

RANGOS ADMISIBLES 2027 - 2042

Noviembre 2026

DIRECCIÓN DE DESARROLLO DEL GTS

DIRECCIÓN GENERAL DE GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA

enagas GTS

índice



1. **Antecedentes / Resumen Ejecutivo**
2. Evolución del Sistema
3. Características técnicas de las instalaciones
4. Servicios ofertados (Circular 2/2025)
5. Análisis de la red de transporte
6. Resultados

Antecedentes regulatorios

El marco regulatorio de la gestión técnica del sistema gasista se articula en **dos normativas complementarias**, de acuerdo con el reparto competencial establecido tras el Real Decreto-ley 1/2019.

- La **Orden TED/181/2025** aprueba las **Normas de Gestión Técnica del Sistema (NGTS) de competencia ministerial**, que regulan los aspectos relativos a la **seguridad y garantía de suministro**, la **operación técnica de las infraestructuras**, la **calidad y medición del gas** y la gestión de situaciones excepcionales. En este ámbito se definen los **límites técnicos y operativos** que condicionan el funcionamiento seguro del sistema y que deben respetarse en todo momento.

- De forma complementaria, la **normativa de gestión técnica aprobada por la CNMC** regula los procedimientos de **balance**, **programaciones, nominaciones y repartos**, así como la **gestión y uso de las conexiones internacionales**, determinando cómo se materializa operativamente la capacidad disponible del sistema.

En coherencia con este marco, la regulación establece que la **capacidad de las instalaciones no es un valor fijo ni garantizado**, sino que depende de las condiciones técnicas, operativas y del escenario considerado. Por ello, el Gestor Técnico del Sistema debe analizar y agregar las capacidades de las infraestructuras incorporando las restricciones necesarias para preservar la seguridad y fiabilidad del suministro.

El documento **Rangos Admisibles 2027–2042** responde a esta necesidad, proporcionando una visión integrada de la **envolvente técnica de operación del sistema gasista español** en el medio y largo plazo, en coherencia con la normativa vigente del **MITERD** y de la **CNMC**.

Resumen ejecutivo

Este documento se elabora **para disponer de una referencia técnica común** que defina **hasta dónde puede operar el sistema gasista español con seguridad**, en el medio y largo plazo, considerando el sistema de forma integrada y no como la suma de capacidades individuales.

Se desarrolla **para acompañar la transición del sistema gasista** en el periodo 2027–2042, caracterizado por una **mayor complejidad operativa**, la **diversificación progresiva del mix de gases**, la incorporación creciente de **gases renovables** y una **demanda más variable**, especialmente del sector eléctrico.

El análisis se plantea **para poner en valor la flexibilidad real del sistema**, evaluando conjuntamente el papel de las **plantas de regasificación, los almacenamientos subterráneos, la red de transporte y las conexiones internacionales** como activos estratégicos para responder a escenarios exigentes de operación.

Los rangos admisibles se definen **para identificar los límites técnicos de operación, mediante una metodología robusta basada en simulaciones de estrés** y escenarios representativos de demanda y configuración del sistema, diferenciando el **corto plazo (2026-2027)** y el **largo plazo (2027-2042)**.

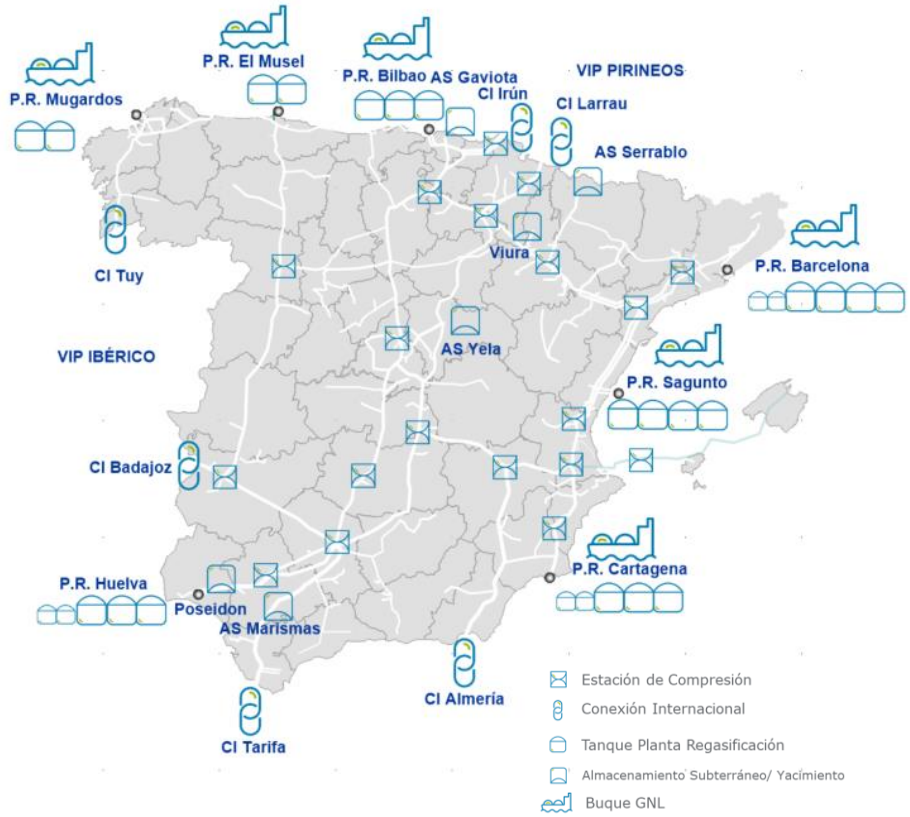
El resultado permite **confirmar la robustez y flexibilidad del sistema gasista español**, dejando claro que los rangos admisibles son **referencias técnicas dependientes del escenario**, y **no derechos firmes de capacidad**.

índice



1. Antecedentes / Resumen Ejecutivo
2. **Evolución del Sistema**
3. Características técnicas de las instalaciones
4. Servicios ofertados (Circular 2/2025)
5. Análisis de la red de transporte
6. Resultados

Infraestructuras del sistema gasista en 2026



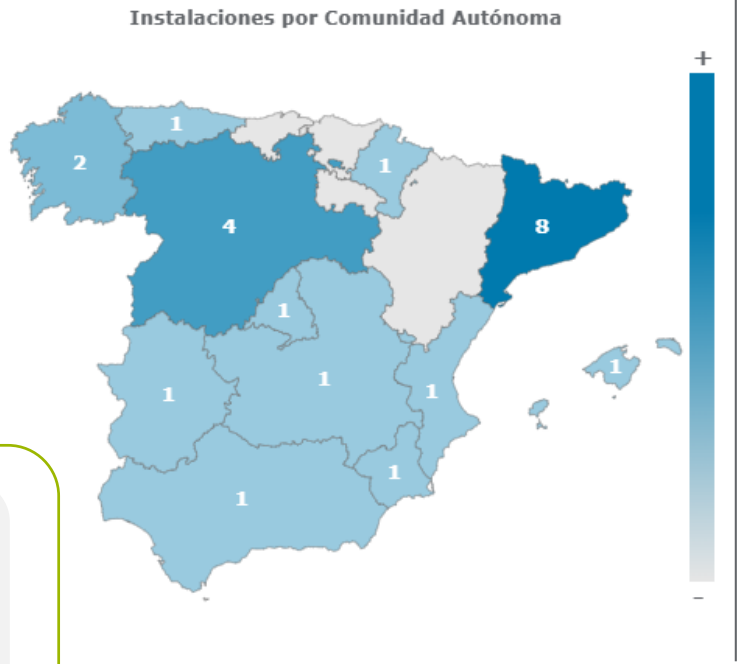
El sistema gasista español dispone en 2026 de una **red de infraestructuras amplia y diversificada**, formada por **plantas de regasificación, red de transporte, almacenamientos subterráneos y conexiones internacionales**.

Estas infraestructuras constituyen la **base física sobre la que se garantiza la seguridad de suministro**, la cobertura de la demanda y la flexibilidad operativa del sistema. La configuración actual permite **múltiples puntos de entrada y salida**, así como una **gestión integrada de flujos**, clave para responder a escenarios de demanda punta y a cambios en los flujos internacionales.

Este mapa de infraestructuras representa el **punto de partida del análisis de Rangos Admisibles**, sobre el que se evalúa la capacidad real de operación del sistema en los distintos escenarios y horizontes temporales.

Puntos de producción de gases renovables operativos

- El sistema gasista español ha iniciado una **transición efectiva hacia un mix más diversificado**, con la incorporación progresiva de **gases renovables** en distintas capas de la red.
- A fecha de 2026, existen **23 instalaciones de producción de gases renovables** inyectando en el sistema, con una **emisión acumulada anual de 182,6 GWh**.
- La inyección se distribuye entre **red de transporte, transporte secundario y redes de distribución**, reflejando una **integración creciente y heterogénea** en el sistema.



EMISIÓN ACUMULADA 2026 (GWh)

Red de transporte
(P > 60 bar)
66,1 (36%)
2 Instalaciones

Red de transporte secundario
(60 ≥ P > 16 bar)
5,8 (3%)
3 Instalaciones

Red de distribución
(P ≤ 16 bar)
110,7 (61%)
18 Instalaciones

La normativa desarrollada por el Ministerio y la CNMC establece un modelo de integración de gases renovables basado en la capacidad técnica del sistema y en procesos regulados de asignación.

La Circular 2/2025 de la CNMC consolida un modelo de acceso basado en capacidad condicionada del sistema…



***1 enero 2026**: Procedimiento para llevar a cabo la reducción de las capacidades condicionadas de los usuarios afectados entre GTS, Operadores y Plantas de producción*

… y se complementa con la normativa de gestión técnica del sistema de competencia ministerial (Orden TED/181/2025) en la parte de calidad (capítulo 2) y en la parte de integración (capítulo 11)

NUEVO AGENTE: Sujetos con derecho de conexión: Titulares de las plantas de producción de otros gases

1. CONEXIÓN: Solicitud de conexión de la planta de producción de otros gases por el titular al operador de la red

Gases sin mezcla BIOMETANO — **Plataforma/s conexión Operador/es**

Procedimiento asignación por orden temporal

- Operador: asigna la solicitud de conexión (orden cronológico)
- aceptación conexión sujeta a la confirmación del GTS especialmente si existe posibilidad de flujo inverso

Gases con mezcla HIDROGENO — **Plataforma/s conexión Operador/es**

Procedimiento de asignación por competencia (fases)

Fase I

- Promotores envían GTS intenciones conexión.
- GTS en colaboración con los operadores, determinará la capacidad condicionada de conexión disponible por áreas del sistema gasista para los próximos 5 años.
- GTS publicará esta información

***Titular Planta**: Solicita conexión*
***GTS + Titular Red**: cálculo capacidad condicionada y publicación*

Fase II

- Promotores remitirán sus solicitudes de conexión a los titulares. En caso de que la capacidad de conexión total será superior a la disponible el orden de mérito será un criterio de madurez (a desarrollar …)

***Titular Planta**: Solicita conexión*
***Titular Red**: asigna según criterios*

Fase III

- operadores de las redes de transporte y distribución comunicarán a los solicitantes la aceptación o denegación de la solicitud de conexión y, en su caso, la capacidad condicionada de conexión

***Titular Red**: acepta o deniega solicitud*

Capacidad condicional: aquella capacidad o caudal máximo admisible previsto en el artículo 12 bis del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, cuya utilización esté sujeta a las condiciones establecidas previamente en el correspondiente contrato

Contrato de conexión

1. Número de referencia del contrato de conexión
2. Capacidad condicionada
3. Condiciones establecidas en el contrato de conexión

2. ACCESO: Solicitud de acceso al PVB desde la planta de producción de otros gases al GTS

Contrato de acceso

- La **contratación de la conexión** otorgará el **derecho** a contratar el **acceso** a la red de transporte o distribución
- Asignación cronológica de la capacidad de acceso en todos los horizontes temporales
- Gestión de **reducción de la capacidad** condicionada que afecte al acceso

