



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

CONSULTATION PUBLIQUE N° 2018-012 DU 25 OCTOBRE 2018 RELATIVE AUX MODALITÉS D'ACCÈS À LA ZONE DESSERVIE EN GAZ À BAS POUVOIR CALORIFIQUE (« GAZ B »)

La présente consultation publique porte sur les modalités d'accès à la zone desservie en gaz à bas pouvoir calorifique (« gaz B ») durant la période de conversion à une alimentation en gaz à haut pouvoir calorifique (« gaz H ») prévue pour s'achever en 2029.

La zone B a fait l'objet d'une fusion contractuelle avec la zone H en 2013. GRTgaz propose ainsi un service de conversion de gaz H en gaz B, afin que tous les expéditeurs puissent alimenter les consommateurs en gaz B comme s'ils les alimentaient en gaz H. Pour permettre ce service de conversion, Engie fournit à GRTgaz depuis 2005 une prestation d'échange de gaz H en gaz B. Cette prestation est garantie jusqu'à fin 2023 mais pas au-delà.

Dans ce contexte, la CRE présente une évolution des modalités de fonctionnement de la zone B permettant à tous les expéditeurs de continuer à bénéficier d'un accès simple et transparent à la zone en gaz B jusqu'en 2029. Ces modalités permettent de maintenir la fusion contractuelle des zones B et H, prolongent et adaptent la prestation d'échange de gaz H en gaz B fournie par Engie à GRTgaz et simplifient l'accès aux infrastructures physiques en gaz B.

La présente consultation publique vise à recueillir l'avis des acteurs de marché sur les modalités envisagées.

Paris, le 25 octobre 2018.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le lundi 26 novembre 2018 :

- par courrier électronique, au format Word, à l'adresse suivante : dr.cp2@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.

Dans un souci de transparence, les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE.

Si votre contribution comporte des éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité, une version occultant ces éléments devra également être transmise. Dans ce cas, seule cette version fera l'objet d'une publication. La CRE se réserve le droit de publier des éléments qui pourraient s'avérer essentiels à l'information de l'ensemble des acteurs, sous réserve qu'ils ne relèvent pas de secrets protégés par la loi.

En l'absence de version occultée, la version intégrale est publiée, sous réserve des informations relevant de secrets protégés par la loi.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions en argumentant leurs réponses.

SOMMAIRE

1.	CONDITIONS ACTUELLES D'ACCES A LA ZONE DESSERVIE EN GAZ B	3
1.1	LA ZONE DE CONSOMMATION DE GAZ B EN FRANCE	3
1.2	UNE ZONE OUVERTE A LA CONCURRENCE GRACE A LA PRESTATION D'ECHANGE DE GAZ H EN GAZ B ...	3
1.2.1	La prestation d'échange de gaz H en gaz B	3
1.2.2	Création d'une place de marché Nord unique pour les zones de gaz H et B	3
1.2.3	Bilan de l'ouverture à la concurrence sur la zone de consommation en gaz B	4
1.3	UNE ZONE PROGRESSIVEMENT CONVERTIE EN GAZ H DEPUIS 2018 JUSQU'EN 2029	5
1.3.1	Plan de conversion de la zone en gaz H	5
1.3.2	Les contraintes techniques de la zone de gaz B seront de plus en plus fortes	5
1.4	LA PRESTATION D'ECHANGE DE GAZ H EN GAZ B POURRAIT ETRE REMISE EN CAUSE FIN 2023	6
2.	PROPOSITION D'EVOLUTION DES MODALITES DE FONCTIONNEMENT DE LA ZONE B	7
2.1	PRINCIPES GENERAUX	7
2.1.1	Périmètre des consommations en zone B couvert par le service de conversion de base H vers B	7
2.1.2	Evolution du prix de la prestation d'échange de gaz H en gaz B	7
2.1.3	Capacité et volumes couverts par la prestation d'échange de gaz H en gaz B	8
2.1.4	Accès des tiers aux infrastructures en gaz B maintenu	8
2.2	CONSEQUENCES SUR LE TARIF ATRT	9
3.	SYNTHESE DES QUESTIONS	10

1. CONDITIONS ACTUELLES D'ACCES A LA ZONE DESSERVIE EN GAZ B

1.1 La zone de consommation de gaz B en France

Une partie de la région des Hauts-de-France est actuellement alimentée par du gaz naturel à bas pouvoir calorifique (ci-après « gaz B »), issu principalement du gisement de Groningue aux Pays-Bas. Les 1,3 millions de consommateurs alimentés en gaz B consomment en moyenne 42 TWh par an, représentant environ 10 % de la consommation française de gaz naturel. Parmi ces consommateurs de gaz B, 93 sites industriels sont directement raccordés au réseau de transport. Le reste du territoire français est alimenté en gaz à haut pouvoir calorifique (ci-après « gaz H »).

