ;
- les limites de quantités commercialisées par échéance sont modifiées comme suit :
 - o les capacités en gaz H de l'année N peuvent être commercialisées à partir d'octobre N-4 ;
 - o au moins 75 % des capacités doivent être disponibles à partir d'octobre N-3
 - o au moins 50 % des capacités doivent être disponibles à partir d'octobre N-2
 - o au moins 20 % des capacités doivent être disponibles à partir de janvier N
- les capacités pourront dorénavant être commercialisées sous forme de produits pluriannuels à tout moment de la campagne de commercialisation ;
- les enchères démarreront désormais à 11h la veille de la clôture de l'enchère plutôt qu'à 10h jusqu'alors ;
- des produits contre-saisonniers pourront désormais être proposés à tout moment de la campagne de commercialisation ;
- les opérateurs choisiront pour toute la campagne de commercialisation d'octobre N à octobre N+1, la même source de publication des prix servant à établir le prix de réserve ;
- une réduction du délai nécessaire au déclenchement d'une vente des capacités en gaz B avec :
 - o une ouverture de l'enchère au plus tard à 10h en J pour une clôture le même jour J ;
 - o un calcul du prix de réserve effectué sur 4 jours au lieu des 10 actuels.

Les modalités de commercialisation détaillées des capacités de stockage de gaz naturel applicables à partir du 1^{er} octobre 2025 sont fixées en annexe de la présente délibération.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et notifiée à Storengy, Teréga et Géométhane. Elle sera transmise aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie.

Délibéré à Paris, le 24 septembre 2025.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

Annexe : Modalités de commercialisation des capacités de stockage à compter du 1^{er} octobre 2025

1. Calendrier

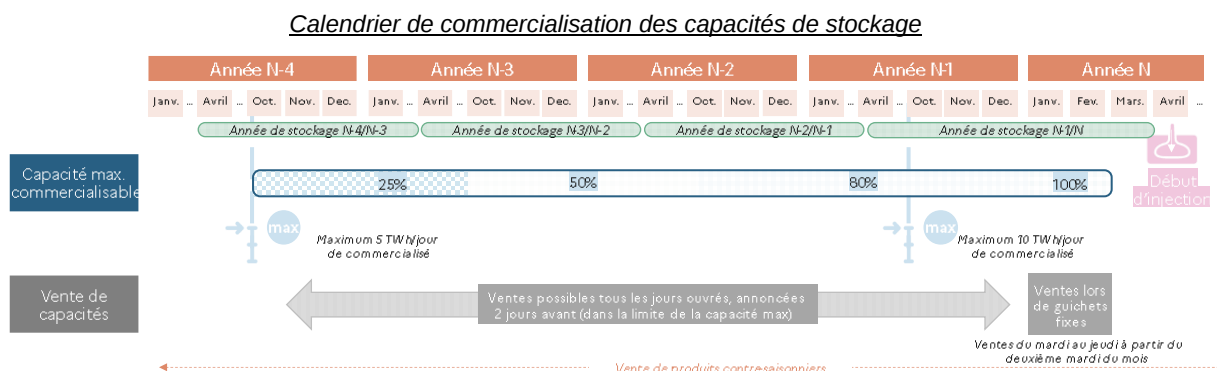
1.1. Commercialisation initiale des capacités de stockage

La commercialisation initiale des capacités de stockage de l'année N/N+1 (i.e. injections à partir d'avril N) est effectuée par l'intermédiaire :

- d'une mise en vente libre des capacités à partir du mois d'octobre de l'année N-4, au cours de guichets pouvant être organisés tous les jours ouvrés de la semaine ;
- d'une mise en vente lors de guichets fixes en janvier N et février N.

Les capacités de stockage de l'année N/N+1 peuvent être commercialisées à partir d'octobre N-4, avec au moins 75 % restant à commercialiser à partir d'octobre N-3, 50 % à partir d'octobre N-2 et 20 % à partir du 1^{er} janvier N. Ces plafonds ne s'appliquent qu'aux stockages de gaz H.

Les guichets de janvier et février N sont exclusivement réservés à la commercialisation des capacités de stockage de l'année N.



Storengy et Teréga doivent commercialiser au maximum 10 TWh par jour de capacités de l'année N/N+1 lors des guichets à partir d'octobre de l'année N-1, à l'exception des capacités de stockage en gaz B qui répondent à un régime spécifique (voir 3.5) et au maximum 5 TWh par jour et par maturité pour l'ensemble des autres guichets.

