

Ing. Carlos Colom  
Presidente - Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Su Despacho.



Guatemala, 13 de marzo de 2012.

Estimado Ingeniero Colom:

De acuerdo al procedimiento establecido en las Bases de la Licitación PEG-01-2010 mediante la cual se contratará el suministro de potencia y energía eléctrica para los usuarios del servicio de distribución final de Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A., Distribuidora de Electricidad de Occidente, S. A. y Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A., la Junta de Licitación le remite el dictamen de evaluación de las ofertas económicas de dicha licitación y conforme el numeral 5.3.2, requieren de la aprobación de la CNEE en cuanto a las Ofertas no adjudicadas.

Sin otro particular, aprovechamos la oportunidad para saludarle y agradecer su respuesta antes del 15 de marzo de 2012 para cumplir con el cronograma previsto.

Atentamente,



Ing. Carlos Fernando Rodas  
Junta de Licitación EEGSA



Ing. Dimas Carranza  
Junta de Licitación DEOCSA-DEORSA



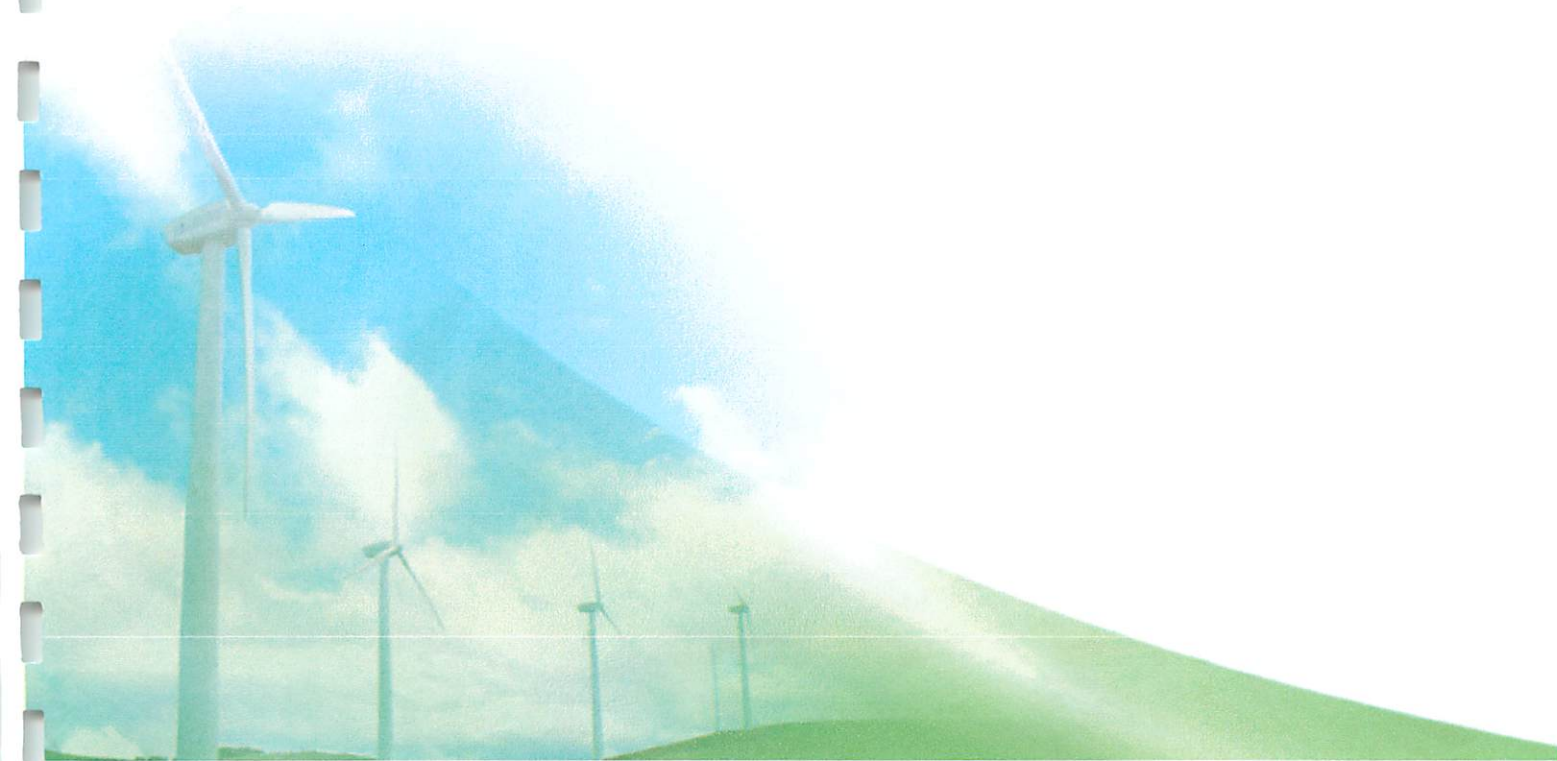
Licitación Abierta  
PEG 1- 2010 Guatemala



DEOCSA-DEORSA

# DICTAMEN DE EVALUACIÓN DE OFERTAS ECONÓMICAS Y ADJUDICACIÓN

## JUNTA DE LICITACIÓN ABIERTA PEG-01-2010





**DICTAMEN EVALUACION OFERTAS ECONOMICAS Y ADJUDICACION**

**Junta de Licitación Abierta PEG-1-2010**

En la ciudad de Guatemala, el trece de marzo de 2012, en la sede de Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima (DEORSA) y Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima (DEOCSA) ubicadas en la 10ma. avenida 14-14 de la zona 14 de la ciudad de Guatemala, nos encontramos reunidos los miembros titulares de la Junta de la Licitación Abierta PEG-1-2010 con el objeto de continuar y concluir con el análisis, evaluación de las Ofertas Económicas y determinación de Adjudicación o no Adjudicación, de conformidad con el contenido de las bases del concurso y específicamente el numeral 5.3.2. de las mismas, para lo cual se procede de la siguiente manera:

**PRIMERO:**

Los miembros de la Junta emiten el presente dictamen, a efecto de dejar documentados los análisis que se han realizado de las ofertas económicas, para posteriormente informar del mismo a la CNEE, a efecto que ésta tome las decisiones que le competen de conformidad con el contenido de las Bases de la Licitación. En virtud de lo anterior, la Junta procede a efectuar la evaluación de las Ofertas Económicas conforme a lo que a continuación se detalla.

**SEGUNDO:**

La Junta procede a efectuar la evaluación de las Ofertas Económicas presentadas por las entidades:

No.	Oferente	No. Central	Tecnología	PGmáxima	PGMinima
1	Hidrosacpur		Hidro	2.50	2.50
3	Coralito		Hidro	-	-
23	Agro Comercializadora del Polochic		Hidro	10.00	10.00
24	Renace	Central 1	Hidro	50.00	50.00
		Central 2	Hidro	70.00	70.00

Sobre estas ofertas, cuyo tipo de tecnología de generación es con Recursos Renovables y cuya componente de Operación y Mantenimiento debe ser como máximo diez por ciento (10%) y veinte por ciento (20%) del precio de la energía ofrecido conforme las bases de la licitación, esta Junta ha efectuado los análisis correspondientes y después de diversas discusiones y deliberaciones, se determina que el precio de la energía ofrecido



para la componente de Operación y Mantenimiento, no se ajusta al contenido de las bases y entre otros, la Junta se fundamenta en diversas respuestas dadas a los oferentes, en donde con claridad se indicó que no podían excederse los porcentajes citados para la componente de Operación y Mantenimiento sobre el precio de la energía ofrecido, y además se fundamenta, entre otras, en las siguientes disposiciones de las bases:

- a) “4.2.3. Cuando el Oferente ofrezca Plantas de Generación cuyo tipo de tecnología de generación sea con Recursos Renovables, deberá de indicar en su Oferta un precio de la energía –PEO- en Dólares por MWh (US\$/MWh) por cada Planta de Generación, conforme el formato establecido en el numeral 6.2. La componente de Operación y Mantenimiento **será como máximo diez por ciento (10%) del precio de la energía ofrecida**, para el caso de Plantas de Generación que ofrezcan un Contrato por Diferencia con Curva de Carga o un Contrato de Opción de Compra de Energía. Para el caso de Plantas de Generación que ofrezcan un Contrato de Energía Generada, este valor **será como máximo el veinte por ciento (20%) del precio de la energía ofrecido**. La componente de Operación y Mantenimiento será indexada durante la vigencia del Contrato de Abastecimiento de acuerdo a lo establecen las Bases de Licitación.”
- b) “Bases de Licitación: Son los lineamientos, disposiciones generales y especificación técnicas contenidas en el documento elaborado por la Junta de Licitación de conformidad con los Términos de Referencia aprobados por la CNEE, **que deben cumplir los Oferentes** para la presentación de sus Ofertas”;
- c) “Oferente: Es el interesado que ha presentado una Oferta **conforme los requisitos** establecidos en las Bases de Licitación”;
- d) “Oferente Adjudicado: El Oferente que cumple con los requisitos establecidos en las Bases de Licitación, al cual cada una de las Distribuidoras adjudica uno o varios Contratos de Abastecimiento”
- e) “Oferta: Significa la propuesta presentada por el Oferente de conformidad con las Bases de Licitación, que incluye la Oferta Técnica y la Oferta Económica”;







- f) "1.3. (...) La Junta de Licitación evaluará las Ofertas presentadas, **conforme a** las Bases ..."
  - g) "1.3. (...) Las Distribuidoras deberán de adjudicar la Oferta... que minimice el costo total de suministro... **de acuerdo a las condiciones** establecidas en las Bases de Licitación".
  - h) "3.1. Cualquier Oferente será responsable de que su Oferta **cumpla con** los requisitos de las Bases de Licitación"
  - i) "3.1. (...) o la presentación de una Oferta **que no satisfaga los requisitos** establecidos en las Bases de Licitación, serán causa para que dicha Oferta sea rechazada..."
  - j) "5.1. Ninguna Oferta **podrá ser modificada** después de la fecha de entrega de Oferta..."
  - k) "5.1. La Junta de Licitación podrá solicitar por escrito a los Oferentes, con copia a la CNEE, las aclaraciones de sus Ofertas y éstos deberán de responder por escrito a tales solicitudes, en el entendido que **no se aceptarán** modificaciones a las Ofertas..."
- Conforme lo anterior, cualquier oferta que exceda de 10% y 20% del precio de la energía ofrecida en la componente de Operación y Mantenimiento, según corresponda, se aparta de las condiciones, requisitos y disposiciones de las Bases de Licitación, ya que éstas claramente establecen un "máximo" y que cualquier oferta por encima del mismo debe de ser "no adjudicada".
- Por lo anterior, la Junta **RESUELVE** por UNANIMIDAD la no adjudicación de las Ofertas Económicas de las entidades: Recursos Renovables y Celulosas, S. A. Central 1 – Central 2; Agrocomercializadora del Polochic, S. A. – Central 1; Hidrosacpur, S. A. – Central 1 y Coralito, S. A. – Central 1, resolución que queda sujeta a la aprobación de la CNEE, conforme al numeral 5.3.2. de las Bases de la Licitación.

**TERCERO:**

La Junta procede a efectuar la evaluación de las Ofertas Económicas presentadas por las entidades:

No.	Oferente	No. Central	Tecnología	PGmáxima	PGMínima
6	Ingenio Magdalena	Central 5	Mixta Biomasa/carbón Rennovable	52.00	40.00
		Central 6	Carbón	56.00	50.00
		Central 7	Carbón	27.00	25.00
		Central 8	Carbón	27.00	25.00
		Central 9	Gas Natural	206.00	200.00
8	Central Agro Industrial (Madre Tierra)		Mixta Biomasa/carbón Rennovable	25.00	-
14	Pantaleón		Mixta Biomasa/carbón Rennovable	50.00	47.00
17	Duke Energy	Central 2	Carbón	55.00	5.00
20	Ecopower		Gas Natural	155.00	100.00
25	Santa Ana		Mixta Biomasa/carbón Rennovable	46.00	43.00
29	ESI	Central 1	Carbón	29.00	-
		Central 2	Carbón	41.00	-
30	Cutuco		Gas Natural	55.00	50.00

Sobre estas ofertas, cuyo tipo de combustible es gas natural, carbón o mixta (biomasa/carbón), la Junta de Licitación procede analizar las mismas y después de diversas manifestaciones de criterios y puntos de vista, **RESUELVE por UNANIMIDAD:**

“No adjudicar” las Ofertas Económicas de las citadas entidades, toda vez que:

A criterio de los miembros, es fundamental observar lo descrito en las Bases de Licitación, entre otros, el Punto 1.6 “Facultades de las Distribuidoras”, incisos d y f:

“d) Adjudicar total o parcialmente bajo su responsabilidad el conjunto de Ofertas que resulten en el mínimo costo de suministro para los Usuarios del Servicio de Distribución Final.

f) No adjudicar aquellas Ofertas cuyos precios u otras condiciones resultan lesivos a los intereses de los Usuarios finales de las Distribuidoras, sin responsabilidad de su parte. La no adjudicación de algún Oferente deberá contar con la autorización por parte de la CNEE”.

3.1 Con base a lo anterior, y luego de analizar las ofertas basadas en el combustible **gas natural** se concluye que las mismas no pueden ser adjudicadas, toda vez que:

1) los precios fijos o de potencia ofertados exceden los estándares de valor unitario de instalación de plantas similares y dado que incluyen la infraestructura









de gestión del combustible gas natural, representan riesgos al costo total de suministro de energía eléctrica de los usuarios de las distribuidoras;

2) no se puede asegurar que el costo final a trasladar a los usuarios de las distribuidoras se mantenga por debajo del límite fijado por la CNEE en la Oferta Virtual ante la falta de certeza del precio internacional de tal combustible (Ver **Anexo I** emitido por Energy Consulting Services).

3.2 Luego de analizar las ofertas basadas en el combustible **carbón mineral y mixta (bagazo de caña de azúcar y carbón mineral)** se concluye que las mismas no pueden ser adjudicadas debido a que:

1) los precios fijos o de potencia ofertados exceden los estándares de valor unitario de instalación de plantas similares en proceso en el país, considerando que las plantas ofertadas provienen parcial o totalmente de plantas que ya estuvieron en operación local o internacionalmente;

2) el análisis de sensibilidad, incluyendo el costo previsible del transporte del combustible, ubica los precios monómicos ofertados en la previsión de costo marginal del mercado, con lo cual la decisión de contratarlas en el largo plazo podría no resulta económica para los intereses de los usuarios finales de la distribuidora.

La no adjudicación de las Ofertas Económicas indicadas en este punto, queda sujeta a la aprobación de la CNEE, conforme al numeral 5.3.2. de las Bases de la Licitación.

