

# DÉCISION COMMUNE SUR LE TRAITEMENT DE LA DEMANDE DE RÉPARTITION TRANSFRONTALIÈRE DES COÛTS D'ADAPTATION DES PARTIES DES RESEAUX DE TRANSPORTS BELGES ET FRANÇAIS AU GAZ H

*Ce document établit la décision commune de répartition transfrontalière des coûts des Autorités de Régulation Nationales (ARN) française et belge, respectivement la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) et la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (CREG), conformément à l'article 12 du Règlement (UE) n° 347/2013, sur le projet de modifications des réseaux de transport de gaz naturel français et belge nécessaires à la conversion au gaz H des zones actuellement approvisionnées en gaz B. Il fait suite à l'évaluation par les deux ARN de la demande d'investissement soumise par GRTgaz et Fluxys Belgium, qui sont les gestionnaires de réseau de transport concernés en France et en Belgique. Les ARN ont conclu un accord sur la façon dont les coûts doivent être partagés entre les porteurs de projet, prenant en compte les bénéfices économiques attendus.*

## 1. INTRODUCTION

Une partie des territoires de la France et de la Belgique est actuellement alimentée par du gaz naturel à bas pouvoir calorifique (ci-après « gaz B »), issu principalement du gisement de Groningue aux Pays-Bas. La déplétion progressive du gisement ne permet pas d'envisager la prolongation des contrats d'approvisionnement depuis les Pays-Bas vers la France et la Belgique au-delà de leurs termes actuels (jusqu'en 2029). Afin d'assurer la continuité d'approvisionnement des 2,8 millions de consommateurs de cette région, la France et la Belgique se voient dans l'obligation de convertir les réseaux de gaz naturel pour leur permettre d'accepter du gaz à haut pouvoir calorifique (ci-après « gaz H ») qui alimente le reste leurs territoires. En outre, les séismes consécutifs depuis quelques années dans la région de production ont conduit le gouvernement néerlandais à accélérer la baisse de production de gaz B, qui a commencé dès 2016, ce qui pourrait conduire à anticiper le processus de conversion en France et en Belgique.

La conversion au gaz H des zones alimentées en gaz B fait l'objet de travaux associant pouvoirs publics et opérateurs d'infrastructures au sein de la « gas platform », elle a été reconnue comme une priorité pour le Corridor des interconnexions gazières au Nord-Ouest de l'Europe. Les investissements nécessaires à ce projet sur les réseaux de transport ont été inscrits au Plan décennal de développement du réseau à l'échelle européenne (*Ten-Year Network Development Plan – TYNDP*) préparé par le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport de gaz (ENTSO-G) en 2017. Ils font partie du plan d'investissement régional pour le gaz dans la région du Nord-Ouest publié en 2017, qui montre notamment que la conversion progressive au gaz H des zones aujourd'hui approvisionnés en gaz B, en Allemagne, en Belgique et en France, est nécessaire pour garantir la sécurité d'approvisionnement des consommateurs concernés. Le projet de conversion en France et en Belgique s'est donc vu accorder le statut de Projet d'intérêt commun (PIC) en 2017 (sous le numéro 5.21).

En Belgique, le processus de conversion a été officiellement lancé par les autorités en octobre 2017, il est décrit et mis à la disposition du public via le site Web public suivant : <https://www.legazchange.be/fr>.

En France, la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a introduit deux nouveaux articles confiant aux gestionnaires de réseaux de transport et de distribution la mission de mettre en œuvre les dispositions nécessaires pour garantir l'approvisionnement des utilisateurs de leurs réseaux en cas de modification de la nature du gaz acheminé.

Dans ce cadre, les gestionnaires d'infrastructures ont pour mission d'élaborer conjointement un plan de conversion qui a fait l'objet d'un avis positif de la CRE en mars 2018, à la suite de l'évaluation technico-économique qu'elle avait menée.

### **Demande d'investissement pour le projet de conversion au gaz H des parties des réseaux de transport acheminant du gaz B en France et en Belgique**

Depuis décembre 2012, quand les autorités néerlandaises ont averti les pays concernés de l'arrêt des prolongations des contrats de long terme d'exportation du gaz B, Fluxys Belgium et GRTgaz travaillent conjointement avec les autorités publiques sur le projet de conversion des zones actuellement approvisionnées en gaz B au gaz H.