La CRE demande aux opérateurs de proposer toutes les capacités disponibles avant la clôture du guichet fixe de février N.

Chaque année, en octobre N-1, Storengy et Teréga doivent publier sur leur site Internet :

- la liste des produits qu'ils proposent pour l'année N/N+1 avec leurs caractéristiques, incluant le débit ramené au volume ;
- un calendrier prévisionnel de vente de ces produits.

Les opérateurs doivent également publier le règlement des enchères sur leur site Internet.

Les enchères ont en priorité lieu les mardi, mercredi et jeudi. Deux jours sont dédiés à la commercialisation des capacités de Storengy. Un jour est dédié à celle de Teréga. Chaque année, une rotation modifie les jours de la semaine dédiés à chaque opérateur (sur la période d'octobre 2022 à septembre 2023, le mercredi pour Teréga et le mardi et le jeudi pour Storengy).

Jusqu'à trois enchères indépendantes peuvent avoir lieu au cours d'une journée d'enchères, en respectant des créneaux horaires fixes. Un seul produit est commercialisé par enchère. Les trois enchères pour un jour J sont ouvertes à 11h en J-1 (à l'exception des enchères des capacités de stockage de gaz B qui sont ouvertes à 10h en J), avec la possibilité de remettre des offres sur la plateforme d'enchère à partir de cet horaire. Ces trois enchères se clôturent respectivement en J à 11h, 13h et 15h. Les opérateurs doivent utiliser en priorité les créneaux de 11h et de 15h, le créneau de 13h ne servant qu'en supplément. Ils publient les résultats au plus tard une heure après une enchère.

1.1.1. Modalités pour les mises en vente avant les guichets fixes

Les mises en vente libres peuvent être mises en place à partir du mois d'octobre de l'année N-4, au cours de guichets organisés tous les jours ouvrés de la semaine, y compris pendant les guichets fixes de janvier et de février.

Les opérateurs publieront, une semaine avant le début de chaque mois un calendrier prévisionnel des enchères. Ce calendrier précisera les capacités de stockage commercialisées à chaque créneau d'enchère, avec l'échéance (l'année de stockage pour laquelle les capacités sont vendues), le nom du produit et la quantité mise en vente.

Les opérateurs doivent faire leurs meilleurs efforts pour informer au plus tôt les acteurs de la mise en place d'enchères, et ils communiqueront en tout état de cause au plus tard deux jours ouvrés (J-2) avant une enchère organisée le jour J.

Chaque opérateur est prioritaire sur son ou ses jours dédiés. Il peut utiliser un créneau réservé a priori à l'autre opérateur mais qui serait finalement non utilisé. Aucun opérateur n'est prioritaire les lundis et vendredis. Si un des opérateurs souhaite organiser une enchère en dehors de ses jours dédiés, il se coordonne avec l'autre opérateur afin qu'il n'y ait pas deux enchères organisées sur un même créneau de vente. En cas de désaccord entre les opérateurs, ils en informent la CRE.

1.1.2. Modalités pour les guichets fixes de janvier N et février N

Les guichets fixes de janvier N et février N débutent le deuxième mardi du mois. Chaque guichet dure trois semaines et se tient chaque semaine pendant trois jours, du mardi au jeudi. Deux jours sont dédiés à la commercialisation des capacités de Storengy. Un jour est dédié à celle de Teréga. Chaque année, une rotation modifie les jours de la semaine dédiés à chaque opérateur (sur la période d'octobre 2022 à septembre 2023, le mercredi pour Teréga et le mardi et le jeudi pour Storengy).

Les opérateurs publient le calendrier détaillé de commercialisation des guichets de janvier N et février N, au plus tard un mois avant le début du guichet de janvier N. Ce calendrier précise les capacités de stockage commercialisées à chaque créneau d'enchère, avec l'échéance (l'année de stockage pour laquelle les capacités sont vendues), le nom du produit et la quantité mise en vente.

Si, en entrée du guichet de janvier N, un opérateur a pour l'année N/N+1 plus de capacités disponibles à la commercialisation que ce que prévoit son calendrier des guichets de janvier N et février N (par exemple en cas d'inventures sur des enchères précédentes, ou si des produits de court terme peuvent être proposés), il peut compléter son calendrier d'enchères des façons suivantes :

- en ajoutant ces capacités disponibles aux capacités commercialisées lors des enchères du même produit prévues lors des guichets de janvier et de février ;
- en utilisant un ou plusieurs créneaux d'enchères inutilisés sur n'importe quel jour ouvré de la semaine au cours ou en dehors de ces deux guichets (i.e. avant le guichet de janvier, entre les guichets de janvier et février ou après le guichet de février), avec les mêmes règles de coordination entre les opérateurs que celles décrites au 1.1.1.

