

Capítulo 10

CRITERIOS DE COBERTURA DE LA DEMANDA DE GAS

10. CRITERIOS DE COBERTURA DE LA DEMANDA DE GAS

10.1 Suministro de gas natural. Criterios de abastecimiento

El abastecimiento de gas natural debe estar basado en dos criterios fundamentales, la seguridad y el precio.

La seguridad, con el objeto de garantizar que en todo momento la economía española dispondrá del gas natural necesario para atender la demanda existente.

El precio, que debe ser tal que asegure en todo momento que el gas natural sea un factor positivo para la competitividad de la economía española y que, en la medida de lo posible, aporte estabilidad al nivel general de precios.

10.1.1 Seguridad del abastecimiento

Para garantizar la seguridad del abastecimiento de gas natural, debe tenerse en cuenta que España es y será un país importador de la práctica totalidad del gas natural que consume.

Las importaciones de gas natural se pueden realizar en forma de GN (actualmente se importan por esta vía 6 Gm³(n)/año de Argelia y 2,2 de Noruega, lo que en conjunto representa aproximadamente el 50% de las necesidades) o de GNL (actualmente se importan cantidades variables de Argelia, Nigeria, Trinidad y Tobago, Libia, Omán, Qatar y Abu Dhabi).

Argelia, por su proximidad, es el principal suministrador de gas natural para España. En la actualidad su cuota de participación entre GN y GNL es cercana al 60%, límite máximo admitido en la normativa vigente y, con toda probabilidad, seguirá siendo el principal suministrador en el futuro ya que el gas argelino en forma de GN es estructuralmente el más barato puesto en el sistema español y, simultáneamente, el que proporciona un mayor precio al productor en boca de pozo.

De los otros posibles suministradores por gasoducto, Noruega probablemente mantendrá las cantidades actuales en el marco del contrato vigente ya que, a pesar de ser el gas estructuralmente más caro puesto en el sistema español, proporciona a sus productores un precio, en boca de pozo, inferior al del resto de sus clientes, motivo por el que nunca han propuesto hacer efectiva la previsión contractual que les permitiría aumentar sus entregas. En cuanto a la CEI difícilmente será un suministrador para España mientras no sea posible reducir sustancialmente los costes de transporte asociados.

La importación por gasoducto tiene ventajas evidentes que justificarían que su actual cuota de aportación al sistema español no se redujera de forma relevante, a condición de que su

precio no sea sensiblemente superior al del GNL puesto en el sistema en forma de gas y de que la aportación de cada país suministrador no supere la cuota que legalmente esté establecida. Estas ventajas se pueden resumir en la mayor capacidad de modulación, a coste reducido, y en la ausencia de cortes puntuales en el suministro derivados de condiciones meteorológicas adversas.

La única hipótesis en la que se podría aumentar el suministro procedente de Noruega y/o iniciar el procedente de la CEI, sería aquella en la que se llevaran a cabo dos o más proyectos transnacionales de suficiente envergadura, de los cuales uno, necesariamente, debería tener por objeto el transporte firme por gasoducto desde Argelia a Francia (con destino final en este país y, eventualmente, en otros países situados al norte de los Pirineos).

En esa situación, si simultáneamente se realizara otro proyecto para transportar (con carácter de firme) gas desde Noruega, o la CEI, hasta España (entre otros destinos), sería posible reducir sustancialmente los costes de transporte al evitar la duplicación de los tramos comunes mediante los correspondientes acuerdos de *swap*. Esta opción dejaría, además, capacidad disponible para contratos *spot*, con la única limitación de que éstos no se podrían llevar a cabo en caso de fallo de una cualquiera de las fuentes de suministro, ya que la infraestructura existente se emplearía para transportar el gas de los contratos firmes cuyas fuentes no hubieran fallado.