Plataforma contratación GTS

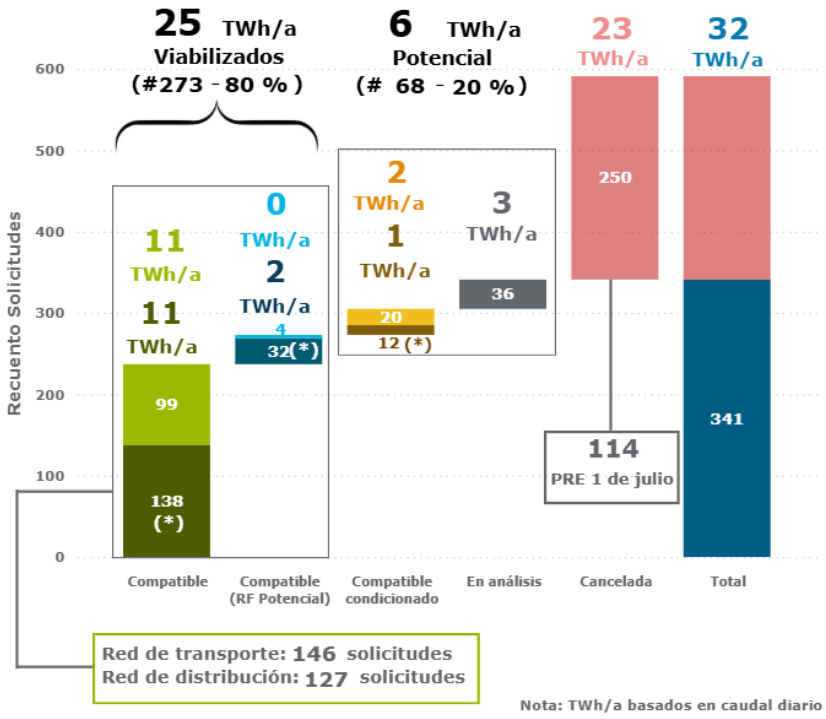
- Definición del **nuevo servicio** (entrada al Punto Virtual de Balance desde planta de producción de otros gases)
- Implementación **mecanismo asignación** de capacidad de acceso
- **Integración** con las **plataformas** de contratación de la **conexión**
- Implementación del **procedimiento de reducción de capacidad**
- Implementación **medidas antiacaparamiento**
- **Adaptación procesos** (renuncias, cesiones,…) y **consultas**

Proceso de asignación conexión Biometano - 14/05/2026 (Circular 2/2025)

- La **ratio** de **cancelaciones** sobre las solicitudes recibidas es del **42%.** Hay **341** proyectos en tramitación.
- Se ha viabilizado la conexión de **273 plantas** al sistema gasista:
  - 86 (32% en transporte primario) // 58 (21% en transporte secundario) // 127 (47% en distribución)

Análisis GTS conformidad de la calidad del biometano a inyectar en la red gasista

Total solicitudes recibidas por parte de los transportistas y distribuidores	591
• Solicitudes de conexión canceladas	250
Proyectos en tramitación	341
• Calidad solicitada compatible con las instalaciones y equipos de consumo sensibles	237
• Solicitudes en distribución donde se detecta potencial necesidad de flujo reverso (Compatible (RF Potencial))	36
• Calidad compatible condicionado con las instalaciones y equipos de consumo sensibles del sistema	32
• En análisis dentro del período de respuesta normativo	36



Nota: TWh/a basados en caudal diario solicitado

(*) Proyectos en fases avanzadas: enviados hace mas de 105 días

El proceso definido por la Circular 2/2025 garantiza una asignación ordenada y transparente de la capacidad condicionada del sistema

Calendario asignación hidrógeno 2025/2026

"PROCEDIMIENTO ANUAL"

Fase I
Envío información GTS para cálculo capacidad

Fase II
Envío solicitudes conexión a los titulares red y asignación de capacidad por solicitud

Fase III
Aceptación o denegación

1 oct	21-22 oct	12 nov	26-27 nov	11-12 dic	8 ene	16 abril	24 abril
15 días hábiles	15 días hábiles	10 días hábiles	10 días hábiles (*)	20 días hábiles	15 días hábiles (*)	25 días hábiles	
Envío de información sobre proyectos de H2 al GTS	Publicación de capacidades de H2 por GTS en colaboración operadores	Envío de solicitudes a titulares de infraest.	Plazo de subsanación de solicitudes de conexión a los operadores	Recálculo de capacidad (en su caso) y aceptación provisional solicitudes	Comprobación criterios de ordenación y aceptación definitiva	Cierre del proceso y comunicación final de resultados a las empresas promotoras.	

Fases, duración, roles y proceso definido en el artículo 14 de la Circular 2/2025 y la resolución de detalle de 13 de junio 2025

(*) Las fechas indicadas son orientativas, dado que ciertos plazos podrían ampliarse en función de las situaciones previstas en la Resolución de 13 de junio de 2025

Evolución solicitudes H2 durante el proceso



** Para estimar la potencia de electrolizadores de las solicitudes con asignación parcial se ha asumido lo siguiente:*

- *Si la asignación **parcial es mayor al 70% de lo solicitado**, se instalará la potencia total de electrolizadores*
- *Para las solicitudes con una asignación parcial inferior al 70% de la capacidad solicitada, se prorratea la capacidad total de electrolizadores al ratio de capacidad asignada vs solicitada.*

CAPACIDAD TOTAL ASIGNADA: 12.641.089 kWh/d PROYECTO ADJUDICATARIOS: 35



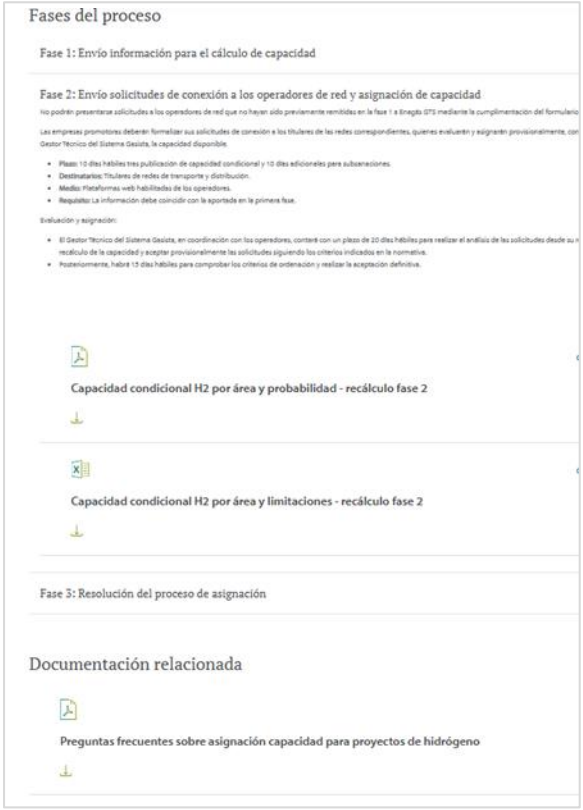
La capacidad de inyección de hidrógeno está condicionada por los flujos de gas natural y por los límites operativos de la red

- Áreas con asignación inferior al 25% de la capacidad condicional
- Áreas con asignación superior al 25% e inferior al 75% de la capacidad condicional
- Áreas con asignación superior al 75% de la capacidad condicional

Los resultados de capacidad por área se han calculado **de acuerdo con lo establecido en la Circular 2/2025 y la Resolución de 13 de junio de la CNMC**, tomando como referencia los **flujos y la demanda del año natural anterior**.
El **porcentaje admisible de hidrógeno** considerado es del **2%** en volumen.
Los valores publicados corresponden al **percentil 95 de los caudales diarios estimados como asumibles para cada área**, según la información mencionada anteriormente. Esto implica que, bajo las mismas condiciones operativas del último año natural, existe una probabilidad de limitación del 95%. **Variaciones en los flujos, en la operación del sistema o en las condiciones respecto al año precedente podrían alterar esta probabilidad. La inyección estará siempre condicionada al flujo de gas natural y al porcentaje de hidrógeno presente en la red.**
A efectos de solicitud de capacidad diaria, se recuerda que el caudal máximo horario será equivalente a la capacidad diaria asignada entre 24 horas.
El Poder Calorífico Superior (PCS) considerado para el hidrógeno es de 3,55 kWh/Nm³.

Hidrógeno. Proceso de asignación. Web Enagás GTS





Consulta toda la información relativa al proceso de asignación mediante este código.

Para cualquier consulta relacionada con el proceso o la publicación, contacte con GTS.RENOVABLES@enagas.es

índice



1. Antecedentes / Resumen Ejecutivo
2. Evolución del Sistema
3. **Características técnicas de las instalaciones**
4. Servicios ofertados (Circular 2/2025)
5. Análisis de la red de transporte
6. Resultados

Producciones nominales y características del pantalán

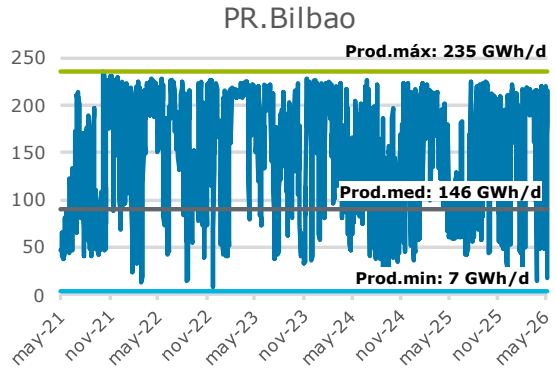
		PLANTAS DE REGASIFICACIÓN				
Plantas de Regasificación	Implantados sistemas de recuperación de boil-off (1)	Producción nominal a Red de Transporte		Descarga de metaneros		
		Nm^3/h	GWh/día	nº atraques	Cap. mín (m^3) GNL	Cap. máx (m^3) GNL
Barcelona	SI	1.950.000	544	2	2.000	266.000
Huelva	SI	1.350.000	377	1	5.000	180.000
Cartagena	SI	1.350.000	377	2	4.000	266.000
El Musel	NO	800.000 (3)	223	1	65.000	266.000
Bilbao	NO	800.000	223	1	cualquier tamaño (2)	270.000
Sagunto	SI	1.000.000	279	1	5.000 (2)	267.000 (2)
Mugardos	SI(4)	412.800	115	1	cualquier tamaño (2)	266.000

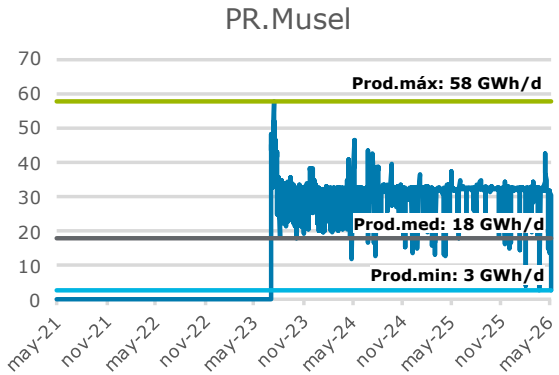
(1) Emisión mínima necesaria que permite la recuperación del boil-off.
(2) Será necesaria la realización de un estudio de compatibilidad previo a la primera descarga/carga
(3) Emisión sujeta a lo estipulado en BOE-A-2024-15568
(4) Compresor BOG de Mugardos previsto en operación en 2026

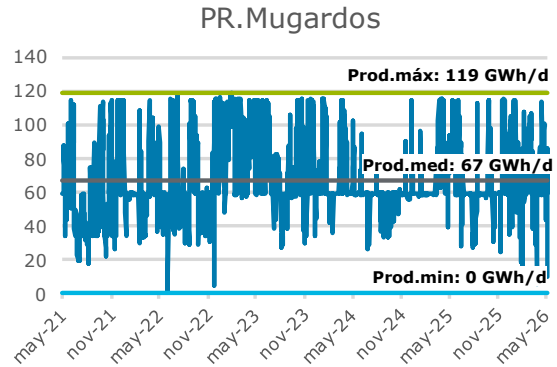
Nota: Información facilitada por los titulares de las instalaciones a fecha de publicación, alineada con el procedimiento PA-3 y pendiente de posibles actualizaciones o revisión con operadores.

Producciones históricas de las terminales (2018-2025)

- El comportamiento histórico confirma que las plantas de regasificación **no operan como capacidad base, sino como infraestructuras de ajuste y respaldo del sistema.**
- La amplia diferencia entre producciones máximas, medias y mínimas refleja una **alta flexibilidad operativa**, utilizada en función de la demanda, la situación del balance y los flujos internacionales.
- La aportación de cada terminal está **fuertemente condicionada por el contexto del sistema**, y no responde a patrones estables de utilización.