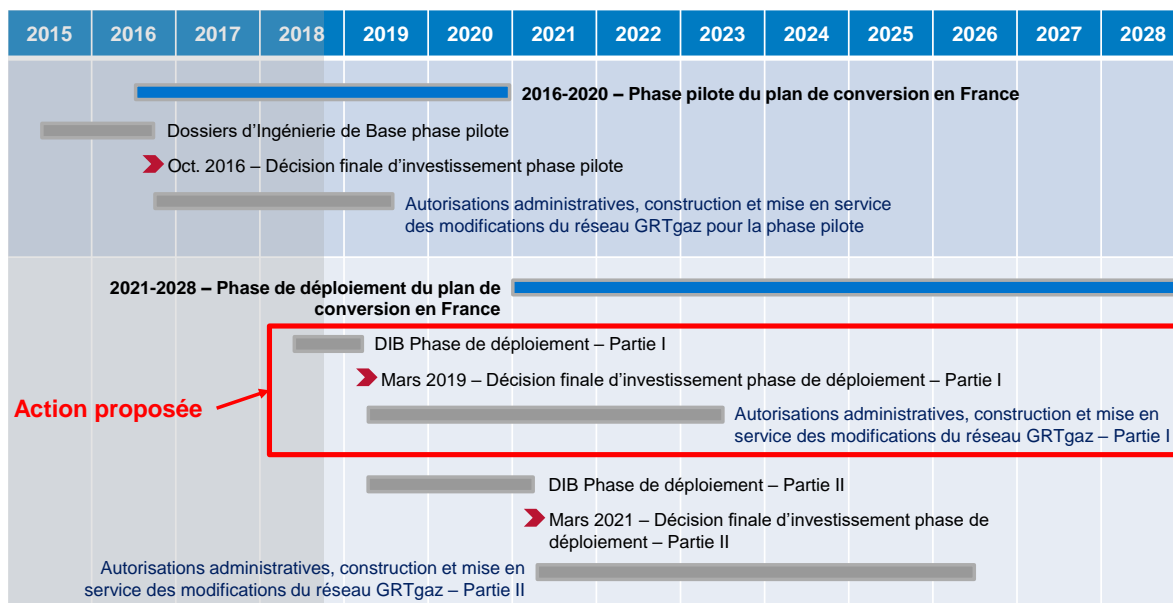
Les promoteurs de projets, Fluxys Belgium et GRTgaz, ont déposé une demande d'investissement conjointe pour une partie du projet de conversion au gaz H des parties des réseaux de transport alimentées en gaz B en France et en Belgique auprès des autorités de régulation belge et française, dont la version finale a été reçue le 27 septembre 2018.

En Belgique, les objectifs du projet sont d'adapter l'infrastructure de transport de gaz de Fluxys Belgium de manière à ce que le marché du gaz B en Belgique et en France puisse être complètement converti au gaz H d'ici 2029 (fin des exportations de gaz B des Pays Bas). Pour ce faire, l'infrastructure en gaz H de Fluxys Belgium sera progressivement connectée et intégrée à l'infrastructure en gaz B, principalement au niveau de l'installation existante de Winksele où les infrastructures gazières H et B sont physiquement proches les unes des autres mais non connectées.

En France, la demande d'investissement concerne la première partie de la phase de déploiement prévue dans le plan de conversion du gaz B en gaz H. Ce plan comprend en effet deux phases principales:

1. Une phase pilote avec la conversion d'environ 100 000 consommateurs entre 2018 et 2020; ces travaux sont déjà en cours et ne sont pas visés par la demande d'investissement des GRT ;
2. Une phase de déploiement avec des conversions à partir de 2021 jusqu'en 2028. La demande d'investissement des GRT concerne la première partie de cette phase de déploiement, avec des investissements devant être décidés en 2019 et réalisés avant 2023.

Figure 1. Calendrier du plan de conversion en France



### Caractère transfrontalier du projet

Dans la mesure où l'ensemble du gaz B consommé en France est transporté par le réseau exploité par Fluxys Belgium (il n'existe qu'un seul point d'entrée en France pour le gaz B via le point d'interconnexion Blaregnies / Taisnières B), une capacité de transport suffisante de gaz B doit être maintenue en Belgique jusqu'à la fin de la conversion au gaz H du réseau français (prévue en 2029) afin d'assurer son approvisionnement. Les travaux respectifs de Fluxys Belgium et de GRTgaz doivent par conséquent être soigneusement coordonnés. C'est la raison pour laquelle, bien que les travaux objets de la demande d'investissement soient réalisés de manière séparée par chaque GRT, le projet est examiné par la CRE et la CREG de manière conjointe.