1.2. Report de commercialisation des capacités invendues

Si des capacités commercialisées lors d'une enchère ne sont pas totalement attribuées car la demande n'est pas suffisante, Teréga et Storengy peuvent :

- reporter les invendus sur d'autres créneaux ultérieurs du même produit, en communiquant au plus tard le jour ouvré J-2 pour le jour ouvré J (dans la limite actuelle de 10 TWh commercialisés par jour) ;
- utiliser tous les jours ouvrés de la semaine au cours ou en dehors des guichets fixes de janvier et de février (i.e. avant le guichet de janvier, entre les guichets de janvier et février ou après le guichet de février) pour fixer de nouveaux créneaux de vente, en communiquant au plus tard le jour ouvré J-2 pour le jour ouvré J. Les règles de coordination entre les opérateurs précisées au 1.1.1 s'appliquent.

Enchères itératives

Après trois ventes partiellement ou totalement infructueuses, un système d'enchères itératives peut être introduit. Les opérateurs indiquent les créneaux de vente successifs utilisés, ainsi que la quantité proposée à la vente (celle-ci pouvant exceptionnellement être supérieure à 10 TWh). La capacité restant à la vente sur chaque enchère diminuera ainsi selon les quantités allouées sur les enchères précédentes. La communication sera faite par les opérateurs de stockage au plus tard le jour ouvré J-2 (J étant le jour de la première enchère).

Produits non standard

Lorsque l'année de stockage a débuté, les opérateurs peuvent adapter leurs produits commerciaux ayant fait l'objet d'inventus afin de commercialiser les capacités sous la forme de produits non standards, et ce même si les plafonds minimaux de gaz naturel nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement ne sont pas atteints. Les produits mis en vente pendant cette période doivent être conçus pour permettre d'augmenter le niveau de souscriptions des capacités ou d'accélérer l'injection de gaz dans les stockages, afin de renforcer la sécurité d'approvisionnement.

La CRE demande aux opérateurs que ces produits soient commercialisés en toute transparence, en publiant dans la mesure du possible 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 dérouleront selon des modalités identiques à la phase de commercialisation initiale en termes de règles d'enchères et de prix de réserve.

2. Produits et services

2.1. Produits standards

Un produit de stockage dit « standard » correspond à l'ensemble des capacités N/N+1 commercialisées à un PITS donné avec les mêmes caractéristiques d'injection et de soutirage tels que présentés en octobre N-1 par les opérateurs. Un produit « pluriannuel » correspond à l'ensemble des capacités commercialisées sur une durée contractuelle de 2, 3 ou 4 ans, débutant en N/N+1 à un PITS donné avec les mêmes caractéristiques d'injection et de soutirage tels que présentés en octobre N-1 par les opérateurs.

La CRE considère que les opérateurs sont les mieux à même de définir l'offre de produits qui permette de satisfaire leurs clients. Elle souligne néanmoins que l'offre doit rester simple et lisible, avec des produits aux caractéristiques suffisamment uniformes pour assurer la liquidité des enchères. Storengy peut proposer au maximum 14 produits pour Storengy et Teréga 5 produits.

2.2. Produits spécifiques

Teréga et Storengy peuvent commercialiser deux types de produits spécifiques, décrits ci-dessous :

- des produits « de court terme » pour un stockage saisonnier répondant à des besoins complémentaires du marché, si des capacités s'avèrent techniquement disponibles.
- des produits « contre-saisonniers » permettant d'injecter le gaz en été N pour le soutirer en été N+1.

Les produits « de court terme » doivent être proposés après la phase de commercialisation initiale, c'est-à-dire à l'issue du guichet de février. Ces produits ne viennent pas réduire les capacités proposées lors des ventes de produits standards.

Les produits « contre-saisonniers » peuvent être commercialisés quant-à-eux dès le début de la campagne de commercialisation, dans la mesure où ils ne sont pas en concurrence avec les produits standards.