#### **CUARTO:**

Conforme lo anterior, tomando en consideración el valor referencial fijado por la CNEE en la Oferta Virtual, por medio del cual, se limita el precio de compra de potencia y energía por parte de las Distribuidoras del conjunto de Ofertas que durante el proceso de evaluación económica resultan adjudicadas y que equivale a 117.50 US\$-MWh monómico, la Junta RESUELVE por UNANIMIDAD adjudicar las ofertas que se describen en el siguiente cuadro:



Oferente	CostoP	CostoE	Energía	PG
28 INDE	106,650,000	326,021,059	3,942,012	75.00
2-Altorr Ctl 1	-	19,247,748	165,000	-
5 Arrendisa Ctl 1	-	23,713,832	234,947	-
5 Arrendisa Ctl 2	-	30,655,854	255,186	-
6 Magdalena Ctl 3	53,240,652	12,074,634	528,050	6.57
6 Magdalena Ctl 4	57,700,800	10,735,299	459,523	8.00
7 Genasa Ctl 1	38,448,000	177,448,862	1,956,644	24.00
7 Genasa Ctl 2	16,020,000	80,670,040	875,200	10.00
10 Xacbal	96,120,000	390,726,918	3,821,700	60.00
11 Oscana	-	1,992,765	156,690	-
12 Samuc	-	4,818,330	39,017	-
13 Agroprop	-	7,458,402	61,578	-
15 Sarral	-	15,385,580	123,256	-
16 El Cóbano	20,026,729	47,548,863	489,226	8.36
18 Xolhuitz	-	30,991,257	256,731	-
31 Tres Ríos	7,185,600	28,170,591	278,234	4.99

Se adjunta en **Anexo II** denominado "Evaluación de las ofertas de compra de energía y potencia para el periodo Mayo 2015 – Abril 2030" con el cual se acredita el modelo utilizado para efectuar la adjudicación.

**QUINTO:**

Después de haber realizado el proceso de evaluación económica de las ofertas que se detallan en el siguiente cuadro, la Junta RESUELVE por UNANIMIDAD no adjudicarlas, toda vez que la propuesta de las mismas lleva implícita la adjudicación de un conjunto de ofertas que superan el precio referencial de la oferta virtual equivalente a 117.50 US\$/MWh monómico.

No.	Oferente	No. Central	Tecnología	PGmáxima	PGMinima
2	Agropecuaria Altorr	Central 2	Biomasa	-	-
9	Energía Limpia de Guatemala		Hidro	49.30	49.30
17	Duke Energy	Central 1	Búnker	105.00	15.00
19	Eolico San Antonio El Sitio		Eólico	-	-
21	Hidroven		Hidro		
22	Grupo Generador del Oriente		Búnker	15.00	5.00
26	Regional Energética	Central 1	Hidro	-	-
		Central 2	Hidro	-	-
27	Genor		Búnker	20.00	10.00
32	Viento Blanco		Eólico	-	-
33	Pelicano		Hidro	-	-

La no adjudicación de las Ofertas Económicas indicadas en este punto, queda sujeta a la aprobación de la CNEE, conforme al numeral 5.3.2. de las Bases de la Licitación






**SEXTO:**

No habiendo nada más que hacer constar, se da por concluida la presente reunión y por concluido el presente dictamen, que deberá de ser enviado a la CNEE para su consideración y opinión.

Junta de Licitación:

  
Carlos Rodas

  
Luis Sanchez

  
Hugo Villalobos

  
Dimas Carranza

  
Luis Carlos Chen

  
Jorge Colindres

---

# Evolución reciente de la industria del Gas Natural Licuado y expectativas para el mediano y largo plazo



Buenos Aires, Marzo de 2012.



# Contenidos

---

1. Overview de la industria mundial de GNL
2. Los eslabones de la cadena del GNL
3. El GNL en Latinoamérica y el Caribe
4. Estructuras comerciales y contratos
5. Revisión de precios de suministro y otros costos de la cadena
6. Glosario y equivalencias



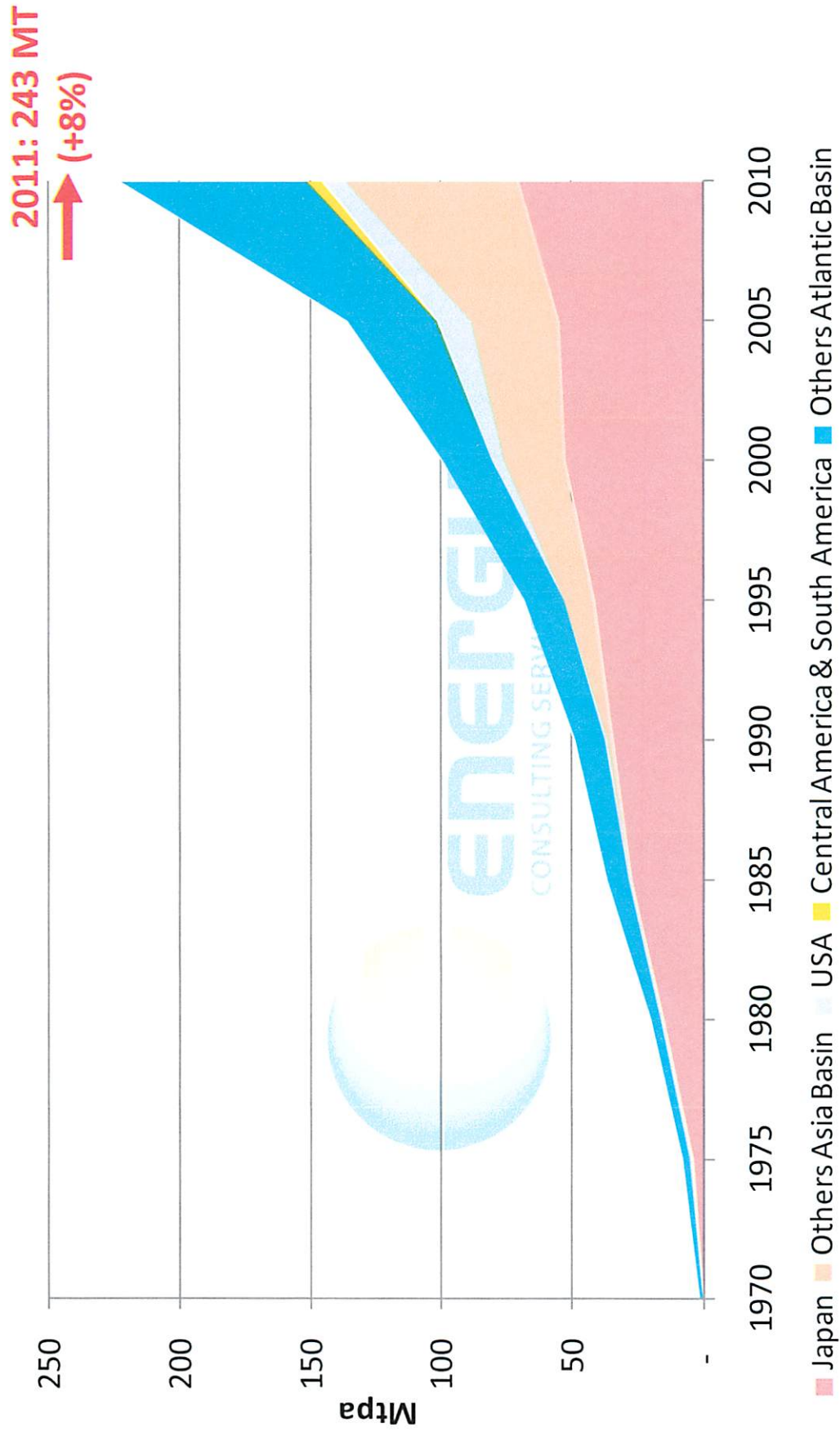
# Contenidos

---

- 1. Overview de la industria mundial de GNL**
2. Los eslabones de la cadena del GNL
3. El GNL en Latinoamérica y el Caribe
4. Estructuras comerciales y contratos
5. Revisión de precios de suministro y otros costos de la cadena
6. Glosario y equivalencias



