

22 de Diciembre de 2020

RANGOS ADMISIBLES 2021 - 2036

DIRECCIÓN DE ANÁLISIS Y DESARROLLO
DIRECCIÓN GENERAL DE GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA



En el presente documento se muestra la actualización de los Rangos Admisibles 2021-2036 elaborados por el GTS en octubre de 2020, disponible en la web de Enagas.

Link: [https://www.enagas.es/enagas/es/Gestion Tecnica Sistema/Capacidades e infraestructuras del Sistema/RangosAdmisibles](https://www.enagas.es/enagas/es/Gestion_Tecnica_Sistema/Capacidades_e_infraestructuras_del_Sistema/RangosAdmisibles)

La única modificación de este documento respecto de la versión de octubre, consiste en la actualización de la capacidad de los cargaderos de cisternas de las plantas de Enagás Transporte S.A.U con la última información facilitada para el año 2021 y que se muestra a continuación:

Unidad: GWh/día

Planta	Capacidad total carga cisternas RA 21-36 – oct 20	Actualización capacidad total carga cisternas RA 21-36 – dic 20
Barcelona	15,6	17,4
Huelva	15,6	17,4
Cartagena	15,6	17,4

1. Introducción
2. Novedades regulatorias 2019-2020
3. Evolución del Sistema Gasista
4. Características técnicas de las instalaciones
5. Servicios ofertados (Circular 8/2019 del 12 de diciembre)
6. Análisis de la red de transporte
7. Resultados
8. Anexo: Metodología



El presente documento de '**Rangos Admisibles 2021-2036**' se ha realizado conforme a lo establecido en el PD-09 sobre el '*Cálculo de rangos admisibles para los valores de las variables básicas de control dentro de los rangos normales de operación del sistema*', con detalle trimestral para el año gasista 2020/2021 y con detalle anual a para los años siguientes hasta 2036.



La información, tanto de Plantas de Regasificación como de Almacенamientos Subterráneos y Yacimientos, ha sido integrada por el Gestor Técnico del Sistema tras ser reportada por los promotores de dichas infraestructuras.



La red de transporte ha sido sometida a tests de estrés, con la consiguiente identificación de las potenciales áreas de limitación del Sistema Gasista.

2. Novedades regulatorias 2019-2020

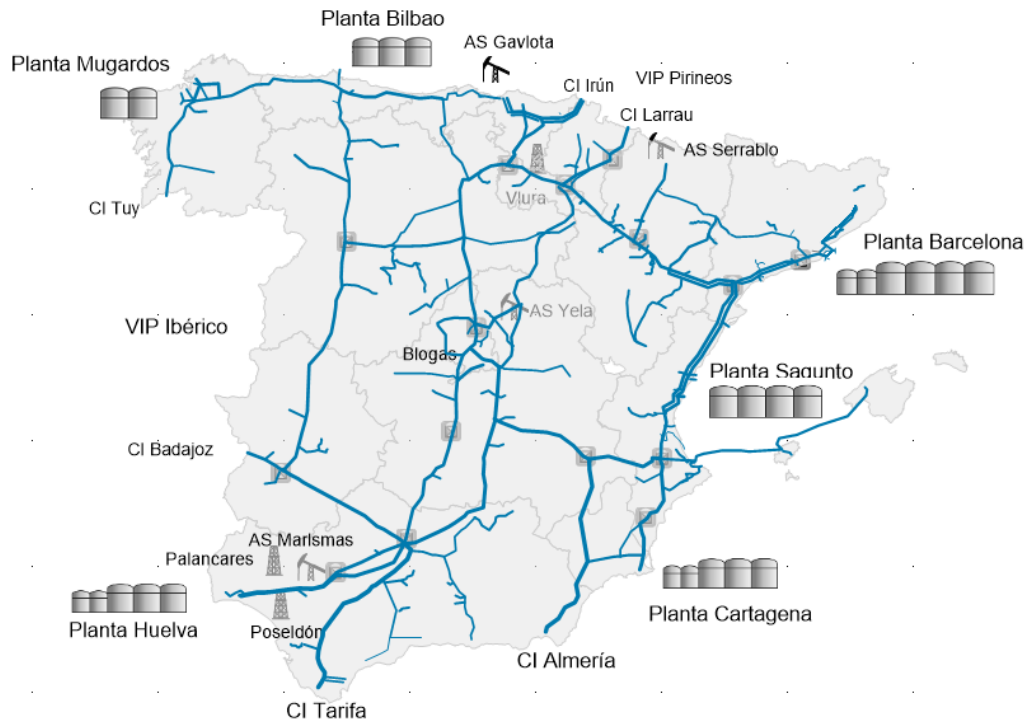


Con posterioridad a la elaboración del anterior documento de rangos admisibles (oct-19), se han producido las siguientes **novedades regulatorias y normativas** que resulta preciso **destacar de cara a la elaboración de los rangos admisibles 2021-2036:**

- 1. Creación de los nuevos servicios** tanto **individualizados** como **agregados** considerados en la **circular de acceso de la CNMC 8/2019** por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural.
- 2. Creación del Tanque Único (TVB)**, según lo dispuesto en las **circulares de acceso y balance de la CNMC**, donde los usuarios pueden almacenar gas natural licuado y transferir la titularidad del mismo en el conjunto de las plantas.

3. Evolución del Sistema Gasista

Incorporación de Infraestructuras para el 2021



No hay infraestructuras troncales previstas de puesta en marcha para el 2021

4.1 Características técnicas plantas

Capacidad de producción de plantas de regasificación

PRODUCCIÓN PLANTAS REGASIFICACIÓN

	implantados sistemas de recuperación de boil-off a zero send-out	Producción mínima a Red de Transporte (1)						Producción máxima a Red de Transporte		Carga de cisternas máx		Descarga de metaneros		
		con operación de carga/puesta en frío		con operación de descarga		sin carga/descarga buques		Nm ³ /h	GWh/día	n° cisternas/día	GWh/día	n° atraques	Cap mín (m ³) GNL	Cap máx (m ³) GNL
		Nm ³ /h	GWh/día	Nm ³ /h	GWh/día	Nm ³ /h	GWh/día							
Barcelona		150.473 Nm ³ /h - 42 GWh/día						1.950.000	544	56	17,4	2	2.000	266.000
Huelva	SI	125.394 Nm ³ /h - 35 GWh/día						1.350.000	377	56	17,4	1	7.500	175.000
Cartagena	SI	89.567 Nm ³ /h - 25 GWh/día ⁽²⁾						1.350.000	377	56	17,4	2	4.000	266.000
Bilbao		200.000	55	140.000	40	120.000	34	800.000	223	18	5,0	1	cualesquier tamaño ⁽³⁾	270.000
Sagunto	SI	200.000	56	90.000	25	90.000	25	1.000.000	279	35	10,5	1	10.000 ⁽³⁾	267.000 ⁽³⁾
Mugaridos								412.800	115	35	10,5	1	15.000	266.000

(1) Emisión mínima necesaria que permite la recuperación del boil-off.

(2) Se puede alcanzar 22 GWh/d si bien no es sostenible en el tiempo

(3) Será necesaria la realización de un estudio de compatibilidad previo a la primera descarga/carga

PCS = 11,63

 Información no facilitada

4.1 Características técnicas plantas

Capacidad de almacenamiento en plantas de regasificación (m³ GNL)

	Nombre del tanque	Volumen mínimo (talones)	Volumen máximo
Barcelona	TK-1400	7.200	80.000
	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

	Nombre del tanque	Volumen mínimo (talones)	Volumen máximo
Bilbao	FB-101	13.500	150.000
	FB-102	13.500	150.000
	FB-103	13.500	150.000
Sagunto	TK-FB-01	6.314	150.000
	TK-FB-02	6.314	150.000
	TK-FB-03	6.314	150.000
	TK-FB-04	6.314	150.000
Mugardos	TK211	13.500	150.000
	TK221	13.500	150.000
TOTAL PLANTAS		269.336	3.316.500

4.1 Características técnicas plantas

Capacidad de carga de cisternas

Planta Mugardos

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

Planta BBG

Carga cisternas: 5 GWh/día
Nº cargaderos: 1
Carga cisternas: **18 cisternas/día.**

Planta Barcelona

Carga cisternas: 17,4 GWh/día
Nº cargaderos: 3
Carga cisternas: **56 cisternas/día.**

Planta Sagunto

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

Planta Cartagena

Carga cisternas: 17,4 GWh/día
Nº cargaderos: 3
Carga cisternas: **56 cisternas/día.**



Planta Huelva

Carga cisternas: 17,4 GWh/día
Nº cargaderos: 3
Carga cisternas: **56 cisternas/día.**

4.1 Características técnicas plantas

Ventana de descarga

Por definición del PD-06, es el periodo disponible para la entrada del metanero en la planta para iniciar carga/descarga

VENTANAS DE DESCARGA (horas)

Plantas Regasificación	Tamaño de buques (m ³ GNL)					
	XS V < 9.000	S 9.000 < 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 ⁽¹⁾		
Huelva				36 ⁽²⁾		
Cartagena				36 ⁽¹⁾		
Bilbao		(3)			36 ⁽¹⁾	
Sagunto		24 ⁽¹⁾			36 ⁽¹⁾	
Mugardos				36 ⁽²⁾		

Información no facilitada

(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

(3) Supeditado a la programación mensual de la planta

4.1 Características técnicas plantas

Plancha de descarga

Por definición del PD-06, es el periodo disponible para efectuar la descarga/carga de GNL, después de la entrada en las ventana de descarga. Depende del tamaño del metanero y de las instalaciones de la planta

PLANCHA DE DESCARGA (horas)

Unidad: horas

Tamaño de buques (m³ GNL)

Plantas Regasificación	Tamaño de buques (m ³ GNL)					
	XS V < 9.000	S 9.000 < 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 / 48 ⁽¹⁾	48
Cartagena			36		36 / 48 ⁽¹⁾	48
Bilbao	18 ⁽²⁾	24 ⁽²⁾		36		48
Sagunto		24		36		48
Mugardos			36		36 / 48 ⁽¹⁾	48



Información no facilitada

(1) Descargas hasta 200.000 m3 GNL --> 36 h

Descargas > 200.000 m3 GNL --> 48 h

(2) Dependerá de las características de los buques

4.1 Características técnicas plantas

Velocidad de descarga

VELOCIDADES DE DESCARGA (m³ GNL/h)

Unidad: m³ GNL/hora

Tamaño de buques (m³ GNL)

Plantas Regasificación	Tamaño de buques (m ³ GNL)					
	XS V < 9.000	S 9.000 < 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 (*)	4.000 (*)	hasta 12.000 (*)	hasta 12.000 (*)	hasta 12.000 (*)	hasta 12.000 (*)
Huelva	4.000 (*)	4.000 (*)	hasta 12.000 (*)	hasta 12.000 (*)	hasta 12.000 (*)	-
Cartagena	4.000 (*)	4.000 (*)	hasta 12.000 (*)	hasta 12.000 (*)	hasta 12.000 (*)	hasta 12.000 (*)
Bilbao	Dependerá de las características de los buques		12.000	12.000	12.000	12.000
Sagunto		12.000	12.000	12.000	12.000	12.000
Mugaros	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000

Información no facilitada

(*) En función de las características del buque

4.1 Características técnicas plantas

Velocidad de carga

VELOCIDADES DE CARGA (m3 GNL/h)

** Condicionante

Plantas Regasificación	Pantalán	Tamaño de buques (m ³ GNL)					
		XS V < 9.000	S 9.000 < 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	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200
	Pantalán 2 pequeño	4.200*	4.200*	4.200*	-	-	-
Huelva	Pantalán 1 grande	3.600	3.600	3.600	3.600	3.600	3.600
	Pantalán 2 pequeño	2.000	2.000	2.000	-	-	-
Cartagena	Pantalán 1	7.222	7.222	7.222	7.222	7.222	7.222
	Pantalán 2	4.000***	4000***	4.000	-	-	-
Bilbao	Pantalán 1	3000***	3000***	3.000	3.000	3.000	3.000
Sagunto	Pantalán 1	3000***	3000***	3.000	3.000	3.000	3.000
Mugardos****	Pantalán 1	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000

**** En la terminal de Mugardos, la velocidad de carga indicada no se podrá alcanzar en caso de que la producción (regasificación+carga de sistemas) alcance su capacidad nominal. En este caso, la velocidad de carga estaría limitada a 1.500 m3/h.

*** Dependerá de si se utilizan los brazos o si se utilizan mangueras, lo cual está condicionado por las características del buque. En el caso de mangueras el ratio en Cartagena disminuiría a 650 m3/h, en Bilbao a 1500 m3/h y en Sagunto 600 m3/h.

** 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 y a las condiciones en las que se encuentre la planta en ese momento (emisión requerida, niveles en tanques...).

* En Barcelona. A 4.200 m3/h si es siempre y cuando no exista operación en el pantalán grande, de haber una operación simultáneamente estaría limitado a 1.000 m3/h

4.1 Características técnicas plantas

Velocidad de puesta en frío

MARGEN OPERATIVO EN OPERACIONES DE PURGA DE GAS INERTE (h)

* Condicionante		Tamaño de buques (m ³ GNL)					
		XS V < 9.000	S 9.000 < 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
Plantas Regasificación	Pantalán						
Barcelona	Pantalán 1	48	48	48	48	48	48
	Pantalán 2	48	48	48	48	48	48
Huelva	Pantalán 1 Grande	48	48	48	48	48	48
	Pantalán 2 Pequeño	48	48	48	48	48	48
Cartagena	Pantalán 1	48	48	48	48	48	48
	Pantalán 2	48	48	48	48	48	48
Bilbao	Pantalán 1	48	48	48	48	48	48
Sagunto	Pantalán 1	48	48	48	48	48	48
Mugardos	Pantalán 1	48	48	48	48	48	48

**Este proceso depende en gran medida del tipo de buque, por lo que se definen dos tiempos de plancha de enfriamiento diferentes: 20h para buques tipo "Membrana" y 52h para buques tipos "MOSS".