Dans le cadre de l'instruction de la demande d'investissement déposée par Fluxys Belgium et GRTgaz, la CRE et la CREG ont tenu compte de la recommandation établissant des bonnes pratiques pour le traitement des demandes d'investissement publiée par l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) le 18 décembre 2015<sup>1</sup>.

Les informations transmises par les GRT dans leur demande d'investissement sont cohérentes avec les éléments déjà connus de la CREG et de la CRE. En particulier, pour la France, la demande de GRTgaz correspond aux investissements devant être réalisés avant 2023 selon le plan de conversion approuvé par la CRE en mars 2018. Les éléments fournis par les GRT ont donc été jugés suffisants, la demande d'investissement a par conséquent été jugée complète, et notifiée à l'ACER.

En outre, compte tenu des travaux menés depuis 2012 par les GRT, la CREG et la CRE ont conclu que le projet est suffisamment mature pour déterminer une répartition transfrontalière des coûts.

### Dispositions réglementaires européennes

Le Règlement (UE) n°347/2013 a mis en place un ensemble de dispositions visant à promouvoir l'intégration du marché intérieur. Ce règlement est un moyen essentiel pour atteindre les objectifs de la politique énergétique de l'Union européenne et contribue à réduire la fragmentation du marché européen et l'isolement des régions moins favorisées.

Ce règlement instaure la notion de projet d'intérêt commun (PIC) qui, dans le secteur du gaz, peut concerner des canalisations de transport de gaz naturel et de biogaz, des installations de stockage souterrain, des installations des réception, stockage et regazéification ou décompression du gaz naturel liquéfié (GNL) ou du gaz naturel comprimé (GNC), ou encore tout équipement ou installation indispensable pour assurer la sécurité, la sûreté et

<sup>1</sup> Recommandation de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie n°05/2015 du 18 décembre 2015 établissant des bonnes pratiques pour le traitement des demandes d'investissement, dont les demandes de répartition transfrontalière des coûts pour les projets d'intérêt commun en électricité et en gaz

l'efficacité du fonctionnement du système (mise en place d'une capacité bidirectionnelle, stations de compression...).

Le statut de PIC ouvre la possibilité pour les porteurs de projets de bénéficier des mécanismes conçus pour faciliter leur développement.

Parmi les mesures destinées à favoriser la réalisation des PIC, le Règlement (UE) n° 347/2013 prévoit des mécanismes de financement visant à pallier les problèmes de viabilité commerciale des projets lorsque ceux-ci font obstacle à la prise de décision d'investissement. L'article 12 de ce règlement dispose que, à la demande des porteurs de projets et sur la base d'une analyse des coûts et bénéfices du projet pour les pays bénéficiaires, les autorités de régulation nationales correspondantes décident d'une répartition coordonnée des coûts d'investissement. Cette décision ouvre la possibilité de solliciter une aide financière de l'Union européenne au titre de l'article 14 du Règlement.

Afin de compléter ce règlement, l'ACER a publié une recommandation concernant les demandes et décisions de répartition transfrontalière des coûts (recommandation n° 05/2015). Ce document recommande en particulier d'identifier le ou les pays hôtes sur lesquels le projet produit un impact net négatif puis, le cas échéant, de concevoir une clé de partage des coûts atténuant cet impact négatif.