Las importaciones en forma de GNL, por su parte, aportan otras ventajas que también son importantes para el sistema:

Desde el punto de vista del precio a pagar por el gas puesto en el sistema español, juegan el papel de modulador ya que añaden ofertantes en número suficiente para evitar que funcione el potencial oligopolio de los tres grandes suministradores a Europa por gasoducto. Asimismo, son la vía para asegurar que el precio del gas puesto en el sistema español no sea sensiblemente diferente del precio del gas puesto en el centro del consumo de la Unión Europea, evitando el riesgo de que al ser el sistema español un sistema periférico y sensiblemente más alejado de dos de los tres grandes suministradores, los precios del gas a la entrada del sistema español sean estructuralmente superiores a los medios de la Unión Europea.

Desde el punto de vista de la atención a puntas de consumo, el GNL proporciona la forma más barata de atender las puntas extremas de invierno, caracterizadas por un aumento importante del caudal requerido durante un reducido número de días seguidos.

Como conclusión cabe destacar la conveniencia de mantener los suministros en forma de GN y de GNL con un cierto equilibrio de cuotas, de forma que no sería aconsejable que alguna de las dos fuentes redujera su participación por debajo de un tercio del total, ya que:

- Es necesario conjugar la complementariedad de los suministros a partir de gasoducto y GNL para optimizar la cobertura tanto de la modulación estacional (para la que los suministros por gasoducto son más adecuados), como de la atención de las puntas de invierno (para la que son preferibles los suministros de GNL).
- Conviene promover la competencia entre diferentes suministradores a fin de obtener precios más bajos y estables del gas puesto en el sistema español, lo que será más fácil de conseguir si a los suministradores por gasoducto (entre uno y tres como máximo) se unen los suministradores de GNL (no menos de seis).

10.1.2 Precio de los abastecimientos

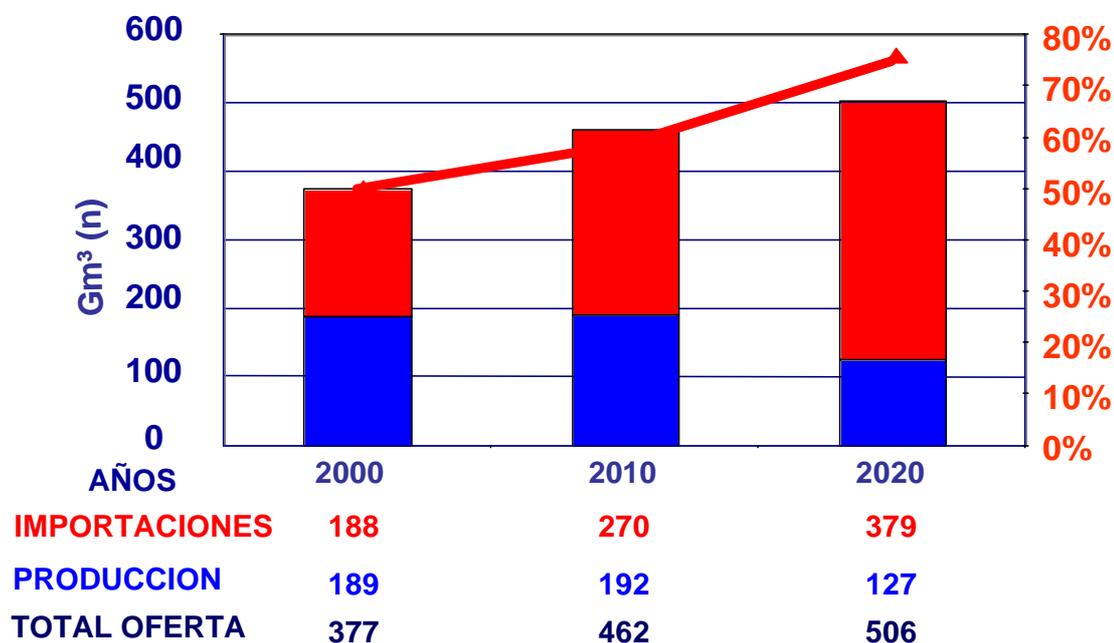
El precio a medio y largo plazo de los abastecimientos de gas natural para España estará afectado por los siguientes aspectos:

a) Situación relativa de oferta y demanda de gas

El gas natural tiene como característica específica el elevado coste de su transporte, tanto si se realiza por gasoducto como si se hace en forma de GNL. Este factor hace que cualquier productor de gas situado cerca de los puntos de consumo disponga de una renta de posición proporcional a la diferencia de distancia respecto a sus competidores que, en el límite, podría llegar a suponer hasta dos tercios del precio del gas a la entrada del sistema gasista del país.