Les réseaux de gaz B et de gaz H sont physiquement distincts. Sur le réseau de gaz B, le gaz provient du seul Point d'interconnexion réseau (PIR) Taisnières B. Il est issu principalement du gisement de Groningue aux Pays-Bas et transite par la Belgique. Le réseau de gaz B compte également un stockage à Gournay, opéré par Storengy, ainsi que deux outils de conversion physique : le convertisseur de pointe H vers B de Loon-Plage et l'adaptateur de gaz B en gaz H, qui appartiennent à GRTgaz. Par ailleurs, des quantités marginales de gaz B issu du gaz de mine sont injectées sur le réseau à partir du Point d'interface transport production (PITP), ainsi que 5 sites d'injection de biométhane (sur le réseau de distribution).

1.2 Une zone ouverte à la concurrence grâce à la prestation d'échange de gaz H en gaz B

1.2.1 La prestation d'échange de gaz H en gaz B

Compte tenu des contraintes d'accès au réseau de gaz B, le tarif de transport de GRTgaz (dit « tarif ATRT ») propose depuis 2005 un service de conversion contractuelle de gaz H en gaz B, qui permet aux expéditeurs ne disposant pas d'un approvisionnement en gaz B d'alimenter contractuellement des consommateurs raccordés au réseau de gaz B.

Afin de fournir ce service, GRTgaz a conclu le 26 avril 2005 un contrat avec Gaz de France (désormais Engie) portant sur une prestation d'échange de gaz H en gaz B. Ce contrat a été approuvé par la CRE dans le cadre de la décision du 26 janvier 2012 portant certification de la société GRTgaz¹ au titre des articles L. 111-17 et L. 111-18 du code de l'énergie. En application de ce contrat, Engie exécute un service de conversion consistant à recevoir des quantités de gaz H en un point d'échange virtuel H et à restituer des quantités de gaz B de contenu énergétique équivalent en un point virtuel de conversion B.

Dans le cadre des engagements qu'Engie a pris auprès de la Commission Européenne en 2009, dans le cadre de la procédure COMP/B-1/39.316 ouverte à son encontre, Engie s'est notamment engagé « à continuer le service de swap de Gaz H en Gaz B fourni à GRTgaz dans des conditions financières raisonnables sensiblement identiques aux conditions en vigueur [...] pour que celui-ci puisse pérenniser le service régulé de conversion de Gaz H en Gaz B, qui permet à un expéditeur disposant de Gaz H d'échanger celui-ci contre du Gaz B, afin d'alimenter des clients desservis en Gaz B ». Cette engagement est applicable jusqu'au 1^{er} octobre 2023 (voir 1.4).

Ainsi, pour alimenter leurs clients en zone B, les expéditeurs pouvaient jusqu'en 2013 souscrire au service de conversion de gaz H en gaz B, proposé par GRTgaz selon des modalités et un tarif définis par la CRE.

1.2.2 Création d'une place de marché Nord unique pour les zones de gaz H et B

Initialement, deux zones de marché correspondaient aux deux zones de consommation physiquement distinctes : la zone Nord H et la zone Nord B. Afin de simplifier l'accès au réseau de gaz B, la CRE a décidé de fusionner les places de marché PEG Nord B et PEG Nord H en une place de marché PEG Nord² au 1^{er} avril 2013³, sur la base de l'étude de faisabilité de GRTgaz et de la consultation du marché. Cette fusion a permis aux fournisseurs alternatifs de considérer une zone unifiée, sans distinction entre les consommateurs de gaz H et les consommateurs de gaz B.

Auparavant, le service de conversion de gaz H en gaz B de GRTgaz devait être souscrit auprès de GRTgaz par chaque fournisseur en fonction des consommations de ses clients sur la zone B et était en partie directement facturé aux fournisseurs, l'autre partie de son coût étant couverte par le tarif de transport. Depuis la fusion, les expéditeurs ont la responsabilité de s'équilibrer à l'échelle d'un périmètre d'équilibrage unique, en gaz H. GRTgaz continue de fournir le service de conversion aux fournisseurs qui ne disposent pas de gaz B en ayant recours à la prestation d'échange de gaz H en gaz B réalisée par Engie. Cependant, le coût de ce service n'est plus facturé directement aux fournisseurs ayant des clients en zone B mais intégralement couvert par le tarif de transport. Engie conserve néanmoins l'obligation d'alimenter en gaz B ses propres clients raccordés au réseau B.

¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 janvier 2012 portant décision de certification de la société GRTgaz

² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 29 mai 2012 portant orientations sur la création d'une place de marché Nord unique pour les gaz H et B sur le réseau de GRTgaz

³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 décembre 2012 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel

