

DÉCISION COMMUNE DE LA CRE ET CNMC CONCERNANT L'INTERCONNEXION GAZIÈRE ENTRE L'ESPAGNE ET LA FRANCE, PROJET D'INTÉRÊT COMMUN (PCI) N° 5.5.1 SELON L'ANNEXE 7 DU RÈGLEMENT (UE) N° 347/2013 (PROJET STEP)

Les autorités de régulation nationales (ARN) d'Espagne et de France, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) et la Commission de Régulation de l'Energie (CRE), ont adopté une décision coordonnée au titre de l'article 12 du règlement (UE) n° 347/2013, relative au projet d'interconnexion STEP, suite à leur évaluation conjointe de la demande d'investissement présentée par les gestionnaires de réseau de transport concernés en Espagne et en France, Enagás et Teréga respectivement.

Les parties soulignent que :

L'achèvement du marché intérieur européen du gaz est une priorité de la politique énergétique européenne. La concurrence, la durabilité et la sécurité d'approvisionnement sont des objectifs explicites du Règlement (UE) 347/2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes. Un marché du gaz liquide et bien connecté dans le sud-ouest de l'Europe est essentiel pour permettre aux prix du gaz d'être compétitifs et alignés, offrant un cadre fiable au bénéfice de nos consommateurs domestiques et industriels.

Les interconnexions sont un outil essentiel pour atteindre les objectifs du marché intérieur. La péninsule ibérique est l'une des régions qui, en raison de sa position géographique, dispose d'un niveau d'interconnexion relativement limité avec le reste du marché européen. L'augmentation des capacités d'interconnexion gazière et électrique entre l'Espagne et la France a fait l'objet de nombreux travaux ces dernières années, notamment par le renforcement des capacités de transport de gaz mises en service à Larrau et Briatou respectivement en 2013 et 2015, la mise en service de la liaison électrique Baixas-Santa María Llogaia en 2017 et l'accord des autorités de régulation française et espagnole concernant la décision de partage transfrontalier des coûts pour l'interconnexion électrique Golfe de Gascogne en 2018. Les autorités de régulation nationales de la France et de l'Espagne appellent à la poursuite des efforts d'intégration des marchés de l'électricité et du gaz dans le sud-ouest de l'Europe.

Les objectifs d'intégration du marché et des réseaux poursuivis par les autorités de régulation nationales doivent prendre en considération les objectifs européens en matière de politique énergétique, en portant une attention particulière à la stratégie européenne de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Dans ce contexte, les parties conviennent que le projet d'intérêt commun susmentionné, dans sa configuration et ses capacités actuelles, tel que présenté par les gestionnaires de réseau de transport, ne répond pas aux besoins du marché et ne présente pas une maturité suffisante pour être pris en considération pour l'allocation transfrontalière des coûts conformément à l'article 12, paragraphe 3, du règlement (UE) no 347/2013, pour les raisons suivantes :

1. Les GRT n'ont pas soumis de projet offrant une capacité d'interconnexion ferme.

Toute la nouvelle capacité apportée par ce projet entre la France et l'Espagne est définie comme interrompible. Par conséquent, la capacité offerte par ce projet ne peut pas faire l'objet de

souscriptions fermes de la part du marché. Il s'agit là d'un facteur négatif déterminant dans l'évaluation de la viabilité de l'infrastructure à long terme, et de sa contribution à l'obtention de prix compétitifs et stables au profit de nos consommateurs domestiques et industriels.

2. Le marché n'a manifesté aucun intérêt commercial pour de nouvelles capacités d'interconnexion, comme le montrent les consultations de marché suivantes :

- Evaluation de la demande du marché en 2017 (sur la base d'indications de demande non-engageantes) en application du Règlement 2017/459 (CAM NC)
- Consultation des acteurs de marché spécifique réalisée par les promoteurs de STEP en mars 2018
- Deux consultations de la Commission européenne par le biais de l'ancienne plateforme "Votre point de vue sur l'Europe" dans le cadre de la deuxième et de la troisième liste PIC
- Analyses réalisées lors de l'élaboration du Plan décennal de développement du réseau de l'ENTSOG de 2017 et lors du processus de sélection des PIC 2017
 - Deux appels au marché réalisés par Enagás, GRTgaz et Teréga en 2009 et 2010 pour évaluer les demandes engageantes des utilisateurs du réseau pour des capacités d'interconnexion supplémentaires.

3. La capacité actuelle d'interconnexion gazière entre la France et l'Espagne n'est pas saturée.

La capacité actuelle de l'interconnexion existante n'est pas entièrement souscrite. La capacité non réservée est, pour l'essentiel, interruptible, ce qui démontre, une fois de plus, le manque d'attractivité de la capacité non-ferme pour le marché.