La Unión Europea será una zona crecientemente importadora de gas tanto por el incremento de consumo esperado como por el previsible descenso de su producción interna.

UNIÓN EUROPEA



Fuente: Año 2000; BP Datos estadísticos Junio 2001. Años 2010, 2020: EUROGAS (Anuario 2000)

Las zonas de las que provendrá el gas por gasoducto destinado a la Unión serán, por orden decreciente de la cuantía de sus reservas: la CEI, Argelia, Noruega y Libia.

Las reservas probadas de la CEI son de tal magnitud (56,7 Tm³ (n), equivalentes a 150 años de la demanda actual de la UE), que la oferta potencial será muy superior a la demanda, por lo que es de prever que siempre haya nuevos proyectos de desarrollo capaces de aumentar los suministros con un precio del gas puesto en la UE razonable, entendiéndose como tal el que actualmente se está pagando para precios del crudo Brent en torno a 20 \$USA por barril.

En lo que se refiere al origen de nuevos aprovisionamientos de GNL, dados los costes de la cadena completa es previsible que puedan llevarse a cabo proyectos con destino a la UE desde África (Egipto, Nigeria, Angola), América (Trinidad y Tobago, Venezuela) y Asia (Qatar, Omán, Abu Dhabi, Irán); estos proyectos, para ser viables, tendrán que proporcionar un gas, puesto en la UE, con unos precios que no podrán ser superiores a los de los suministros por gasoducto, por lo que se producirá una competencia de la que debería resultar un precio del gas puesto en la UE tal que permita una rentabilidad razonable a un nuevo proyecto de GNL situado a una distancia no inferior a 5.000/6.000 km.

b) Grado de relación de los precios del gas con los del petróleo

En la actualidad, los precios del gas natural con destino a la Unión Europea, con la excepción del Reino Unido, están ligados casi exclusivamente a los precios del crudo ya sea directamente o a través de los precios internacionales de los productos petrolíferos.

Esta estrecha relación está basada en el interés histórico de conseguir, por parte de los productores, que la rentabilidad de los yacimientos de gas natural proporcionen una rentabilidad paralela a la de los yacimientos de petróleo y, por parte de las empresas gasistas, que se mantenga la competitividad del gas natural frente a los productos petrolíferos a los que sustituye.

Estos criterios tenían su razón de ser en una etapa en la que, de una parte, los yacimientos de gas se desarrollaban en muchas ocasiones asociados a los yacimientos de petróleo y, de otra, el gas natural obtenía la mayor parte de su mercado desplazando por precio a los productos petrolíferos (fuelóleo en su mayor parte y gasóleo y GLP en menor medida).

El desarrollo del mercado del gas natural en los mercados de Estados Unidos y del Cono Sur de América muestra, en dos contextos totalmente diferentes, que la tendencia del mercado del gas es a independizarse progresivamente de los mercados de productos petrolíferos.

Si bien en la UE el caso del Reino Unido es una muestra más de esta tendencia, existe una causa objetiva que dificulta el avance de este proceso en los demás países de la Unión. Esta causa está en el modelo profundamente arraigado de unir los contratos de compra de gas a los proyectos de desarrollo de los yacimientos y de las infraestructuras de transporte o de licuación, según los casos, con el resultado de contratos a muy largo plazo y con rígidas cláusulas *take or pay* y *ship or pay*.

Este tipo de contratos tienen su parte positiva, ya que han asegurado hasta ahora la disponibilidad a largo plazo del gas que precisa importar la UE a precios relativamente estables, pero proporcionan poca flexibilidad para atender cambios puntuales de la demanda, apenas dejan hueco para el desarrollo de un mercado *spot* relevante y tienden a mantener los precios del gas natural ligados a los del petróleo dado el plazo tan largo de duración de los compromisos. Por todo ello suponen un elemento más para mantener la situación de monopolio, de hecho o de derecho, que en cada zona de la Unión han venido teniendo las empresas gasistas.