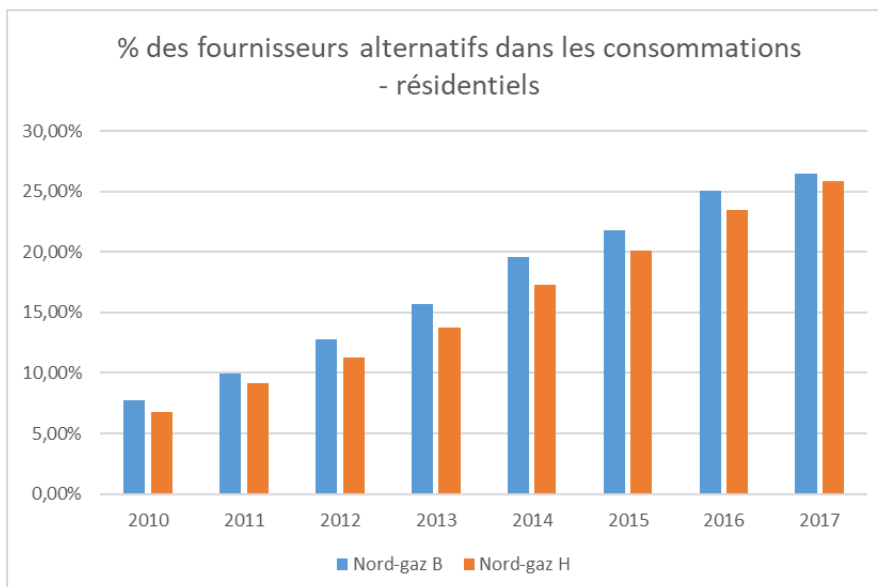
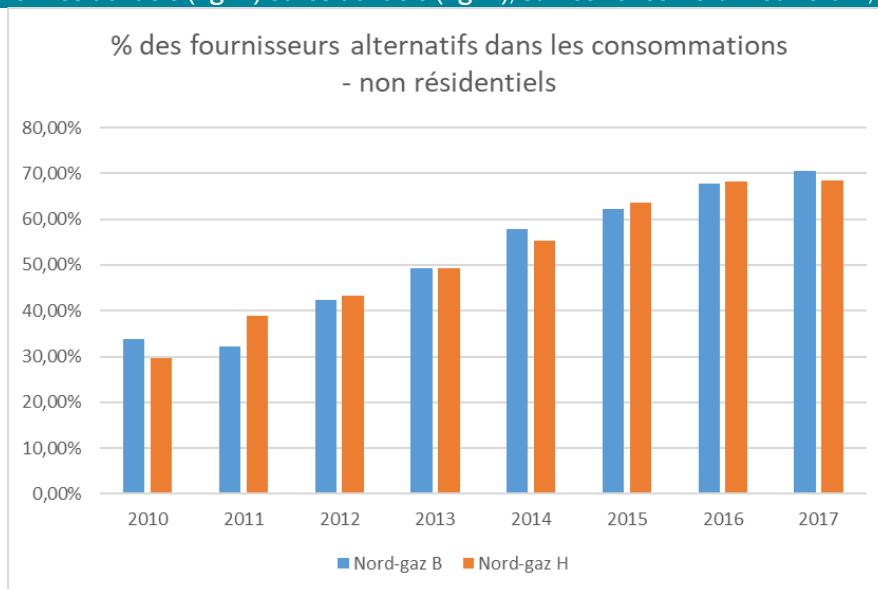
Du fait de la prestation d'échange de gaz H en gaz B, l'approvisionnement physique de la zone de consommation en gaz B est donc assuré par Engie pour l'ensemble des consommateurs de la zone B, sauf pour ceux alimentés par des expéditeurs qui ont choisi de ne pas bénéficier du service de conversion contractuelle de gaz H en gaz B.

1.2.3 Bilan de l'ouverture à la concurrence sur la zone de consommation en gaz B

La zone de consommation en gaz B compte plusieurs fournisseurs historiques : Engie (sur le réseau de distribution de GRDF) et les entreprises locales de distributions (ELD) SICAE de la Somme et du Cambrasis et Gazélec de Péronne (sur leur propre réseau).

Alors que les conditions d'alimentation physique de la zone (capacités d'entrée souscrites à long terme par Engie pour une part importante et existence d'une unique source d'approvisionnement physique en gaz B, le gisement de Groningue) auraient pu empêcher la possibilité pour les acteurs alternatifs d'alimenter dans des conditions économiques satisfaisantes leurs clients en zone B, le service de conversion de gaz H en gaz B mis en place en 2005 a permis un développement de la concurrence sensiblement identique à celui observé sur le reste du réseau de gaz. Ainsi, l'évolution de la part de marché des fournisseurs alternatifs depuis 2010 a été similaire dans la zone Nord-B et dans la zone Nord-H, comme l'indiquent les figures 1 et 2 *infra*.

Figures 1 & 2 : évolution de la part de marché des fournisseurs alternatifs dans les consommations des consommateurs non résidentiels (fig. 1) et résidentiels (fig. 2), sur les zones Nord-B et Nord-H, de 2010 à 2017



Question 1 Partagez-vous le bilan positif de la CRE sur les règles d'accès à la zone B en vigueur depuis 2013 ?

1.3 Une zone progressivement convertie en gaz H depuis 2018 jusqu'en 2029

1.3.1 Plan de conversion de la zone en gaz H

La déplétion progressive du gisement de Groningue ne permet pas d'envisager un approvisionnement en gaz B entre les Pays-Bas et la France au-delà de 2029. En outre, les risques sismiques engendrés par l'extraction de gaz B du gisement pourraient conduire le gouvernement néerlandais à réduire encore plus rapidement la production de gaz B.