4. Le coût du projet est élevé par rapport aux moyennes européennes.

Le coût du projet, mesuré en termes de coûts unitaires d'investissement, est élevé pour les consommateurs d'Europe du Sud-Ouest par rapport aux moyennes européennes et aux estimations de l'ACER. Les coûts unitaires d'investissement entre Barbaira et la frontière avec l'Espagne (évaluations prenant en compte les spécificités du projet STEP, ses caractéristiques et le terrain traversé) diffèrent considérablement des coûts prévus du côté espagnol.

5. Le projet ne garantit pas l'alignement des prix entre les marchés gaziers en France et la péninsule ibérique.

Les aspects susmentionnés, notamment le manque d'intérêt commercial pour la souscription de capacité à long terme et le caractère interruptible des capacités proposées, augmenteront la probabilité que le marché ibérique soit décorrélé des marchés du nord-ouest. Si les expéditeurs ne sont pas en mesure de réserver des capacités fermes à long terme, cela les empêchera de signer des contrats d'approvisionnement de gaz à long terme. Par conséquent, les prix du gaz resteraient moins compétitifs pour les consommateurs ibériques.

Le fait que le projet ne crée pas de capacité ferme n'est pas pleinement pris en compte dans l'estimation du niveau de capacité réservée sur l'interconnexion, ce qui conduit à un biais qui consiste à surestimer les bénéfices du projet, en particulier dans l'analyse financière, fondée sur les recettes provenant des réservations de capacité.

De plus, le niveau actuel des tarifs d'interconnexion gazière au Point d'Interconnexion Virtuel Pirineos, calculé pour refléter les coûts de transport en France et en Espagne, ajoute au manque

d'intérêt commercial pour des réservations de capacité, et ne permet pas d'obtenir des prix convergents, compétitifs et stables pour les consommateurs ibériques.

6. L'analyse coûts-bénéfices du projet ne montre pas clairement que ses bénéfices dépassent ses coûts dans les scénarios les plus crédibles.

L'analyse coûts-bénéfices s'appuie largement sur les résultats de l'étude réalisée par Pöyry, menée à la demande de la Commission européenne, qui utilise une méthodologie cohérente avec celle développée par ENTSOG, conformément à l'article 11 du règlement (UE) n° 347/2013. L'analyse coûts-bénéfices a pour objet principal d'examiner les effets de l'ajout d'une infrastructure sur le coût de l'approvisionnement ainsi que certains indicateurs quantitatifs et qualitatifs plus larges dans le cadre du modèle ENTSOG du marché européen du gaz, selon une série de scénarios. Dans l'étude de Pöyry, l'analyse n'identifie des bénéfices excédentaires que dans deux des six scénarios examinés. Les deux scénarios les plus généralement acceptés donnent un rapport coûts-bénéfices négatif (*Green Revolution* et *Blue Transition*). Ce n'est que dans les deux scénarios les plus extrêmes (GNL très cher et approvisionnement en provenance d'Algérie restreint) que le projet aurait un bénéfice net positif. Dans ce cas, tous les bénéfices, selon l'étude Pöyry, sont concentrés en Espagne et au Portugal.

Dans leur demande d'investissement, les GRT ajoutent aux bénéfices évalués dans l'étude de Pöyry, sans remettre en question ses conclusions, des bénéfices identifiés par une étude réalisée à la demande des GRT par Frontier Economics concernant les effets du projet sur la liquidité et la concurrence. Ces bénéfices supplémentaires en termes de liquidité et de concurrence ne sont pas pertinents dès lors que le projet ne fournit qu'une capacité interruptible et, par conséquent, peu de capacités réservées à long terme.

Enfin, en ce qui concerne les bénéfices correspondant à des investissements évités sur le réseau de Teréga, la CRE émet de fortes réserves quant à la nécessité de tels renforcements.

Pour ces raisons, les parties rejettent la demande d'investissement et recommandent aux GRT d'effectuer d'autres évaluations concernant ce PIC afin de déterminer si le projet fournirait un rapport coûts-bénéfices clair et positif à l'avenir, compte tenu des éléments suivants et de la nature des capacités offertes :

1. Le rôle futur du gaz dans la région, à la suite de l'adoption récente du paquet énergie propre en Europe.
2. L'évolution du marché du gaz après la mise en œuvre complète des codes de réseau concernant le gaz.
3. Les évolutions propres au marché du gaz au Sud-Ouest de l'Europe, par exemple la fusion des deux zones de marché françaises, pour calculer la capacité que les infrastructures proposées pourraient fournir au marché.
4. La possibilité d'offrir de la capacité ferme.
5. Une configuration alternative du projet, en prenant en considération le coût le plus efficace pour le bénéfice des consommateurs d'Europe du Sud-Ouest
6. L'intérêt du marché pour des capacités supplémentaires à la frontière franco-espagnole.