***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.

Capacidades técnicas



Capacidades Técnicas Enero 2019

<i>GWh/día</i>	Importación	Exportación
Tarifa	444	-
Almería	306	-
VIP Pirineos	225	225
VIP Ibérico	80	144

Capacidad máxima de entrada al Sistema Gasista Español.

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 TERECA 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.

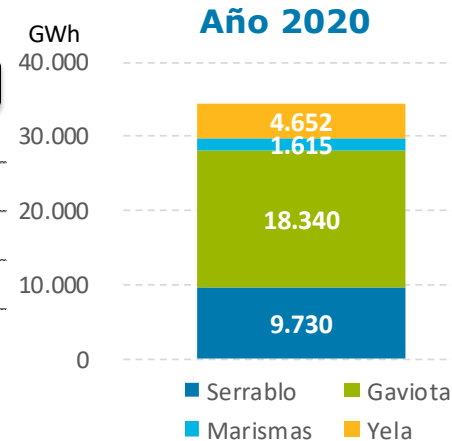
La información sobre las Capacidades técnicas se puede consultar en el siguiente enlace:

[Capacidades técnicas conexiones internacionales | Enagas GTS](#)

4.3 Almacenamientos Subterráneos

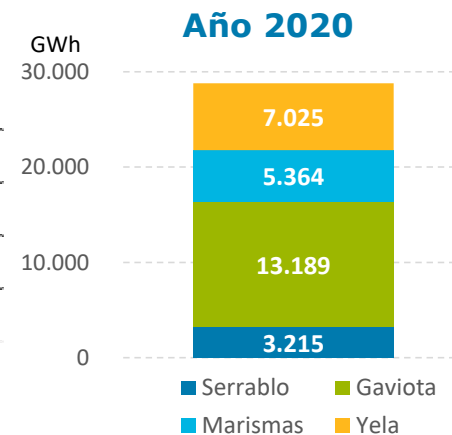
Gas útil

<i>GWh</i>	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026 — 2036
Serrablo	9.730	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
Marismas	1.615	1.615	1.743	2.597	6.836	7.258	7.615
Yela	4.652	5.815	6.978	6.978	6.978	6.978	12.212
Total	34.336	35.499	36.790	37.644	41.883	42.305	47.896



Gas colchón no extraíble

<i>GWh</i>	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026 — 2036
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
Marismas	5.364	5.364	5.364	5.364	5.364	5.364	5.364
Yela	7.025	7.025	7.025	7.025	7.025	7.025	11.049
Total	28.793	28.793	28.793	28.793	28.793	28.793	32.817



4.3 Almacenamientos Subterráneos

Capacidad máxima de extracción

GWh/día	2020	2021	2022	2023	2024	2025 —	2036
Serrablo	79	79	79	79	79	79	79
Gaviota	68	68	68	68	68	68	68
Marismas	5	5	10	15	41	44	44
Yela	70	81	93	93	93	93	174
Total	222	233	250	255	281	284	365

Extracción a final de periodo

GWh/día	2020	2021	2022	2023	2024	2025 —	2036
Serrablo	11	11	11	11	11	11	11
Gaviota	68	68	68	68	68	68	68
Marismas	3	3	10	15	41	44	44
Yela	6	6	6	6	6	6	6
Total	88	88	95	100	126	129	129

Capacidad máxima de inyección

GWh/día	2020	2021	2022	2023	2024	2025 —	2036
Serrablo	46	46	46	46	46	46	46
Gaviota	53	53	53	53	53	53	53
Marismas	5	5	10	15	41	44	44
Yela	44	44	44	44	44	110	110
Total	148	148	153	158	184	253	253

4.4 Estaciones de Compresión



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)

NOTA: datos de potencia total instalada expresadas en KW

Servicios individualizados

En la **Circular 8/2019 del 12 de diciembre 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 agregados como los individualizados**

El objeto de estos nuevos servicios es **favorecer la competencia, la liquidez en el mercado gasista y la aparición de un hub de GNL en España, mientras busca una mayor utilización de las plantas.**

Los **servicios individualizados incluidos en la Circular de acceso de la CNMC son los siguientes:**

- ✓ Servicio de Descarga de buques
- ✓ Servicio de Regasificación
- ✓ Servicio de Almacenamiento GNL
- ✓ Servicio de Carga de Cisternas
- ✓ Carga GNL / Trasvase GNL / Puesta en frío
- ✓ Servicio de licuefacción virtual
- ✓ Servicio Entrada al PVB
- ✓ Servicio Almacenamiento en PVB = 0
- ✓ Servicio de almacenamiento de GN en los almacenamientos subterráneos / inyección / extracción

Servicios individualizados

A continuación se muestra una breve **descripción para los siguientes servicios individualizados** incluidos en **el Capítulo II, artículo 8 de la circular de acceso 8/2019 de la CNMC:**

- ✓ **Servicio de descarga de buques:** dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para la descarga de GNL de un buque en una planta de regasificación.
- ✓ **Servicio de regasificación:** dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para la regasificación de GNL desde el Tanque Virtual de Balance de las plantas de regasificación.
- ✓ **Servicio de almacenamiento de GNL:** dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para el almacenamiento de GNL en el Tanque Virtual de Balance de las plantas de regasificación.
- ✓ **Servicio de carga de cisternas:** dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para la carga de vehículos cisterna de GNL en una planta de regasificación
- ✓ **Carga de GNL de planta a buque:** dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para transferir el GNL a un buque desde una planta de regasificación.
- ✓ **Transvase de GNL de buque a buque:** dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para transferir GNL de un buque a otro buque
- ✓ **Servicio de puesta en frío:** dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para realizar la purga del gas inerte (gassing up) de un buque o para que pueda recibir GNL de las plantas de licuefacción o regasificación, en las condiciones de seguridad apropiadas. El volumen de carga asociado al servicio de puesta en frío no podrá ser superior al talón del buque.

Servicio de licuefacción virtual

- ❖ Este nuevo servicio de licuefacción virtual incluido en la circular de acceso de la CNMC permite **transferir gas natural desde el PVB hasta el TVB, en forma de GNL, constituyendo una nueva herramienta de flexibilidad operativa y comercial para los usuarios.**
- ❖ La prestación de este servicio no requiere el uso físico de las instalaciones, ya que se **presta de una forma virtual**, a expensas de reducir el volumen de regasificación solicitado. En consecuencia, la licuefacción virtual da **derecho a transferir gas desde el PVB al TVB**, siempre que las nominaciones de regasificación lo permitan.
- ❖ La oferta de capacidad firme no deberá suponer un riesgo operativo para el sistema, dado que el uso de este servicio minora la cantidad a regasificar. Por ello, la **capacidad nominal de este servicio se calculará como la cantidad media diaria cargada por los usuarios, en un histórico anual, para cisternas destinadas a redes de distribución.**

Histórico cisternas dedicadas a distribución

	Valor anual (GWh/a)	Media diaria (GWh/d)
Promedio 2018/2019	1.575	≈ 4

Servicio Entrada PVB

- ❖ Para el **cálculo de la capacidad nominal del servicio de entrada al PVB** se considerará la **agregación de la capacidad nominal de los servicios de acceso al PVB en caso del servicio no localizado de regasificación**. Por otra parte también se ofertará capacidad de entrada al PVB desde las CC.II. de Almería y Tarifa.
- ❖ El servicio de entrada al PVB desde plantas de regasificación **se oferta como servicio no localizado**. De esta forma, para el cálculo de la capacidad a ofertar se tendrá en cuenta la **suma de las capacidades disponibles en cada uno de los puntos de acceso al PVB** y el resto de consideraciones indicadas en el Procedimiento de la capacidad firme a ofertar.
- ❖ El **servicio de entrada al PVB desde CCII no europeas, desde yacimientos y desde plantas de biogás** se oferta como servicio localizado. De esta forma, para el cálculo de la capacidad a ofertar en cada punto se tendrá en cuenta la capacidad disponible en cada uno de ellos así como el resto de consideraciones indicadas en este apartado.
- ❖ La capacidad a ofertar será la suma de las capacidades disponibles en cada punto de acceso al PVB del sistema, descontando la capacidad contratada en procedimientos anteriores, la capacidad que se reserva para productos de duración inferior y la capacidad indisponible.

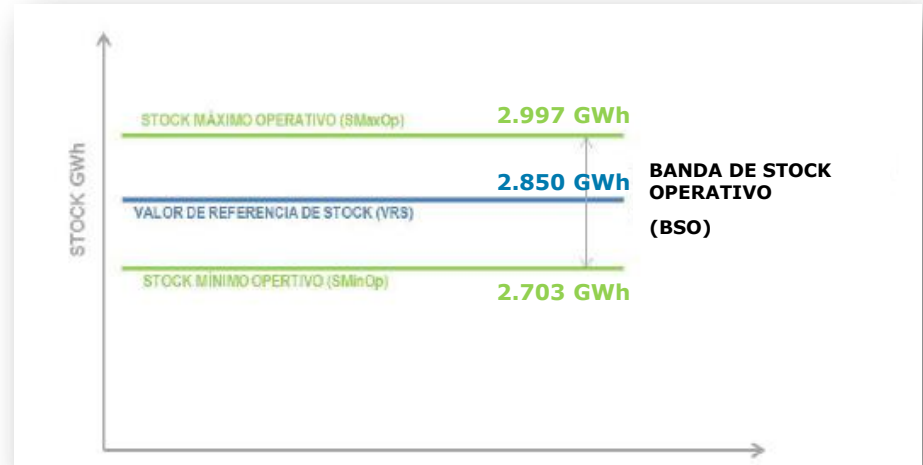
Servicio de almacenamiento de GN en los AA.SS / inyección / extracción

- ❖ El **servicio de almacenamiento de gas natural en AASS es un servicio no localizado**, con lo cual la capacidad ofertada será calculada como la suma de las capacidades de todos los AASS básicos del sistema gasista español. La **capacidad firme se ofertará en los productos anual, trimestral, mensual, diario e intradiario**, considerando la reserva de capacidad de almacenamiento y capacidades técnicas de inyección y extracción indicadas por la **Circular 8/2019**.
- ❖ **Servicio agregado en AASS:** Tras el proceso de asignación directa de capacidad se celebrarán los sucesivos procedimientos de asignación de capacidad operativa por subasta. Con la contratación de capacidad, el usuario tendrá un derecho firme calculado de inyección y extracción diaria.
- ❖ **Servicios individualizados en AASS:** Se ofertarán de manera individualizada los servicios de almacenamiento en AASS, inyección y extracción, mediante los productos diario e intradiario.
- ❖ **Productos diarios:** producto diario servicio individualizado de almacenamiento en AASS, producto diario servicio individualizado de inyección a flujo, producto diario servicio individualizado de extracción a flujo, Producto diario servicio individualizado de inyección a contraflujo, producto diario servicio individualizado de extracción a contraflujo.
- ❖ **Productos intradiarios:** producto intradiario servicio individualizado de AASS, producto intradiario servicio individualizado de inyección a flujo, producto intradiario servicio individualizado de extracción a flujo, producto intradiario servicio individualizado de inyección a contraflujo, producto intradiario servicio individualizado de extracción a contraflujo.

