

Decisión común de CRE y CNMC sobre la interconexión gasista entre Francia y España, proyecto de interés común (PCI) N° 5.5.1 del anexo 7 del Reglamento (UE) n° 347/2013. (Proyecto STEP)

Las autoridades reguladoras nacionales de España y Francia, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) y la Comisión de Régulation de l'Energie (CRE) respectivamente, tras la evaluación conjunta del requerimiento de inversión presentado por los correspondientes transportistas en España y Francia, Enagás y Teréga respectivamente, han alcanzado una decisión coordinada en aplicación del artículo 12 del Reglamento (UE) N° 347 / 2013 sobre el proyecto de interconexión STEP.

Las partes subrayan que:

La consecución del mercado interior europeo del gas es una prioridad de la política energética europea. La competencia, la sostenibilidad y la seguridad de suministro son objetivos explícitos del Reglamento 347/2013 relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas. Un mercado de gas líquido y bien conectado en el sudoeste europeo (SWE) es esencial para alcanzar precios del gas competitivos y alineados, aportando un marco seguro en beneficio de los consumidores domésticos e industriales.

Las infraestructuras de interconexión son una herramienta clave para alcanzar los objetivos del mercado interior. La Península Ibérica es una de las regiones que, debido a su posición geográfica, tiene un nivel relativamente limitado de interconexión con el resto del mercado europeo. Aumentar la capacidad de interconexión de gas y electricidad entre España y Francia ha sido el objeto de un trabajo relevante en los últimos años, en particular mediante el refuerzo de la capacidad de transporte de gas puesta en funcionamiento en Larrau y Briatou en 2013 y 2015 respectivamente, la puesta en servicio de la interconexión eléctrica Baixas-Santa María Llogaia en el año 2017 y el acuerdo de los reguladores francés y español sobre la decisión de asignación de costes transfronterizos de la interconexión eléctrica del Golfo de Vizcaya en 2018. Las autoridades regulatorias de Francia y España recomiendan continuar los esfuerzos hacia una mayor integración de los mercados de electricidad y de gas en el sudoeste europeo (SWE).

Los objetivos de integración de mercado y de redes perseguido por las autoridades reguladoras nacionales deben tener en consideración los objetivos europeos en política energética, con especial atención a la estrategia europea para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

En este contexto, las partes acuerdan que el mencionado proyecto de interés común (PCI), en su configuración y capacidades actuales, tal como lo han presentado los transportistas, no cumple con las necesidades del mercado y carece de madurez suficiente para ser considerado en una asignación de costes transfronteriza (CBCA) de conformidad con el artículo 12 (3) del Reglamento (UE) n° 347/2013, debido a las siguientes razones:

1. Los transportistas no han presentado un proyecto que pueda ofrecer capacidad firme de interconexión.

Toda la nueva capacidad proporcionada por este proyecto entre Francia y España se define como interrumpible. Por lo tanto, la capacidad que proporciona el proyecto no puede ser contratada de manera firme por el mercado. Este es un factor negativo determinante cuando se evalúa la viabilidad de la infraestructura en el largo plazo y su contribución para lograr precios competitivos y estables en beneficio de los consumidores domésticos e industriales.

2. El mercado no ha mostrado ningún interés comercial por la nueva capacidad de interconexión, como muestran los siguientes test de mercado:

- Test de mercado no vinculantes de conformidad con el Reglamento 2017/459 (CAM NC)
- Test de mercado específico desarrollado por los promotores del proyecto STEP en marzo de 2018.
- Dos consultas de la Comisión Europea a través de la antigua plataforma "Tu voz en Europa" en el contexto de la segunda y la tercera lista de Proyectos de Interés Común (PCIs).
- El análisis realizado durante el desarrollo del TYNDP 2017¹ y el proceso de selección de Proyectos de Interés Común (PCIs) de 2017.
- Dos "Open Seasons" desarrolladas por ENAGAS, GRTgaz y Teréga en 2009 y 2010 para evaluar los compromisos vinculantes de los usuarios de la red para la construcción de nueva capacidad de interconexión.

3. La capacidad de interconexión actual de gas entre Francia y España no está congestionada.

La capacidad actual de interconexión existente no está totalmente contratada. La capacidad no contratada es casi toda interrumpible, demostrando, una vez más, la falta de atractivo de la capacidad no firme para el mercado.