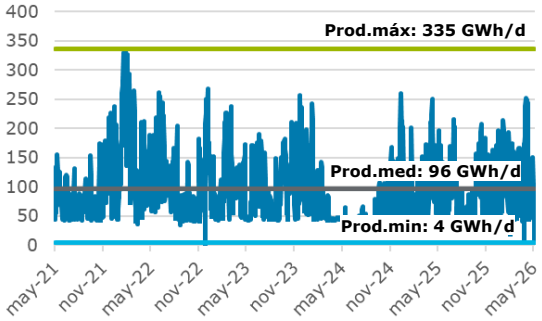




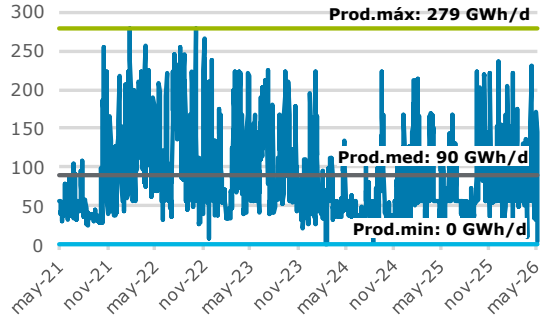


Producciones históricas de las terminales (2018-2025)

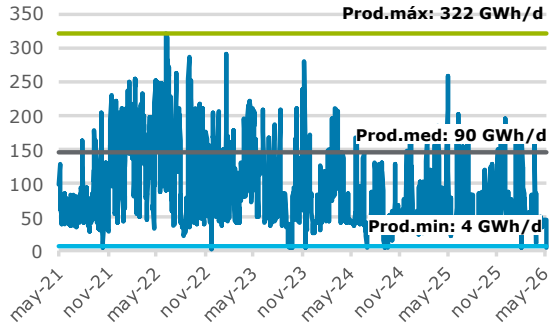
PR.Barcelona



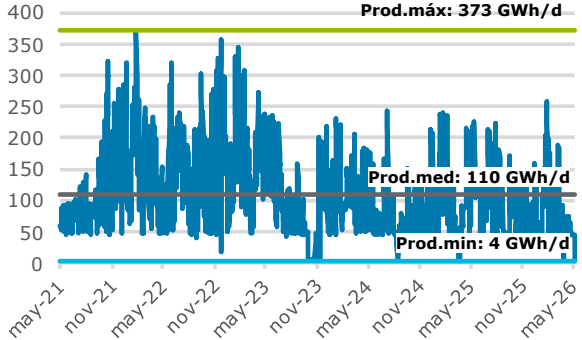
PR.Sagunto



PR.Cartagena



PR.Huelva



Capacidad de almacenamiento en plantas de regasificación (m^3 GNL)

Planta de regasifiación	Nombre del tanque	Volumen mínimo (talones) m3 GNL	Volumen máximo m3 GNL
Barcelona	TK-2001	7.200	80.000
	TK-3000	13.500	150.000
	TK-3001	13.500	150.000
	TK-3002	13.500	150.000
	TK-3003	13.500	150.000
Huelva	TK-FB-101	5.400	60.000
	TK-FB-111	9.450	100.000
	TK-FB-121	13.500	150.000
	TK-FB-131	13.500	159.500
	TK-FB-141	13.500	150.000
Cartagena	FB-201	4.950	55.000
	FB-221	9.450	105.000
	FB-231	11.430	127.000
	FB-241	13.500	150.000
	FB-251	13.500	150.000
El Musel	(*)	-	130.000
Bilbao	FB-101	13.500	150.000
	FB-102	13.500	150.000
	FB-103	13.500	150.000
Sagunto	20-T-01	6.314	150.000
	20-T-02	6.314	150.000
	20-T-03	6.314	150.000
	21-T-04 **	6.314	150.000
Mugardos	TK211	13.500	150.000
	TK221	13.500	150.000
TOTAL PLANTAS		269.336	3.446.500

(*) Incluye la capacidad de almacenamiento de la terminal asociada a TVB

(**) Tanque actualmente indisponible con previsión de puesta en servicio durante el año 2026.

Nota: Información facilitada por los titulares de las instalaciones a fecha de publicación, alineada con el procedimiento PA-3 y pendiente de posibles actualizaciones o revisión con operadores.

Capacidad de carga de cisternas

Planta El Musel
Carga cisternas: 9 GWh/día
Nº cargaderos: 2
Carga cisternas: **30 cisternas/día.**



Planta BBG
Carga cisternas: 5,6 GWh/día
Nº cargaderos: 1
Carga cisternas: **17 cisternas/día.**





Planta Mugardos
Carga cisternas: 10,5 GWh/día
Nº cargaderos: 2
Carga cisternas: **35 cisternas/día.**



Planta Barcelona
Carga cisternas: 17,4 GWh/día
Nº cargaderos: 3
Carga cisternas: **58 cisternas/día.**



Planta Sagunto
Carga cisternas: 10,5 GWh/día
Nº cargaderos: 2
Carga cisternas: **35 cisternas/día.**



Planta Huelva
Carga cisternas: 17,4 GWh/día
Nº cargaderos: 3
Carga cisternas: **58 cisternas/día.**



Planta Cartagena
Carga cisternas: 17,4 GWh/día
Nº cargaderos: 3
Carga cisternas: **58 cisternas/día.**

Nota: Información facilitada por los titulares de las instalaciones a fecha de publicación, alineada con el procedimiento PA-3 y pendiente de posibles actualizaciones o revisión con operadores.

Ventanas de llegada descargas (horas)

Por definición del PA-3, es el periodo disponible para la entrada del metanero en la planta para iniciar carga/descarga

Unidad: horas

Plantas Regasificación	VENTANAS DE LLEGADA (horas) — Tamaño de buques (m^3 GNL)				
	S	M	L	XL	XXL
	V ⩽ 40.000	40.000 < V ⩽ 75.000	75.000 < V ⩽ 150.000	150.000 < V ⩽ 216.000	V ⩾ 216.000
Barcelona			36 (1)		
Huelva			36 (2)		
Cartagena			36 (1)		
El Musel					
Bilbao	24 (1)		36 (1)		
Sagunto	24 (1)		36 (1)		
Mugardos			36 (2)		

(1) Desde las 06:00h de la fecha asignada.

(2) Desde 2 horas antes de que se produzca la primera marea alta dentro de la fecha asignada

Información no facilitada

Nota: Información facilitada por los titulares de las instalaciones a fecha de publicación, alineada con el procedimiento PA-3 y pendiente de posibles actualizaciones o revisión con operadores.

Plancha de descarga (horas)

Por definición del PA-3, es el periodo disponible para efectuar la descarga de GNL, después de la entrada en la ventana de descarga. Depende del tamaño del metanero y de las instalaciones de la planta

Unidad: horas

TIEMPO DE PLANCHA (horas)					
	Tamaño de buques (m^3 GNL)				
Plantas Regasificación	S V ≤ 40.000	M 40.000 < V ≤ 75.000	L 75.000 < V ≤ 150.000	XL 150.000 < V ≤ 216.000	XXL V > 216.000
Barcelona	36			36 / 48 (1)	48
Huelva	36			36 (3)	
Cartagena	36			36 / 48 (1)	48
El Musel	(*)				
Bilbao	(2)	36		48	
Sagunto	24	36			48
Mugardos	36			36 / 48 (1)	48

(1) Descargas hasta 20\Descargas > 200.000 m3 GNL --> 48 h
(2) Dependerá de las características de los buques
(3) Planta de Huelva puede albergar buques de hasta 180.000 m3 de GNL.
(*) En la planta El Musel no se oferta el servicio de descarga buques al mercado.

Para más detalle consultar PA-3 "PA-3. Procedimiento de los slots estándar" publicado por el GTS sobre el comienzo del tiempo de plancha.

Nota: Información facilitada por los titulares de las instalaciones a fecha de publicación, alineada con el procedimiento PA-3 y pendiente de posibles actualizaciones o revisión con operadores.

Régimen de descarga (m3 GNL/hora)

REGIMEN DE DESCARGA (m^3 GNL/h)

Unidad: m^3 GNL/hora

Plantas Regasificación	Tamaño de buques (m^3 GNL) S V ⩽ 40.000	M 40.000 < V ⩽ 75.000	L 75.000 < V ⩽ 150.000	XL 150.000 < V ⩽ 216.000	XXL V ⩾ 216.000
Barcelona (*) (***)	4.000	hasta 12.000	hasta 12.000	hasta 12.000	hasta 12.000
Huelva (*)(**)	4.000	hasta 12.000	hasta 12.000	hasta 12.000	-
Cartagena (*) (***)	4.000	hasta 12.000	hasta 12.000	hasta 12.000	hasta 12.000
El Musel					
Bilbao	(*)	(*)	12.000	12.000	12.000
Sagunto	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000
Mugardos	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000

(*) En función de las caracteristicas del buque

(**) Planta de Huelva puede albergar buques de hasta 180.000 m3 de GNL.

(***) En Barcelona y Cartagena las velocidades de descarga pueden verse limitadas en caso de una operación simultáneamente en el otro pantalán.

Información no facilitada

Nota: Información facilitada por los titulares de las instalaciones a fecha de publicación, alineada con el procedimiento PA-3 y pendiente de posibles actualizaciones o revisión con operadores.

Ventanas de llegada cargas (horas)

Por definición del PA-3, es el periodo disponible para la entrada del metanero en la planta para iniciar carga

Unidad: horas

	VENTANAS DE LLEGADA (horas)				
	Tamaño de buques (m^3 GNL)				
Plantas Regasificación	S	M	L	XL	XXL
	V ⩽ 40.000	40.000 < V ⩽ 75.000	75.000 < V ⩽ 150.000	150.000 < V ⩽ 216.000	V ⩾ 216.000
Barcelona	36 (1)				
Huelva	36 (2)				
Cartagena	36 (1)				
El Musel					
Bilbao	24 (1)	36 (1)			
Sagunto	24 (1)	36 (1)			
Mugardos	36 (2)				

(1) Desde las 06:00h de la fecha asignada.

(2) Desde 2 horas antes de que se produzca la primera marea alta dentro de la fecha asignada

Información no facilitada

Nota: Información facilitada por los titulares de las instalaciones a fecha de publicación, alineada con el procedimiento PA-3 y pendiente de posibles actualizaciones o revisión con operadores.

Plancha de carga (horas)

Por definición del PA-3, es el periodo disponible para efectuar la carga de GNL, después de la entrada en la ventana de carga. Depende del tamaño del metanero y de las instalaciones de la planta

TIEMPO DE PLANCHA (horas)

Unidad: horas

Tamaño de buques (m^3 GNL)

Plantas Regasificación	S V ≤ 40.000	M 40.000 < V ≤ 75.000	L 75.000 < V ≤ 150.000	XL 150.000 < V ≤ 216.000	XXL V > 216.000
Barcelona		36		36 / 48 (1)	48
Huelva		36		36 (3)	
Cartagena		36		36 / 48 (1)	48
El Musel			(*)		
Bilbao	(2)	36		48	
Sagunto	24	36			48
Mugardos		36		36 / 48 (1)	48

(1) Descargas hasta 20\Descargas > 200.000 m3 GNL --> 48 h
(2) Dependerá de las características de los buques
(3) Planta de Huelva puede albergar buques de hasta 180.000 m3 de GNL.
(*) En la planta El Musel no se oferta el servicio de descarga buques al mercado.

Para más detalle consultar PA-3 "PA-3. Procedimiento de los slots estándar" publicado por el GTS sobre el comienzo del tiempo de plancha.

Nota: Información facilitada por los titulares de las instalaciones a fecha de publicación, alineada con el procedimiento PA-3 y pendiente de posibles actualizaciones o revisión con operadores.

Régimen de carga (m3 GNL/hora)

Unidad: m³ GNL/hora

Plantas Regasificación	Pantalán	Tamaño de buques (m³ GNL) S V ≤ 40.000	M 40.000 < V ≤ 75.000	L 75.000 < V ≤ 150.000	XL 150.000 < V ≤ 216.000	XXL V > 216.000
Barcelona	Pantalán 1 grande	4.200 (1)	4.200 (1)	4.200 (1)	4.200 (1)	4.200 (1)
	Pantalán 2 pequeño	4.200 (1)	4.200 (1)	-	-	-
Huelva	Pantalán 1 grande	3.600	3.600	3.600	3600 (5)	
	Pantalán 2 pequeño	3.600	3.600	-	-	-
Cartagena	Pantalán 1 grande	7.222 (1)	7.222 (1)	7.222 (1)	7.222 (1)	7.222 (1)
	Pantalán 2 pequeño	2.000 (1)(3)	2.000 (1)(3)	-	-	-
El Musel	Pantalán 1					
Bilbao	Pantalán 1	(3)	3.000 (3)	3.000	3.000	3.000
Sagunto	Pantalán 1	3.000 (3)	3.000	3.000	3.000	3.000
Mugardos (3)(4)	Pantalán 1	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000

(1) En Barcelona y Cartagena las velocidades de carga pueden verse limitadas en caso de haber una operación simultáneamente en el otro pantalán.
(2) Todas las velocidades de carga son las que la terminal es capaz de dar, pero siempre limitará la cantidad que el barco sea capaz de recibir cumpliendo las condiciones de retorno de BOG a la planta y las condiciones en las que se encuentre la planta en ese momento (emisión requerida, niveles en tanques, presiones y retorno de boil-off, etc…)
(3) Dependerá de si se utilizan los brazos o si se utilizan mangueras, lo cual está condicionado por las caracteristicas del buque. En el caso de mangueras el ratio en Cartagena disminuirá a 650 m3/h, en Bilbao a 650 m3/h , en Sagunto 600 m3/h y en Mugardos 700 m3/h.
(4) En la terminal de Mugardos, la velocidad de carga indicada es la correspondiente a realizar una carga con la regasificación nominal de la tterminal sin carga de cisternas. Se podrá aumetnar hasta unos 1500 m3/h en el caso de funcionar al mínimo técnico de 210,000 Nm3/h y sin realizar carga de cisternas.
(5) Planta de Huelva puede albergar buques de hasta 180.000 m3 de GNL.