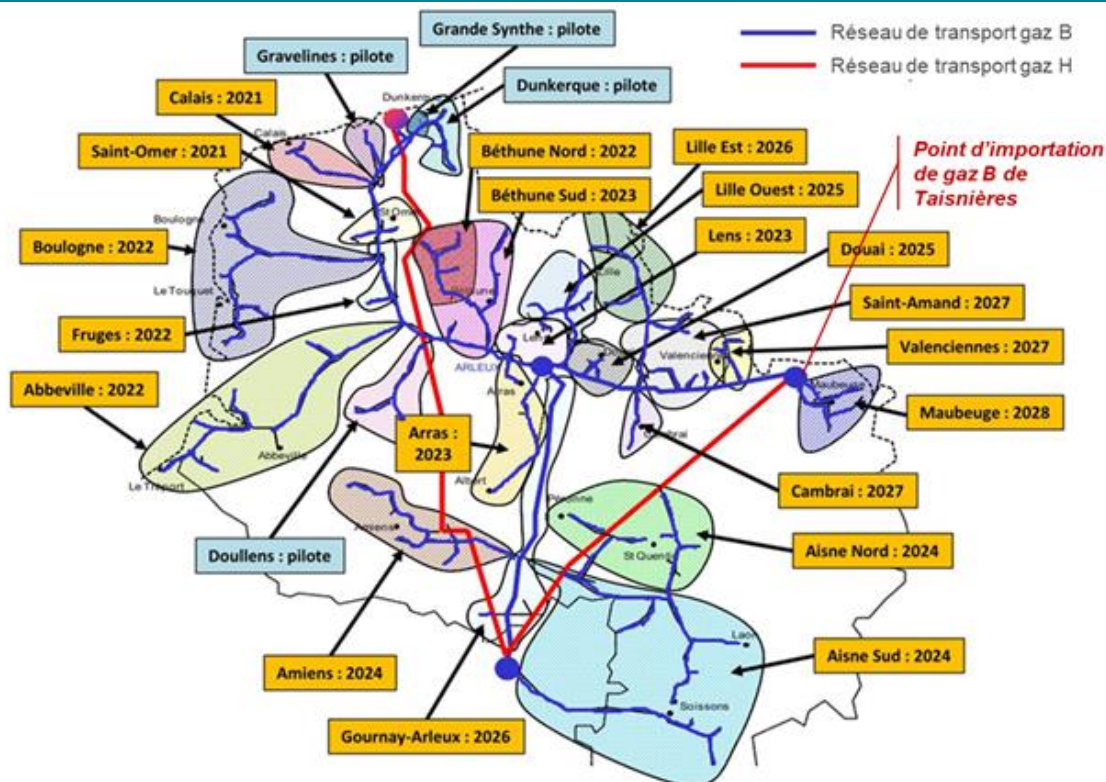
Afin d'assurer la continuité d'approvisionnement des consommateurs sur la partie du réseau de transport de gaz naturel actuellement alimenté par du gaz B, il est nécessaire de convertir cette partie du réseau pour lui permettre d'accepter du gaz H.

Les gestionnaires des infrastructures concernées par cette adaptation (GRTgaz pour le réseau de transport, Storengy pour le stockage de Gournay, ainsi que GRDF, SICAE de la Somme et du Cambrasis et Gazélec de Péronne pour les réseaux de distribution) ont soumis à la CRE en 2016 un projet de plan de conversion, qui a fait l'objet d'une évaluation technico-économique par la CRE. Sur la base des résultats de cette étude, la CRE a rendu un avis favorable sur ce plan de conversion dans sa délibération du 21 mars 2018⁴.

Le plan de conversion a débuté par une phase pilote, qui a été lancée opérationnellement mi-2018. La phase de déploiement industriel est prévue de 2021 à 2029. Le plan de conversion repose sur un découpage des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel en vingt-quatre secteurs géographiques. Le changement de gaz sera réalisé indépendamment et successivement pour chaque secteur, permettant ainsi une conversion progressive de l'ensemble de la zone jusqu'en 2029 au plus tard (voir figure 3 *infra*).

Dans le cadre de la conversion de la zone de gaz B en gaz H, il sera donc nécessaire d'alimenter en gaz B un nombre décroissant de consommateurs jusqu'en 2029, avec des infrastructures en gaz B de plus en plus réduites.

Figure 3 : Séquencement des zones à convertir en France pendant le projet de conversion



Source : rapport « Projet TULIPE – Etude technico-économique » de E-Cube, Février 2018

1.3.2 Les contraintes techniques de la zone de gaz B seront de plus en plus fortes

Du fait de la conversion progressive de la zone B, les contraintes techniques pour gérer le réseau en gaz B sont de plus en plus fortes.

En 2021, selon le plan de conversion actuel, l'adaptateur H/B de Loon ne permettra plus de produire du gaz B du fait de la conversion en gaz H de l'artère à laquelle il est raccordé. Les entrées du réseau de transport de gaz B

⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 mars 2018 portant avis sur le projet de conversion de la zone Nord de la France de gaz à bas pouvoir calorifique en gaz à haut pouvoir calorifique

passeront ensuite de deux (le PIR Taisnières B et le stockage de Gournay) à une seule en 2026 à la suite de la conversion du stockage de Gournay. De plus, le périmètre des consommateurs raccordés au réseau en gaz B évoluera continuellement à la baisse, suivant l'avancée du plan de conversion. Toutes ces évolutions rendront la gestion opérationnelle du réseau de plus en plus contrainte pour GRTgaz.