6.1 Análisis de las variables básicas del Sistema

Existencias en red de transporte

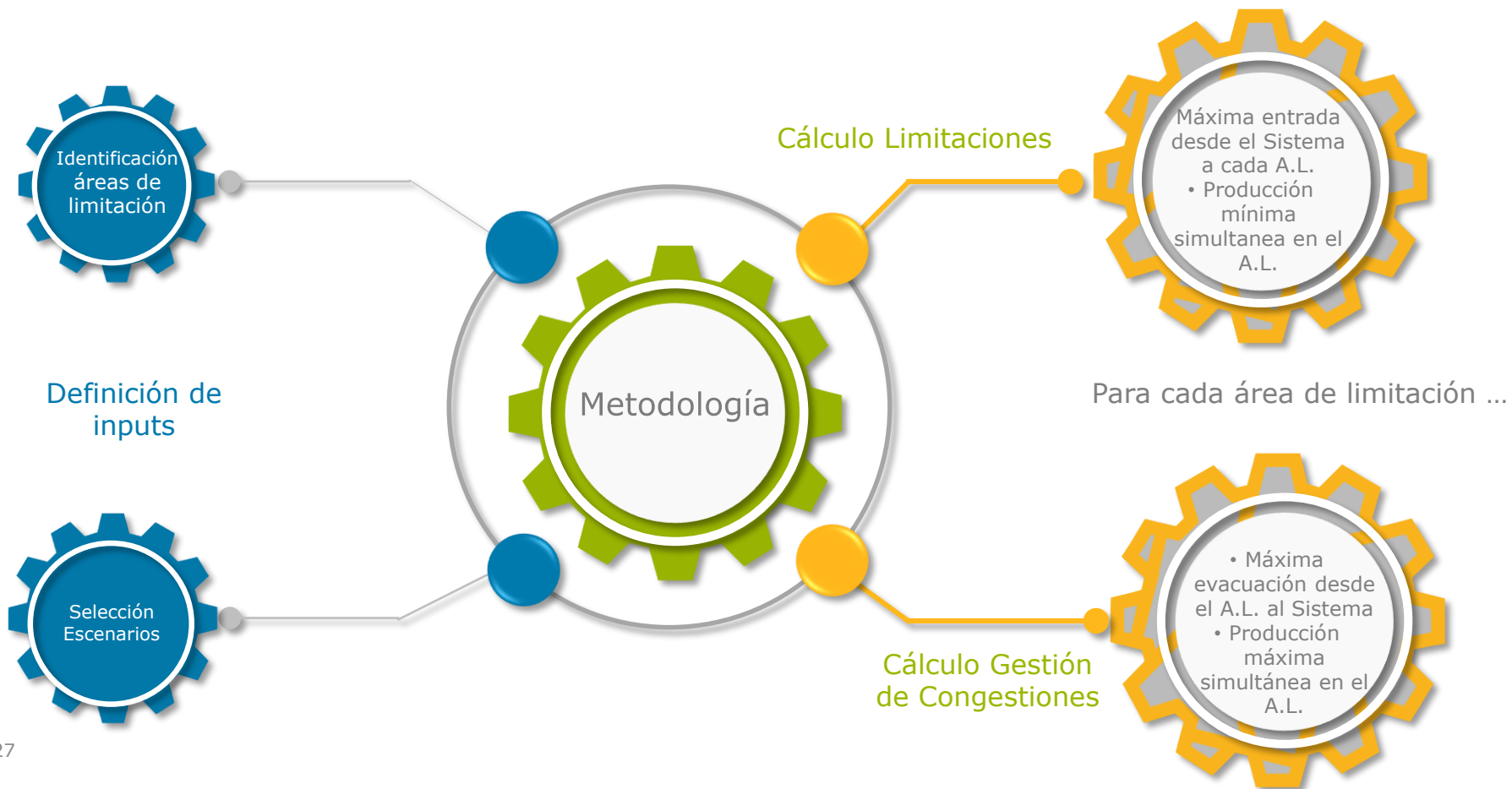
- ❖ En **situaciones de operación normal**, las **existencias en la red de transporte deben ajustarse a una banda de stock operativo (BSO)** definida según los procedimientos establecidos en la legislación vigente, en torno a **un valor de referencia (VRS)**.
- ❖ La BSO viene definida por **los límites 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 cumple 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](#)
 - ❖ La información de los PCTT y PCTD de Reganosa se encuentra disponible en el siguiente enlace: [LINK](#)

6.2 Proceso de elaboración del análisis



6.3 Identificación de las áreas de limitación



Se han realizado **tests de stress a la red de transporte** para identificar las potenciales áreas de limitación 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.

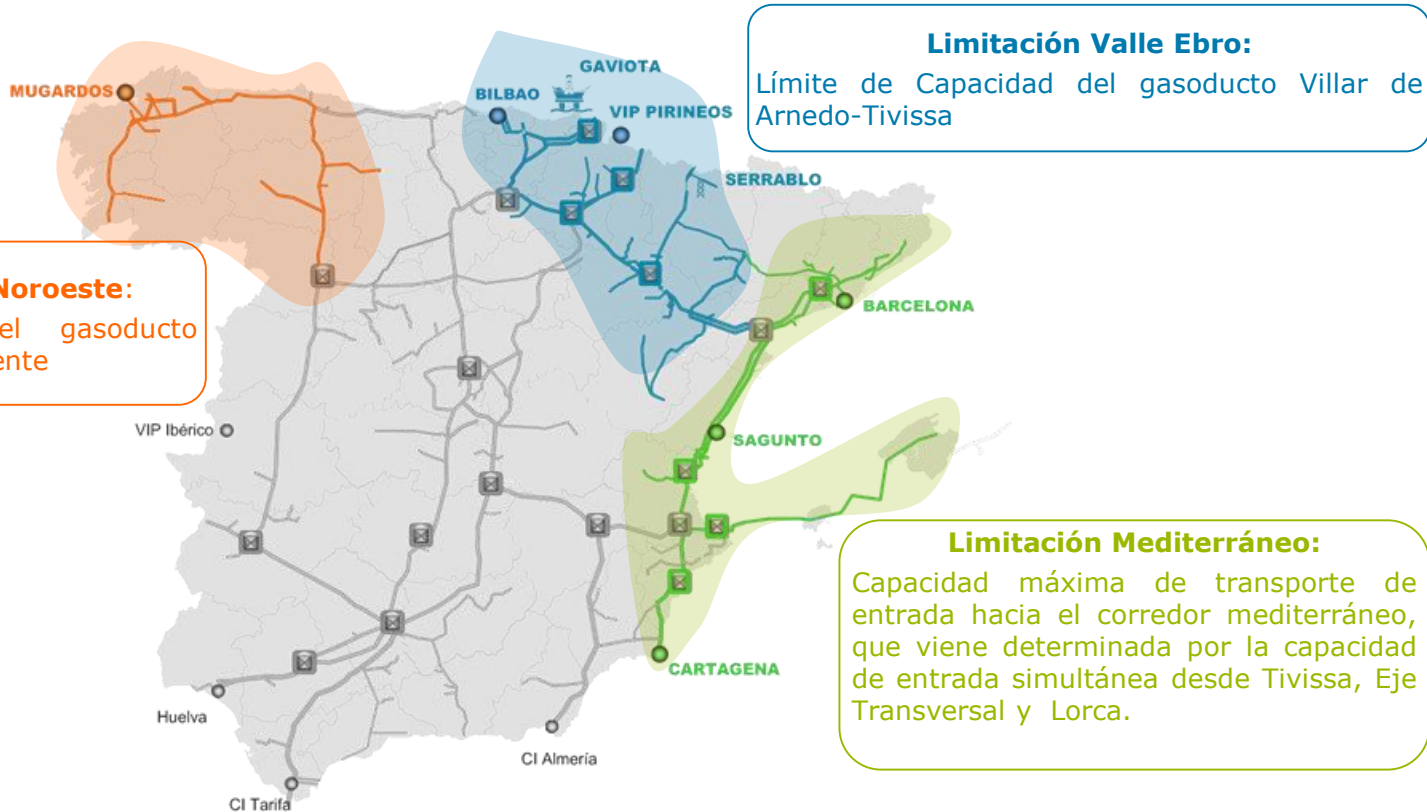
Parámetros para identificar limitaciones y congestiones:

- 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

6.3 Identificación de las áreas de limitación

Áreas de Limitación

El Sistema Gasista español queda segmentado únicamente por las siguientes potenciales limitaciones:



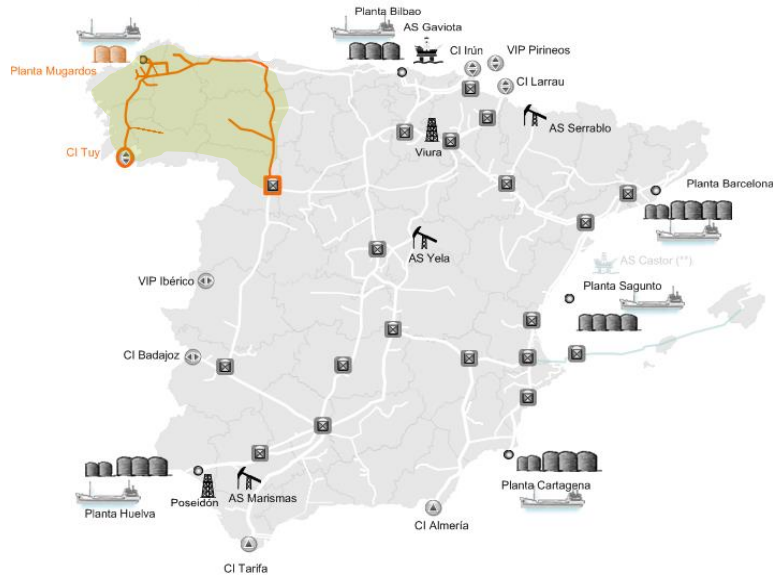
Limitación Área Noroeste:
Límite Capacidad del gasoducto Zamora-León-Villapresente

Limitación Valle Ebro:
Límite de Capacidad del gasoducto Villar de Arnedo-Tivissa

Limitación Mediterráneo:
Capacidad máxima de transporte de entrada hacia el corredor mediterráneo, que viene determinada por la capacidad de entrada simultánea desde Tivissa, Eje Transversal y Lorca.

6.3 Identificación de las áreas de limitación

Área de limitación: NOROESTE



actual

Puntos de entrada



Plantas de GNL

Mugardos

115

GWh/día



CI Bidireccionales

CI Tuya

Capacidad integrada el el
VIP Ibérico

PCS 11,86 KWh/m³ (n)

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

- Planta de Regasificación ubicada en Mugardos con dos tanques de GNL de 150.000 m³ cada uno.
- Conexión Internacional en Tuya, 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.

6.3 Identificación de las áreas de limitación

Área de limitación: VALLE DEL EBRO



actual

Puntos de entrada

Plantas de GNL

Bilbao 223 GWh/día

Almacenamientos subterráneos

Gaviota 68 GWh/día

Serrablo 79 GWh/día

CI Bidireccionales

VIP Pirineos 225 GWh/día ES → FR
225 (*) GWh/día ES ← FR

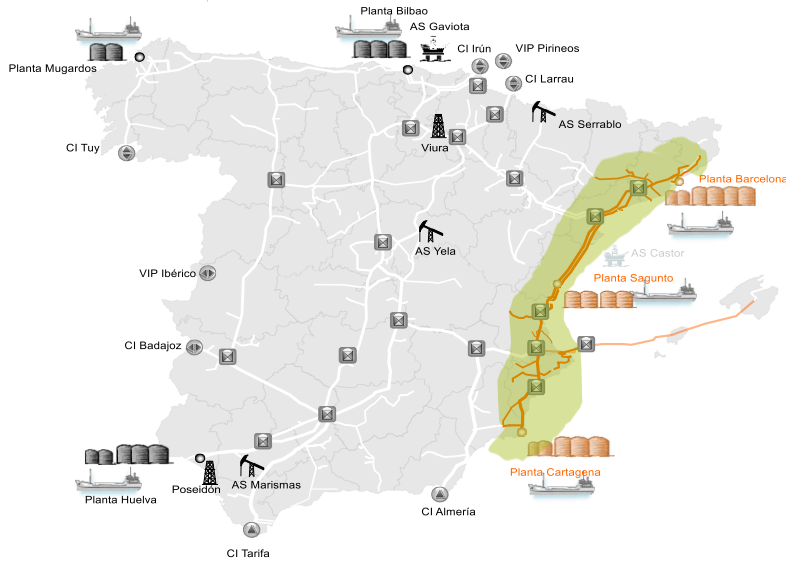
PCS 11,86 KWh/m³ (n)

El **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.

6.3 Identificación de las áreas de limitación

Área de limitación: **MEDITERRÁNEO**



actual

Puntos de entrada

Plantas de GNL

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

PCS 11,86 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.

6.4 Selección de escenarios



Para el análisis de la restricción de la red de transporte en los trimestres del **año de gas 2020-2021** se han definido tres escenarios (bajo/central/alto) que corresponden:

- **Escenario bajo:** Relativo a los meses del periodo estival (trimestres T3 y T4) se ha utilizado un mínimo de demanda laborable convencional con una utilización del mínimo de CTCC 's histórico para cada trimestre.
- **Escenario central:** Recoge todos los trimestres utilizando como demanda convencional una media laborable del trimestre estudiado y la media de los ciclos de los últimos 5 años para cada trimestre.
- **Escenario alto:** Afecta a los escenarios T1 y T2 respondiendo a una demanda punta convencional anual y unos máximos históricos del sector eléctrico para cada trimestre.