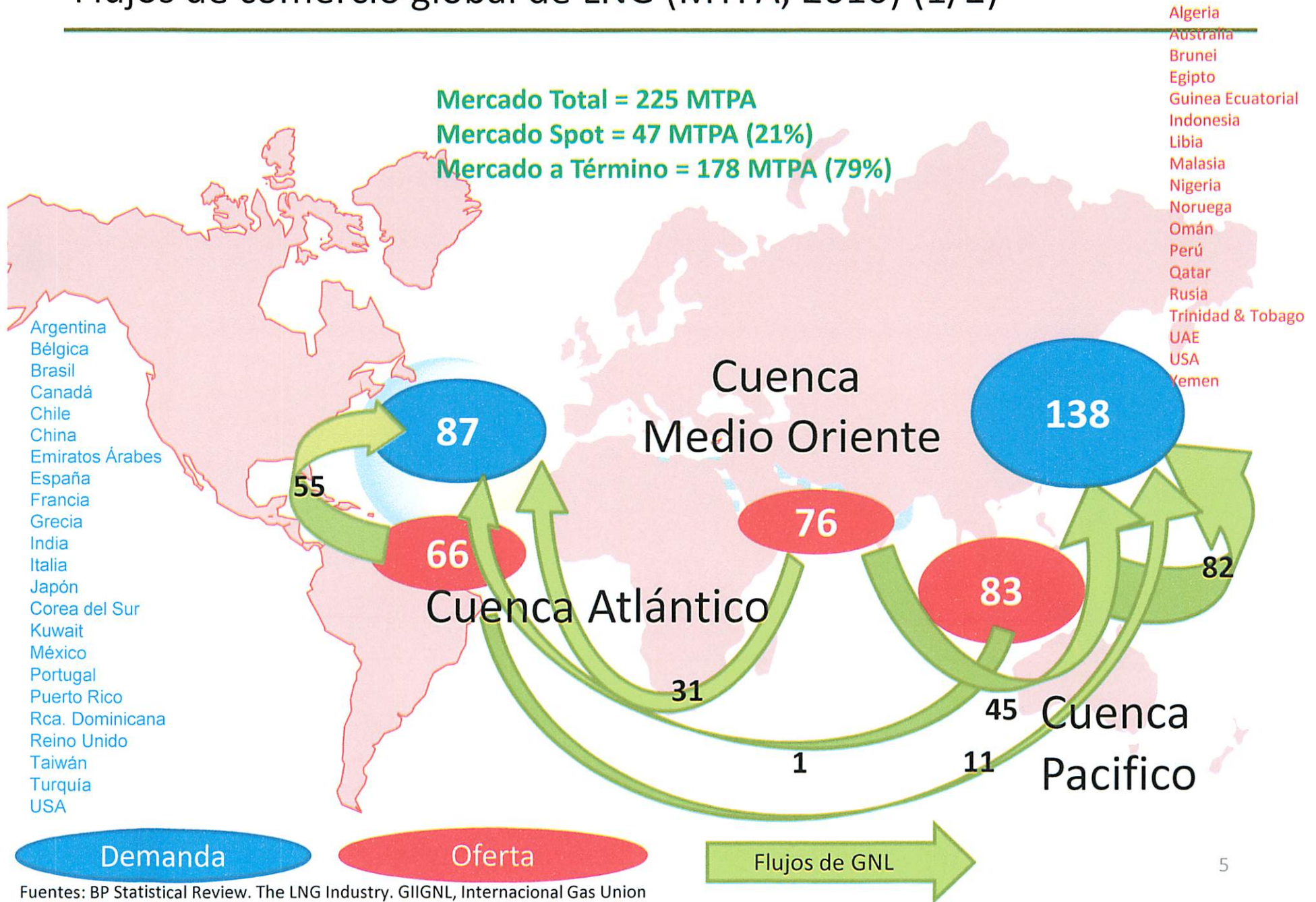
## Evolución de la demanda global de GNL



Fuente: Cedigaz, BP Statistical Review of World Energy, 2010

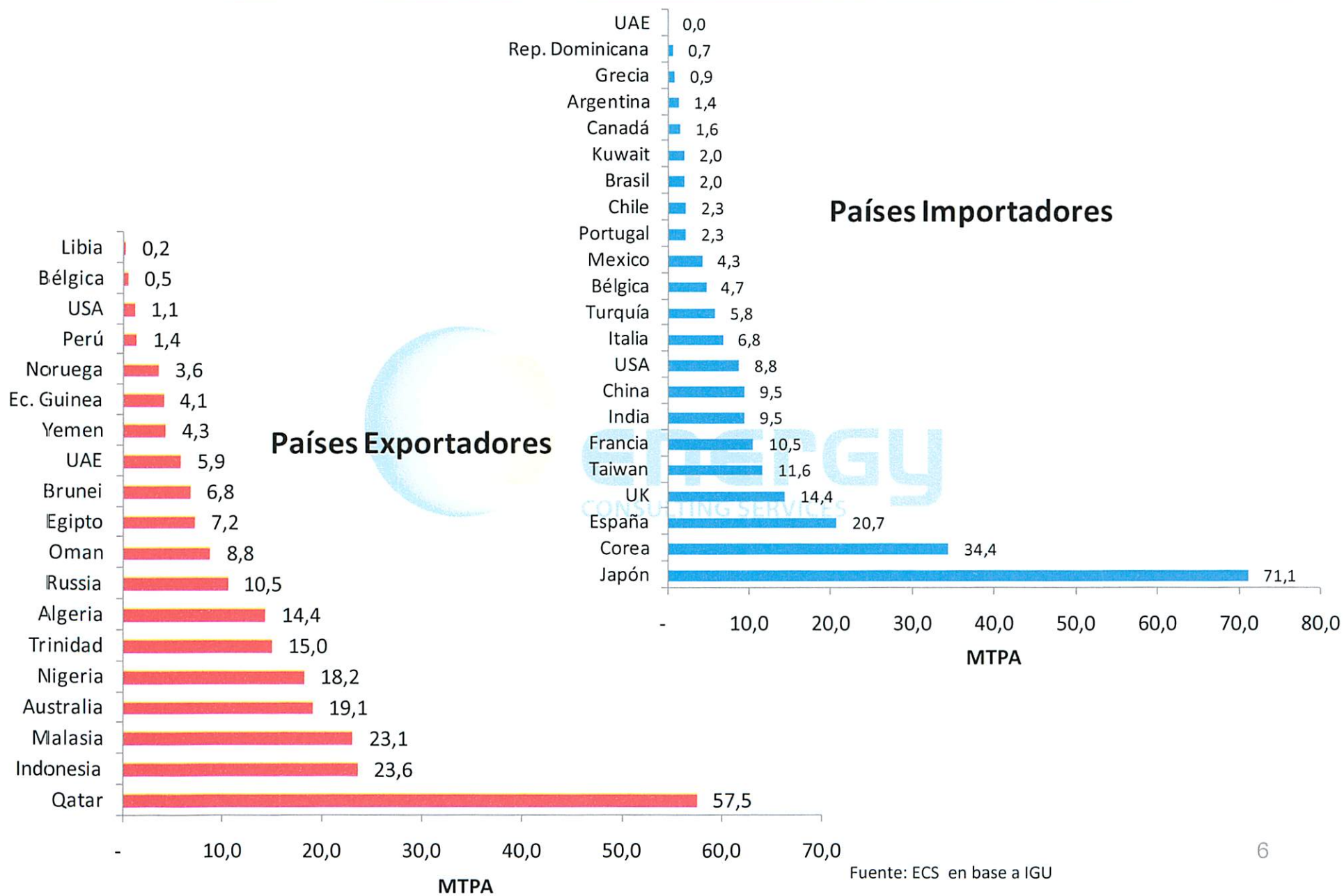


# Flujos de comercio global de LNG (MTPA, 2010) (1/2)



Fuentes: BP Statistical Review. The LNG Industry. GIIGNL, Internacional Gas Union