Sin embargo, la liberalización progresiva de los mercados interiores de gas en los países de la UE hará más difícil para las empresas gasistas la aceptación en los nuevos contratos de

algunas de las limitaciones que el sistema clásico de contratación ha convertido en práctica habitual:

- Cláusulas de cliente/suministrador preferente.
- Cláusulas *take or pay*
- Cláusulas de limitación de destino

Por otra parte, la citada liberalización promoverá el desarrollo de proyectos de aprovisionamiento más integrados, en los que los productores lleguen, aunque sea parcialmente, hasta la fase de comercialización y las empresas gasistas se impliquen en los proyectos de producción y transporte/licuación de gas, única manera de limitar los riesgos derivados de la volatilidad de los precios ya que, en caso de precios altos en origen, se compensa el menor margen en las fases de distribución y comercialización con el mayor margen de la producción y en el caso de que los precios en origen sean bajos, se realiza la compensación contraria.

El desarrollo de proyectos más integrados promoverá a su vez que los precios del gas a boca de pozo estén más relacionados con los costes objetivos de la exploración, desarrollo y explotación de los yacimientos y menos con los precios internacionales del petróleo y sus derivados, lo que será una base muy sólida para favorecer la independencia de los mercados de gas natural y de productos petrolíferos.

En consecuencia, cabe concluir que la liberalización de los mercados interiores será la causa de que se produzca la aparición de un mercado de gas natural progresivamente independiente del mercado de petróleo, con las ventajas que ello supone en cuanto a la minimización de las consecuencias de los bruscos cambios que a menudo se producen en los precios del crudo y, en consecuencia, de los productos petrolíferos.

c) Grado de desarrollo de los mercados spot

La existencia de un mercado *spot* relevante es una condición básica para promover una competencia real en el mercado del gas natural. Sin embargo, tiene como contrapartida inevitable la introducción de un cierto riesgo en la seguridad del suministro para los consumidores finales, en una situación como la de la Unión en que las importaciones cubren una cuota muy importante de la demanda y a la vez son bastante rígidas en lo que a capacidad de transporte se refiere y están básicamente en manos de tan sólo tres países.

Por ello, la vía más adecuada sería el desarrollo progresivo de los mercados *spot*, con unos mecanismos que garanticen a la vez a los consumidores la disponibilidad de al menos una opción de suministro en la que tengan asegurado el mismo, opción que en tanto los

mercados spot no alcancen una participación suficientemente elevada en el total de suministros sólo puede proporcionar la continuidad del mercado a tarifa.

El desarrollo inicial de los mercados spot sólo puede estar basado en la elección de este sistema por los grandes consumidores, que tienen la capacidad real de asegurar en sus contratos de compra de gas la seguridad de los suministros que consideren firmes, y por los consumidores que, independientemente de su tamaño relativo, dispongan de una fuente alternativa de energía que puedan usar en el plazo de unas pocas horas.

Asimismo, sería muy conveniente establecer un mecanismo que, independientemente de los contratos de regasificación y transporte y distribución, permita a cualquier operador introducir gas en base diaria (si lo hace a través de gasoducto) o de cargamento individual (si es a través de planta de regasificación), siempre que técnicamente exista capacidad en el sistema para ello en el momento en que se solicite.

d) Coste marginal de los suministros para la UE y España.

Los contratos a largo plazo que existen actualmente en la Unión tienen una dispersión relativamente baja de los precios a los que llega el gas a los distintos sistemas gasistas, de forma que los productores adecuan sus márgenes asumiendo las diferencias de coste que se puedan derivar tanto de las condiciones especiales de los yacimientos como de la diferente situación geográfica de los mismos respecto a los puntos de destino.

Por otra parte, la vinculación de la casi totalidad de los precios de compra del gas a los precios internacionales de crudo y derivados, hace que los precios resultantes garanticen en la mayoría de los casos la competitividad del gas natural con los productos petrolíferos.