Para el análisis de la restricción de la red de transporte en los **escenarios anuales a largo plazo** se han definido dos escenarios (punta/media anual), que responden a previsiones de demanda media anual y de demanda punta en función de la demanda convencional (D/C) y del sector eléctrico (S/E). La información de la demandad utilizada para este horizonte es la utilizada en ENTSOG

6.4 Selección de escenarios

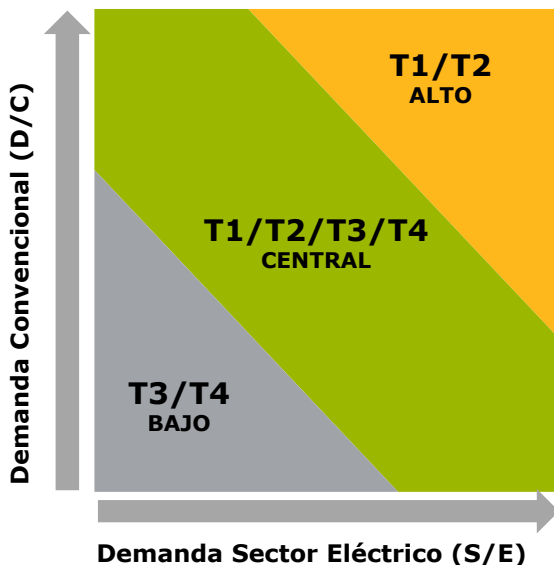
Año de gas 2020

1 Octubre 2020

30 Sept 2021



Rangos Admisibles 20-21



Selección de escenarios

Previsión Demanda Conventional (D/C)

Demanda Sector Eléctrico (S/E)

	Min CTCC Histórico para el trimestre	Media CTCC Histórica para el trimestre	Máxima CTCC Histórica para el trimestre
Mínimo Laborable convencional del trimestre	T_i BAJO		
Media Laborable convencional del trimestre		T_i CENTRAL	
Punta Convencional Anual			T_i ALTO

6.4 Selección de escenarios

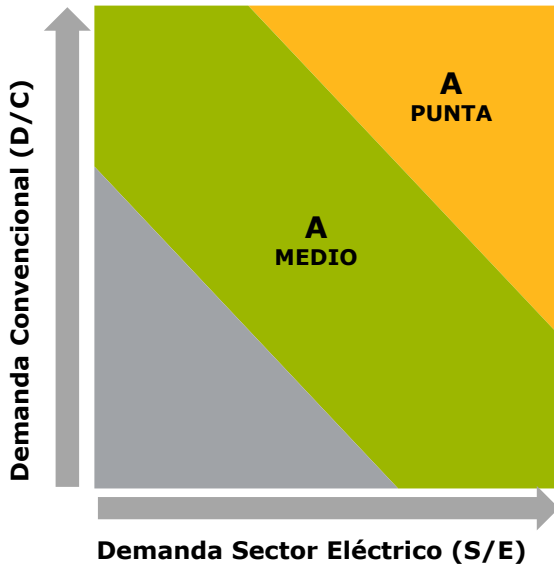
Largo plazo

1 Octubre 2021

30 Sept 2036



Rangos Admisibles 20-21



Selección de escenarios

Previsión Demanda Convencional (D/C)

Media anual (media anual)

Pico demanda (punta diaria)

Previsión Demanda Sector Eléctrico (S/E)

Media anual (yearly average)

Pico demanda (peak day)

Media anual (media anual)	A_i MEDIO	
Pico demanda (punta diaria)		A_i PUNTA

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) manteniendo constante una utilización del 50% de la capacidad para todos los escenarios.
- **VIP Pirineos:**
 - Sensibilidad al flujo exportador (ES→FR) para maximizar la capacidad de transporte al área de limitación desde el resto del sistema (50%-80%).
 - Flujo importador (FR→ES) para maximizar la capacidad de transporte del área de limitación hacia el resto del sistema (hasta maximizar al 100%).
- **Almacenamientos Subterráneo:**

Extracción/inyección dependiendo de la estacionalidad:

 - En el periodo invernal máxima extracción para maximizar la capacidad de transporte del área de limitación hacia el resto del sistema y parada de AASS, para maximizar la capacidad de transporte al área de limitación desde el resto del sistema.
 - En el periodo estival parada de los AASS para maximizar la capacidad de transporte del área de limitación hacia el resto del sistema y inyección máxima, para maximizar la capacidad de transporte al área de limitación desde el resto del sistema.

Cálculo de la máxima capacidad de transporte

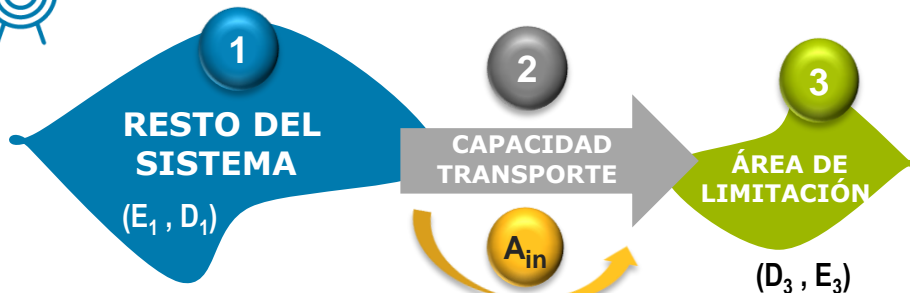


La máxima capacidad de transporte entre el sistema y un área de limitación es el mínimo de ...

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



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

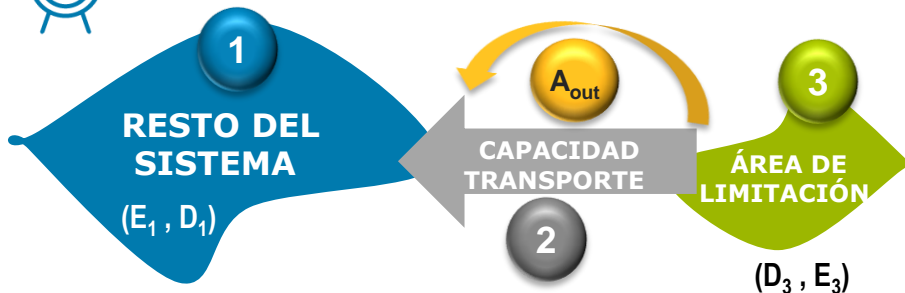


E_1 = Entradas en el resto del Sistema (1)
 D_1 = Demanda en el resto del Sistema (1)

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

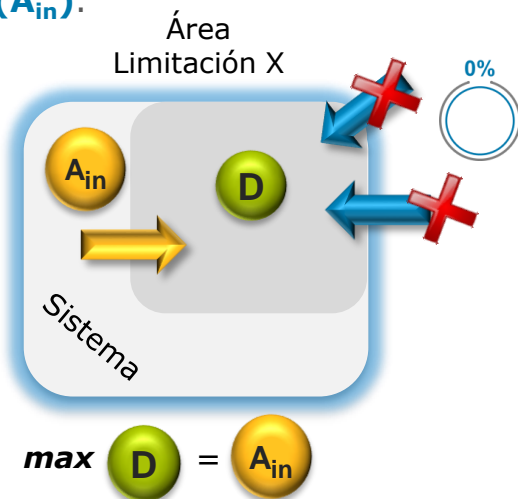
E_3 = Entradas mínimas comprometidas en el área de limitación (3)
 D_3 = Demanda del área de limitación (3)

Condiciones de contorno

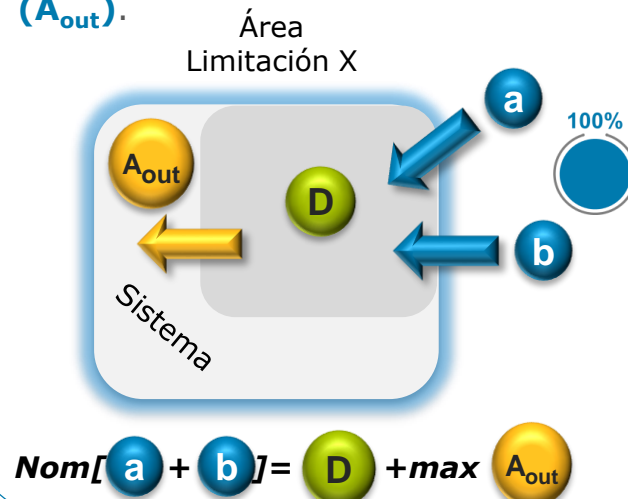
Cálculo de la capacidad de entrada y de la capacidad de salida



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



Leyenda:

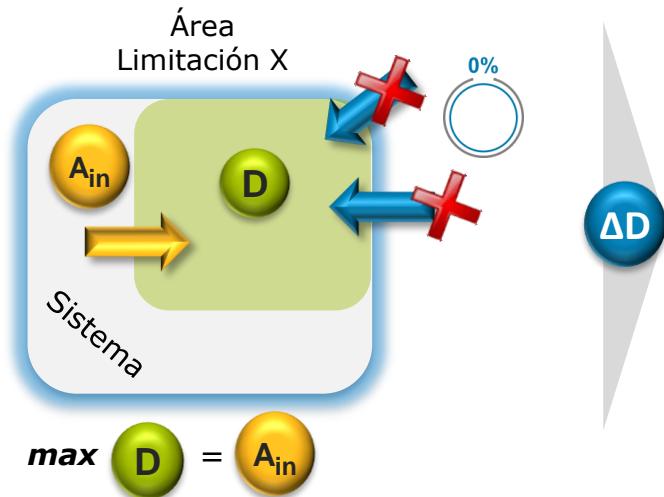
- Capacidad transporte entre el sistema y el área
- Medios de producción del área
- Demanda del área de limitación X
- % utilización de los medios de producción de un área de limitación

6.5 Metodología

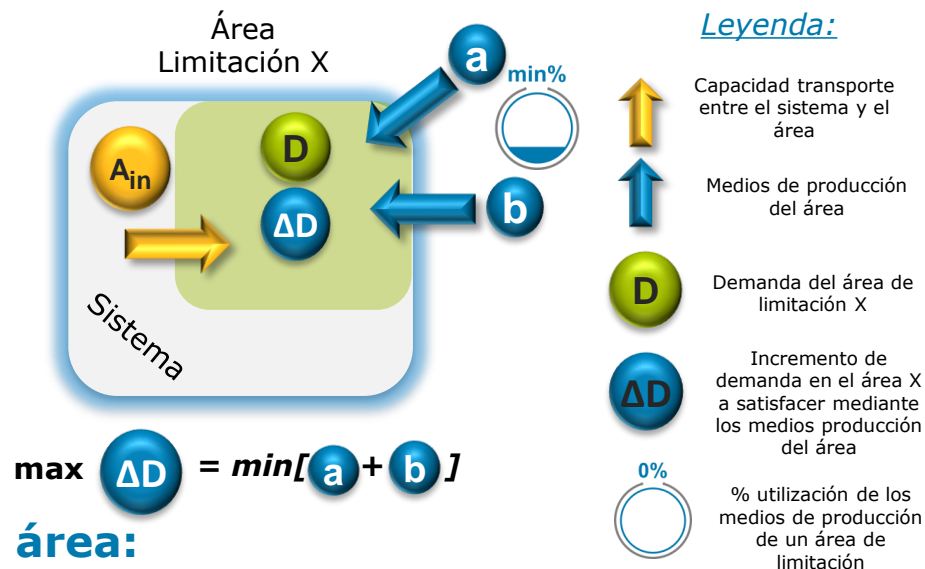
Ver más detalle en Anexo: Metodología

Cálculo de las limitaciones del 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**.



Limitación del área:
Mínimo necesario de los medios de producción del área

7. Resultados: Conclusiones

1. En la mayoría de escenarios no se detectan relevantes afectaciones en la red de transporte.
2. La actualización del histórico de la demanda considerada en Rangos Admisibles, incluyendo los 7 primeros meses de 2020 da lugar a un **doble efecto**:
 - i. **Aumento del consumo de gas de los ciclos combinados** por desmantelamiento del carbón con un peso superior a la bajada de la demanda eléctrica por el efecto Covid.
 - ii. **Disminución de la demanda convencional** de gas debido principalmente por una menor actividad industrial por el efecto Covid.
3. Tras el análisis de la necesidad de **entradas mínimas de los medios de producción de cada área (limitaciones)**, se detecta sensibilidad al comportamiento de los CTCC's.
4. Si bien, los mínimos detectados no supondrían, en la mayoría de los casos, un problema del área a sus medios de producción dada la capacidad de transporte entre áreas.
5. Las potenciales congestiones detectadas (limitación a máximos de los medios de producción del área) se encuentran por encima de los factores de utilización históricos de los mismos.

Resultados: CORTO PLAZO

7.1 Resultados: Máxima capacidad transporte in/out

Área de limitación: NOROESTE 2021

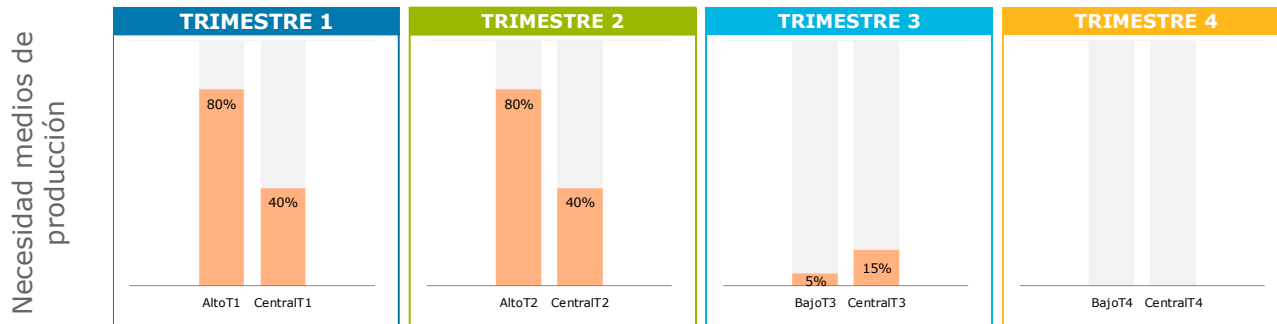
NOROESTE	TRIMESTRE 1		TRIMESTRE 2		TRIMESTRE 3		TRIMESTRE 4	
	Alto	Central	Alto	Central	Bajo	Central	Bajo	Central
<i>GWh/d</i>								
D. convencional	<i>Punta Laborable</i>	<i>Laborable Medio</i>	<i>Punta Laborable</i>	<i>Laborable Medio</i>	<i>Laborable Bajo</i>	<i>Laborable Medio</i>	<i>Laborable Bajo</i>	<i>Laborable Medio</i>
D. Eléctrica	<i>Máx CTCC del trimestre</i>	<i>Media histórica utilización CTCC del trimestre</i>	<i>Máx CTCC del trimestre</i>	<i>Media histórica utilización CTCC del trimestre</i>	<i>Min CTCC del trimestre</i>	<i>Media histórica utilización CTCC del trimestre</i>	<i>Min CTCC del trimestre</i>	<i>Media histórica utilización CTCC del trimestre</i>
LIMITACIÓN (1)								
Máximo transportable desde el sistema al área <i>(A_{in})</i>	80	[65-80]	80	[65-80]	60	[65-70]	55	[55-70]
<i>Nivel de limitación del área: % de la capacidad nominal de los medios de producción del área necesaria</i>	≈ 80%	≈ 40%	≈ 80%	≈ 40%	≈ 5%	≈ 15%	≈ 0%	≈ 0%
CONGESTIÓN (2)								
Máximo transportable desde el área al sistema <i>(A_{out})</i>	Demanda superior a la capacidad de entrada al área	[0-10]	Demanda superior a la capacidad de entrada al área	[0-10]	25	[25-40]	30	[25-40]
<i>% de la capacidad nominal de los medios de producción del área transportable</i>	≈ 100%	≈ 100%	≈ 100%	≈ 95%	≈ 85%	≈ 95%	≈ 80%	≈ 95%
<i>Nivel de congestión del área</i>	≈ 0%	≈ 0%	≈ 0%	≈ 5%	≈ 15%	≈ 5%	≈ 20%	≈ 5%

- 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.