Información no facilitada

Nota: Información facilitada por los titulares de las instalaciones a fecha de publicación, alineada con el procedimiento PA-3 y pendiente de posibles actualizaciones o revisión con operadores.

Margen operativo en operaciones de carga (h)

Unidad: m^3 GNL/hora

Plantas Regasificación	Pantalán	Tamaño de buques (m^3 GNL) S V ⩽ 40.000	M 40.000 < V ⩽ 75.000	L 75.000 < V ⩽ 150.000	XL 150.000 < V ⩽ 216.000	XXL V > 216.000
Barcelona	Pantalán 1 grande	20(**)	20	20	20	20
	Pantalán 2 pequeño	20(**)	20	-	-	-
Huelva	Pantalán 1 grande	20	20	20	20	20
	Pantalán 2 pequeño	20	20	-	-	-
Cartagena	Pantalán 1 grande	20(**)	20	20	20	20
	Pantalán 2 pequeño	20(**)	20	-	-	-
El Musel	Pantalán 1	20	20	20	20	20
Bilbao	Pantalán 1	(*)	(*)	(*)	(*)	(*)
Sagunto	Pantalán 1	20	20	20	20	20
Mugardos (3)	Pantalán 1	20	20	20	20	20

(*) En función de las caracteristicas del buque

(**) Los buques con capacidad inferior o igual a 12.500 m^3, podran reducir el margen operativo de 20h a 15h.

El tiempo de plancha sera = (Volumen de Carga / Régimen de Carga) + Margen Operativo.

-**Volumen de Carga:** Cantidad informada por el usuario en el momento de la solicitud en metros cúbicos de GNL (este valor se obtendrá convirtiendo los GWh nominados en el SL-ATR a m3, para lo cual se utilizará un factor de conversión de 6,85 GWh por cada 1000 m3).

-**Régimen de Carga:** entendiendo como tal el mínimo valor entre:

+Velocidad máxima de carga en función de las características técnicas de los equipos de cada instalación (en m3 GNL/hora). Este régimen de carga podrá ser distinto por instalación y/o pantalán. El detalle de estos regímenes de carga se recoge en el Anexo I de este documento.

+Velocidad máxima de carga que es capaz de procesar el barco receptor en el que se está llevando a cabo la operación (en m3 GNL/hora)

-**Margen Operativo:** tiempo de ajuste operativo, necesario para llevar a cabo operaciones relacionadas con la carga de GNL de planta a buque.

Para más detalle consultar PA-3 "PA-3. Procedimiento de los slots estándar" publicado por el GTS sobre el comienzo del tiempo de plancha.

Nota: Información facilitada por los titulares de las instalaciones a fecha de publicación, alineada con el procedimiento PA-3 y pendiente de posibles actualizaciones o revisión con operadores.

Tiempo de plancha de puesta en frio (h)

MARGEN OPERATIVO EN OPERACIONES DE PUESTA EN FRÍO (h) (1)

Unidad: m^3 GNL/hora

Plantas Regasificación	Pantalán	Tamaño de buques (m^3 GNL) S V ≤ 40.000	M 40.000 < V ≤ 75.000	L 75.000 < V ≤ 150.000	XL 150.000 < V ≤ 216.000	XXL V > 216.000
Barcelona	Pantalán 1 grande			48		
	Pantalán 2 pequeño			48		
Huelva	Pantalán 1 grande			48		
	Pantalán 2 pequeño			48		
Cartagena	Pantalán 1 grande			48		
	Pantalán 2 pequeño			48		
El Musel	Pantalán 1					
Bilbao	Pantalán 1			48 (2)		
Sagunto	Pantalán 1			48		
Mugardos	Pantalán 1			52 / 20		

(1) Este proceso depende en gran medida del tipo de buque, por lo que se definen dos tiempos de plancha de enfrieamiento diferentes: 20h para buques tipo "Membrana" y
(2) Este proceso depende en gran medida del tipo de buque, por lo que se definen dos tiempos de plancha de enfrieamiento diferentes: 48h para buques tipo "Membrana" y 72h para
(*) Carga de talón o heel: En caso de ser necesario este proceso, se considerará un tiempo de plancha de carga de talón de 5h adicionales.
(**) Purga de gas inerte o gassing up: en caso de ser necesario este proceso, se considerará un tiempo de plancha de 48 h

Para más detalle consultar PA-3 "PA-3. Procedimiento de los slots estándar" publicado por el GTS sobre el comienzo del tiempo de plancha.

Nota: Información facilitada por los titulares de las instalaciones a fecha de publicación, alineada con el procedimiento PA-3 y pendiente de posibles actualizaciones o revisión con operadores.

Conexiones internacionales > Capacidades técnicas

GWh/día	Importación	Exportación
Tarifa	444	32
Almería	338	-
VIP Pirineos	225	225+40
VIP Ibérico	80	144

NOTA: La capacidad de importación por Tarifa sigue disponible, a pesar de no estar siendo utilizada desde el 1 de Noviembre de 2021.

El Reglamento 984/2013 de la Comisión, de 14 de octubre, establece un código de red sobre los mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas (NC de CAM) y completa el Reglamento (CE) nº 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural. En base a lo establecido en el Artículo 6 del citado Reglamento, Enagás junto con TEREGA y Enagás junto con 'REN Gasodutos' maximizan la oferta de capacidad agrupada mediante la optimización de la capacidad técnica en el VIP Pirineos y VIP Ibérico, respectivamente.

La información sobre las Capacidades técnicas se puede consultar en el siguiente enlace:
Capacidades técnicas conexiones internacionales | Enagas GTS

Nota: Información facilitada por los titulares de las instalaciones a fecha de publicación, alineada con el procedimiento PA-3 y pendiente de posibles actualizaciones o revisión con operadores.

Almacenamientos subterráneos > Gas útil

GWh	26/27	27/28	28/29	29/30	30/31	31/32	2032 — 2042
Serrablo	9.193	9.730	9.730	9.730	9.730	9.730	9.730
Gaviota	18.340	18.340	18.340	18.340	18.340	18.340	18.340
Yela	7.025	7.025	7.025	7.025	7.025	7.025	7.025
Marismas	831	831	1.615	1.615	1.615	1.615	1.615
Total	**35.389**	**35.925**	**36.709**	**36.709**	**36.709**	**36.709**	**36.709**

Almacenamientos subterráneos > Gas colchón no extraíble

GWh	26/27	27/28	28/29	29/30	30/31	31/32	2032 — 2042
Serrablo	3.215	3.215	3.215	3.215	3.215	3.215	3.215
Gaviota	13.189	13.189	13.189	13.189	13.189	13.189	13.189
Yela	7.025	7.025	7.025	7.025	7.025	7.025	7.025
Marismas	2.567	2.567	2.567	2.567	2.567	2.567	2.567
Total	**25.996**	**25.996**	**25.996**	**25.996**	**25.996**	**25.996**	**25.996**

Nota: Información facilitada por los titulares de las instalaciones a fecha de publicación de este documento.

Capacidad máxima de extracción

GWh/día	26/27	27/28	28/29	29/30	30/31	31/32	2032 — 2042
Serrablo	79	79	79	79	79	79	79
Gaviota	68	68	68	68	68	68	68
Yela	93	93	93	93	93	93	93
Marismas	3	3	5	5	10	10	10
Total	**243**	**243**	**245**	**245**	**250**	**250**	**250**

Extracción a final de periodo

GWh/día	26/27	27/28	28/29	29/30	30/31	31/32	2032 — 2042
Serrablo	11	11	11	11	11	11	11
Gaviota	68	68	68	68	68	68	68
Yela	28	28	28	28	28	28	28
Marismas	3	3	5	5	10	10	10
Total	**109**	**109**	**112**	**112**	**117**	**117**	**117**

Capacidad máxima de inyección

GWh/día	26/27	27/28	28/29	29/30	30/31	31/32	2032 — 2042
Serrablo	46	46	46	46	46	46	46
Gaviota	53	53	53	53	53	53	53
Yela	44	44	66	66	66	66	66
Marismas	3	3	5	5	10	10	10
Total	**146**	**146**	**170**	**170**	**175**	**175**	**175**

Nota: Información facilitada por los titulares de las instalaciones a fecha de publicación de este documento.

Estaciones de compresión (19)



Estación de Compresión	Compresores	Potencia instalada (KW ISO)
Alcázar de San Juan	2+1	45.870
Algete	1+1	8.216
Almendralejo**	4+1	21.401
Bañeras	4+1	26.909
Chinchilla	2+1	45.870
Córdoba	4+1	57.605
Crevillente	1+1	22.400
Denia	2+1	14.760
Haro	1+1	22.370
Montesa	2+1	33.555
Navarra	1+1	37.176
Paterna	3+1	21.781
Puertollano	2+1	10.515
Sevilla	2+1	43.560
Tivissa	2+1	33.877
Villar de Arnedo	2+1	36.300
Zamora**	2+1	12.630
Zaragoza	2+1	14.013
Irún*	1+1	11.180

* La estación de compresión de Irún se compone de 2 motocompresores (eléctricos)
** Se ha sustituido un turbocompresor por un motocompresor.

NOTA: datos de potencia total instalada expresadas en KW

Nota: Información facilitada por los titulares de las instalaciones a fecha de publicación de este documento.

índice



1. Antecedentes / Resumen Ejecutivo
2. Evolución del Sistema
3. Características técnicas de las instalaciones
4. **Servicios ofertados (Circular 2/2025)**
5. Análisis de la red de transporte
6. Resultados

Servicios ofertados de contratación de acceso

En la **Circular 2/2025 de 9 de abril de la CNMC** se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural se **definen los servicios ofertados y productos de contratación, incluyendo tanto los servicios individualizados como los agregados.**

Los **servicios contratables son los siguientes:**

- ✓ Descarga de buques
- ✓ Regasificación
- ✓ Almacenamiento de GNL
- ✓ Carga de cisternas
- ✓ Carga de GNL de planta a buque
- ✓ Trasvase de GNL de buque a buque
- ✓ Puesta en frío de buques
- ✓ Licuefacción virtual
- ✓ Entrada al Punto Virtual de Balance desde planta de producción de otros gases
- ✓ Entrada al PVB
- ✓ Salida del PVB
- ✓ Salida del Punto Virtual de Balance a un consumidor
- ✓ Almacenamiento de gas natural en los almacenamientos subterráneos básicos
- ✓ Inyección
- ✓ Extracción
- ✓ Servicios agregados

Contratación GTS (link)

índice

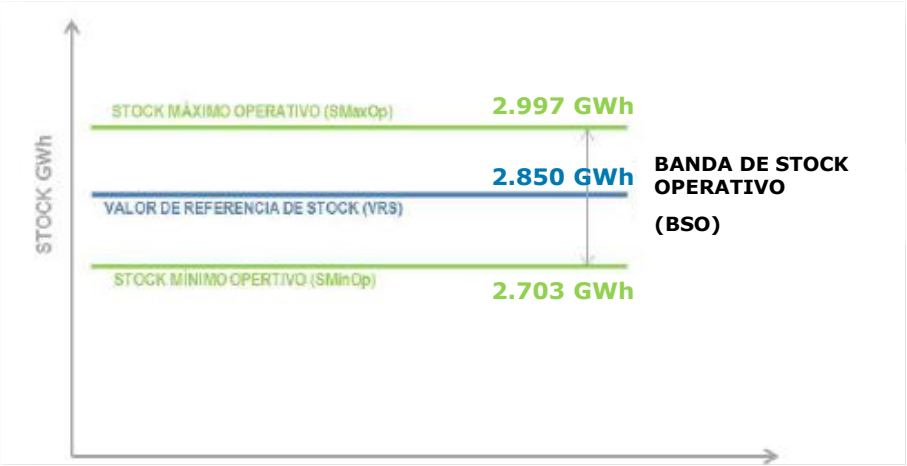


1. Antecedentes / Resumen Ejecutivo
2. Evolución del Sistema
3. Características técnicas de las instalaciones
4. Servicios ofertados (Circular 2/2025)
5. **Análisis de la red de transporte**
6. Resultados

Existencias en red de transporte

- En **situaciones de operación normal**, las **existencias en la red de transporte deben ajustarse a una banda de stock operativo (BSO)** definida según los procedimientos establecidos en la legislación vigente, en torno a **un valor de referencia (VRS).**
- La BSO viene definida por **los límites de stock máximo operativo y stock mínimo** operativo por encima y por debajo de los cuales las existencias en la red de transporte no deben situarse en ningún momento para garantizar que la operación del sistema se realiza en condiciones de máxima seguridad y fiabilidad y sin limitar las capacidades de entrada de gas al Sistema (caso de stock máximo) o sin bajar de las presiones mínimas de garantía en algún punto de la red (caso de stock mínimo).