# Flujos de comercio global de LNG (MTPA, 2010) (2/2)



Fuente: ECS en base a IGU



# Actores del mercado

## Operadores de Oil&Gas

- Shell
- Exxon Mobil
- BP
- Total
- Chevron
- Eni
- British Gas
- Woodside
- BHP Billiton
- Repsol
- Santos

## NOCs

- Petronas
- Qatar Petroleum
- Sonatrach
- Gazprom

## Shipbuilders

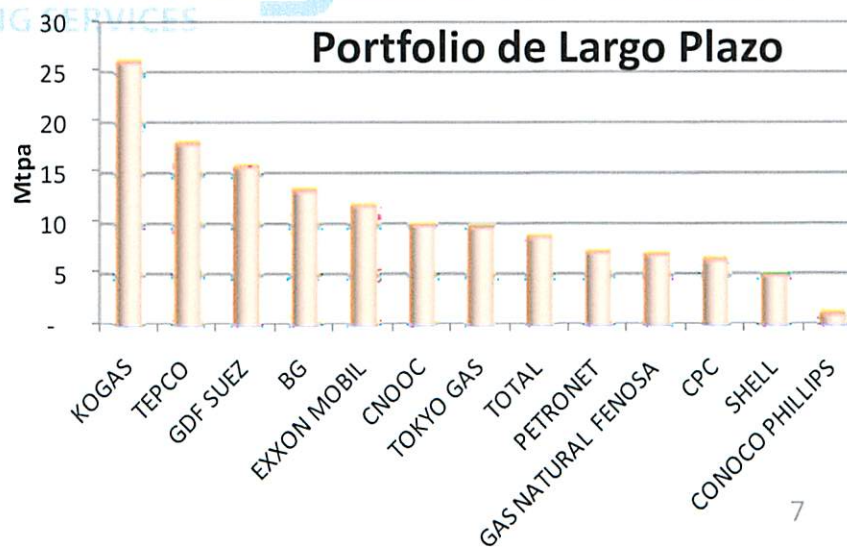
- Daewoo
- Samsung
- Kawasaki
- Hudong
- Mitsubishi

## Brokers & Traders

- Gas Natural
- Excelerate
- Mitsubishi
- Mitsui
- Itochu
- Marubeni
- GDF Suez
- KOGAS
- TEPCO
- Vitol
- Morgan Stanley
- Citigroup
- Barclays Capital
- Gunvor International
- Golar LNG
- JP Morgan
- Mercuria Energy Trading

## Países con terminales de regasificación

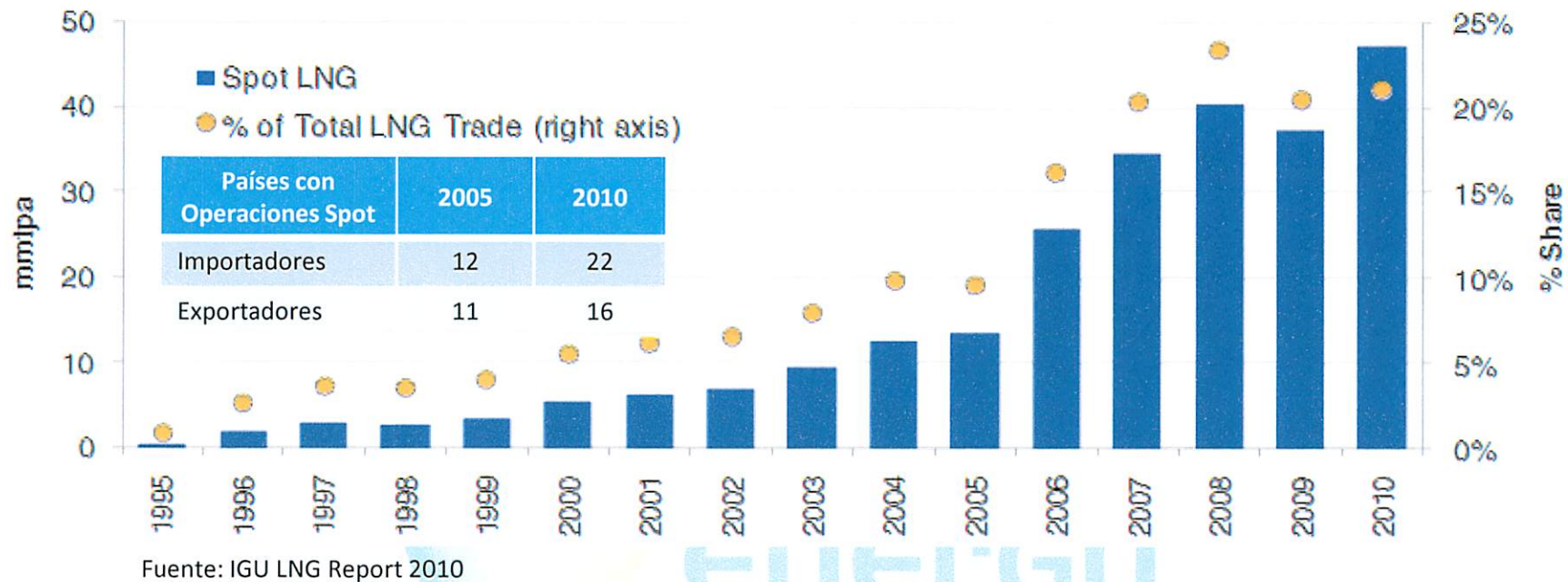
- Argentina
- Bélgica
- Brasil
- Canadá
- Chile
- China
- Emiratos Árabes
- España
- Francia
- Grecia
- India
- Italia
- Japón
- Corea del Sur
- Kuwait
- México
- Portugal
- Puerto Rico
- Rca. Dominicana
- Reino Unido
- Taiwán
- Turquía
- USA