Pour les produits spécifiques qu'ils soient de court terme ou contre-saisonniers, les modalités suivantes s'appliquent :

- lors de la publication d'une vente potentielle, une période de commercialisation est fixée ;

- la communication initiale (comportant toutes les informations sur le produit ainsi que la quantité qui sera proposée à la vente) est faite au plus tard le jour ouvré J-2 pour un début de période de vente démarrant le jour ouvré J ;
- la vente est ensuite confirmée avant 11h en J-1 pour une clôture en J à 11h ou à 15h, donc avec un délai de confirmation d'au moins de 24h.

Afin de donner de la visibilité aux acteurs, les opérateurs doivent publier au plus tôt les caractéristiques des produits.

2.3. 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.

Les services additionnels doivent être proposés selon des modalités transparentes et non discriminatoires, publiées par les opérateurs sur leur site internet.

3. Modalités d'enchères

3.1. Type d'enchères

Les capacités de stockage sont commercialisées au cours d'enchères à *fixing*, 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.

3.2. Modalités précises de l'enchère

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 éventuellement publié avant le début de l'enchère.

L'enchérisseur doit s'assurer que pour un prix P donné, il ne saisit qu'une seule quantité Q , et qu'entre 2 points, la quantité Q_1 demandée au prix le plus bas P_1 est strictement supérieure à la quantité Q_2 demandée au prix le plus haut P_2 .

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 (P_1, Q_1) et (P_2, Q_2) avec $P_1 < P_2$:
 - la quantité réputée demandée par l'acheteur est égale à la quantité Q_2 , tant que le prix est strictement supérieur au prix P_1 ;
 - au prix P_1 , la quantité demandée à l'achat est égale à la quantité Q_1 mais l'acheteur consent toutefois à être éventuellement alloué d'une quantité partielle inférieure à Q_1 ;
- la quantité réputée demandée à l'achat pour un prix inférieur au prix minimum P_m remis par l'acheteur est égale à la quantité Q_m indiquée par l'acheteur pour ce prix le plus bas remis. Au

prix minimum P_m , l'acheteur consent toutefois à être éventuellement alloué d'une quantité partielle inférieure à Q_m .

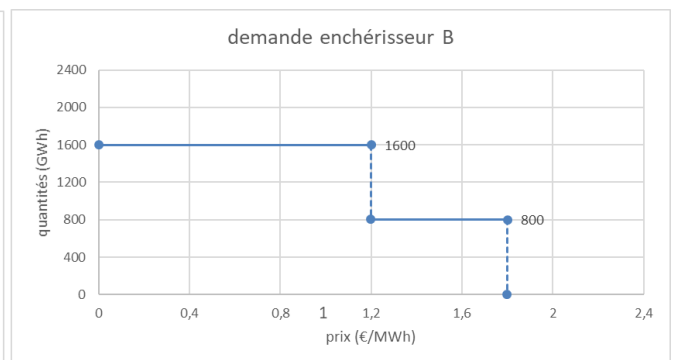
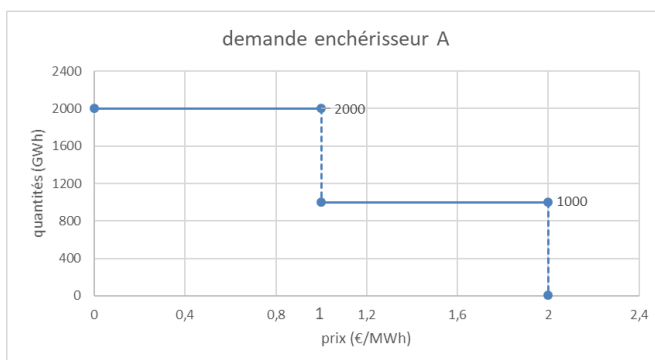
Le stockeur agrège ensuite les courbes de quantité demandée de l'ensemble des enchérisseurs en une seule courbe de demande.