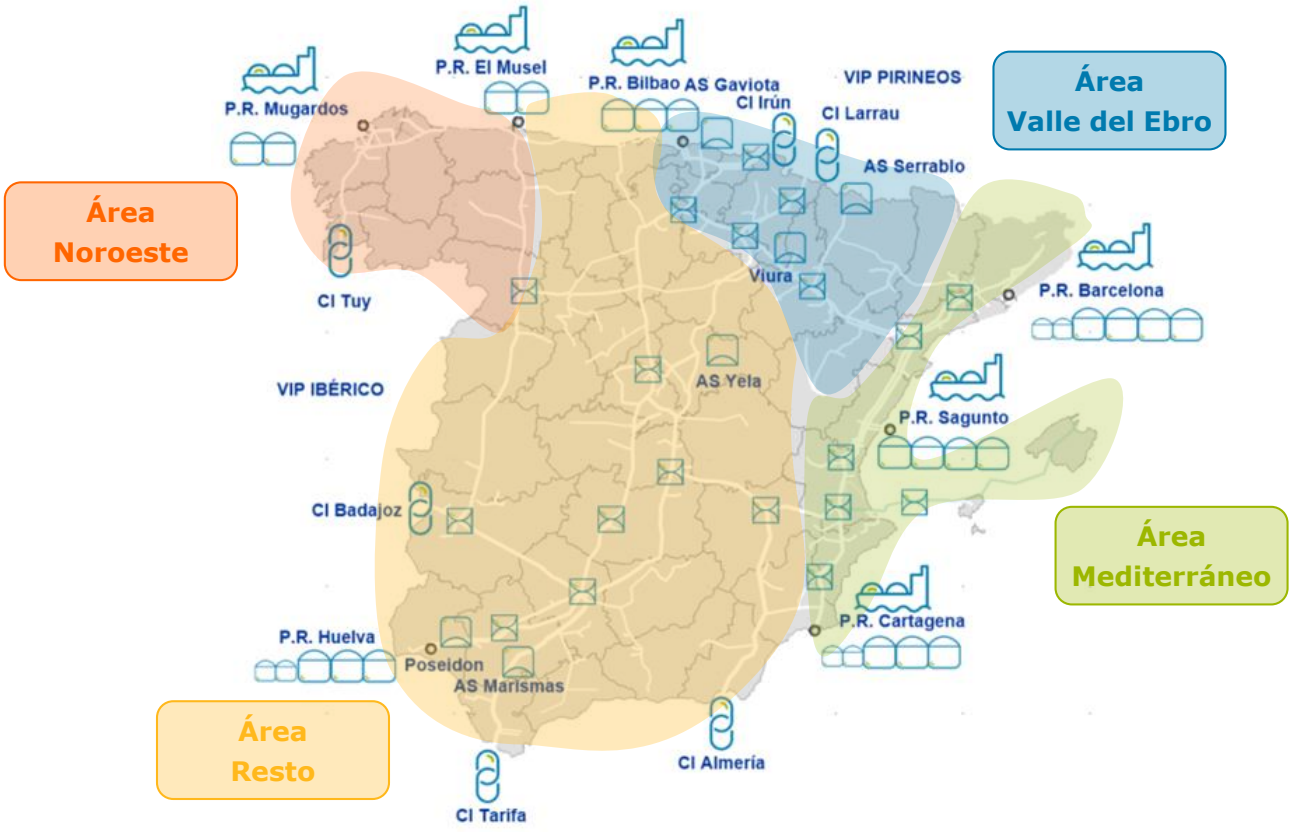
- Los valores actuales de los parámetros son los que se reflejan en la siguiente gráfica. Estos valores se **actualizarán según lo que se establece en el PD-18** «Parámetros técnicos que determinan la operación normal de la red de transporte y la realización de acciones de balance en el Punto Virtual de Balance (PVB) por el Gestor Técnico del Sistema».



Presiones

- Presiones máximas y mínimas en los **Puntos de Conexión (PCPR, PCPY, PCAS, PCI).** Todos los puntos de Conexión del Sistema Gasista cumplen lo establecido en la NGTS-02 respecto a las presiones. Además, en las Conexiones Internacionales las presiones máximas y mínimas son las definidas en los acuerdos operativos que se establecen con el otro operador de la Conexión.
- **Estaciones de compresión.** La presión max en las EECC están entre 80 y 72 bar, dependiendo de la presión de diseño del gasoducto en el que se encuentran; en cuanto a la mínima, está entre 40 y 45 bar.
- **Transporte y Transporte (PCTT)**
- **Transporte y Distribución (PCTD)**
    - La información de los PCTT y PCTD de Enagás se encuentra disponible en el siguiente enlace: LINK

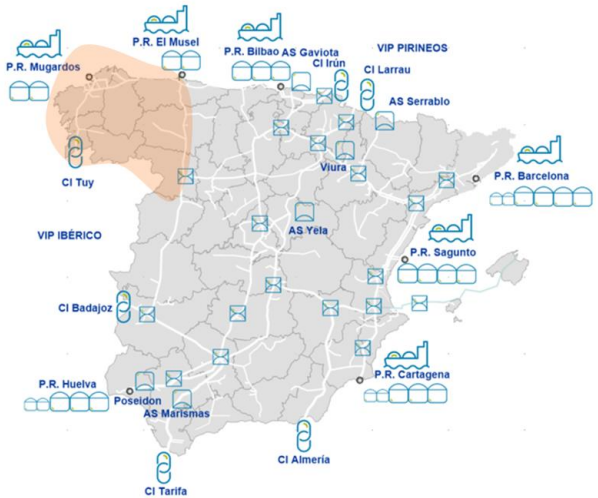
El Sistema Gasista español queda segmentado únicamente por las siguientes áreas:



La metodología para el análisis de la red de transporte será el siguiente:

- El análisis se desarrolla **para identificar la capacidad real de transporte del sistema**, determinando el **máximo caudal técnicamente admisible** entre el sistema y cada área, en ambos sentidos de flujo (**Ain / Aout**).
- De acuerdo con las **NGTS de competencia ministerial**, el cálculo incorpora los **condicionantes de operación segura**, incluyendo demanda, medios de producción y límites técnicos de la red.
- En coherencia con la **normativa de gestión técnica de la CNMC**, la capacidad se evalúa como **resultado del funcionamiento integrado del sistema**, y no como suma de capacidades nominales.
- Se calcula la **aportación mínima necesaria de las plantas** para garantizar la cobertura de la demanda de cada área y la **máxima capacidad inyectable** para atender al sistema.
- El análisis se basa en **simulaciones de estrés**, maximizando entradas y salidas bajo **escenarios climáticos representativos** y en **dos horizontes temporales** (2027 y 2028-2042).

NOROESTE



Puntos de entrada

Plantas de GNL

Mugardos	115	GWh/día
El Musel (*)	32/45/64	GWh/día

CI Bidireccionales

CI Tuy	Capacidad integrada el el VIP Ibérico

** Emisión sujeta a BOE-A-2024-15568*

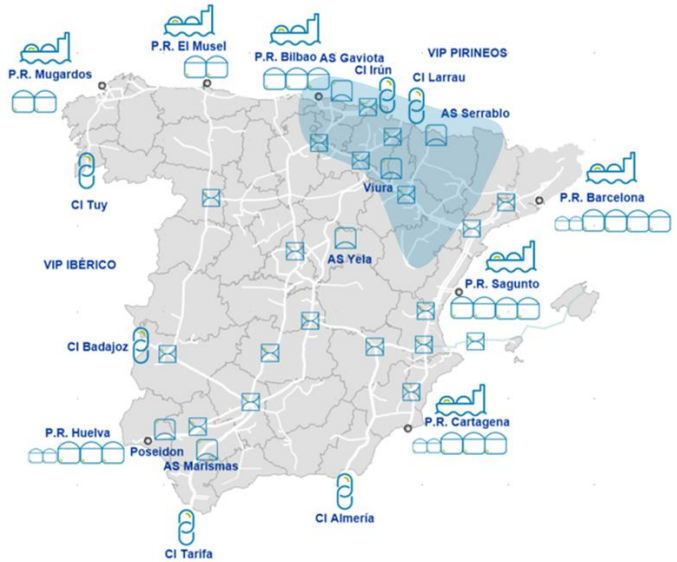
PCS 11,63 KWh/m³ (n)

Nota: En 2023 incorporación de El Musel a indicación del plan +Seguridad Energética del Gobierno

El **área Noroeste** se compone de las siguientes infraestructuras:

- Planta de Regasificación ubicada en Mugardos con 2 tanques de 150.000 m3 cada uno.
- Planta de Regasificación ubicada en Gijón con un tanque de 130.000 m3. (capacidad asociada al TVB)
- Conexión Internacional en Tuy, la cual forma parte del VIP Ibérico, junto con la conexión internacional de Badajoz, a la hora de poder contratar capacidad.
- Estación de Compresión en Zamora.
- Sus puntos frontera con el Sistema son la Estación de Compresión de Zamora y la Válvula de Llanera.

VALLE DEL EBRO



Puntos de entrada

Plantas de GNL

Bilbao	223	GWh/día

Almacenamientos subterráneos

Gaviota	68	GWh/día
Serrablo	79	GWh/día

CI Bidireccionales

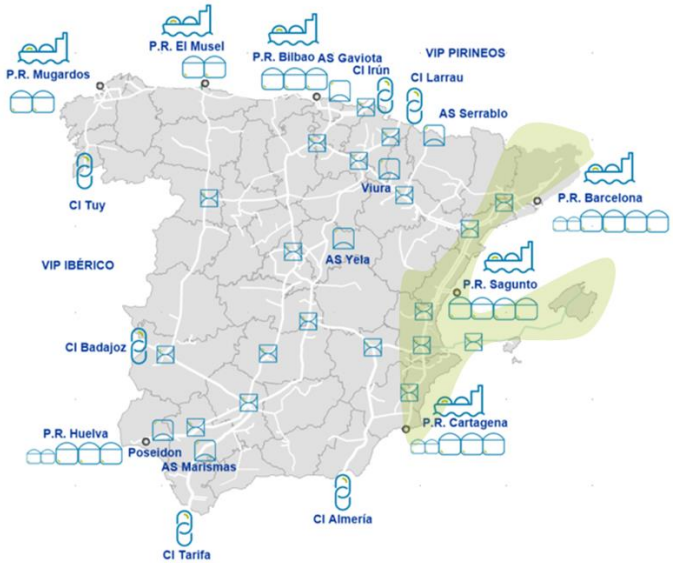
VIP Pirineos	265	GWh/día	ES → FR
	225	GWh/día	ES ← FR

PCS 11,63 KWh/m³(n)

El **área Valle del Ebro** se compone de las siguientes infraestructuras:

- Planta de Regasificación ubicada en Bilbao con tres tanques de GNL de 150.000 m3 cada uno.
- Conexión Internacional VIP Pirineos.
- Almacenamientos Subterráneos de Gaviota y Serrablo.
- Estaciones de Compresión en Haro, Villar de Arnedo, Zaragoza, Irún, Navarra y Tivissa.
- Sus puntos frontera con el Sistema son la Válvula de Treto, EC de Haro, EC de Villar de Arnedo y EC Tivissa.