Fuente: GDF SUEZ Global Gas & LNG



# Mercado spot de GNL



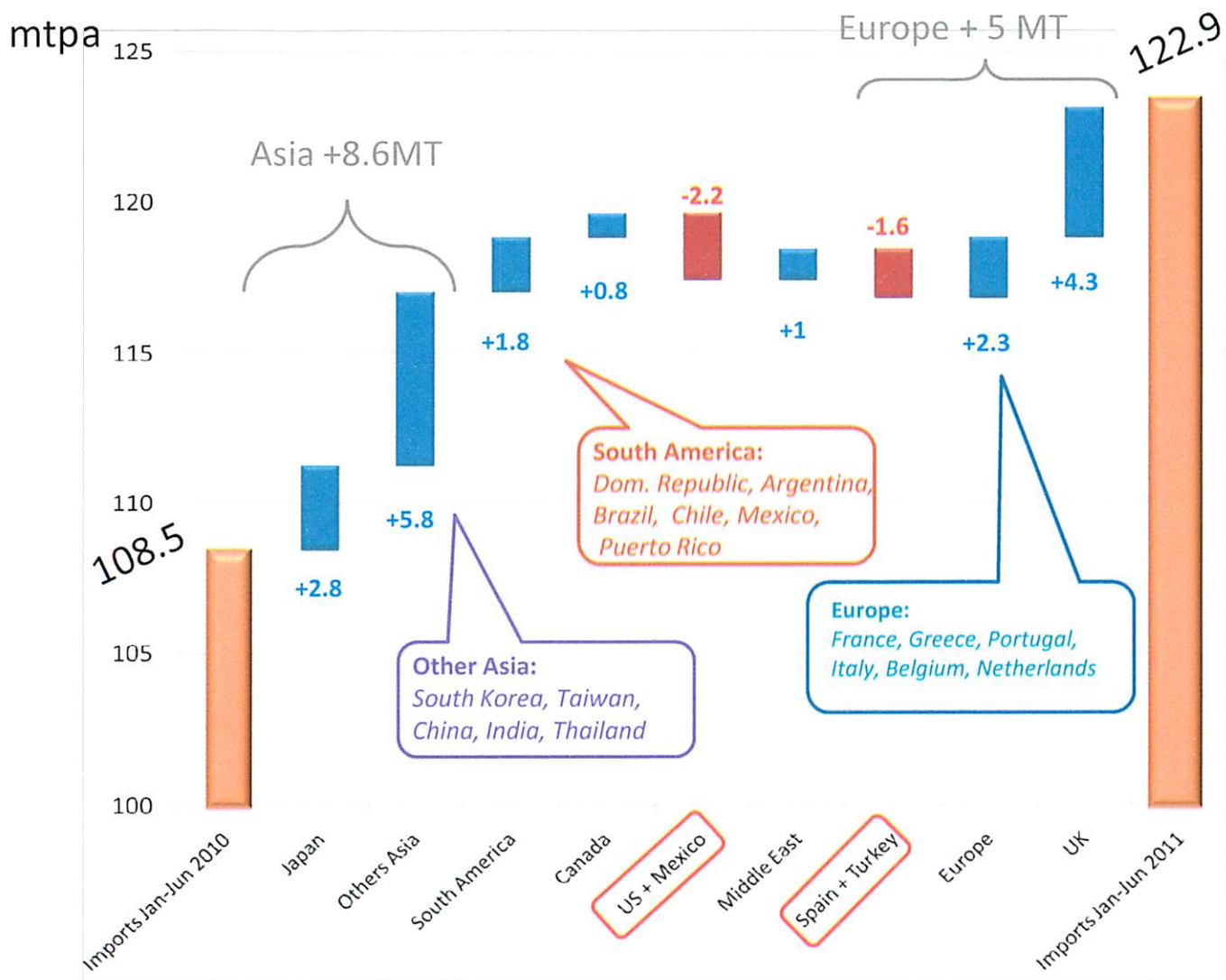
- Mercado más flexible, con volúmenes que llegan a 47 MTPA en 2010 (@ 1/5 del comercio total de GNL):
  - La finalización de contratos de largo plazo libera volúmenes para el mercado spot
  - Los nuevos contratos incluyen “diversion rights with profit sharing” entre el Comprador-Vendedor, generalmente 50/50
  - Qatar introduce oferta flexible de GNL en el mercado europeo
  - El mercado spot permite satisfacer rápidamente demanda no prevista (ej. el aumento de la demanda de Japón luego del terremoto en Marzo 2011)
  - Alta volatilidad de precios y volúmenes, ajuste del balance demanda-oferta en cada momento
  - Nuevos mercados (ASIA, LATAM) aumentan el volumen del comercio spot

## Transacciones spot vs. a largo plazo

	Transacciones a Largo Plazo	Transacciones Spot
Plazo	15-20 años	< 5 años
Precio	Generalmente, con indexación (a Brent , HH, NBP)	Precio fijo para operaciones a muy corto plazo o con indexación. Alta volatilidad
ToP	Make-up	Mejores esfuerzos del Vendedor para revender el gas (Mitigation Sale)
Transferencia de Título	FOB / DES	Generalmente DES
Infraestructura	Los offtakers del GNL participan en el financiamiento de nuevas plantas de licuefacción	Plantas de licuefacción existentes
Documentos Contractuales	Sales & Purchase Agreement (SPAs)	Master Sales Agreement (MSAs) (estructura legal) + Confirmation Memo (precio, cargos, etc)



# Importaciones recientes de GNL: 1S2011 vs 1S2010



- Crecimiento de Japón, relacionado principalmente al sector eléctrico, para cubrir la pérdida de capacidad nuclear causada por el terremoto.
- Incremento de importaciones de China e India (+1.8 MT y +1.9 MT respectivamente).
- En España, una parte del LNG importado fue reemplazado por la puesta en marcha del gasoducto Medgaz desde Argelia. También influye la crisis económica y mayor generación hidroeléctrica.
- Las importaciones desde el Reino Unido siguen creciendo en el 2011 (+60% comparado con Ene-Jun 2010), debido a la entrada de nuevas terminales de LNG. UK desplaza a España como principal importador de Europa en el periodo.