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

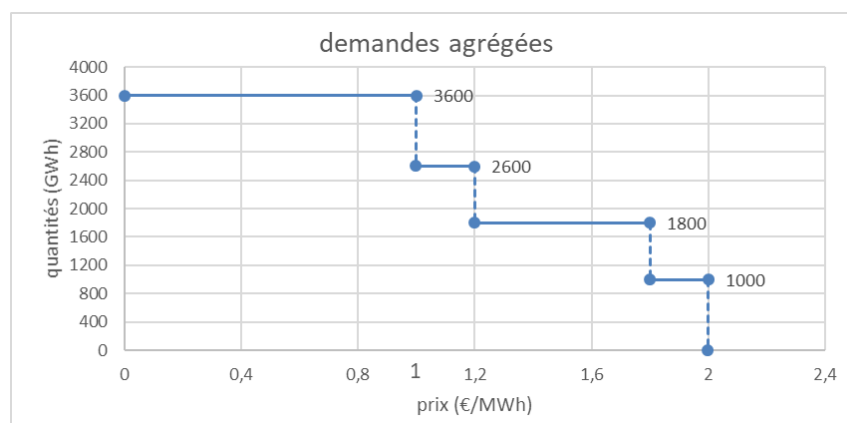
Le prix d'adjudication correspond au prix le plus élevé en dessous duquel la demande est supérieure ou égale à l'offre. Les quantités sont alors allouées de la manière suivante : l'ensemble des demandes à des prix supérieurs au prix d'adjudication sont satisfaites, puis les demandes au prix d'adjudication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

La fixation de l'enchère peut être illustrée par l'exemple suivant :

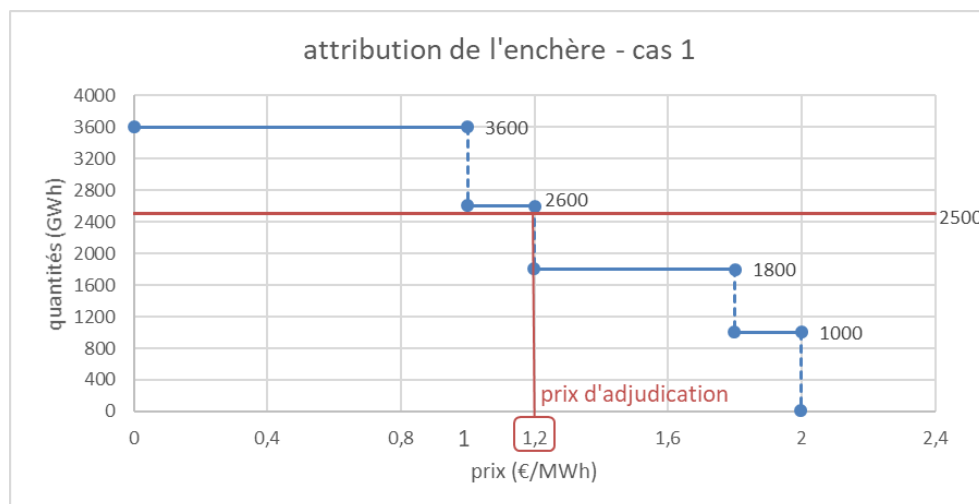
- la quantité de produit offerte par le stockeur est de 2500 GWh ; le prix de réserve est 0 €/MWh ;
- 2 enchérisseurs participent à l'enchère, A et B, qui présentent les demandes suivantes :
 - enchérisseur A = 2000 GWh de 0 jusqu'à 1 €/MWh, 1000 GWh au-delà de 1 et jusqu'à 2 €/MWh ;
 - enchérisseur B = 1600 GWh de 0 jusqu'à 1,2 €/MWh, 800 GWh au-delà de 1,2 et jusqu'à 1,8 €/MWh.



- La courbe de demande agrégée est donc la suivante :



L'attribution des 2500 GWh offerts se fait donc au prix d'adjudication de 1,2 €/MWh pour lequel la demande est de 2600 GWh. L'ensemble de la demande à ce prix est excédentaire de 100 GWh par rapport à l'offre :