MEDITERRÁNEO



Puntos de entrada

Plantas de GNL

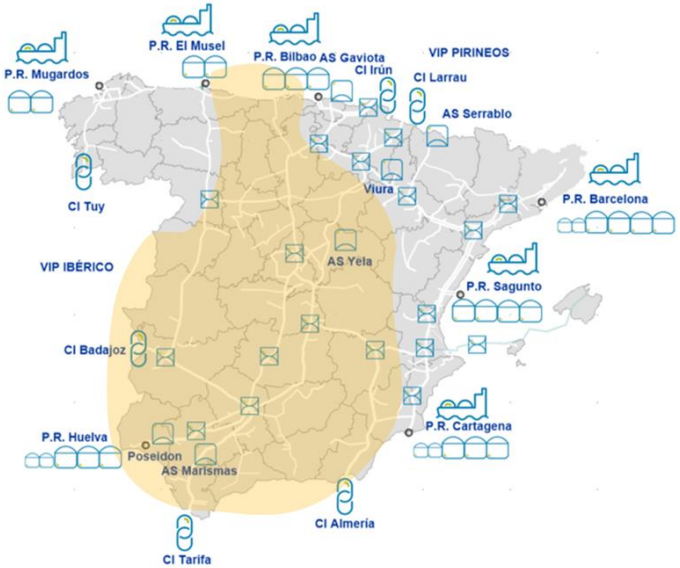
Barcelona	554	GWh/día
Cartagena	377	GWh/día
Sagunto	279	GWh/día

PCS 11,63 KWh/m³(n)

El **área del Mediterráneo** se compone de las siguientes infraestructuras:

- Plantas de Regasificación ubicadas en Barcelona, Cartagena y Sagunto, con seis, cinco y cuatro tanques respectivamente.
- Estaciones de Compresión en Arbós, Tivissa, Paterna, Montesa, Denia y Crevillente.
- Sus puntos frontera con el Sistema son la EC de Tivissa, EC de Montesa y Válvula de Lorca.

RESTO



Puntos de entrada

Plantas de GNL

Huelva	377	GWh/día

Almacenamientos subterráneos

Yela	70	GWh/día
Marismas	3	GWh/día

CI Bidireccionales

CI Badajoz	Capacidad integrada el el VIP Ibérico		
CI Tarifa	32	GWh/día	ES → MA
	444	GWh/día	ES ← MA
CI Almería*	338	GWh/día	ES ← DZ

* CI no Bidereccional

PCS 11,63 KWh/m³ (n)

El **área del Resto** se compone de las siguientes infraestructuras:

- Plantas de Regasificación de Huelva, con cinco tanques.
- Estaciones de Compresión en Sevilla, Córdoba, Almendralejo, Coreses, Almodóvar, Algete, Haro, Villar de Arnedo, Alcázar de San Juan, Chinchilla y Montesa.
- Sus puntos frontera con el Sistema son la EC de Tivissa, EC de Montesa y Válvula de Lorca, EC Zaragoza, EC Villar de Arnedo, EC Haro, EC Coreses, Válvula llanera y Válvula Zierbena.

índice



1. Antecedentes / Resumen Ejecutivo
2. Evolución del Sistema
3. Características técnicas de las instalaciones
4. Servicios ofertados (Circular 2/2025)
5. Análisis de la red de transporte
6. **Resultados**

RESULTADOS – RESUMEN EJECUTIVO

- El análisis por áreas muestra que los **rangos admisibles de transporte varían de forma significativa según el periodo del año**, el nivel de demanda y el sentido del flujo (**Ain / Aout**).

- En todos los casos, la **capacidad máxima transportable desde el sistema al área (Ain)** se sitúa **por debajo de los valores nominales**, reflejando los **condicionantes técnicos y operativos** de la red y de los medios de producción disponibles.

- La **capacidad de evacuación desde el área al sistema (Aout)** presenta una **mayor sensibilidad estacional**, aumentando en periodos de menor demanda y reduciéndose en escenarios de mayor tensión del sistema.

- Los resultados ponen de manifiesto la **necesidad de una aportación mínima local de las plantas** para garantizar la cobertura de la demanda de cada área, en coherencia con los criterios de operación segura del sistema. La diferencia entre valores máximos y rangos admisibles confirma que la **capacidad efectiva del sistema es dependiente del escenario**, y no un valor fijo ni garantizado.

- Este comportamiento es consistente con el marco regulatorio vigente: la **capacidad operativa se define por la interacción entre red, demanda y producción**, y debe entenderse como un **rango técnico de operación**.

NOROESTE	Oct - Dic		En - Mar		Abr - Jun		Jul - Sept	
GWh/d	**Alto**	**Central**	**Alto**	**Central**	**Bajo**	**Central**	**Bajo**	**Central**
D. convencional	*Punta Laborable*	*Laborable Medio*	*Punta Laborable*	*Laborable Medio*	*Laborable Bajo*	*Laborable Medio*	*Laborable Bajo*	*Laborable Medio*
D. Eléctrica	*Máx CTCC del trimestre*	*Media histórica utilizacion CTCC del trimestre*	*Máx CTCC del trimestre*	*Media histórica utilizacion CTCC del trimestre*	*Min CTCC del trimestre*	*Media histórica utilizacion CTCC del trimestre*	*Min CTCC del trimestre*	*Media histórica utilizacion CTCC del trimestre*
Máximo transportable desde el sistema al área (A_{in})	**80**	**[65-80]**	**80**	**[65-80]**	**65**	**[65-80]**	**65**	**[65-80]**
% de la capacidad nominal de los medios de producción del área necesaria	*≈ 55%*	*≈10%*	*≈45%*	*≈5%*	*≈ 0%*	*≈ 5%*	*≈ 0 %*	*≈ 5%*
Máximo transportable desde el área al sistema (A_{out})	**10**	**[35-55]**	**20**	**[35-55]**	**50**	**[45-60]**	**55**	**[45-60]**
% de la capacidad nominal de los medios de producción del área transportable	*≈ 100%*	*≈ 90%*	*≈ 100%*	*≈ 85%*	*≈ 65%*	*≈85%*	*≈ 65%*	*≈ 85%*
% no producible de los medios de producción del área	*≈ 0%*	*≈ 10%*	*≈ 0%*	*≈15%*	*≈ 35%*	*≈ 15%*	*≈ 35%*	*≈ 15%*

- *Los escenarios altos representan el máximo transportable en condiciones de demanda punta.*
- *Considerar el 100% de la demanda eléctrica (CTCC´s) aumentará la necesidad de los medios de producción del área.*
- *(1): Un flujo exportador por la CI de Tuy, implica mayor necesidad de la planta de Mugardos y un menor transporte desde el resto del sistema al área.*
- *(2): Un flujo importador por la CI de Tuy, implica mayor congestión de la planta de Mugardos y aumenta el transporte del área al resto del sistema.*

VALLE DEL EBRO GWh/d	Oct - Dic		En - Mar		Abr - Jun		Jul - Sept	
	Alto	**Central**	**Alto**	**Central**	**Bajo**	**Central**	**Bajo**	**Central**
D. convencional	*Punta Laborable*	*Laborable Medio*	*Punta Laborable*	*Laborable Medio*	*Laborable Bajo*	*Laborable Medio*	*Laborable Bajo*	*Laborable Medio*
D. Eléctrica	*Máx CTCC del trimestre*	*Media histórica utilizacion CTCC del trimestre*	*Máx CTCC del trimestre*	*Media histórica utilizacion CTCC del trimestre*	*Min CTCC del trimestre*	*Media histórica utilizacion CTCC del trimestre*	*Min CTCC del trimestre*	*Media histórica utilizacion CTCC del trimestre*
Máximo transportable desde el sistema al área (A_{in})	**395**	**[350-390]**	**400**	**[350-390]**	**380**	**[350-380]**	**380**	**[350-380]**
	100% Export. VIP PIRINEOS		100% Export. VIP PIRINEOS		100% Export. VIP PIRINEOS		100% Export. VIP PIRINEOS	
Utilización AASS	*Capacidad extracción a 0*		*Capacidad extracción a 0*		*Capacidad de Inyección máxima*		*Capacidad de Inyección máxima*	
% de la capacidad nominal de los medios de producción del área necesaria (1)	*≈60%*	*≈ 20%*	*≈60%*	*≈ 20%*	*≈30%*	*≈ 60%*	*≈30%*	*≈ 60%*
Máximo transportable desde el área al sistema (A_{out})	**235**	**[350-390]**	**230**	**[350-390]**	**230**	**[210- 240]**	**310**	**[250-270]**
	100% Import. VIP PIRINEOS		100% Import. VIP PIRINEOS		100% Import. VIP PIRINEOS		100% Import. VIP PIRINEOS	
Utilización AASS	*Capacidad extracción máxima*		*Capacidad extracción máxima*		*Capacidad de Inyección igual a 0*		*Capacidad de Inyección igual a 0*	
% de la capacidad nominal de los medios de producción del área transportable (2)	*≈100%*	*≈ 95%*	*≈100%*	*≈ 95%*	*≈95%*	*≈ 100%*	*≈95%*	*≈ 100%*
% no producible de los medios de producción del área	*≈ 0%*	*≈ 5%*	*≈ 0%*	*≈ 5%*	*≈ 5%*	*≈ 0%*	*≈ 5%*	*≈ 0%*

- *Los escenarios altos representan el máximo transportable en condiciones de demanda punta.*
- *Considerar el 100% de la demanda eléctrica (CTCC´s) aumentará la necesidad de los medios de producción del área.*
- *(1) Considerando un saldo 0 en VIP Pirineos disminuye la necesidad de los medios de producción (planta de Bilbao) y por consiguiente disminuye el transporte desde el sistema al área.*
- *(2) Considerando un saldo 0 en el VIP Pirineos los flujos de salida del área al resto del sistema se ven disminuidos. En los escenarios de demanda alta es necesario un flujo de entrada al área.*

MEDITERRANEO GWh/d	Oct - Dic		En - Mar		Abr - Jun		Jul - Sept	
	Alto	**Central**	**Alto**	**Central**	**Bajo**	**Central**	**Bajo**	**Central**
Intervalo D. convencional	*Punta Laborable*	*Laborable Medio*	*Punta Laborable*	*Laborable Medio*	*Laborable Bajo*	*Laborable Medio*	*Laborable Bajo*	*Laborable Medio*
D. Eléctrica	*Máx CTCC del trimestre*	*Media histórica utilizacion CTCC del trimestre*	*Máx CTCC del trimestre*	*Media histórica utilizacion CTCC del trimestre*	*Min CTCC del trimestre*	*Media histórica utilizacion CTCC del trimestre*	*Min CTCC del trimestre*	*Media histórica utilizacion CTCC del trimestre*
Máximo transportable desde el sistema al área (A_{in})	**350**	**[320-350]**	**340**	**[270-300]**	**270**	**[280-320]**	**240**	**[340-360]**
% de la capacidad nominal de los medios de producción del área necesaria	*≈ 30%*	*≈ 0%*	*≈25%*	*≈ 0%*	*≈0%*	*≈ 0%*	*≈0%*	*≈ 0%*
Máximo transportable desde el área al sistema (A_{out})	**390**	**[490- 530]**	**435**	**[490- 530]**	**515**	**[490- 530]**	**490**	**[490- 530]**
% de la capacidad nominal de los medios de producción del área transportable	*≈ 90%*	*≈ 70%*	*≈90%*	*≈ 70%*	*≈ 70%*	*≈ 70%*	*≈ 60%*	*≈ 70%*
% no producible de los medios de producción del área	*≈ 10%*	*≈ 30%*	*≈ 10%*	*≈ 30%*	*≈ 30%*	*≈ 30%*	*≈ 40%*	*≈ 30%*

- *Los escenarios altos representan el máximo transportable en condiciones de demanda punta.*
- *Considerar el 100% de la demanda eléctrica (CTCC´s) aumentará la necesidad de los medios de producción del área*
- (1) Una exportación por el VIP Pirineos aumentaría la necesidad de los medios de producción del área del Mediterráneo.
- (1) La utilización del Almacenamiento de Serrablo aumentaría el máximo transportable desde el sistema al área en los trimestres 1 y 2.
- (2): La máxima capacidad de transporte se puede obtener mediante maximización en el flujo exportador por VIP Pirineos o inyección de AASS. Ambos efectos conjuntos no incrementan la capacidad de transporte del área al sistema.