7.1 Resultados: Máxima capacidad transporte in/out

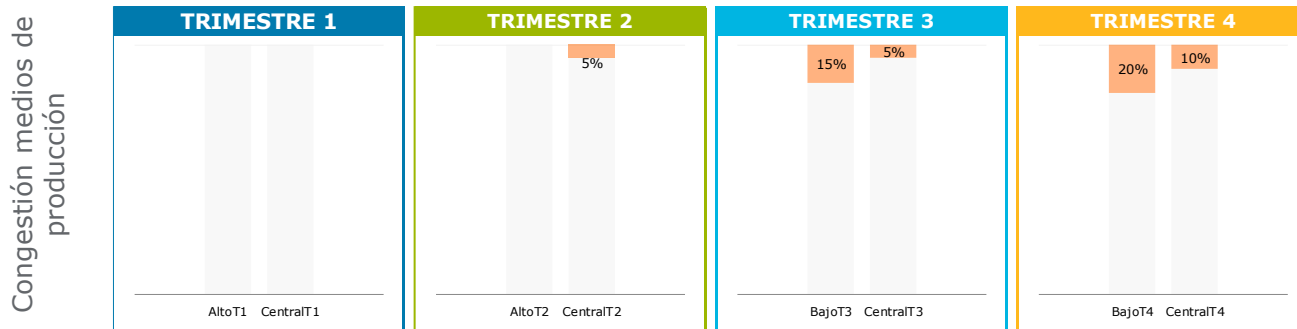
Área de limitación: NOROESTE 2021

NIVEL DE NECESIDAD DE LOS MEDIOS DE PRODUCCIÓN DEL ÁREA (LIMITACIÓN)



■ Mínimo necesario medios de prod. ■ Producción libre medio de prod.

NIVEL NO PRODUCIBLE DE LOS MEDIOS DE PRODUCCION DEL AREA (CONGESTIÓN)



■ Nivel de congestión en los medios de prod. ■ Producción libre medios de prod.



Equivalencia en nº de buques para la limitación [Ud./mes]

Trimestre 1	2
Trimestre 2	2
Trimestre 3	1
Trimestre 4	1

Se ha considerado una capacidad de buque de 950 GWh. Se ha tomado como mes tipo de 30 días. Se ha redondeado la cifra al alza.

Considerando la necesidad de los medios de producción en los escenarios centrales se ha calculado su equivalencia en nº de unidades equivalentes a un buque (950 GWh/d).

Nota: No se ha tenido en cuenta para este cálculo las existencias iniciales en los tanques de GNL de las plantas de regasificación y las fechas de llegada de buques adjudicados en periodos anteriores.

7.2 Resultados: Máxima capacidad transporte in/out

Área de limitación: VALLE DEL EBRO 2021

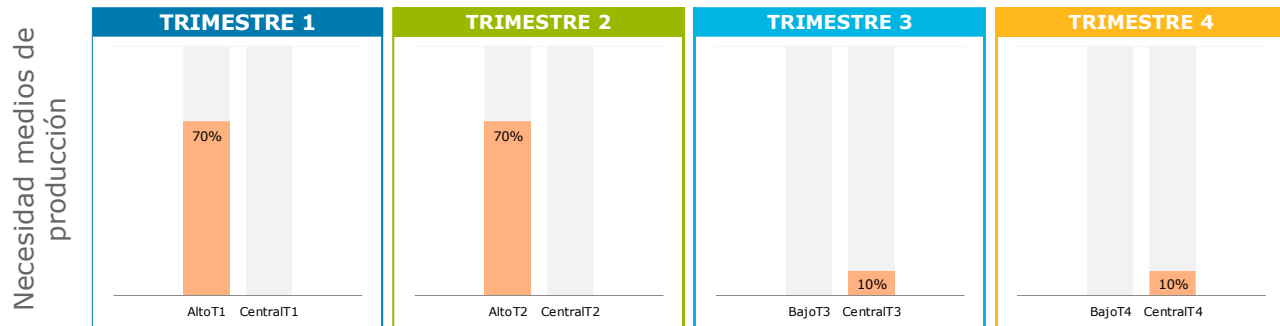
VALLE DEL EBRO GWh/d	TRIMESTRE 1		TRIMESTRE 2		TRIMESTRE 3		TRIMESTRE 4	
	Alto	Central	Alto	Central	Bajo	Central	Bajo	Central
D. convencional	Punta Laborable	Laborable Medio	Punta Laborable	Laborable Medio	Laborable Bajo	Laborable Medio	Laborable Bajo	Laborable Medio
D. Eléctrica	Máx CTCC del trimestre	Media histórica utilización CTCC del trimestre	Máx CTCC del trimestre	Media histórica utilización CTCC del trimestre	Min CTCC del trimestre	Media histórica utilización CTCC del trimestre	Min CTCC del trimestre	Media histórica utilización CTCC del trimestre
LIMITACIÓN (1)								
Máximo transportable desde el sistema al área (A _{in})	325	[340-360]	325	[340-360]	330	[350-370]	310	[340-360]
	80% Export. VIP PIRINEOS	50% Export. VIP PIRINEOS	80% Export. VIP PIRINEOS	50% Export. VIP PIRINEOS	50% Export. VIP PIRINEOS	50% Export. VIP PIRINEOS	50% Export. VIP PIRINEOS	50% Export. VIP PIRINEOS
Utilización AASS	Capacidad extracción igual a cero		Capacidad extracción igual a cero		Capacidad de Inyección máxima		Capacidad de Inyección máxima	
Nivel de limitación del área: % de la capacidad nominal de los medios de producción del área necesaria	≈ 60%	≈ 0%	≈ 65%(*)	≈ 0%	≈ 0%	≈ 10%	≈ 0%	≈ 10%
CONGESTIÓN (2)								
Máximo transportable desde el área al sistema (A _{out})	230	[310-330]	210	[335-350]	330	[265-300]	325	[275-305]
	100% Import. VIP PIRINEOS	100% Import. VIP PIRINEOS	100% Import. VIP PIRINEOS	100% Import. VIP PIRINEOS	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 cero		Capacidad de Inyección igual a cero	
% de la capacidad nominal de los medios de producción del área transportable	≈ 100%	≈ 100%	≈ 100%	≈ 100%	≈ 100%	≈ 100%	≈ 95%	≈ 100%
Nivel de congestión del área	≈ 0%	≈ 0%	≈ 0%	≈ 0%	≈ 0%	≈ 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.
- (*) Escenario Alto T2: Es necesario una producción de 20 GWh/d del Almacenamiento de Gaviota para satisfacer la demanda dentro del área.
- (1) Considerar máxima extracción en los almacenamientos de Gaviota y Serrablo en los trimestres 1 y 2 disminuye el transporte desde el sistema al 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.

7.2 Resultados: Máxima capacidad transporte in/out

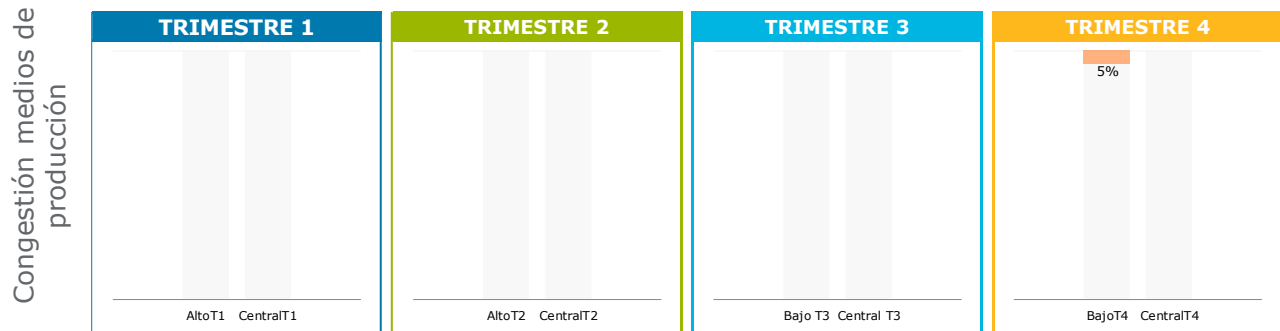
Área de limitación: VALLE DEL EBRO 2021

NIVEL DE NECESIDAD DE LOS MEDIOS DE PRODUCCIÓN DEL ÁREA (LIMITACIÓN)



■ Mínimo necesario medios de prod. ■ Producción libre medio de prod.

NIVEL NO PRODUCIBLE DE LOS MEDIOS DE PRODUCCIÓN DEL ÁREA (CONGESTIÓN)



■ Nivel de congestión en los medios de prod. ■ Producción libre medios de prod.



Nº de slots mínimos [Ud./mes]

Trimestre 1	0
Trimestre 2	0
Trimestre 3	1
Trimestre 4	1

Se ha considerado una capacidad de buque de 950 GWh.
Se ha tomado como mes tipo de 30 días.
Se ha redondeado la cifra al alza.

Considerando la necesidad de los medios de producción en los escenarios centrales se ha calculado su equivalencia en nº de unidades equivalentes a un buque (950 GWh/d).

Nota: No se ha tenido en cuenta para este cálculo las existencias iniciales en los tanques de GNL de las plantas de regasificación y las fechas de llegada de buques adjudicados en periodos anteriores.

7.3 Resultados: Máxima capacidad transporte in/out

Área de limitación: MEDITERRÁNEO 2021

MEDITERRANEO	TRIMESTRE 1		TRIMESTRE 2		TRIMESTRE 3		TRIMESTRE 4	
	Alto	Central	Alto	Central	Bajo	Central	Bajo	Central
<i>D. convencional</i>	Punta Laborable	Laborable Medio	Punta Laborable	Laborable Medio	Laborable Bajo	Laborable Medio	Laborable Bajo	Laborable Medio
<i>D. Eléctrica</i>	Máx CTCC del trimestre	Media histórica utilización CTCC del trimestre	Máx CTCC del trimestre	Media histórica utilización CTCC del trimestre	Min CTCC del trimestre	Media histórica utilización CTCC del trimestre	Min CTCC del trimestre	Media histórica utilización CTCC del trimestre

LIMITACIÓN (1)

<i>Máximo transportable desde el sistema al área (A_{in})</i>	305	[340-355]	300	[330-345]	280	[300-335]	270	[300-335]
<i>Nivel de limitación del área: % de la capacidad nominal de los medios de producción del área necesaria</i>	≈ 30%	≈ 10%	≈ 35%	≈ 15%	≈ 0%	≈ 0%	≈ 0%	≈ 0%

CONGESTIÓN (2)

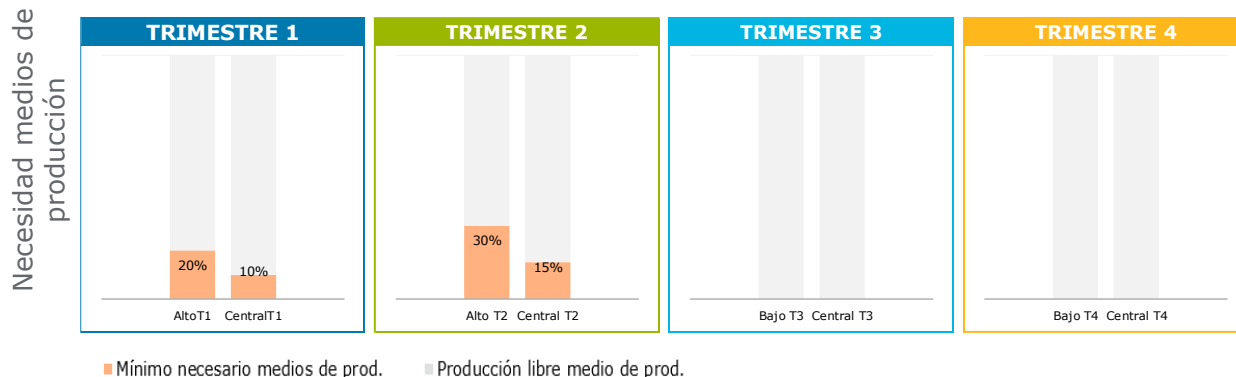
<i>Máximo transportable desde el área al sistema (A_{out})</i>	480	[450-470]	480	[450-470]	445	[430-450]	450	[430-450]
<i>% de la capacidad nominal de los medios de producción del área transportable</i>	≈ 90%	≈ 80%	≈ 95%	≈ 80%	≈ 60%	≈ 65%	≈ 60%	≈ 65%
<i>Nivel de congestión del área</i>	≈ 10%	≈ 20%	≈ 5%	≈ 20%	≈ 40%	≈ 35%	≈ 40%	≈ 35%

- 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 en un 5-10%
- (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

7.3 Resultados: Máxima capacidad transporte in/out

Área de limitación: MEDITERRÁNEO 2021

NIVEL DE NECESIDAD DE LOS MEDIOS DE PRODUCCIÓN DEL ÁREA (LIMITACIÓN)