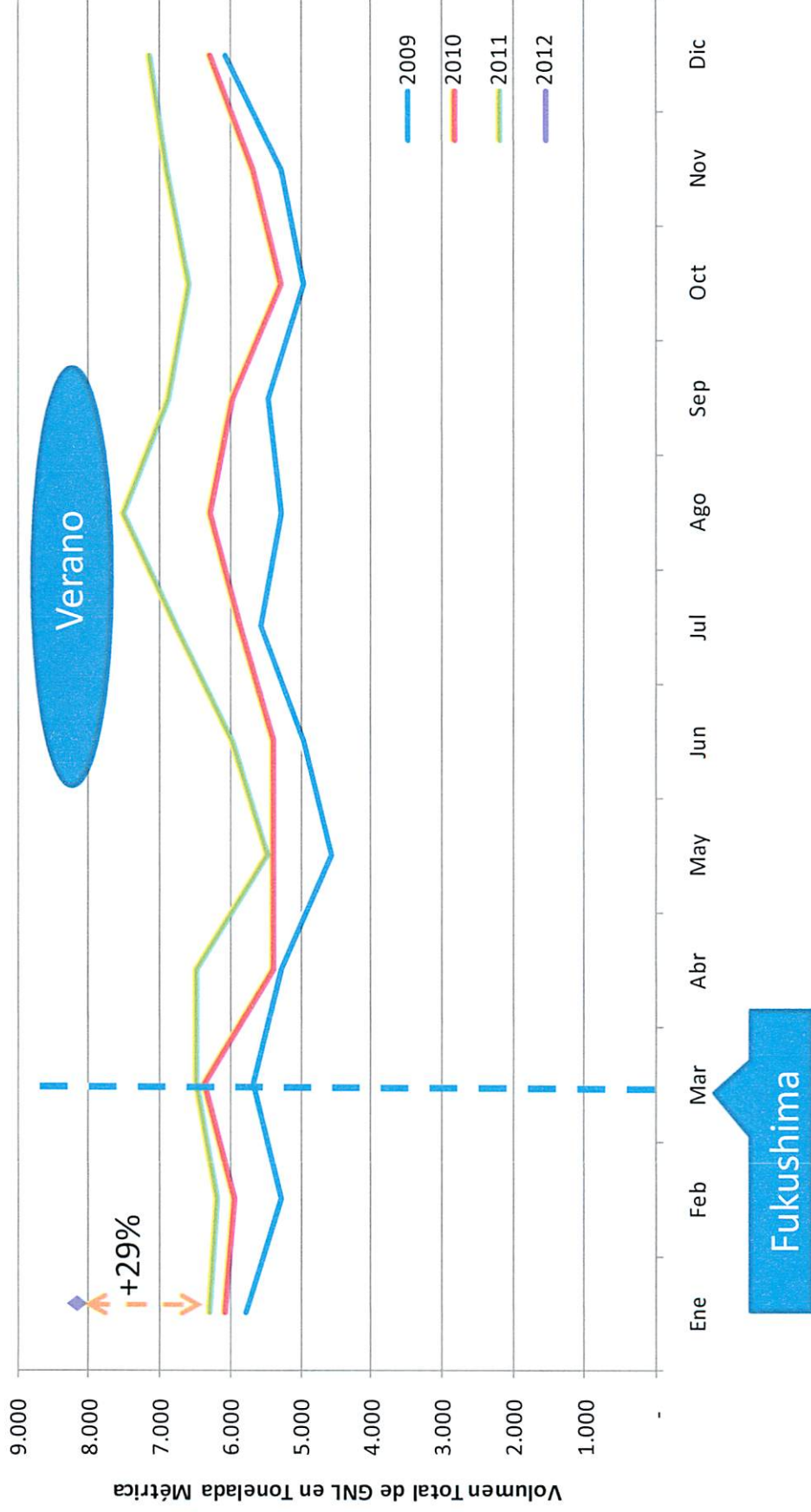
Fuente: GDF SUEZ Global Gas & LNG



# Evolución de la Demanda: Importaciones de Japón post Fukushima

79 MT de GNL en 2011, 11% más que en 2010; más de 140 barcos adicionales (\*)

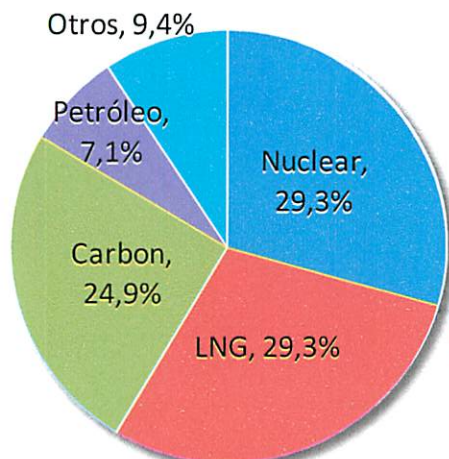
## Importaciones de GNL de Japón



# Cómo continuará evolucionando la demanda de GNL de Japón?

## Evolución esperada del mix de combustibles para generación eléctrica en Japón

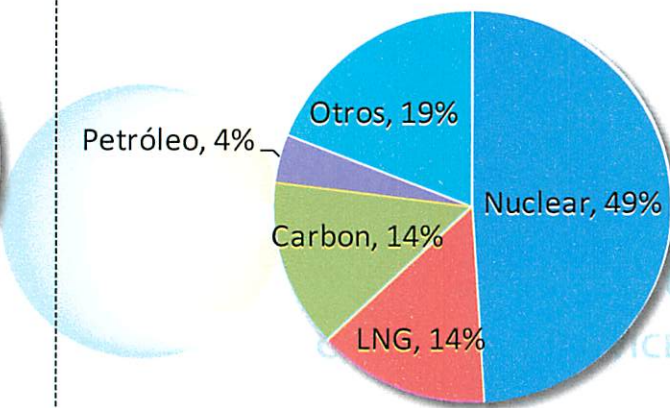
2009. Generación Actual



960 TWh, 280 GW de capacidad instalada

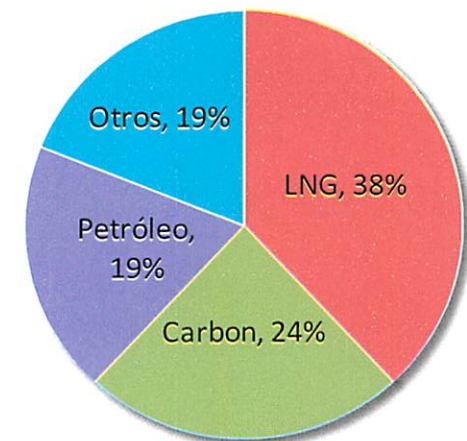
Fuente: FEPI, 2009.

2030. Objetivo del Gobierno Pre-Fukushima



Fuente: Chevron

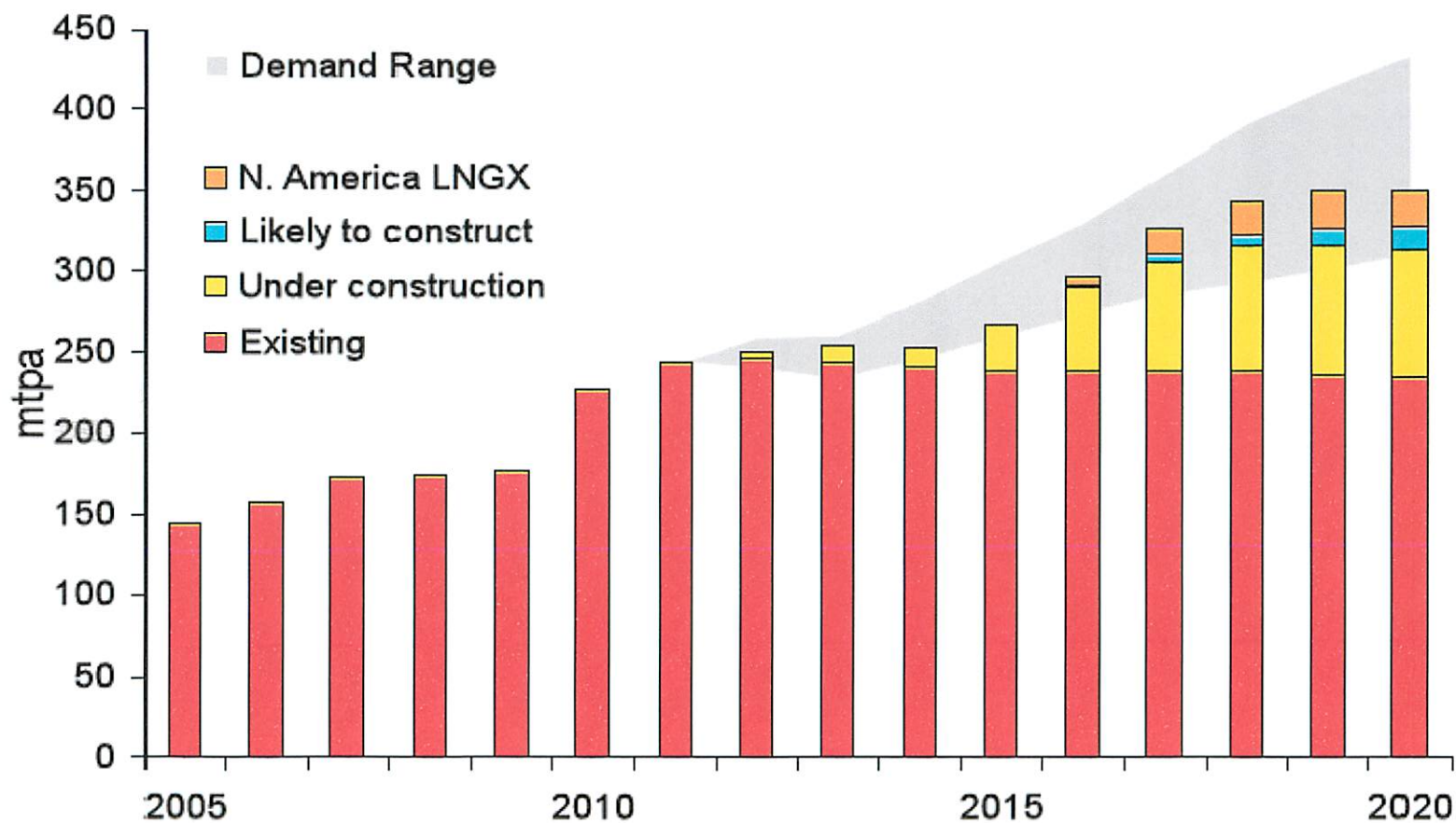
2030. Sin plantas nucleares



*En la actualidad, en Japón solo 2 de 54 plantas nucleares se encuentran en funcionamiento*