RESTO GWh/d	Oct - Dic		En - Mar		Abr - Jun		Jul - Sept	
	Alto	Central	Alto	Central	Bajo	Central	Bajo	Central
Intervalo D. convencional	*Punta Laborable*	*Laborable Medio*	*Punta Laborable*	*Laborable Medio*	*Laborable Bajo*	*Laborable Medio*	*Laborable Bajo*	*Laborable Medio*
D. Eléctrica	*Máx CTCC del trimestre*	*Media histórica utilizacion CTCC del trimestre*	*Máx CTCC del trimestre*	*Media histórica utilizacion CTCC del trimestre*	*Min CTCC del trimestre*	*Media histórica utilizacion CTCC del trimestre*	*Min CTCC del trimestre*	*Media histórica utilizacion CTCC del trimestre*
Máximo transportable desde el sistema al área (A_{in})	**540**	**[460-510]**	**540**	**[460-510]**	**300**	**[390-440]**	**350**	**[390-440]**
	100% Export. VIP IBÉRICO		**100% Export. VIP IBÉRICO**		**100% Export. VIP IBÉRICO**		**100% Export. VIP IBÉRICO**	
Utilización AASS	*Capacidad extracción a resto*		*Capacidad extracción a resto*		*Capacidad de Inyección máxima*		*Capacidad de Inyección máxima*	
% de la capacidad nominal de los medios de producción del área necesaria	*≈ 35%*	*≈ 0%*	*≈ 35%*	*≈ 0%*	*≈0%*	*≈ 0%*	*≈0%*	*≈ 0%*
Máximo transportable desde el área al sistema (A_{out})	**230**	**[480-520]**	**220**	**[480-520]**	**605**	**[540-580]**	**600**	**[520-560]**
	100% Import. VIP IBÉRICO		**100% Import. VIP IBÉRICO**		**100% Import. VIP IBÉRICO**		**100% Import. VIP IBÉRICO**	
Utilización AASS	*Capacidad extracción máxima*		*Capacidad extracción máxima*		*Capacidad de Inyección máxima*		*Capacidad de Inyección igual a cero*	
% de la capacidad nominal de los medios de producción del área transportable	*≈100%*	*≈ 100%*	*≈100%*	*≈ 100%*	*≈ 95%*	*≈ 100%*	*≈100%*	*≈ 100%*
% no producible de los medios de producción del área	*≈ 0%*	*≈ 0%*	*≈ 0%*	*≈ 0%*	*≈ 5%*	*≈ 0%*	*≈ 0%*	*≈ 0%*

- *Los escenarios altos representan el máximo transportable en condiciones de demanda punta.*
- *Considerar el 100% de la demanda eléctrica (CTCC´s) aumentará la necesidad de los medios de producción del área.*
- *Se ha considerado la situación actual de la CI Tarifa.*

NOROESTE

GWh/d	2028 Punta	2028 Media Anual	2032 Punta	2032 Media Anual	2037 Punta	2037 Media Anual	2042 Punta	2042 Media Anual
D. convencional	*Punta Laborable*	*Anual Medio*	*Punta Laborable*	*Anual Medio*	*Punta Laborable*	*Anual Medio*	*Punta Laborable*	*Anual Medio*
D. Eléctrica	*Máx CTCC del año*	*Media histórica utilizacion CTCC del año*	*Máx CTCC del año*	*Media histórica utilizacion CTCC del año*	*Máx CTCC del año*	*Media histórica utilizacion CTCC del año*	*Máx CTCC del año*	*Media histórica utilizacion CTCC del año*
Máximo transportable desde el sistema al área (A_{in})	**80**	**[65 - 80]**	**80**	**[65- 80]**	**80**	**[55- 70]**	**80**	**[50- 65]**
% de la capacidad nominal de los medios de producción del área necesaria	*≈ 55%*	*≈ 15%*	*≈ 50%*	*≈ 0%*	*≈ 55%*	*≈ 0%*	*≈ 50%*	*≈ 0%*
Máximo transportable desde el área al sistema (A_{out})	**30**	**[50-65]**	**40**	**[50-65]**	**30**	**[55-70]**	**40**	**[55-70]**
% de la capacidad nominal de los medios de producción del área transportable	*≈100%*	*≈ 85%*	*≈100%*	*≈ 85%*	*≈100%*	*≈ 80%*	*≈100%*	*≈ 70%*
% no producible de los medios de producción del área	*≈ 0%*	*≈ 15%*	*≈ 0%*	*≈ 15%*	*≈ 0%*	*≈ 20%*	*≈ 0%*	*≈ 30%*

- *Los escenarios altos representan el máximo transportable en condiciones de demanda punta.*
- *Considerar el 100% de la demanda eléctrica (CTCC´s) aumentará la necesidad de los medios de producción del área.*
- *(1): Un flujo exportador por la CI de Tuy, implica mayor necesidad de la planta de Mugardos y un menor transporte desde el resto del sistema al área.*
- *(2): Un flujo importador por la CI de Tuy, implica mayor congestión de la planta de Mugardos y aumenta el transporte del área al resto del sistema.*

VALLE DEL EBRO (GWh/d)	2028		2032		2037		2042	
	Punta	Media Anual	Punta	Media Anual	Punta	Media Anual	Punta	Media Anual
D. convencional	Punta Laborable	Anual Medio	Punta Laborable	Anual Medio	Punta Laborable	Anual Medio	Punta Laborable	Anual Medio
D. Eléctrica	Máx CTCC del año	Media histórica utilizacion CTCC del año	Máx CTCC del año	Media histórica utilizacion CTCC del año	Máx CTCC del año	Media histórica utilizacion CTCC del año	Máx CTCC del año	Media histórica utilizacion CTCC del año
Máximo transportable desde el sistema al área ($A_{(1)}$)	335	[300-330]	385	[300-330]	390	[300-330]	370	[300-330]
	100% Export. VIP PIRINEOS		100% Export. VIP PIRINEOS		100% Export. VIP PIRINEOS		100% Export. VIP PIRINEOS	
Utilización AASS	Saldo cero en AASS		Saldo cero en AASS		Saldo cero en AASS		Saldo cero en AASS	
% de la capacidad nominal de los medios de producción del área necesaria	≈55%	≈ 15%	≈55%	≈ 10%	≈55%	≈ 5%	≈55%	≈ 0%
Máximo transportable desde el área al sistema ($A_{(2)}$)	280	[380-410]	235	[380-410]	230	[350-380]	245	[300-330]
	100% Import. VIP PIRINEOS		100% Import. VIP PIRINEOS		100% Import. VIP PIRINEOS		100% Import. VIP PIRINEOS	
Utilización AASS	Cap. extracción MAX	Saldo cero en AASS	Cap. extracción MAX	Saldo cero en AASS	Cap. extracción MAX	Saldo cero en AASS	Cap. extracción MAX	Saldo cero en AASS
% de la capacidad nominal de los medios de producción del área transportable	≈100%	≈100%	≈100%	≈95%	≈100%	≈95%	≈100%	≈80%
% no producible de los medios de producción del área	≈ 0%	≈ 0%	≈ 0%	≈ 5%	≈ 0%	≈ 5%	≈ 0%	≈ 20%

- *Los escenarios altos representan el máximo transportable en condiciones de demanda punta.*
- *Considerar el 100% de la demanda eléctrica (CTCC´s) aumentará la necesidad de los medios de producción del área.*
- *(1) Considerando un saldo 0 en VIP Pirineos disminuye la necesidad de los medios de producción (planta de Bilbao) y por consiguiente disminuye el transporte desde el sistema al área.*
- *(2) Considerando un saldo 0 en el VIP Pirineos los flujos de salida del área al resto del sistema se ven disminuidos. En los escenarios de demanda alta es necesario un flujo de entrada al área.*

MEDITERRANEO GWh/d	2028		2032		2037		2042	
	Punta	**Media Anual**	**Punta**	**Media Anual**	**Punta**	**Media Anual**	**Punta**	**Media Anual**
D. convencional	*Punta Laborable*	*Anual Medio*	*Punta Laborable*	*Anual Medio*	*Punta Laborable*	*Anual Medio*	*Punta Laborable*	*Anual Medio*
D. Eléctrica	*Máx CTCC del año*	*Media histórica utilizacion CTCC del año*	*Máx CTCC del año*	*Media histórica utilizacion CTCC del año*	*Máx CTCC del año*	*Media histórica utilizacion CTCC del año*	*Máx CTCC del año*	*Media histórica utilizacion CTCC del año*
Máximo transportable desde el sistema al área (A_{in}) (1)	**390**	**[310-340]**	**401**	**[280-310]**	**400**	**[230-260]**	**400**	**[200-230]**
% de la capacidad nominal de los medios de producción del área necesaria	*≈ 15%*	*≈ 0%*	*≈ 20%*	*≈ 0%*	*≈ 20%*	*≈ 0%*	*≈ 20%*	*≈ 0%*
Máximo transportable desde el área al sistema (A_{out}) (2)	**495**	**[510-530]**	**415**	**[510-530]**	**415**	**[510-530]**	**435**	**[480-510]**
% de la capacidad nominal de los medios de producción del área transportable	*≈ 90%*	*≈ 70%*	*≈ 90%*	*≈70%*	*≈ 90%*	*≈60%*	*≈ 90%*	*≈60%*
% no producible de los medios de producción del área	*≈ 10%*	*≈ 30%*	*≈ 10%*	*≈ 30%*	*≈ 10%*	*≈ 40%*	*≈ 10%*	*≈ 40%*

- *Los escenarios altos representan el máximo transportable en condiciones de demanda punta.*
- *Considerar el 100% de la demanda eléctrica (CTCC´s) aumentará la necesidad de los medios de producción del área.*
- (1) Una exportación por el VIP Pirineos aumentaría la necesidad de los medios de producción del área del Mediterráneo.
- (2) La máxima capacidad de transporte se puede obtener mediante maximización en el flujo exportador por VIP Pirineos o inyección de AASS. Ambos efectos conjuntos no incrementan la capacidad de transporte del área al sistema.

RESTO	2028		2032		2037		2042	
GWh/d	Punta	Media Anual	Punta	Media Anual	Punta	Media Anual	Punta	Media Anual
D. convencional	*Punta Laborable*	*Anual Medio*	*Punta Laborable*	*Anual Medio*	*Punta Laborable*	*Anual Medio*	*Punta Laborable*	*Anual Medio*
D. Eléctrica	*Máx CTCC del año*	*Media histórica utilizacion CTCC del año*	*Máx CTCC del año*	*Media histórica utilizacion CTCC del año*	*Máx CTCC del año*	*Media histórica utilizacion CTCC del año*	*Máx CTCC del año*	*Media histórica utilizacion CTCC del año*
Máximo transportable desde el sistema al área (A_{in})	**480**	**[450-480]**	**535**	**[450-480]**	**505**	**[400-430]**	**480**	**[450-480]**
Utilización AASS	*Saldo cero en AASS*		*Saldo cero en AASS*		*Saldo cero en AASS*		*Saldo cero en AASS*	
% de la capacidad nominal de los medios de producción del área necesaria	*≈30%*	*≈ 0%*	*≈30%*	*≈ 0%*	*≈30%*	*≈ 0%*	*≈30%*	*≈ 0%*
Máximo transportable desde el área al sistema (A_{out})	**335**	**[500-520]**	**285**	**[510-530]**	**315**	**[550-570]**	**355**	**[510-530]**
Utilización AASS	*Cap. extracción MAX*	*Saldo cero en AASS*	*Cap. extracción MAX*	*Saldo cero en AASS*	*Cap. extracción MAX*	*Saldo cero en AASS*	*Cap. extracción MAX*	*Saldo cero en AASS*
% de la capacidad nominal de los medios de producción del área transportable	*≈ 100%*	*≈ 100%*	*≈ 100%*	*≈ 100%*	*≈ 100%*	*≈ 100%*	*≈ 100%*	*≈ 100%*
% no producible de los medios de producción del área	*≈ 0%*	*≈ 0%*	*≈ 0%*	*≈ 0%*	*≈ 0%*	*≈ 0%*	*≈ 0%*	*≈ 0%*

- *Los escenarios altos representan el máximo transportable en condiciones de demanda punta.*
- *Considerar el 100% de la demanda eléctrica (CTCC´s) aumentará la necesidad de los medios de producción del área.*
- *Se ha considerado la situación actual de la CI Tarifa.*



Anexo: Metodología detallada de Rangos Admisibles

Identificación de áreas

Se han realizado **tests de stress a la red de transporte** para identificar las potenciales áreas mediante la combinación de un amplio espectro de escenarios de demanda y configuraciones de entradas y salidas al sistema, tanto de forma individual como conjunta.

Parámetros para identificar la máxima capacidad de transporte del Sistema al área y máxima capacidad de transporte del área al Sistema :

- Escenarios de demanda:
  - Convencional (D/C)
  - Eléctrica (S/E) con diferentes factores de utilización de CTCC, ubicación de éstos de manera homogénea/heterogénea en el Sistema
- Configuraciones de entradas y salidas al Sistema (estudio individual y en conjunto):
  - Por Almacenamiento Subterráneo (extracción/inyección)
  - Por Conexiones Internacionales (CCII)
  - Por Planta/s de Regasificación

Selección de escenarios - Condiciones de contorno

Para el análisis se han definido las condiciones de los Almacenamientos Subterráneos (AASS) según la estacionalidad y actividad de los mismos y de las Conexiones Internacionales (CCII) actuando como flujo exportador/importador respetando las condiciones establecidas en la metodología acordada entre TSO's siguiendo el artículo 6 de NC-CAM.