Cualquier nuevo proyecto de suministro a la Unión tiene que ser capaz de permitir que el gas llegue al sistema gasista en que vaya a ser consumido a un precio que se encuentre dentro de la banda de competitividad y, por otra parte, el interés de los productores será el de hacer que dicho precio sea lo más alto posible (sin que pierda la competitividad) y el de las empresas gasistas comercializadoras será que dicho precio les deje el mayor margen posible.

Dado que la mayor parte de los nuevos suministros por gasoducto tendrán su origen en la CEI, Argelia o Noruega, es de esperar que la política comercial de los productores de estos países tienda a elevar el precio del gas hasta el límite que la economía de la UE lo permita (a este respecto cabe recordar que los precios que paga la industria europea por el gas son superiores, como media, a los que paga la industria en Estados Unidos o en el Cono Sur, pero inferiores a los que paga la industria japonesa).

No obstante lo anterior, existe la posibilidad de nuevos proyectos de aprovisionamiento desde otras zonas del mundo basados en la cadena de GNL. Estos proyectos también tienen que cumplir la condición de permitir que el gas natural puesto en el sistema de destino tenga un precio competitivo con los contratos actuales y la experiencia reciente demuestra que los aprovisionamientos de GNL con origen en África (Nigeria), América (Trinidad y Tobago) y Próximo Oriente (Abu Dhabi, Qatar, Omán) pueden llegar a la Unión Europea a precios competitivos.

Una diferencia importante para los países periféricos de la UE es que su situación geográfica no supone diferencias críticas en el coste de transporte y, por tanto, en el precio del gas puesto en su sistema. Este es sin duda el caso de España, por lo que es de esperar que una parte relevante de los nuevos suministros corresponda a contratos de GNL, lo que a su vez hará más fácil que los nuevos aprovisionamientos que eventualmente se puedan proyectar por gasoducto no supongan un aumento del precio del gas puesto en el sistema español.

Un elemento digno de destacar es que algunos de los productores de gas que pretendan suministrar a la Unión mediante GNL podrían estar interesados en aplicar fórmulas de precios independientes del precio del crudo, si hacen más estables los ingresos y permiten obtener una rentabilidad atractiva.

El problema para que este tipo de fórmulas se extienda está en que las empresas gasistas, a su vez, necesitan que dichas fórmulas garanticen que sus márgenes sean asumibles ante cualquier situación del precio del crudo, motivo por el que, hasta ahora, este tipo de fórmulas se han limitado a los consumidores de gas para generación de electricidad, en que los precios del gas se han ligado parcialmente a los precios de venta de la electricidad generada.

10.2 El sistema gasista español. Estrategia de desarrollo

La planificación obligatoria del sistema de gas natural tiene por objeto asegurar la cobertura de la demanda de gas natural, con unas condiciones de seguridad adecuadas y a un coste mínimo.