En conséquence, il deviendra impossible de maintenir les tolérances de déséquilibre en gaz B prévues actuellement pour un expéditeur utilisant les infrastructures alimentées en gaz B.

1.4 La prestation d'échange de gaz H en gaz B pourrait être remise en cause fin 2023

Les engagements pris par Engie auprès de la Commission Européenne en 2009⁵ ont une durée limitée. L'engagement relatif au gaz B est ainsi applicable jusqu'au terme de l'engagement de limitation des souscriptions dans une proportion inférieure à 50 % des capacités fermes long terme d'entrée en gaz H. Cet engagement est lui-même « applicable pour une durée de 10 ans à compter de la date à laquelle les souscriptions de capacités fermes long terme d'entrée en Gaz H de [Engie] deviendront inférieures à 50% de la totalité des Capacités fermes long terme d'entrée en Gaz H (i) dans la Zone Nord, (ii) dans la Zone Sud et (iii) sur l'ensemble du territoire continental français, c'est-à-dire à compter du 1^{er} octobre 2014 au plus tard. »

Les souscriptions de capacités fermes long terme d'entrée en Gaz H d'Engie étant devenues inférieures à 50% de la totalité des Capacités fermes long terme d'entrée en Gaz H en France le 1^{er} octobre 2013, l'engagement relatif au gaz B est donc applicable jusqu'au 1^{er} octobre 2023. Au-delà de cette date, Engie ne sera plus tenu de fournir à GRTgaz la prestation d'échange de gaz H en gaz B et envisage de ne plus assurer cette prestation dans les conditions actuelles.

En outre, Engie conteste depuis plusieurs années certaines modalités du cadre contractuel actuel, notamment :

- le prix du contrat, dans la mesure où il ne permet plus à Engie de couvrir ses coûts d'approvisionnement ;
- certaines modalités de réalisation opérationnelle de la prestation ;
- la discrimination induite par la mutualisation totale du service dans le tarif : Engie a l'obligation d'alimenter en gaz B ses propres clients raccordés au réseau B sans bénéficier de la prestation d'échange de gaz H en gaz B. En conséquence, GRTgaz ne souscrit à la prestation qu'à hauteur des seuls besoins des fournisseurs alternatifs. Ainsi, Engie considère payer, dans le tarif ATRT, un service dont il ne peut pas bénéficier, au contraire des autres expéditeurs.

En l'absence d'une telle prestation, chaque expéditeur devrait alimenter directement en gaz B ses clients consommant du gaz B, ce qui présente les difficultés suivantes :

- pour les fournisseurs : une défusion de la zone B, chaque expéditeur devant alors s'équilibrer au seul périmètre de la zone B et assurer l'alimentation de ses propres clients dans cette zone. La CRE considère qu'une telle complexité amènerait à un risque fort de retour en arrière en matière de concurrence sur la fourniture ;
- Pour GRTgaz : une gestion complexe de la zone, en particulier dans le cadre de la conversion et donc de l'évolution progressive des consommateurs alimentés en zone B.

Dans ce contexte, la CRE souhaite pérenniser le fonctionnement actuel de la zone B au-delà de 2023 au travers d'une proposition de modalités techniques et financières.

⁵ Engagements proposés formellement par GDF Suez, GRTgaz et Elengy dans le cadre de la procédure COMP/B-1/39.316

2. PROPOSITION D'EVOLUTION DES MODALITES DE FONCTIONNEMENT DE LA ZONE B

L'utilisation de la prestation d'échange de gaz H en gaz B a permis de développer la concurrence en zone B, tout en garantissant des modalités de fonctionnement simples pour les expéditeurs. A ce stade, la CRE privilégie donc le prolongement de ce fonctionnement jusqu'à la fin de la conversion de la zone en 2029.

Pour garantir la continuité de l'approvisionnement de la zone B, qui demeurera nécessaire jusqu'à la fin de la conversion physique des installations de la zone (prévue en 2029), et dans un objectif de fonctionnement continu de la zone jusqu'à son extinction, la CRE souhaite, dès le début de la phase de conversion, définir des règles pérennes de fonctionnement de la zone B.

Ainsi, la CRE considère qu'une des priorités doit être de sécuriser le fonctionnement de la zone et l'alimentation des consommateurs en gaz B sur le long terme. La réalisation de la prestation d'échange de gaz H en gaz B d'Engie repose sur un contrat long-terme d'approvisionnement en gaz B depuis les Pays-Bas qui présente des garanties de pérennité. Par ailleurs, compte tenu de l'évolution de la production du gaz B, la conclusion de nouveaux contrats de long-terme en gaz B apparaît complexe.

Pour ces raisons, la CRE a cherché à pérenniser l'accès simplifié, pour tous les fournisseurs, à la zone de gaz B, à partir d'un approvisionnement de long terme dans le cadre d'une prestation d'échange de gaz H en gaz B, jusqu'à la conversion en gaz H de l'ensemble de la zone.