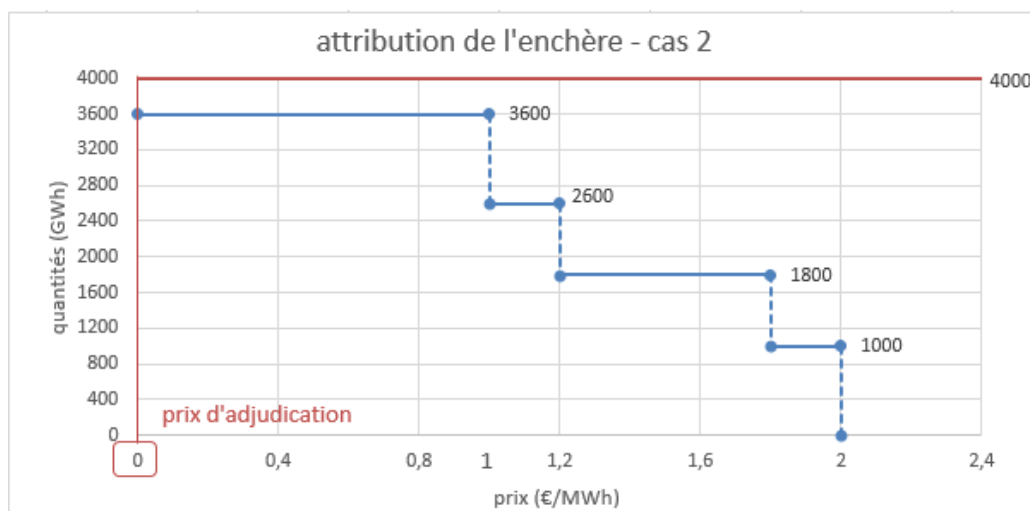
L'allocation des quantités est la suivante :

enchérisseur A = demande au prix supérieur au prix d'adjudication = 1 000 GWh

enchérisseur B = demande au prix supérieur au prix d'adjudication + part de la demande au prix d'adjudication = 800 + 700 = 1500 GWh

Dans le cas où l'ensemble des demandes des enchérisseurs ne couvre pas l'offre, le prix d'adjudication serait égal au prix de réserve. Chaque enchérisseur se voit alors allouer la quantité maximum demandée.

En reprenant l'exemple précédent avec demandes des enchérisseurs inchangées mais cette fois avec une quantité offerte par le stockeur de 4000 GWh, l'attribution est la suivante :



Au prix d'adjudication de 0 €/MWh correspondant au prix de réserve, la totalité des demandes exprimées par les enchérisseurs est servie (soit enchérisseur A = 2000 GWh, enchérisseur B = 1600 GWh) et il reste donc $4000 - 3600 = 400$ GWh d'invendus.

3.3. Horaire des enchères et contraintes de publication des résultats

Trois enchères indépendantes peuvent 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 sont ouvertes à 11h en J-1, avec la possibilité de remettre des offres sur la plateforme d'enchère à partir de cet horaire. Ces 3 enchères se clôturent respectivement en J comme suit :

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

Les opérateurs doivent utiliser en priorité les créneaux de 11h et de 15h, le créneau de 13h ne servant qu'en supplément.

Les opérateurs doivent faire leurs meilleurs efforts pour publier sur leur site internet au plus tôt après la clôture de l'enchère, et dans la limite d'une heure, les résultats : la quantité vendue, le prix d'adjudication et la demande totale. Ils communiquent également à chaque participant la quantité qui lui est allouée. Ils publient en outre à l'issue de chaque guichet d'enchères les courbes de demandes agrégées de chaque enchère, sauf pour les enchères dont les opérateurs considèrent que le nombre de participants n'est pas suffisant pour garantir la confidentialité des demandes.

3.4. Plateformes d'enchères

La CRE autorise donc les opérateurs à conserver chacun sa plateforme d'enchères, celles-ci devant être harmonisées notamment sur les fonctionnalités suivantes :

- la possibilité pour un participant de remettre sa demande à partir d'un fichier Excel, selon un modèle unique ;
- la possibilité pour un expéditeur de modifier sa demande après validation directement sur la plateforme, et sans avoir besoin d'appeler l'opérateur, tant que l'enchère n'est pas clôturée ;
- l'harmonisation de l'ergonomie et la présentation des résultats d'enchères.

3.5. Prix de réserve

Prix de réserve des enchères sur l'hiver précédent la période d'injection

La CRE fixe un prix de réserve nul pour l'ensemble des enchères de capacités $N/N+1$ commercialisées lors des guichets à partir d'avril $N-1$, sauf pour le stockage en gaz B (voir 4.13.5).

Prix de réserve des enchères antérieures à l'hiver précédent la période d'injection

La CRE fixe un prix de réserve fondé sur une formule *spread*-coûts, et au minimum nul, pour les enchères de capacités de stockage N ayant lieu avant le 1^{er} avril $N-1$.

Le terme « coûts » de la formule est identique pour l'ensemble des produits, hors stockage en gaz B (voir 4.1). En effet, la différenciation du coût par produit n'apparaît pas pertinente. Le coût au PITS (Point d'Interface Transport Stockage), en €/MWh, est plus faible pour les produits les plus lents, mais ces produits ont moins de valeur sur le marché. Il n'est donc pas pertinent que ces produits aient un prix de réserve plus élevé que les produits plus rapides.