## 2. CARACTERISTIQUES DU PROJET

### 2.1 Description technique du projet

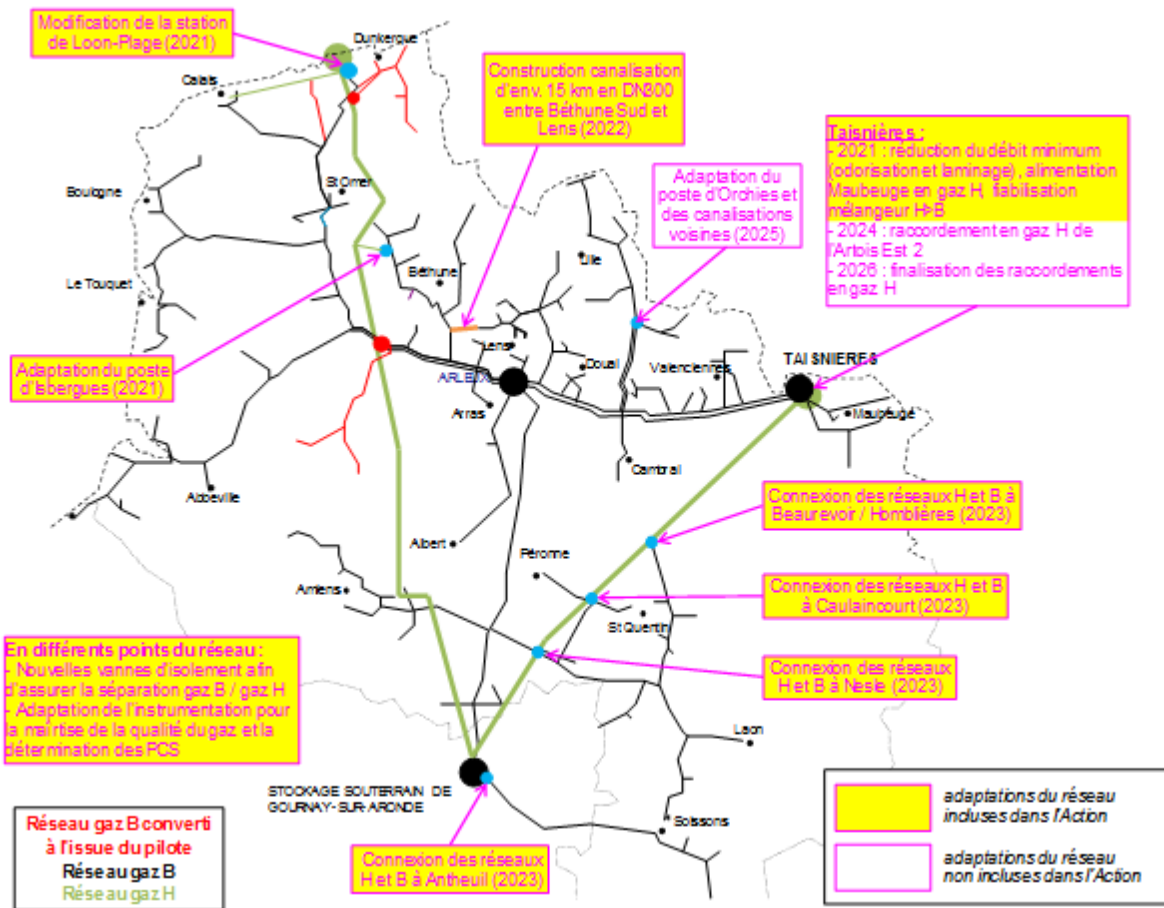
En Belgique, la demande d'investissement porte sur la réalisation d'une connexion physique et d'une régulation du débit et de la pression entre le système gazier H et B dans l'installation existante de Winksele. Le projet consiste à construire ou adapter des stations de réduction de pression, à installer de nouvelles vannes d'isolement et à intégrer les dorsales H et B à différents endroits de la station pour alimenter progressivement le marché intérieur B et les points d'interconnexion H/B d'ici 2029.

En France, le projet consiste à créer 9 nouvelles liaisons entre les réseaux de gaz H et de gaz B, la construction d'un nouveau gazoduc de 15 km de long et de 300 mm de diamètre entre les zones de Béthune et de Lens, l'adaptation des installations du point d'entrée de Taisnières (GRTgaz), l'installation de nouvelles vannes d'isolement et la conversion au gaz H du stockage souterrain de Gournay (Storengy). La présente demande d'investissement ne porte néanmoins que sur les adaptations des réseaux nécessaires d'ici 2023, pour lesquelles GRTgaz disposait d'études suffisamment avancées.

**Tableau 1. Principales actions prévues par le plan de conversion pour GRTgaz**

1	modification de la station de Loon-Plage pour injecter du gaz H dans le réseau de gaz B à Loon-Plage
2	adaptation du poste d'Isbergues pour injecter du gaz H dans le réseau de gaz B à Isbergues
3	modifications de la station de Taisnières: la réduction de la limite minimale de débit (odorisation et contrôle du débit), l'alimentation en gaz H de la zone de Maubeuge, l'amélioration de la fiabilité de l'installation de mélange H>B (garantie B +)
4	construction d'un nouveau gazoduc entre Béthune Sud et Lens de 300 mm de diamètre et environ 15 km
5	connexions du réseau de gaz B et du réseau de gaz H au niveau de 4 postes des canalisations «Artères du Nord» à Beurevoir / Homblières, Caulaincourt, Nesle et Antheuil
Autres	installation de nouvelles vannes d'isolement afin d'assurer une séparation sûre entre le gaz H et le gaz B en fonction des résultats de vérification d'étanchéité des vannes existantes adaptation de l'instrumentation pour le contrôle de la qualité du gaz et le calcul du pouvoir calorifique

Figure 2. Carte des travaux de conversion en France



## 2.2 Calendrier

La réalisation des ouvrages concernés par la demande d'investissement des GRT comprend plusieurs étapes. Le calendrier prévisionnel fourni par les GRT est cohérent avec les délais cibles du plan de conversion coordonnée en Belgique et la France.