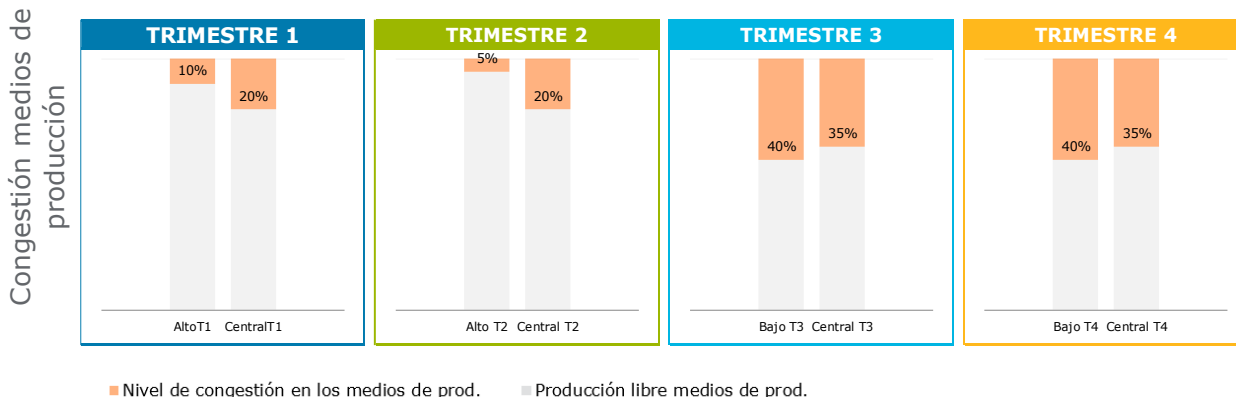


Nº de slots mínimos [Ud./mes]

Trimestre 1	4
Trimestre 2	7
Trimestre 3	0
Trimestre 4	0

Se ha considerado una capacidad de buque de 950 GWh. Se ha tomado como mes tipo de 30 días. Se ha redondeado la cifra al alza.

NIVEL NO PRODUCIBLE DE LOS MEDIOS DE PRODUCCIÓN DEL ÁREA (CONGESTIÓN)



Considerando la necesidad de los medios de producción en los escenarios centrales se ha calculado su equivalencia en nº de unidades equivalentes a un buque (950 GWh/d).

Nota: No se ha tenido en cuenta para este cálculo las existencias iniciales en los tanques de GNL de las plantas de regasificación, las fechas de llegada de buques adjudicados en periodos anteriores ni las posibles restricciones técnicas de la red de Barcelona.

Resultados: LARGO PLAZO

7.4 Resultados: Máxima capacidad transporte in/out

Área de limitación: NOROESTE LARGO PLAZO

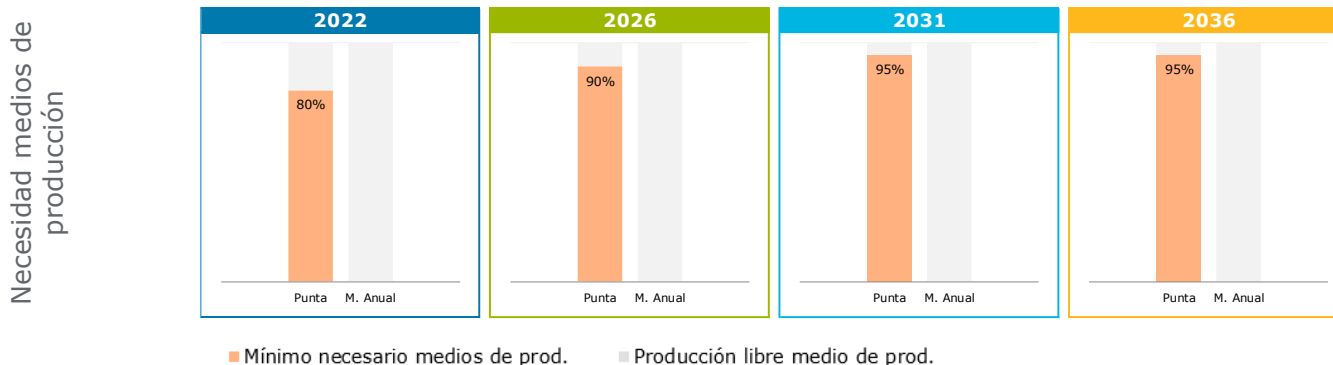
NOROESTE	2022		2026		2031		2036	
	Punta	Media Anual	Punta	Media Anual	Punta	Media Anual	Punta	Media Anual
D. convencional	<i>Punta Laborable</i>	<i>Anual Medio</i>	<i>Punta Laborable</i>	<i>Anual Medio</i>	<i>Punta Laborable</i>	<i>Anual Medio</i>	<i>Punta Laborable</i>	<i>Anual Medio</i>
D. Eléctrica	<i>Máx CTCC del año</i>	<i>Media histórica utilización CTCC del año</i>	<i>Máx CTCC del año</i>	<i>Media histórica utilización CTCC del año</i>	<i>Máx CTCC del año</i>	<i>Media histórica utilización CTCC del año</i>	<i>Máx CTCC del año</i>	<i>Media histórica utilización CTCC del año</i>
LIMITACIÓN (1)								
Máximo transportable desde el sistema al área (A_{in})	80	[65-70]	80	[65-75]	80	[60-75]	80	[60-75]
<i>Nivel de limitación del área: % de la capacidad nominal de los medios de producción del área necesaria</i>	≈ 80%	≈ 0%	≈ 90%	≈ 0%	≈ 95%	≈ 0%	≈ 95%	≈ 0%
CONGESTIÓN (2)								
Máximo transportable desde el área al sistema (A_{out})	Demanda superior a la capacidad de entrada al área	[20-40]	Demanda superior a la capacidad de entrada al área	[15-30]	Demanda superior a la capacidad de entrada al área	[15-30]	Demanda superior a la capacidad de entrada al área	[15-30]
<i>% de la capacidad nominal de los medios de producción del área transportable</i>	≈100%	≈ 80%	≈100%	≈ 90%	≈100%	≈ 90%	≈100%	≈ 90%
<i>Nivel de congestión del área</i>	≈ 0%	≈ 20%	≈ 0%	≈ 10%	≈ 0%	≈ 10%	≈ 0%	≈ 10%

- 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.

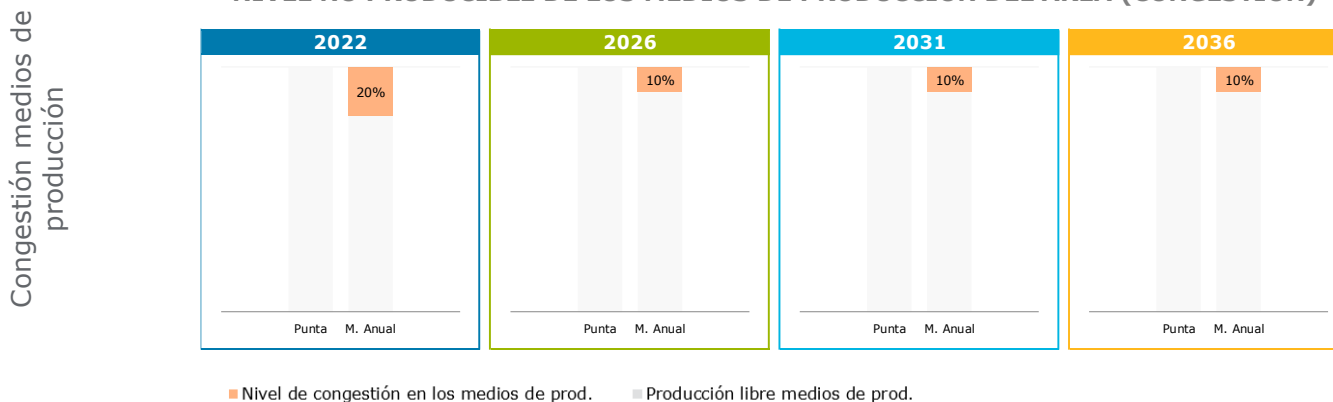
7.4 Resultados: Máxima capacidad transporte in/out

Área de limitación: NOROESTE LARGO PLAZO

NIVEL DE NECESIDAD DE LOS MEDIOS DE PRODUCCIÓN DEL ÁREA (LIMITACIÓN)



NIVEL NO PRODUCIBLE DE LOS MEDIOS DE PRODUCCIÓN DEL ÁREA (CONGESTIÓN)



7.5 Resultados: Máxima capacidad transporte in/out

Área de limitación: VALLE DEL EBRO LARGO PLAZO

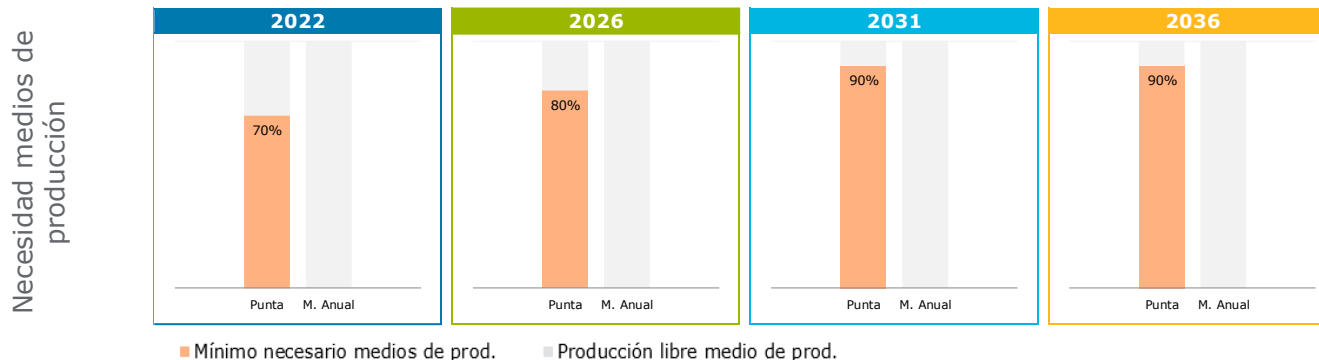
VALLE DEL EBRO	2022		2026		2031		2036	
	Punta	Media Anual	Punta	Media Anual	Punta	Media Anual	Punta	Media Anual
<i>D. convencional</i>	Punta Laborable	Anual Medio	Punta Laborable	Anual Medio	Punta Laborable	Anual Medio	Punta Laborable	Anual Medio
<i>D. Eléctrica</i>	Máx CTCC del año	Media histórica utilización CTCC del año	Máx CTCC del año	Media histórica utilización CTCC del año	Máx CTCC del año	Media histórica utilización CTCC del año	Máx CTCC del año	Media histórica utilización CTCC del año
LIMITACIÓN (1)								
Máximo transportable desde el sistema al área (A _{in})	300	[340-360] [280-300]	310	[340-360] [280-300]	310	[340-360] [280-300]	310	[340-360] [280-300]
	80% Export. VIP PIRINEOS	80% Export. VIP PIRINEOS	50% Export. VIP PIRINEOS	80% Export. VIP PIRINEOS	80% Export. VIP PIRINEOS	50% Export. VIP PIRINEOS	71% Export. VIP PIRINEOS	80% Export. VIP PIRINEOS
Utilización AASS	Cap. extracción MAX	Capacidad extracción igual a cero	Cap. extracción MAX	Capacidad extracción igual a cero	Cap. extracción MAX	Capacidad extracción igual a cero	Cap. extracción MAX	Capacidad extracción igual a cero
Nivel de limitación del área: % de la capacidad nominal de los medios de producción del área necesaria	≈70%	≈ 0%	≈80%	≈ 0%	≈90%	≈ 0%	≈90%	≈ 0%
CONGESTIÓN (2)								
Máximo transportable desde el área al sistema (A _{out})	200	[350-370]	170	[350-370]	150	[330-350]	150	[330-350]
	100% Import. VIP PIRINEOS	100% Import. VIP PIRINEOS	100% Import. VIP PIRINEOS	100% Import. VIP PIRINEOS	100% Import. VIP PIRINEOS	100% Import. VIP PIRINEOS	100% Import. VIP PIRINEOS	100% Import. VIP PIRINEOS
Utilización AASS	Cap. extracción MAX	Capacidad extracción a final de periodo	Cap. extracción MAX	Capacidad extracción a final de periodo	Cap. extracción MAX	Capacidad extracción a final de periodo	Cap. extracción MAX	Capacidad extracción a final de periodo
% de la capacidad nominal de los medios de producción del área transportable	≈100%	≈ 95%	≈100%	≈ 95%	≈100%	≈ 95%	≈100%	≈ 95%
Nivel de congestión del área	≈ 0%	≈ 5%	≈ 0%	≈ 5%	≈ 0%	≈ 5%	≈ 0%	≈ 5%

- 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.