Les coûts considérés pour établir ce prix de réserve sont composés de trois éléments :

- les coûts d'entrée et de sortie du réseau de transport au PITS moyens pour l'ensemble des produits en gaz H ;
- les coûts d'immobilisation du gaz stocké, calculé en actualisant la valeur du gaz immobilisé, à partir d'une estimation de la valeur de marché du gaz et de sa durée d'immobilisation ;
- le prix du service d'injection et de soutirage, inclus dans les services proposés par les opérateurs, actuellement nuls (voir 2.3).

En prenant compte ces éléments, la CRE fixe le terme « coûts » à 0,75 €/MWh.

Le terme de *spread* pris en compte est la moyenne de l'écart entre le produit *Winter* (bid) et le produit *Summer* (ask) sur la place de marché TTF sur les 10 jours de cotation précédents l'ouverture de

l'enchère. Ce calcul du *spread* permet d'être proche de la valeur du jour de l'enchère, sans être soumis à la seule volatilité journalière, et connu à l'ouverture de l'enchère. La place de marché TTF est préférée au PEG car plus liquide sur les produits saisonniers S+2 à S+6 pris en compte selon les échéances.

Les maturités prises en compte pour le *spread* sont celles correspondant à l'année de stockage des capacités, donc les produit *Summer N* et *Winter N* pour les capacités de stockage de l'année *N*, sauf pour les enchères lors des premiers guichets de commercialisation des capacités *N*, entre octobre N-4 et septembre N-3.

En effet, en octobre N-4, le produit *summer N* correspond à du *season +7* et le produit *Winter N* à du *season +8*. En septembre N-3, *summer N* est un *season +6* et *winter N* un *season +7*. Ces maturités présentent très peu, voire pas du tout, de liquidité. Pour les enchères des capacités *N* sur les guichets entre octobre N-4 et septembre N-3, le *spread* pris en compte sera le même que celui des capacités N-1, soit l'écart entre le *Winter N-1* et le *Summer N-1*.

Par exemple, pour une enchère de capacités 2023-2024 ouvrant le 16 juin 2021, le spread est égal à la moyenne de la différence entre le prix du produit Winter 23 bid et le prix du produit Summer 23 ask pour la place de marché TTF du 2 au 15 juin (sachant qu'il n'y a pas de cotation les 5, 6, 12 et 13 juin).

Pour une enchère de capacités 2023-2024 ouvrant le 16 juin 2020, le spread est égal à celui d'une enchère de capacités 2022-2023 qui aurait lieu le même jour, soit la moyenne de la différence entre le prix du produit Winter 22 bid et le prix du produit Summer 22 ask pour la place de marché TTF ICIS du 2 au 15 juin.

Teréga et Storengy doivent choisir, au plus tard au 1^{er} octobre de l'année N-1, la source des données qu'ils souhaitent utiliser pour calculer le *spread* entre ICIS ou EEX. Ils doivent en informer la CRE et choisir la même référence.

Le prix de réserve de l'enchère ouvrant le jour *J* à 11h (et clôturant en *J+1* à 11h, 13h ou 15h) pour des capacités de l'année *N* est donc le suivant, en €/MWh :

$$PR(N)_J = \max (\text{spread}(N)_J - 0,75 ; 0)$$

La publication des Seasons étant sous la forme bid/ask chez ICIS, et Settlement chez EEX, Il serait nécessaire de prendre en compte une valeur du BID/ASK si la publication utilisée est celle d'EEX.

Ainsi $\text{spread}(N)_J =$

- pour les guichets d'octobre N-4 à septembre N-3, $\text{spread}(N)_J = \text{spread}(N-1)_J$
- pour les guichets d'octobre N-3 à mars N-1, moyenne sur les 10 derniers jours de cotation de l'écart du prix du gaz entre l'hiver N (*bid*) et l'été N (*ask*) sur le TTF

$$\text{Spread}(N)_J = \frac{1}{10} \sum_{j=-1}^{-10} (WINTER \text{ bid}(N) - SUMMER \text{ ask}(N)) \text{ tel que publié par ICIS}$$

Ou

$$\text{Spread}(N)_J = \frac{1}{10} \sum_{j=-1}^{-10} (WINTER \text{ settlement}(N) - SUMMER \text{ settlement}(N) - BID/ASK) \text{ tel que publié par EEX}$$

Avec la valeur de la constante BID/ASK fixée à 0,17 €. Cette valeur est établie de façon à ce que le choix de l'une ou l'autre des formules soit la plus neutre possible, sur la base des écarts constatés sur les *spreads*, bid/ask chez ICIS et Settlement chez EEX, pour l'ensemble de l'historique des enchères des opérateurs sur les maturités lointaines (>N+1) depuis 2019.