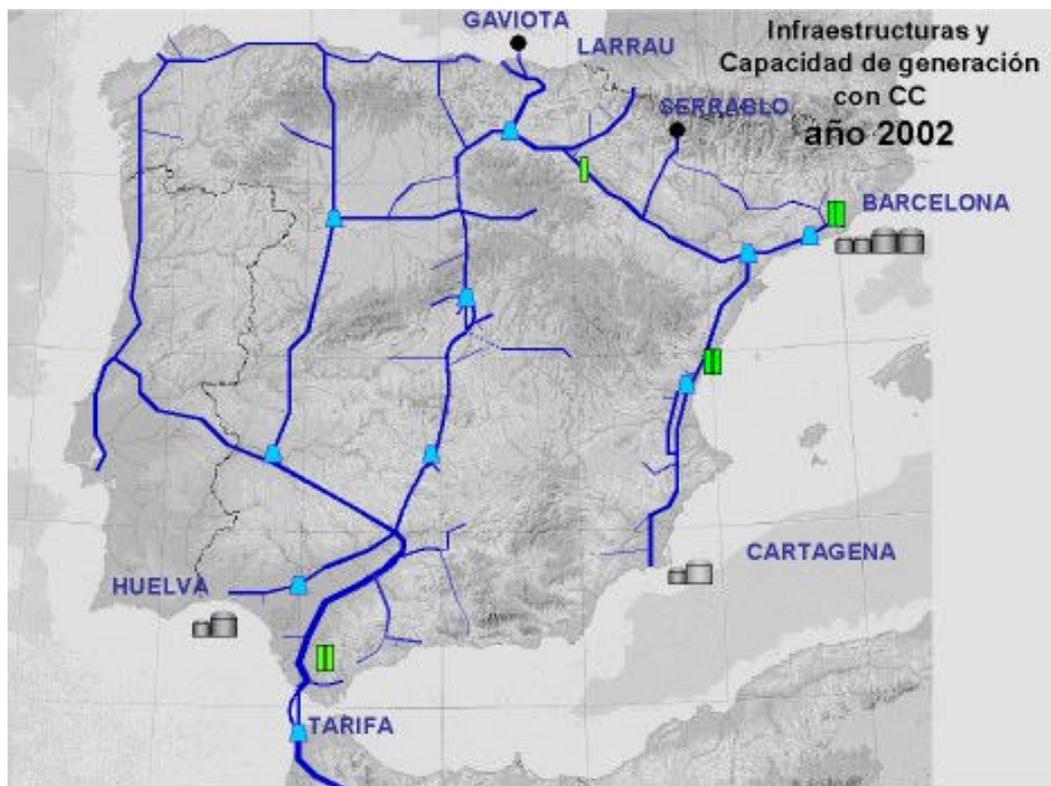
Teniendo en cuenta que la retribución de la inversión supone la mayor parte de los costes de las actividades de regasificación, transporte y almacenamiento subterráneo, la optimización de la inversión a medio y largo plazo es la pieza clave para obtener los objetivos anteriormente citados.

Por otra parte, debe tenerse en cuenta que, especialmente en el caso de los gasoductos de transporte, hay unas economías de escala muy importantes que deben aplicarse teniendo en

cuenta, además, las elevadas tasas de crecimiento que se esperan para la demanda de gas en el horizonte del plan.

Asimismo, es necesario resaltar que en un ámbito geográfico como el español, una adecuada distribución de las entradas de gas, tanto en situación como en capacidad de entrada, permite, al reducir al mínimo la distancia media a recorrer por el gas natural, maximizar la capacidad de transporte de la infraestructura existente,

Finalmente, el mallado adecuado de la red permite, sin sobrecostos relevantes, mejorar la seguridad de suministro, ante eventuales interrupciones del transporte, a todos aquellos centros de consumo que puedan ser suministrados desde dos o más puntos.



CAPACIDAD DEL SISTEMA GASISTA ESPAÑOL EN EL AÑO 2002**Plantas de regasificación**

Nombre	Capacidad en Continua MM ³ (n)/día	Capacidad Punta MM ³ (n)/día	Capacidad en Continua M ³ (n)/hora	Capacidad Punta M ³ (n)/hora
Planta de Barcelona	20.0	31.8	833.300	1.325.000
Planta de Cartagena	14.4	14.4	600.000	600.000
Planta de Huelva	10.2	10.8	425.000	450.000

Almacenamientos subterráneos

Nombre	Capacidad en Continua MM ³ (n)/día	Capacidad Punta MM ³ (n)/día	Capacidad en Continua M ³ (n)/hora	Capacidad Punta M ³ (n)/hora
Aurín	1.9	2.4	80.000	100.000
Jaca	2.0	2.5	83.300	104.200
Gaviota	4.6	5.7	190.000	237.500

Yacimientos nacionales

Nombre	Capacidad en Continua MM ³ (n)/día	Capacidad Punta MM ³ (n)/día	Capacidad en Continua M ³ (n)/hora	Capacidad Punta M ³ (n)/hora
Poseidón/Marismas	1.5	1.5	62.500	62.500

Conexiones internacionales

Nombre	Capacidad en Continua MM ³ (n)/día	Capacidad Punta MM ³ (n)/día	Capacidad en Continua M ³ (n)/hora	Capacidad Punta M ³ (n)/hora
Magreb	18.0	19.2	750.000	800.000
Larrau	6.3	6.3	262.500	262.500