2.1 Principes généraux

2.1.1 Périmètre des consommations en zone B couvert par le service de conversion de base H vers B

Actuellement, seuls les fournisseurs alternatifs peuvent bénéficier du service de conversion de base H vers B proposé par GRTgaz. Pour sa part, Engie alimente directement par lui-même en gaz B ses clients et ne peut bénéficier du service de conversion. En effet, la délibération de la CRE du 29 mai 2012 précise qu'Engie, « le prestataire du service d'échange de gaz H en gaz B conserve, au titre de son contrat de prestation d'échange, l'obligation d'alimenter en gaz B ses propres clients raccordés au réseau de transport ». De même, les fournisseurs peuvent faire le choix de ne pas recourir au service de conversion de GRTgaz et d'acheminer eux-mêmes leur gaz B. Dans les faits, ce mode d'alimentation a été très peu utilisé par les fournisseurs alternatifs.

Pour simplifier le fonctionnement de la zone et répondre à la demande d'Engie de pouvoir accéder à la prestation contractualisée par GRTgaz, une extension du périmètre couvert par le service de conversion de base H vers B à l'ensemble des consommations de la zone B est envisagée. Ainsi, la prestation d'échange de gaz B en gaz H deviendrait l'unique source d'alimentation des consommateurs de la zone en gaz B, Engie, comme les autres expéditeurs, n'alimentant plus directement ses clients en gaz B.

GRTgaz souscrira ainsi à la prestation d'échange de gaz H en gaz B en dimensionnant son besoin sur la totalité de la consommation de la zone en gaz B à la pointe 2 %, selon les prévisions d'évolution jusqu'à la conversion totale de la zone en gaz H.

Cette proposition présente les avantages suivants :

- simplifier de manière significative le pilotage de la zone B pour GRTgaz dont l'ensemble des consommateurs finals seront physiquement alimentés par une prestation d'échange de gaz H en gaz B. Une telle simplification apparaît nécessaire en anticipation de la conversion de la zone en gaz H ;
- ouvrir la possibilité d'un accord avec Engie au-delà de 2023 et donc de la fin de ses engagements auprès de la Commission Européenne, dans la mesure où l'ensemble des expéditeurs, dont désormais Engie, bénéficieraient de cette prestation mutualisée dans le tarif ATRT ;
- de maintenir un accès transparent aux clients de la zone B pour les fournisseurs alternatifs, c'est-à-dire de maintenir la fusion des zones B et H.

Engie demande l'application de ce fonctionnement au moins à compter de l'entrée en vigueur du tarif ATRT6, soit depuis le 1^{er} avril 2017, considérant que ses demandes de révisions du fonctionnement sont antérieures et doivent être prises en compte au moins partiellement.

2.1.2 Evolution du prix de la prestation d'échange de gaz H en gaz B

Jusqu'en 2023, le prix de la prestation d'échange de gaz H en gaz B serait fixe. Il est aujourd'hui composé d'un terme de capacité, fixé à 161,60 €/MWh/j/an, et d'un terme de quantité, fixé à 0,02 €/MWh.

Au terme des engagements d'Engie, soit à partir de 2023, la CRE envisage de retenir un prix fondé sur une alimentation de la zone B optimisée entre le contrat d'approvisionnement de long terme en gaz B détenu par Engie et le stockage de Gournay.

En particulier, le prix évoluerait en fonction du prix du contrat d'approvisionnement d'Engie en gaz néerlandais, du coût de transport jusqu'à la France par la Belgique, du coût des capacités de stockage, et des consommations de pointe de la zone B. Ce prix dépendrait donc d'un certain nombre de paramètres dont l'évolution est à ce jour incertaine. Dans ce dispositif, Engie supporterait la majeure partie des risques liés à l'évolution des coûts d'approvisionnement.

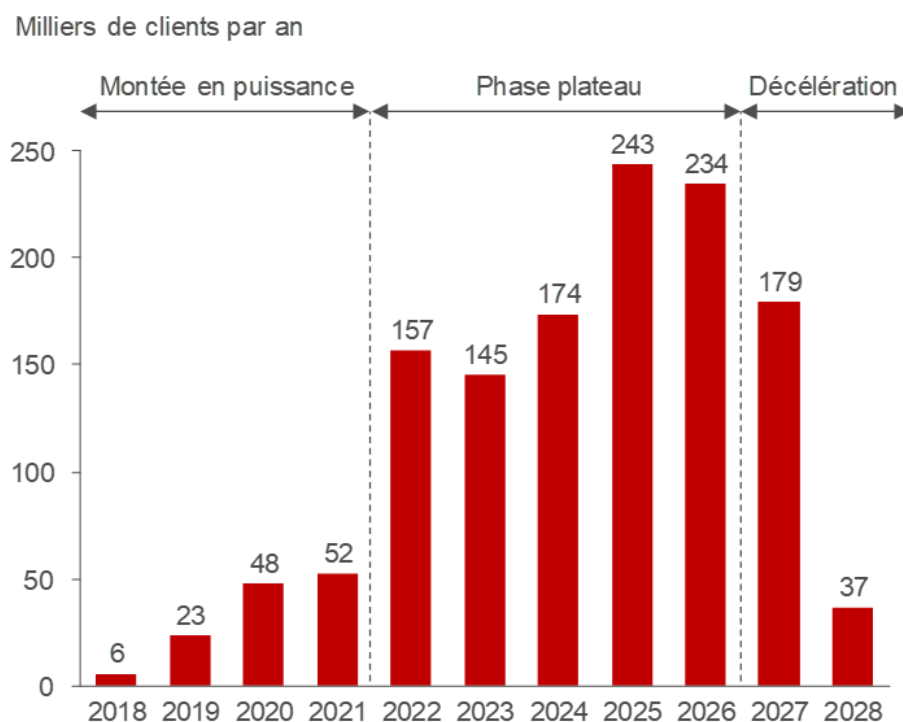
La CRE approuverait le contrat et son prix dans le cadre de ses missions, notamment au titre des articles L. 111-17 et L. 111-18 du code de l'énergie. L'ensemble des éléments constitutifs du prix serait donc audité par la CRE.