- Le prix de réserve d'un produit pluriannuel correspond à la moyenne des prix de réserve pour chacune des années.

Pour chaque enchère, l'opérateur publiera le prix de réserve à l'ouverture de l'enchère.

4. Cas particuliers

4.1. Stockage en 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. Pour cette raison les capacités de stockage de gaz B ne sont vendues que pour l'année suivante, et avec un prix de réserve indexé sur une formule *spread* – coûts.

Afin de maintenir un accès prioritaire aux prestataires du service de conversion de gaz H en gaz B, les règles de commercialisation sont les suivantes :

1. a minima une semaine avant la première enchère des capacités de stockage en gaz B, 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 à 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.

Les capacités de stockage en gaz B de l'année N peuvent être commercialisées à partir de novembre N-1, en une seule enchère.

La formule *spread*-coûts pour la fixation du prix de réserve est semblable à celle retenue pour les commercialisations pluriannuelles des capacités en gaz H.

Le terme « coûts » comprend les mêmes éléments que pour les capacités en gaz H. Néanmoins, le coût d'entrée et de sortie au PITS est inférieur. Par ailleurs, ce terme comprend également le coût de conversion de gaz H en gaz B. La CRE fixe le terme « coûts » pour les capacités en gaz B à 0,70 €/MWh.

Le terme de *spread* pris en compte est la moyenne de l'écart entre le produit *Winter (settlement)* et le produit *Summer (settlement)* sur la place de marché PEG sur les 4 jours de cotation précédents l'ouverture de l'enchère. Ce calcul étant fondé sur les prix *settlement*, l'écart *bid-ask* doit également être pris en compte. Celui est estimé à 0,25 €/MWh pour le PEG, qui sont donc retranchés dans le terme de *spread*.

Le prix de réserve de l'enchère de capacités en gaz B ouvrant le jour J à 10h (et clôturant en J à 11h, 13h ou 15h) pour des capacités de l'année N est le suivant, en €/MWh :

$$PR(N)_J = \max (spread(N)_J - 0,70 ; 0)$$

Avec $spread(N)_J =$

- moyenne sur les 4 derniers jours de cotation de l'écart du prix du gaz entre l'hiver N (*settlement*) et l'été N (*settlement*) et sur le PEG, tel que publié par EEX, diminué de 0,25 €/MWh.

$$spread(N)_j = \frac{1}{4} \sum_{j=-1}^{-10} (WINTER\ settlement(N) - SUMMER\ settlement(N)) - 0,25$$

4.2. Priorité d'accès consécutive à un accord inter-Etat

Dans le cadre des accords bilatéraux conclus par la France avec un Etat membre de l'Union européenne ou un Etat membre de l'Association européenne de libre-échange relatif à la réservation de capacités de stockage, les opérateurs des Etats concernés, ou leurs mandataires, ont la possibilité d'accéder à des capacités de stockage en amont des enchères, dans la limite des quantités prévues par les accords bilatéraux. Ces capacités sont alors réservées à un prix P_1 déterminé selon la formule suivante :

$$P_1 = RA \times \frac{1}{2} \left(\frac{X_1}{X} + \frac{Y_1}{Y} \right)$$

Où :

- X_1 est le volume demandé par le mandataire auprès d'un opérateur de stockage (ou groupement d'opérateurs de stockage lorsque leur commercialisation est conjointe ; ci-après l'opérateur de stockage) ;
- Y_1 est le débit demandé par le mandataire auprès de l'opérateur de stockage ;
- X est le volume total des stockages de l'opérateur de stockage ;
- Y est le débit total des stockages de l'opérateur de stockage ;
- RA est le revenu autorisé de l'opérateur de stockage.

La demande de capacités de stockage pour l'année $N/N+1$ doit être exprimée auprès de l'opérateur de stockage au plus tard une semaine avant le 1^{er} octobre $N-1$. Ces capacités réservées par les opérateurs concernés ou leurs mandataires, ne sont alors pas commercialisées lors des enchères.