CAPACIDAD TOTAL DEL SISTEMA GASISTA ESPAÑOL EN EL 2002

	Capacidad en Continua MM ³ (n)/día	Capacidad Punta MM ³ (n)/día	Capacidad en Continua M ³ (n)/hora	Capacidad Punta M ³ (n)/hora
TOTAL	78.9	94.6	3.286.600	3.941.700

10.2.1 Criterios de diseño de los puntos de entrada.

El sistema gasista español cuenta en la actualidad con cinco puntos de entrada continua a largo plazo (las plantas de regasificación de Barcelona, Cartagena y Huelva y las conexiones internacionales de Larrau y Tarifa) a los que hay que añadir las entradas de los yacimientos nacionales (Marismas y Poseidón) y los puntos de entrada de los almacenamientos subterráneos (Gaviota y Serrablo).

A medio plazo hay que añadir, además de las posibles ampliaciones de los puntos existentes, las dos nuevas plantas de regasificación que ya cuentan con Autorización Provisional de Instalación (Bilbao y Mugaros) así como la capacidad de entrada de las actuales conexiones con Portugal, Badajoz y Tuy, que existirá cuando se ponga en funcionamiento la planta de Sines, actualmente en construcción.

Finalmente, se podrán añadir los nuevos puntos de entrada considerados en este plan (planta de regasificación de Sagunto, conexiones internacionales por Almería, Cataluña y País Vasco y almacenamientos subterráneos de Reus, Santa Bárbara y Sariñena).

La elección de los puntos de entrada se ha realizado con el objetivo de acercar los puntos de entrada a las zonas de consumo en aquellas áreas que se encontraban más alejadas, en tanto que las fechas de puesta en operación se han acomodado a la evolución de la demanda y las capacidades de entrada y su evolución se han definido teniendo en cuenta que la inversión global en el sistema se minimiza cuando desde cada entrada se cubre la demanda de su zona de influencia y se deja una capacidad de trasvase razonable desde o hacia las zonas colindantes.

Este criterio es especialmente importante en el caso de las plantas de regasificación, ya que el GNL puede descargarse en unas u otras plantas sin incurrir en costes relevantes, en tanto que en el caso de las conexiones internacionales pueden existir restricciones en cuanto a la capacidad mínima y/o máxima que puedan aportar.

Finalmente, debe resaltarse que la capacidad global de entrada al sistema debe ser suficiente para garantizar:

- La cobertura de la demanda convencional en situación de punta anual y, simultáneamente, la atención a todos los ciclos combinados considerados a efectos del diseño de las infraestructuras funcionando al 100% de capacidad.
- La cobertura, en caso de fallo total de una cualquiera de las entradas, de la demanda convencional en situación de día laborable invernal excepto, en su caso, la demanda

interrumpible y de todos los ciclos combinados considerados excepto 800 MW o el 10% de la potencia instalada (la cantidad que sea mayor).

- La existencia de una sobrecapacidad suficiente para asegurar la cobertura de la demanda ante la eventualidad de que la demanda de gas crezca durante varios años seguidos a un ritmo superior al previsto.

10.2.2 Criterios de definición de zonas prioritarias de planificación

Dada la importancia que actualmente tiene el gas natural para el desarrollo social y económico, se considera prioritario que el acceso al gas natural se extienda en el horizonte temporal considerado a todas las CC. AA. y por gasoducto, a todas las capitales de provincia.

Así mismo, se pretende extender el acceso al gas natural a todas aquellas zonas geográficas compatibles con el mantenimiento de unos costes razonables para los consumidores finales.

En este sentido, se han incluido todas las propuestas de las CC.AA. y operadores que, en términos marginales aportan unos ingresos al sistema iguales o superiores a los costes inducidos. Entre ellos cabe destacar por su importancia la infraestructura gasista necesaria para atender los proyectos de ciclo combinado, de instalaciones industriales singulares y los proyectos de cogeneración, tanto en instalaciones de elevada potencia como en el conjunto de pequeñas instalaciones agrupadas geográficamente.

A fin de facilitar las iniciativas de las CC.AA. de desarrollo de infraestructuras de gas en determinadas zonas que no cumplan el criterio anterior, se contempla la posibilidad de compensar el exceso de coste marginal inducido con subvenciones en capital.