2.1.3 Capacité et volumes couverts par la prestation d'échange de gaz H en gaz B

Afin d'assurer l'alimentation de la zone en gaz B, la prestation d'échange de gaz H en gaz B porterait sur des capacités prévisionnelles jusqu'à la conversion totale de la zone en gaz H, jusqu'en 2029. Les capacités prises en compte seraient définies en fonction du plan de conversion présenté par GRDF, publié dans l'étude technico-économique de mars 2018⁶ et présenté en figure 4 *infra*, et en fonction des prévisions de consommations annuelles à la pointe 2% de GRTgaz.

Le principe de cet engagement est que GRTgaz s'engagerait également sur le long terme pour permettre à Engie de dimensionner au plus juste son contrat. A cet égard, en cas de besoin de capacités supplémentaires, GRTgaz pourrait y accéder dans la limite du contrat d'approvisionnement à long terme d'Engie.

Figure 4 : nombre de consommateurs en gaz B annuellement convertis en France selon le plan de conversion



Source: GRDF (septembre 2017), Analyse E-CUBE Strategy Consultants

2.1.4 Accès des tiers aux infrastructures en gaz B maintenu

L'accès aux infrastructures en gaz B demeurerait ouvert à tous les expéditeurs, de manière transparente et non-discriminatoire : Taisnières B, le stockage de Gournay, le convertisseur de pointe H vers B de Loon-Plage et l'adaptateur de gaz B en gaz H.

Les expéditeurs qui utiliseront les infrastructures en gaz B auraient une obligation de bilan au pas de temps journalier sur le périmètre B. Des pénalités s'appliqueraient pour les expéditeurs qui ne respectent pas leur obligation de bilan, court ou long. GRTgaz propose les pénalités suivantes :

- en cas d'écart de bilan positif, inférieur au seuil S, l'expéditeur devrait payer le prix du service quotidien ferme de conversion de gaz B en gaz H multiplié par 5, soit 1 €/MWh (0,2 €/jour par MWh/j × 5) ;

⁶ Rapport « Projet TULIPE – étude technico-économique » de E-Cube, Mars 2018

- en cas d'écart de bilan négatif, inférieur au seuil S, l'expéditeur devrait payer le prix du service quotidien ferme de conversion de pointe de gaz H en gaz B multiplié par 5, soit 3,35 €/MWh (161 €/an par MWh/j /8/30 × 5) ;
- en cas d'écart de bilan, positif ou négatif, supérieur au seuil S, l'expéditeur devrait payer un prix dissuasif de 30 €/MWh.

Les seuils proposés pour être appliqués au 1^{er} avril 2019 sont 5 GWh pour un écart positif (expéditeur long) et 1 GWh pour un écart négatif (expéditeur court). Ces seuils diminueraient au fur-à-mesure de la conversion de la zone.

Par ailleurs, GRTgaz travaille actuellement au développement de capacités rebours à Taisnières B. Cette capacité de sortie au PIR pourrait être souscrite en J-1, à partir du 1^{er} avril 2019. Le niveau de capacité souscrit serait contraint par le minimum technique à Taisnières B (flux physique minimal nécessaire pour le fonctionnement du point).

Ces modalités permettraient de maintenir un accès pour des expéditeurs qui veulent utiliser les infrastructures en gaz B, et notamment le stockage de Gournay, en s'assurant que des écarts de bilan ne mettent pas en péril l'alimentation des consommateurs finals de la zone B.

2.2 Conséquences sur le tarif ATRT

En application des modalités envisagées au 2.1.1. de la présente consultation, l'ensemble des fournisseurs alimentant des consommateurs en zone B, y compris Engie, bénéficieraient du service de conversion. La principale conséquence financière à court terme des évolutions envisagées serait donc une augmentation des capacités souscrites par GRTgaz au titre de la prestation d'échange de gaz H en gaz B.