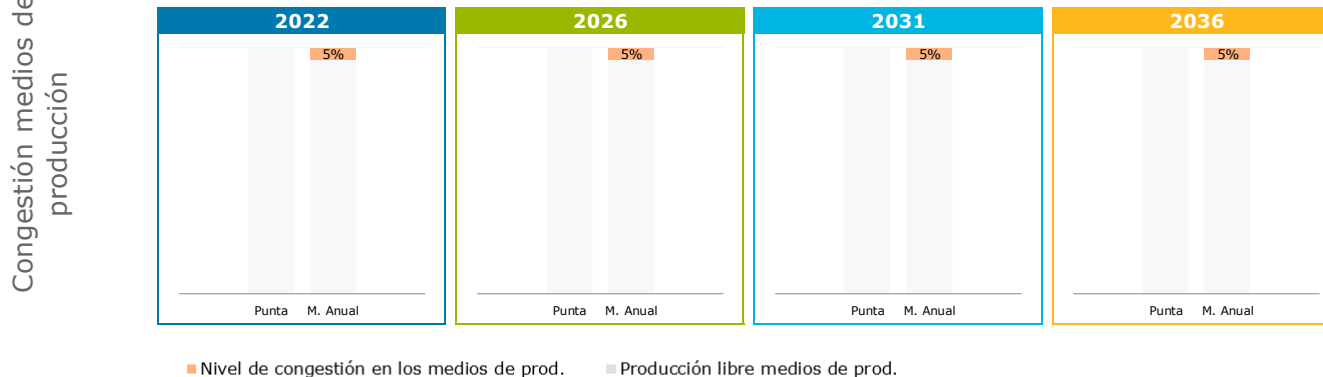
7.5 Resultados: Máxima capacidad transporte in/out

Área de limitación: VALLE DEL EBRO LARGO PLAZO

NIVEL DE NECESIDAD DE LOS MEDIOS DE PRODUCCIÓN DEL ÁREA (LIMITACIÓN)



NIVEL NO PRODUCIBLE DE LOS MEDIOS DE PRODUCCIÓN DEL ÁREA (CONGESTIÓN)



7.6 Resultados: Máxima capacidad transporte in/out

Área de limitación: MEDITERRÁNEO LARGO PLAZO

MEDITERRANEO	2022		2026		2031		2036	
	Punta	Media Anual	Punta	Media Anual	Punta	Media Anual	Punta	Media Anual
D. convencional	<i>Punta Laborable</i>	<i>Anual Medio</i>	<i>Punta Laborable</i>	<i>Anual Medio</i>	<i>Punta Laborable</i>	<i>Anual Medio</i>	<i>Punta Laborable</i>	<i>Anual Medio</i>
D. Eléctrica	<i>Máx CTCC del año</i>	<i>Media histórica utilización CTCC del año</i>	<i>Máx CTCC del año</i>	<i>Media histórica utilización CTCC del año</i>	<i>Máx CTCC del año</i>	<i>Media histórica utilización CTCC del año</i>	<i>Máx CTCC del año</i>	<i>Media histórica utilización CTCC del año</i>
LIMITACIÓN (1)								
Máximo transportable desde el sistema al área (A_{in})	315	[340-360]	285	[330-370]	235	[330-370]	235	[330-370]
<i>Nivel de limitación del área: % de la capacidad nominal de los medios de producción del área necesaria</i>	≈ 30%	≈ 5%	≈ 40%	≈ 5%	≈ 55%	≈ 10%	≈ 55%	≈ 10%
CONGESTIÓN (2)								
Máximo transportable desde el área al sistema (A_{out})	400	[450-470]	400	[450-470]	370	[450-470]	370	[450-470]
<i>% de la capacidad nominal de los medios de producción del área transportable</i>	≈ 95%	≈ 70%	≈ 100%	≈ 70%	≈ 100%	≈ 70%	≈ 100%	≈ 70%
<i>Nivel de congestión del área</i>	≈ 5%	≈ 35%	≈ 0%	≈ 30%	≈ 0%	≈ 30%	≈ 0%	≈ 30%

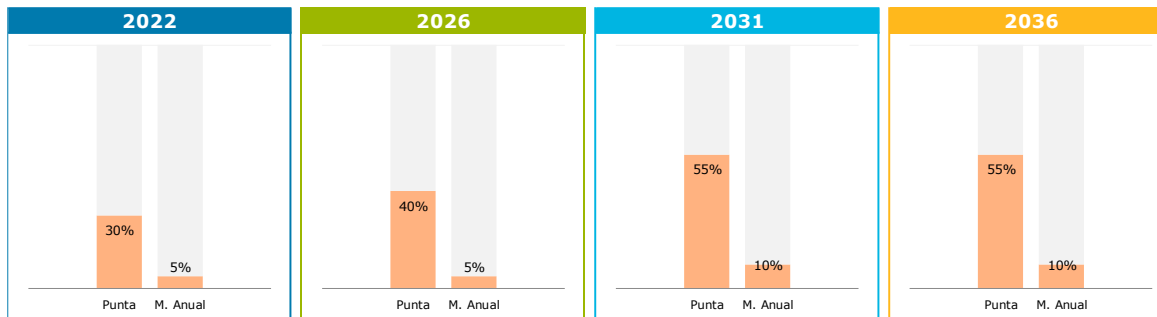
- Los escenarios altos representan el máximo transportable en condiciones de demanda punta.
- Considerar el 100% de la demanda eléctrica (CTCC's) aumentará la necesidad de los medios de producción del área.
- (1) Una exportación por el VIP Pirineos aumentaría la necesidad de los medios de producción del área del Mediterráneo en un 5-10%
- (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

7.6 Resultados: Máxima capacidad transporte in/out

Área de limitación: MEDITERRÁNEO LARGO PLAZO

NIVEL DE NECESIDAD DE LOS MEDIOS DE PRODUCCIÓN DEL ÁREA (LIMITACIÓN)

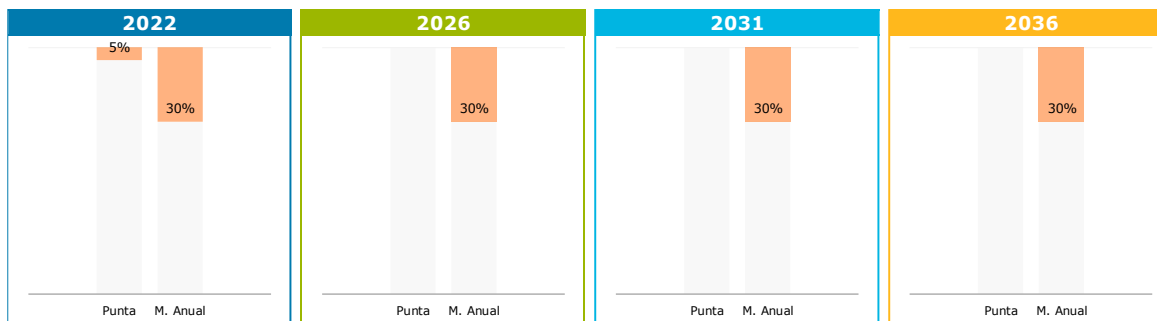
Necesidad medios de producción



■ Mínimo necesario medios de prod. ■ Producción libre medio de prod.

NIVEL NO PRODUCIBLE DE LOS MEDIOS DE PRODUCCIÓN DEL ÁREA (CONGESTIÓN)

Congestión medios de producción



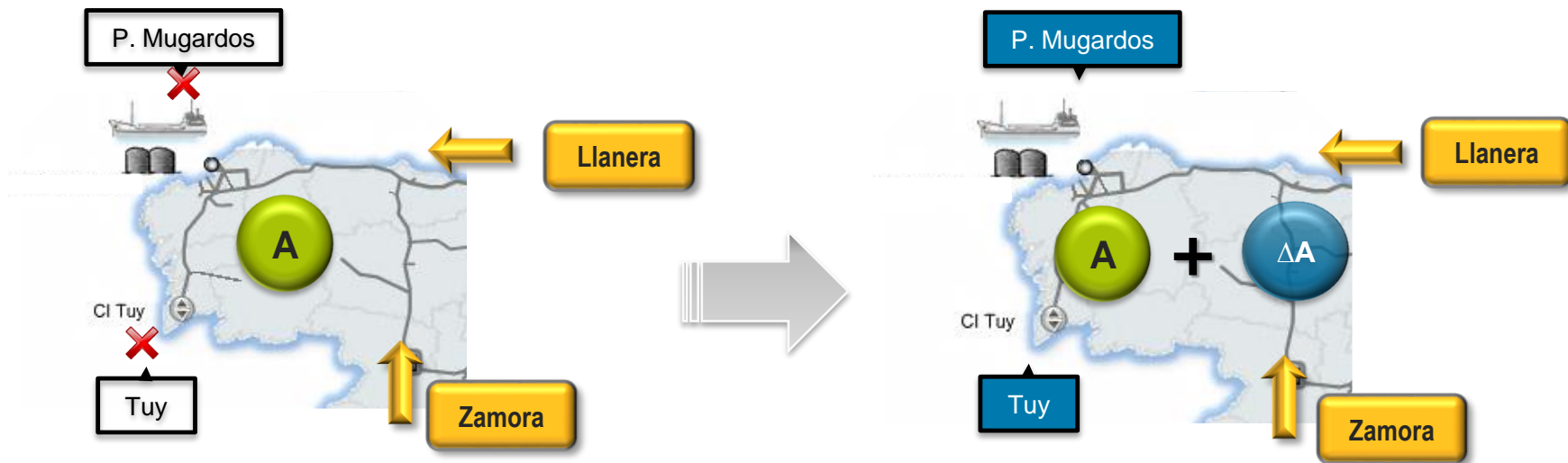
■ Nivel de congestión en los medios de prod. ■ Producción libre medios de prod.

Anexo: METODOLOGÍA

6.5 Metodología

Cálculo de las limitaciones del área: NOROESTE

La demanda máxima que se puede cubrir de manera continua, sin entradas en la zona noroeste, es el máximo transportable a través de la EC de Zamora y la válvula de Llanera. Toda demanda superior a dicho caudal deberá ser suministrado desde las entradas del noroeste (Planta Reganosa o CI Tuy)



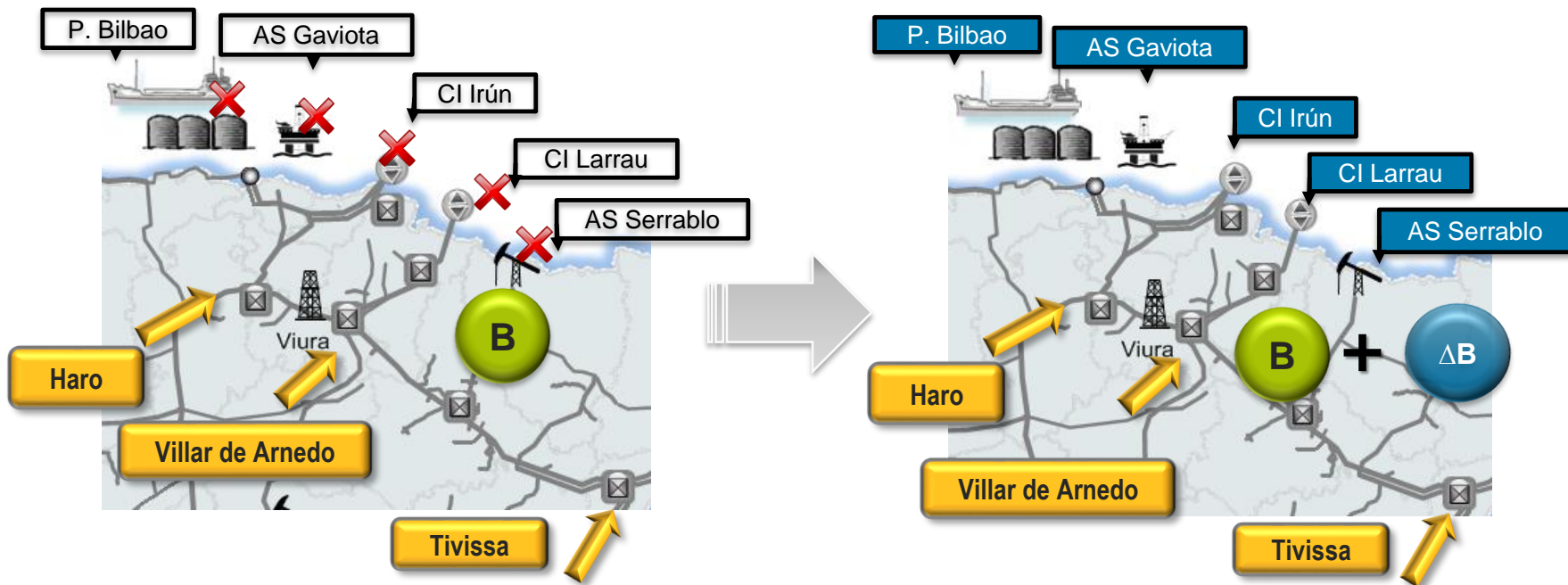
Demanda máxima que se puede cubrir con aporte exclusivo desde Zamora y Llanera



Incrementos de demanda en la zona que deberán ser suplementados por la planta de Mugardos o por la C. I. de Tuy.

ΔA = punta por ola de frío, consumos de CTCC's, nuevos clientes, exportación,...