Par ailleurs, la coordination entre les deux GRT est bien prise en compte, la mise en œuvre en Belgique du projet d'investissement concernant Winksele se déroule durant la période allant de mai 2020 à juin 2022. Ce calendrier tient compte de l'état d'avancement du projet de conversion en France, afin de garantir en tout temps le transport nécessaire du gaz B vers la France.

Tableau 2. Etapes du plan de conversion en France

Étapes du projet	Date de début	Date de fin
Phase d'opportunité	06/2014	10/2016
Décision d'investissement préliminaire	10/2016	
Études de faisabilité	01/2017	03/2019
Débat public		
Analyse Coûts bénéfiques	01/2017	06/2017
Allocation transfrontalière des coûts	08/2018	10/2018
Décision finale d'investissement	03/2019	06/2019
Études détaillées	2019	2020
Autorisations	2019	2022
Achat	2019	2022
Construction	2020	2023
Mise en service	2021	2023

**Tableau 3. Etapes du plan de conversion en Belgique**

Étapes du projet	Date de début	Date de fin
Phase d'opportunité	06/2013	09/2017
Décision d'investissement préliminaire	09/2017	12/2017
Etudes de faisabilité	01/2018	06/2018
Débat public	01/2019	02/2019
Analyse Coûts bénéfiques	01/2017	06/2017
Allocation transfrontalière des coûts	08/2018	10/2018
Décision finale d'investissement	11/2018	12/2018
Etudes détaillées	07/2018	10/2018
Autorisations	03/2019	05/2019
Achat (long délais)	11/2018	02/2019
Construction (différentes étapes)	05/2019	05/2022
Mise en service (différentes étapes)	05/2020	06/2022

### 3. ÉVALUATION DES COÛTS

#### 3.1 Coûts d'investissement

##### Estimation des GRT

La demande d'investissement des GRT porte sur les montants suivants :

- 44 M€ pour GRTgaz (soit 41 M€<sub>2017</sub>)
- 23,7 M€ pour Fluxys Belgium (soit 23 M€<sub>2017</sub>) :

**Tableau 4. Coûts d'investissement**

Décomposition annuelle des coûts avant mise en service (MEUR)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Fluxys Belgium	1,2	3,9	10,5	5,9	2,2	N/A	23,7
GRTgaz	1,3	2,7	8,2	15,1	11,3	5,2	44

Les études de conceptions des GRT ne sont pas encore terminées. Selon les GRT, les marges d'erreur de leurs estimations sont, à ce stade, de 20 % pour Fluxys Belgium et de 30 % pour GRTgaz.

##### Évaluation des ARN

A la suite de l'étude technico-économique confiée à la société E-Cube et publiée en mars 2018, la CRE a estimé à 106 M€<sub>2017</sub> les coûts totaux du projet de conversion à la charge de GRTgaz, dont 42 M€<sub>2017</sub> pour la phase pilote et 64 M€<sub>2017</sub> pour la phase de déploiement. Le montant de 44 M€ avancé par GRTgaz dans sa demande d'investissement pour la première partie de la phase de déploiement est cohérent avec les conclusions de l'étude. Les coûts effectivement supportés par GRTgaz dans les conditions fixées par la présente décision et après déduction des éventuelles aides financières de l'Union européenne seront intégrés par la CRE au tarif du gestionnaire de réseau, en application des règles tarifaires en vigueur et dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un opérateur efficace. En particulier, la CRE mettra en œuvre une régulation incitative sur les coûts totaux du projet.

### 4. ÉVALUATION DES BÉNÉFICES DU PROJET

La demande d'investissement des GRT ne porte que sur une partie du plan d'adaptation au gaz H des zones actuellement approvisionnées en gaz B. Cependant, seule l'évaluation des bénéfices de l'ensemble du plan de conversion est significative, certains investissements décidés à ce stade n'étant justifiés que dans le cadre général du plan de conversion.