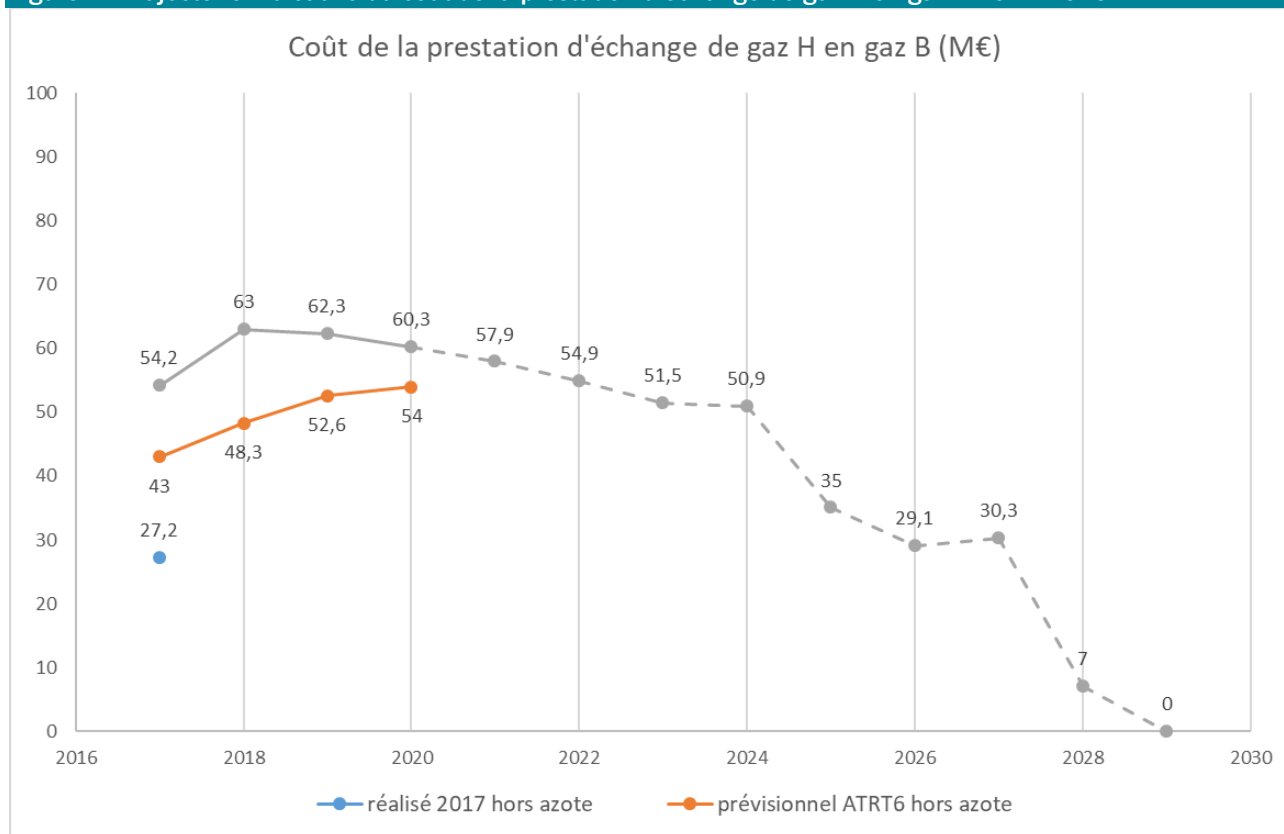
Le tarif ATRT6 a prévu une trajectoire de référence pour le coût du contrat de conversion H vers B. Cette trajectoire est présentée au 3.3.5. de la délibération du 15 décembre 2016 :

GRTgaz, en M€ _{courants}	2017	2018	2019	2020
Charges au titre de la prestation de conversion H-B (variation des volumes convertis)	46	51	56	56

Le tarif ATRT6 prévoit que la différence entre les coûts prévisionnels et réalisés associés aux quantités de gaz converties via le service de conversion est couverte à 100 % par le compte de régularisation des charges et produits (CRCP).

GRTgaz a fourni sa meilleure estimation des besoins de conversion, établis sur la base de la pointe P2 des consommateurs de la zone B, à l'horizon de la fin de la conversion physique de la zone (2029). Sur cette base, et selon les principes d'évolution du prix du contrat décrits au 2.1.2, le coût de la prestation d'échange de gaz H en gaz B devrait évoluer selon la trajectoire indicative présentée dans la figure 5 *infra*.

Figure 5 : Trajectoire indicative du coût de la prestation d'échange de gaz H en gaz B 2017-2029



Les conséquences tarifaires des évolutions envisagées à ce stade par la CRE seraient prises en compte dans le tarif ATRT, dans le cadre de la mise à jour tarifaire du 1^{er} avril 2019.

En particulier, le CRCP sera calculé, par différence entre, d'une part, la trajectoire tarifaire, et d'autre part, les coûts prévus par la nouvelle prestation d'échange de gaz H en gaz B sur la durée du tarif ATRT6, retraités des sommes réellement acquittées par GRTgaz en 2017. L'impact serait donc une augmentation d'environ 51,4 M€ du solde du CRCP ATRT6 (couvrant les années 2017 à 2019). Compte tenu de l'apurement du CRCP sur 4 ans, l'impact tarifaire associé à cette évolution serait de +1 %.

Question 2 Êtes-vous favorable au fonctionnement des zones H et B tel qu'envisagé par la CRE ? Voyez-vous des solutions alternatives permettant le maintien de la fusion des zones H et B au-delà de 2023 ?

3. SYNTHÈSE DES QUESTIONS

Question 1 Partagez-vous le bilan positif de la CRE sur les règles d'accès à la zone B en vigueur depuis 2013 ?

Question 2 Êtes-vous favorable au fonctionnement des zones H et B tel qu'envisagé par la CRE ? Voyez-vous des solutions alternatives permettant le maintien de la fusion des zones H et B au-delà de 2023 ?