Conexiones Internacionales y Almacenamientos Subterráneos:

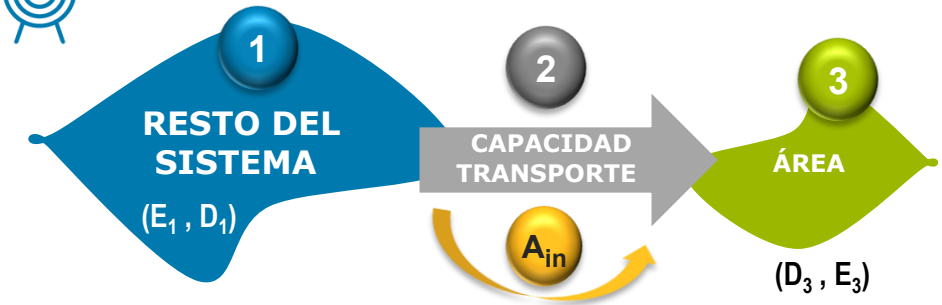
- **VIP Ibérico:**
  - Flujo exportador (ES→PT) para maximizar la capacidad de transporte al área desde el resto del sistema.
  - Flujo importador (PT→ES) para maximizar la capacidad de transporte del área hacia el resto del sistema.
- **VIP Pirineos:**
  - Sensibilidad al flujo exportador (ES→FR) para maximizar la capacidad de transporte al área desde el resto del sistema (100%). Desde el 01 noviembre de 2022 se han considerado +40 GWh/d hasta 265 GWh/d firmes a Francia.
  - Flujo importador (FR→ES) para maximizar la capacidad de transporte del área hacia el resto del sistema.
- **Almacenamientos Subterráneo:**
  - En el periodo invernal máxima extracción para maximizar la capacidad de transporte del área hacia el resto del sistema y no uso de AASS, para maximizar la capacidad de transporte al área desde el resto del sistema.
  - En el periodo estival no uso de los AASS para maximizar la capacidad de transporte del área hacia el resto del sistema e inyección máxima, para maximizar la capacidad de transporte al área desde el resto del sistema.
- **CCII con África:**
  - La conexión internacional de Tarifa funciona con una exportación de 32 GWh/d en todos los escenarios y la conexión internacional de Almería será máxima la entrada para maximizar la capacidad de transporte del área hacia el resto del sistema y con saldo 0 para maximizar la capacidad de transporte al área desde el resto del sistema.

Cálculo de la máxima capacidad de transporte

La máxima capacidad de transporte entre el sistema y un área es el mínimo de ...

1. **Capacidad del sistema para evacuar hacia el área**
2. **Capacidad física de transporte entre el sistema y el área (gasoductos/EECC´s)**
3. **Capacidad de admisión de gas desde el sistema al área**

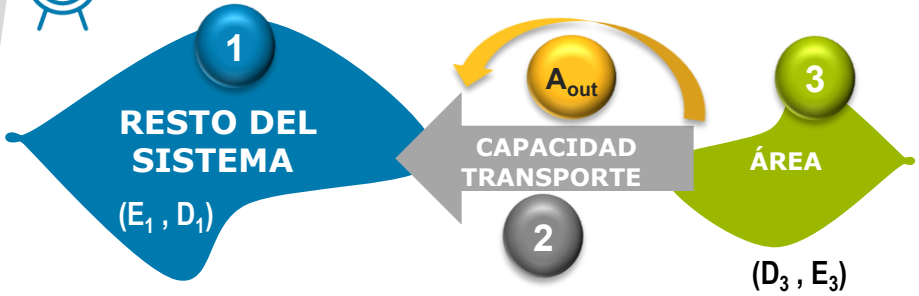
Cálculo capacidad de entrada al área (A_{in})



E_1 = Entradas en el resto del Sistema (1)
D_1 = Demanda en el resto del Sistema (1)

E_3 = Entradas mínimas comprometidas en el área (3)
D_3 = Demanda del área (3)

Cálculo de capacidad de salida del área (A_{out})



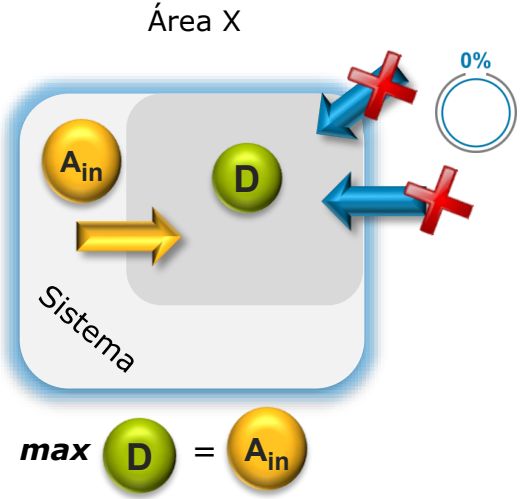
E_1 = Entradas en el resto del Sistema (1)
D_1 = Demanda en el resto del Sistema (1)

E_3 = Entradas mínimas comprometidas en el área (3)
D_3 = Demanda del área (3)

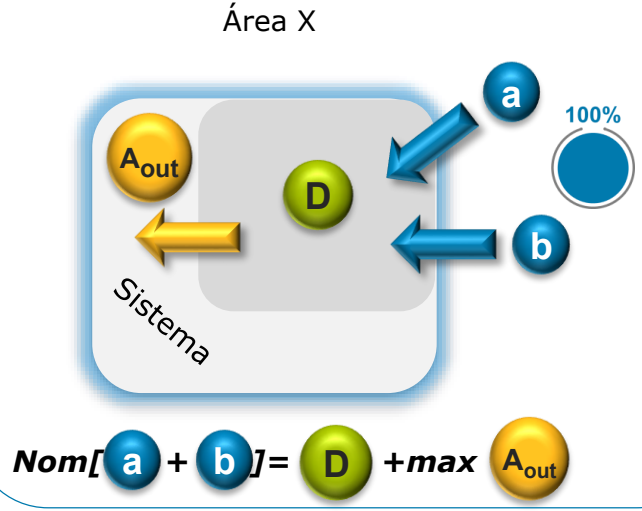
Condiciones de contorno

Cálculo de la capacidad de entrada y de la capacidad de salida

La demanda máxima que se puede cubrir de manera continua, sin la utilización de los medios de producción del área X (D), es el **máximo transportable desde el sistema al área (A_{in})**.



La capacidad nominal de los medios de producción del área X están diseñados para cubrir la demanda del área X (D) y la **máxima capacidad de transporte del área al Sistema (A_{out})**.



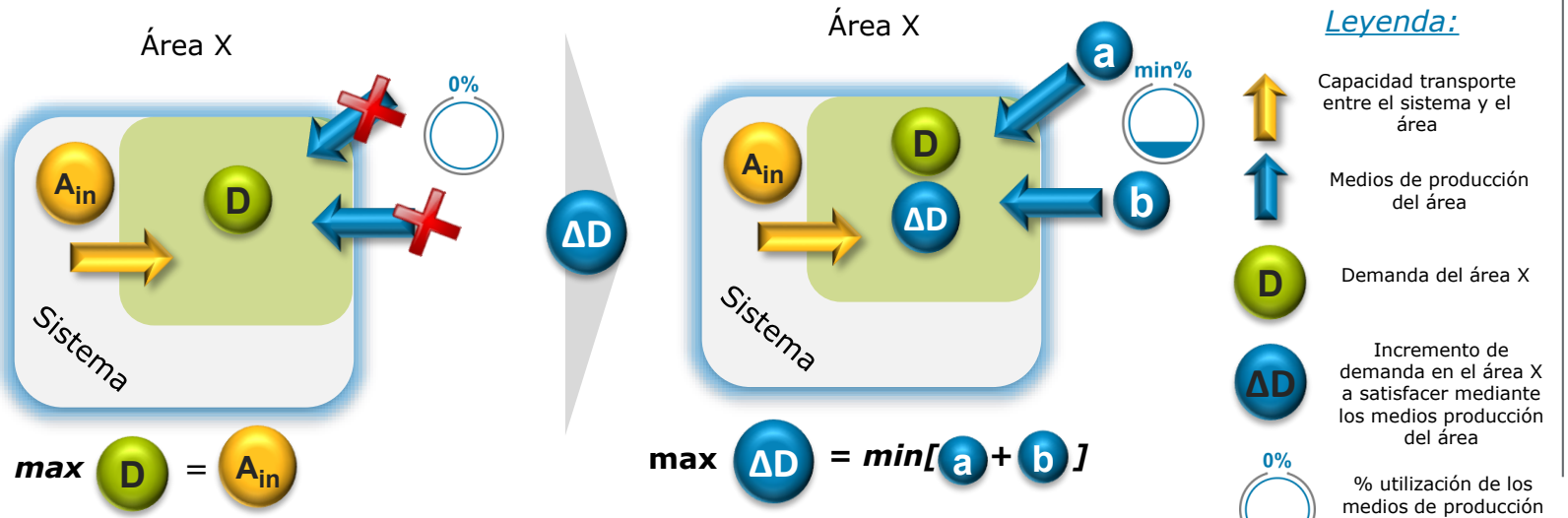
Leyenda:

- Capacidad transporte entre el sistema y el área
- Medios de producción del área
- D — Demanda del área X
- 100% — % utilización de los medios de producción de un área

Cálculo del máximo transportable desde el sistema al área

Como ya se ha explicado, la demanda máxima (D) que se puede cubrir de manera continua, sin la utilización de los medios de producción del área X, es el **máximo transportable desde el sistema al área (A_{in})**.

Toda demanda superior a D en el área (ΔD) deberá ser suministrada desde los medios de producción de la propia área. Con ello se calcula el **mínimo necesario de los medios de producción del área.**

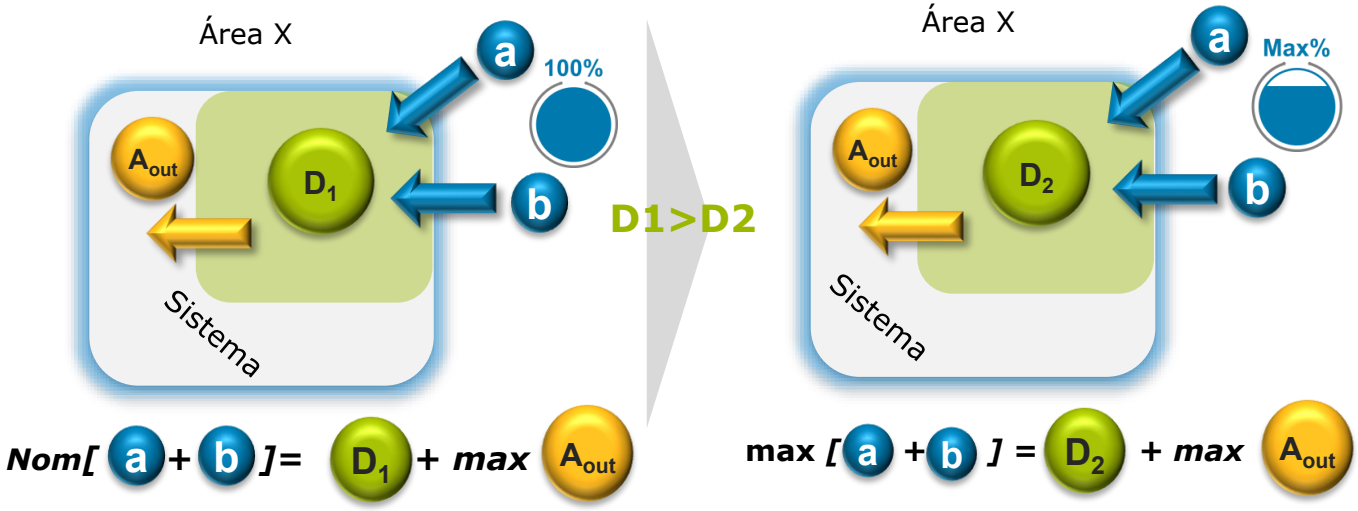


Mínimo necesario de los medios de producción del área

Cálculo de la máxima capacidad de transporte del área al Sistema

Como ya se ha explicado, la capacidad nominal de los medios de producción del área X están diseñados para cubrir la demanda del área (D_1) y la **máxima capacidad de transporte del área al Sistema (A_{out})**.

Si la demanda del área disminuye (D_2), la capacidad máxima de producción de los medios de producción del área disminuirá consecuentemente.



Leyenda:

- Capacidad transporte del área al sistema
- Medios de producción del área
- D_1 — Máxima demanda del área X satisfecha por los medios de producción del área
- D_2 — Disminución de demanda en el área X que impacta en la capacidad de tte de los medios de producción del área
- 100% — % capacidad nominal de los medios de producción de un área transportable

Máxima entrada de los medios de producción del área

Muchas gracias