4. El coste del proyecto es elevado en comparación con los estándares europeos.

El coste del proyecto, medido en términos de costes de inversión unitarios, es elevado para los consumidores europeos del suroeste, en comparación con los estándares europeos y las estimaciones de ACER. Los costes unitarios de inversión del tramo de gasoducto Barbaira-frontera española situado en Francia (evaluaciones basadas en el proyecto debido a sus características específicas y al terreno) difieren considerablemente de los costes en el lado español.

5. El proyecto no garantiza el acoplamiento de precios entre los mercados (hubs) de gas francés e ibérico.

¹ TYNDP (Ten Year National Development Plan). Plan Nacional Decenal de Desarrollo de Infraestructuras.

Los aspectos antes mencionados, particularmente la falta de interés comercial para contratar capacidad a largo plazo y su carácter interrumpible, aumentan la probabilidad de que el *hub* ibérico esté desacoplado de los *hubs* del noroeste. Si a los comercializadores no les es posible contratar capacidad firme a largo plazo, se les impide firmar contratos de suministro de gas a largo plazo. Por tanto, los precios del gas seguirán siendo menos competitivos para los consumidores ibéricos.

El hecho de que el proyecto no cree capacidad firme no está plenamente recogido en el análisis presentado por los transportistas cuando se estima el nivel de capacidad contratada en la interconexión, resultando en un sesgo que sobreestima los beneficios del proyecto, en particular al realizar el análisis financiero, que está basado en los ingresos provenientes de la capacidad contratada.

Además, el nivel actual de tarifas del VIP Pirineos, calculadas para reflejar los costes de transporte en Francia y España, sumado a la falta de interés comercial por contratar capacidad, va en detrimento del objetivo de proporcionar precios convergentes, competitivos y estables para los consumidores ibéricos.

6. El análisis coste-beneficio del proyecto no muestra claramente que los beneficios superen los costes en los escenarios más probables.

El análisis coste-beneficio (CBA) se basa en gran medida en los resultados del estudio realizado por la consultora Pöyry, desarrollado por mandato de la Comisión Europea, que utiliza una metodología consistente con la desarrollada por ENTSOG en virtud del artículo 11 del Reglamento (UE) n° 347/2013. El objetivo principal del análisis coste-beneficio es examinar el impacto sobre el coste de suministro de gas de incorporar la infraestructura en cuestión, así como evaluar algunos indicadores más genéricos, cuantitativos y cualitativos, del modelo ENTSOG para el mercado europeo del gas, bajo una serie de escenarios. En el estudio de Pöyry, este análisis sólo proporciona beneficios en dos de los seis escenarios examinados. Los dos escenarios generalmente más aceptados arrojan un ratio coste/beneficio negativo (escenarios “revolución verde” y “transición azul”). Sólo en los dos escenarios más extremos (“GNL muy caro” y “falta de gas en Argelia”), el proyecto tendría un beneficio neto positivo, y en tales casos todos los beneficios, según el estudio de Pöyry, se concentran en España y Portugal.

El requerimiento de inversión suma, a los beneficios basados en los resultados de Pöyry, sin cuestionar sus resultados, los beneficios identificados en un estudio encargado por los transportistas a Frontier Economics sobre los efectos del proyecto en la liquidez y la competencia de los mercados gasistas francés e ibérico. Los beneficios adicionales en términos de liquidez y competencia no son razonables si el proyecto sólo proporciona capacidad interrumpible y, por lo tanto, presenta un bajo nivel de contratación de capacidad a largo plazo.

Finalmente, con respecto a los beneficios de las inversiones futuras evitadas en las redes de Teréga, CRE expresa serias reservas sobre la necesidad de tales refuerzos.

Por estos motivos, las partes rechazan la solicitud de inversión y recomiendan a los transportistas realizar evaluaciones adicionales sobre este PCI, con el fin de valorar

si el proyecto pudiera proporcionar un ratio coste-beneficio claro y positivo en el futuro, teniendo en cuenta la naturaleza de las capacidades ofrecidas, así como:

1. el papel futuro del gas en la Región tras la aprobación del paquete de energía limpia recientemente acordado en Europa.
2. la evolución del mercado de gas después de la implementación completa de los Códigos de Red.
3. los desarrollos del mercado del gas del suroeste, por ejemplo, la fusión de las dos zonas del mercado francés, para volver a calcular la capacidad que las infraestructuras propuestas podrían ofrecer al mercado.
4. la posibilidad de ofrecer capacidad firme.
5. una configuración alternativa considerando el coste más eficiente en beneficio de los consumidores del suroeste europeo.
5. el interés del mercado por capacidad adicional en la frontera franco-española.

TRADUCCIÓN NO OFICIAL