10.2.3 Criterios de diseño de los gasoductos de transporte

Los gasoductos de transporte son uno de los grupos de activos que suponen una mayor inversión dentro del sistema gasista español. En consecuencia, la retribución asociada a los mismos supone una parte muy relevante de los costes que deben cubrir los peajes aplicados, por lo que es prioritario el objetivo de minimizar las inversiones en este campo.

Por otra parte, el sistema gasista español se caracteriza, en comparación con otros países de la Unión Europea, por la existencia de distancias muy apreciables entre los puntos de entrada y algunas de las zonas de consumo así como por las elevadas tasas de crecimiento de la demanda de gas natural.

En consecuencia, el diseño de los gasoductos de transporte, que a su vez debe estar íntimamente ligado al de los puntos de entrada, debe estar guiado por los criterios de reducir al mínimo la distancia media de transporte y de optimizar el diámetro para aprovechar al máximo las ventajas de las economías de escala.

Asimismo, en la medida en que sea compatible con los criterios anteriores, debe procurarse el aumento del mallado de la red, dadas las ventajas que proporciona desde el punto de vista de la seguridad del suministro a los consumidores finales.

10.2.4 Criterios de diseño de los gasoductos dedicados al suministro de una zona geográfica.

Los criterios anteriores son también aplicables a los gasoductos dedicados al suministro a su zona geográfica, si bien en este caso la cantidad de gas a transportar dependerá fundamentalmente de la demanda de gas de la zona afectada.

Por otra parte, es necesario conciliar el interés social de promover el desarrollo en las zonas de menor demanda con el objetivo de evitar un aumento excesivo de costes que, al ser repercutidos a las tarifas y peajes, reduzcan la competitividad de la economía española.

Este análisis justifica la necesidad de que, en los casos en que los costes asociados a las diferentes infraestructuras propuestas supongan una carga excesiva para el conjunto del sistema, y que por tanto, no sean razonables desde el punto de vista económico, se puedan considerar la utilización de otros sistemas de financiación que faciliten su viabilidad.

Un mecanismo tradicionalmente utilizado, con notable éxito, por el sistema gasista es la aplicación de subvenciones de capital de diferentes fuentes, a aquellos proyectos en los que la demanda prevista no era suficiente para alcanzar el umbral mínimo de rentabilidad.

En los casos en que los costes marginales añadidos al sistema por un proyecto sean menores o iguales a los ingresos aportados por el mercado a atender, el proyecto en cuestión será añadido a la planificación obligatoria, en tanto que en los casos en que el mercado justificado de una zona de nueva atención proporcione al sistema menos ingresos que costes marginales, el proyecto sólo será incluido si recibe la subvención de capital necesaria para igualar los costes marginales a los ingresos.

10.2.5 Criterios de diseño de los almacenamientos subterráneos

La capacidad de almacenamiento subterráneo incluida en la planificación obligatoria tiene por objeto garantizar la posibilidad de disponer de las reservas de seguridad que en cada momento contemple la normativa vigente.

Los almacenamientos subterráneos constituyen el único grupo de infraestructuras gasistas en el que no es posible asegurar la viabilidad técnica de cada instalación sin haber incurrido previamente en una parte muy relevante de la inversión necesaria para su desarrollo.

Por otra parte, el territorio español no dispone de un número suficientemente amplio de estructuras geológicas potencialmente adecuadas para el desarrollo de almacenamientos subterráneos como para que sea posible la elección de los emplazamientos más adecuados que, obviamente, son los que se encuentren próximos a las áreas de mayor demanda.

En consecuencia, a largo plazo será necesario promover el desarrollo de la mayoría de las estructuras que resulten ser viables, independientemente de su ubicación geográfica.

Además, los costes medios de la inversión necesaria por unidad de volumen que pueden resultar en cada proyecto son suficientemente dispares como para impedir la posibilidad de aplicar estándares, motivo por el que la retribución de cada proyecto de almacenamiento se establecerá de acuerdo con sus características técnicas singulares.