##### Estimation des GRT

Si la conversion des zones actuellement approvisionnées en gaz B n'était pas entreprise en Allemagne, en Belgique et en France, la production de gaz B (essentiellement depuis le gisement de Groningue aux Pays-Bas) ne serait plus suffisante pour couvrir la demande dès 2021. Pour la France et la Belgique, la demande non couverte passerait de 15 TWh/an en 2025 à 67 TWh/an en 2030 (dans le scénario Green Evolution de l'ENTSOG).

Pour estimer les bénéfices socio-économiques du projet, les GRT se fondent sur le fait qu'il permet d'éviter le coût de cette demande non couverte. Ce coût est évalué grâce à la valorisation proposée par ENT SOG de 600 €/MWh pour les défaillances d'approvisionnement dans le Plan décennal de développement du réseau à l'échelle européenne 2017. Les GRT en déduisent donc que les bénéfices socio-économiques du projet s'élevaient à environ 9 milliards d'euros en 2025 à 40 milliards d'euros en 2030 répartis à 55 % en Belgique et 45 % en France (en proportion des consommations actuelles de gaz B).

### **Évaluation des ARN**

Lors de l'évaluation technico-économique du plan de conversion français, il a été établi que l'adaptation au gaz H de la zone actuellement approvisionnée en gaz B était la meilleure solution des points de vue économique, environnemental et de la sécurité d'approvisionnement. La solution alternative aurait consisté à construire une installation de conversion de gaz H en gaz B à Taisnières. Cette option n'a pas été retenue car elle aurait représenté un coût actualisé de 760 M€ sur 30 ans, aurait eu un impact environnemental négatif et n'aurait pas permis d'atteindre un niveau satisfaisant de sécurité d'approvisionnement.

En ce qui concerne l'évaluation des bénéfices par les GRT, le calcul portant sur la valorisation socio-économique de la demande non-couverte donne des montants qui n'ont que peu de signification. Le montant de 600 €/MWh avancé par l'ENT SOG vise à refléter les conséquences économiques d'une rupture d'approvisionnement qui n'a pas pu être anticipée, le calcul proposé ne peut donc être considéré comme représentatif de la valeur du projet.

Néanmoins, même en supposant que, en l'absence de conversion, les consommateurs devraient recourir à une énergie substitution, les coûts échoués liés au déclassement des infrastructures pour le gaz B dépasseraient le milliard d'euros. Ce montant représente en lui-même un minimum.

## **5. DÉCISION DE RÉPARTITION TRANSFRONTALIÈRE DES COÛTS**

Les analyses respectives de la CREG et de la CRE confirment que la conversion au gaz H des réseaux actuellement en gaz B est la meilleure solution pour assurer l'approvisionnement des consommateurs belges et français dans le futur.

Au regard des éléments fournis par les GRT, les bénéfices attendus en France et en Belgique excèdent les coûts du plan complet de conversion au gaz H dans chacun des deux pays. Le projet faisant l'objet de la demande d'investissement des GRT s'intègre dans ce plan et est nécessaire à sa réalisation.

Les actifs concernés par la demande d'investissement généreront des charges moyennes sur 30 ans de, respectivement, 1,2 M€/an et 2,9 M€/an pour Fluxys Belgium et GRTgaz. Les GRT relèvent que le projet de conversion ne permettra pas de générer des revenus associés à des ventes de capacités supplémentaires. Les bénéfices identifiés correspondent non pas à des recettes, mais à des dépenses évitées qui devraient être engagées si la conversion n'avait pas lieu. Ils ne viendront donc pas compenser les coûts engagés qui devront être couverts par une augmentation des tarifs des deux GRT.

Dans sa recommandation de décembre 2015, l'ACER estime que les compensations transfrontalières devraient être restreintes aux situations où le pays accueillant le projet pourrait avoir un bénéfice net négatif.

Selon l'analyse coûts-bénéfices présentée dans la précédente section, le plan de conversion devrait générer des bénéfices nets positifs à la fois pour la Belgique et pour la France.

En conséquence, la CREG et la CRE décident conjointement qu'il n'est pas nécessaire de mettre en place une compensation transfrontalière des coûts entre les deux pays. Les coûts d'investissement respectifs de Fluxys Belgium et de GRTgaz devront être entièrement affectés d'une part à la Belgique et d'autre part à la France.

**Le 4 octobre 2018,**

**Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz,  
Président f.f. du comité de direction  
Koen LOCQUET**

**Pour la Commission de régulation de l'énergie,  
Le Président,  
Jean-François CARENCO**