Cálculo de las limitaciones del área: VALLE DEL EBRO

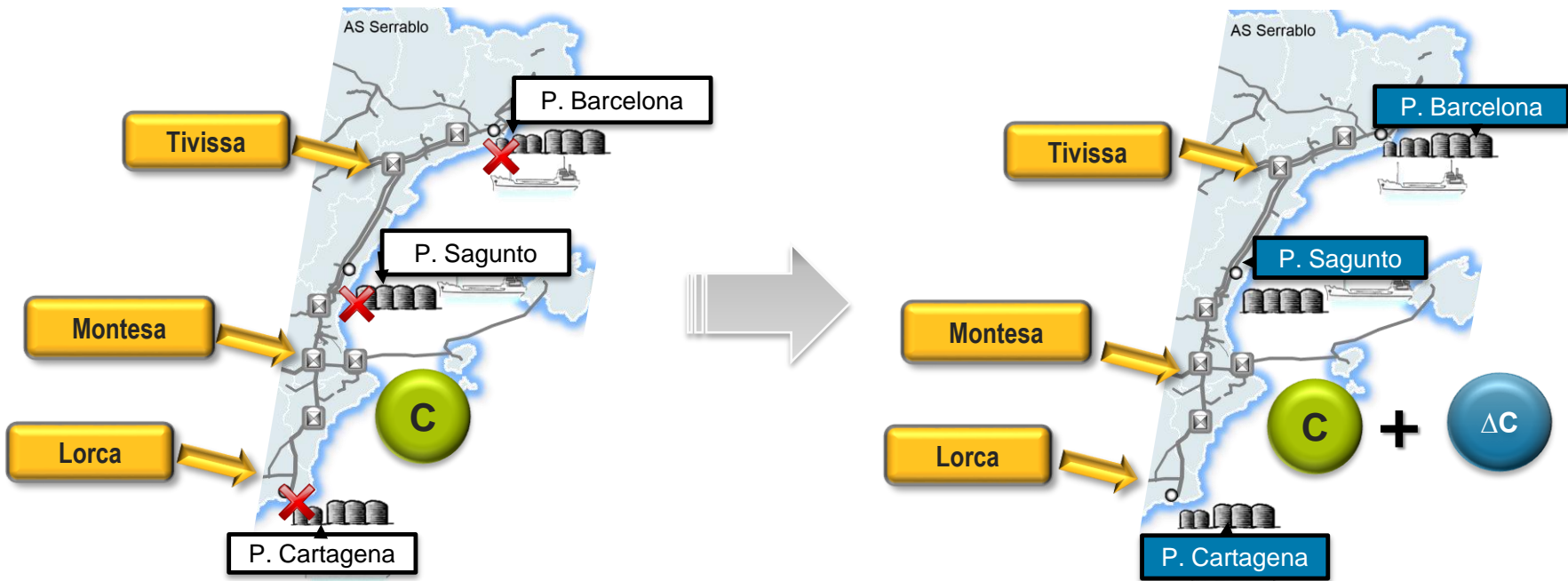


B Demanda máxima que se puede cubrir con aporte exclusivo desde entradas del sur-mediterráneo por Haro, Villar de Arnedo y Tivissa.

ΔB Incrementos de demanda en la zona que deberán ser suplementados por entradas del norte
ΔA = punta por ola de frío, consumos de CTCC's, inyección, exportación,...

6.5 Metodología

Cálculo de las limitaciones del área: **MEDITERRÁNEO**



C Demanda máxima que se puede cubrir con aporte exclusivo desde Tivissa, el eje Transversal y Lorca.

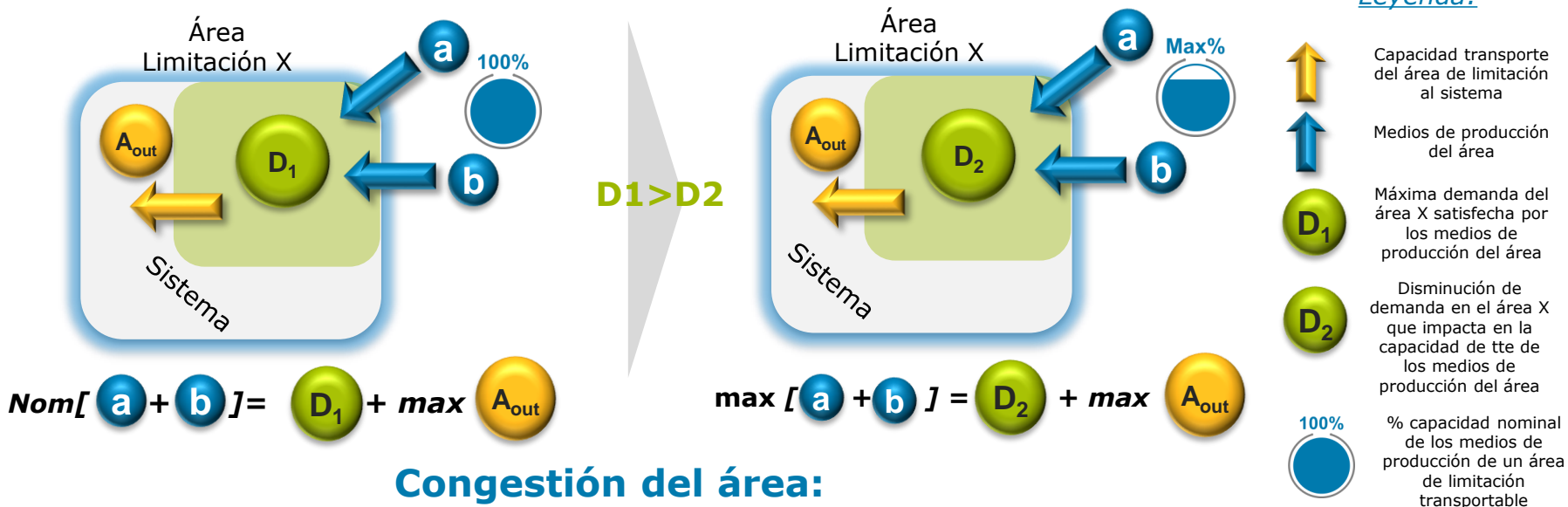
ΔC Incrementos de demanda en la zona que deberán ser suplementados por entradas del Mediterráneo.
ΔC = punta por ola de frío, consumos de CTCC's, nuevos clientes, ...

6.5 Metodología

Cálculo de la potencial congestión del área

Como ya se ha explicado, la capacidad nominal de los medios de producción del área de limitación 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.

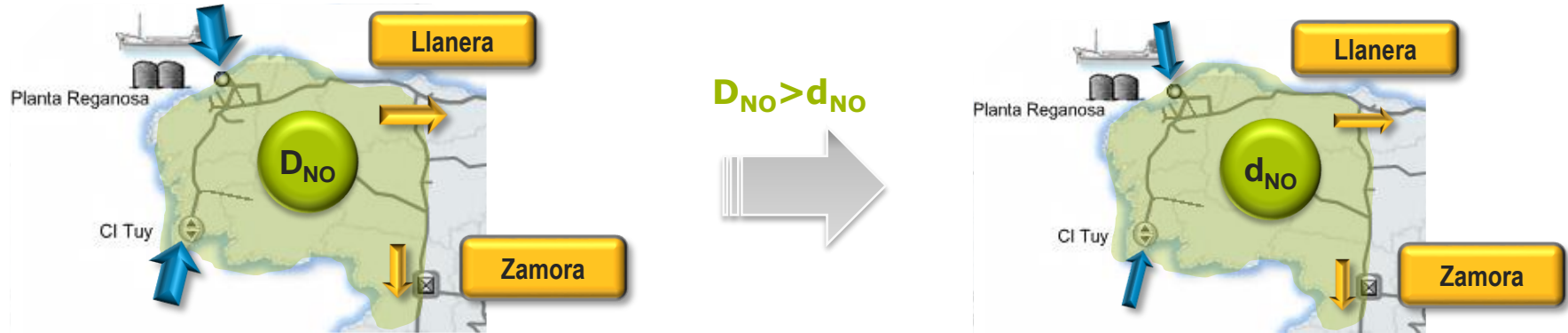


Congestión del área:
Máxima entrada de los medios de producción del área

6.5 Metodología

Cálculo de la potencial congestión del área: NOROESTE

Se ha considerado la capacidad máxima de emisión a través de la Planta de Mugarodos (M) y de la conexión internacional de Tuy (CI).



$$M + CI = D_{NO} + NO_t$$

$$m + ci = d_{NO} + NO_t$$

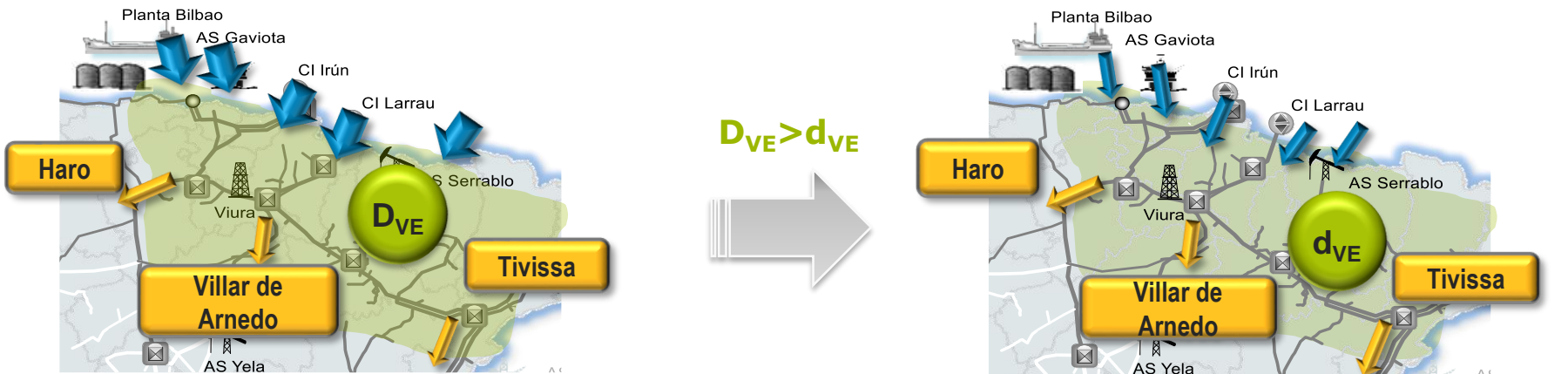
D_{NO} Demanda del área.

NO_t Capacidad máxima de transporte hacia el Sistema.

6.5 Metodología

3.2 Cálculo de la potencial congestión del área: VALLE DEL EBRO

Se ha considerado la capacidad máxima de emisión a través de la Planta de Bilbao (B), de las conexiones internacionales de Irún, Larrau (CI), y de los AASS de Gaviota y Serrablo (AS).



$$B + CI + AS = D_{VE} + VE_t$$

$$b + ci + as = d_{VE} + VE_t$$

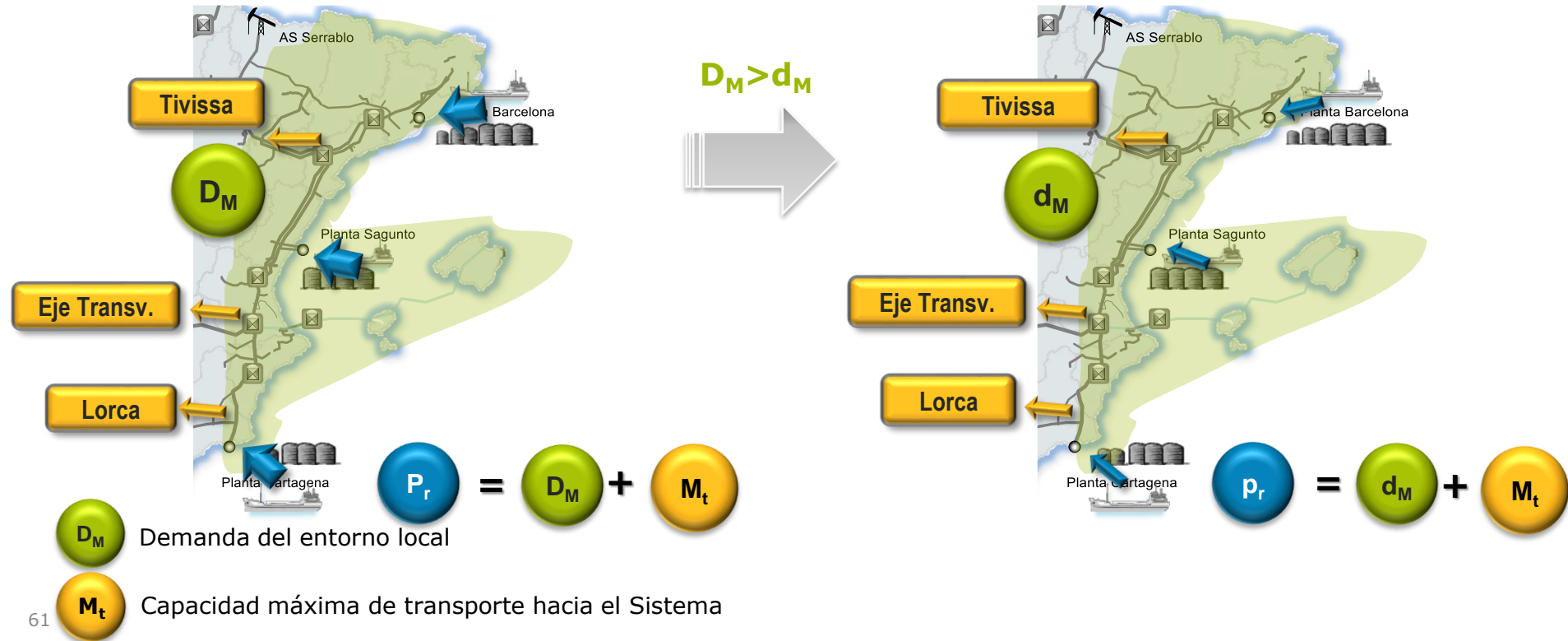
D_{VE} Demanda del entorno local

VE_t Capacidad máxima de transporte hacia el Sistema

6.5 Metodología

Cálculo de la potencial congestión del área: MEDITERRÁNEO

Se ha considerado la capacidad máxima de emisión a través de las Plantas de Regasificación del Mediterráneo (P_r).



Muchas gracias