# Perspectivas de mercado sobre el Balance Oferta-Demanda de GNL

## Mercado Global, según BP

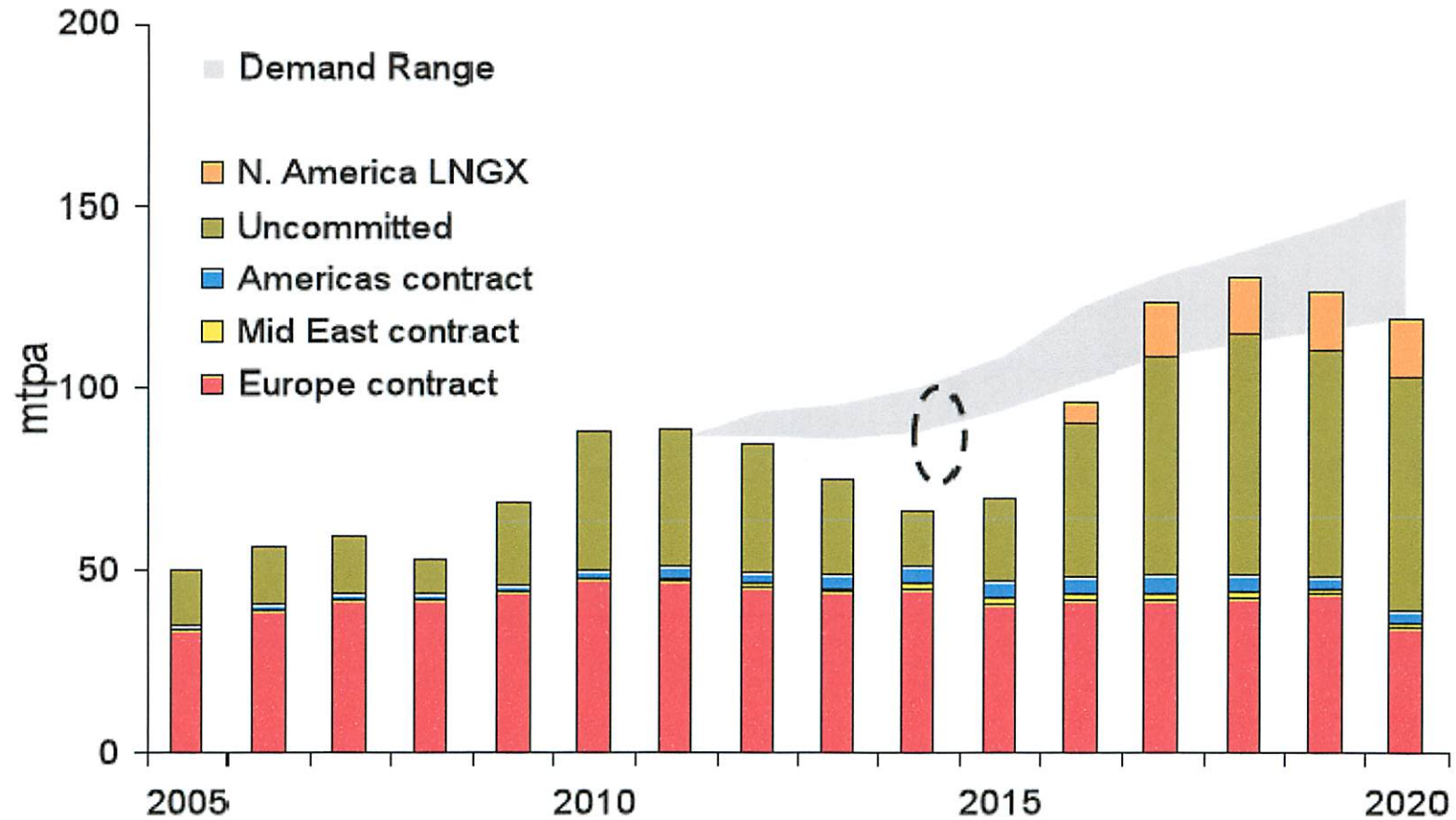


Fuente: BP en base a varios, ene-2012



# Perspectivas de mercado sobre el Balance Oferta-Demanda de GNL

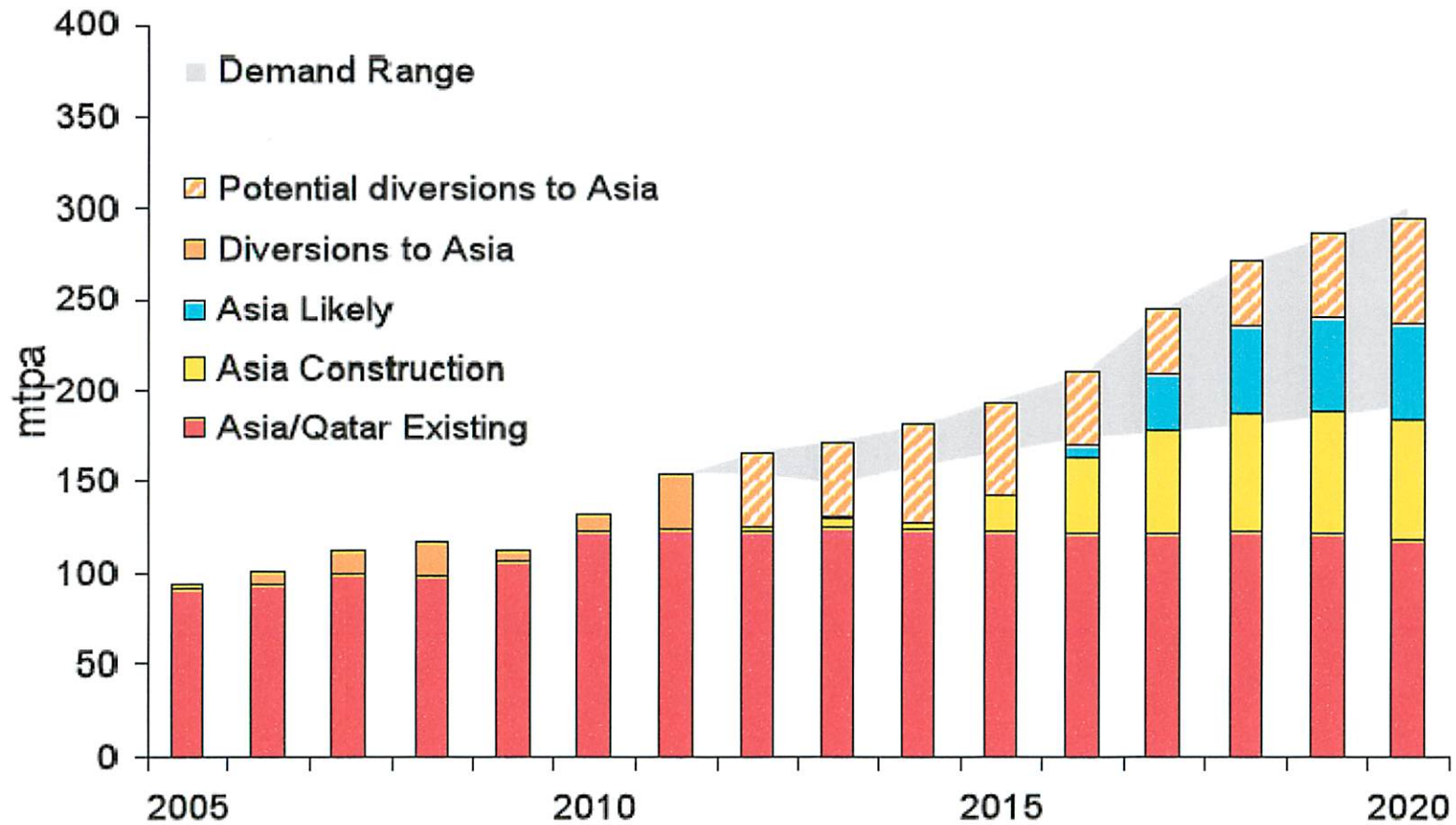
## Mercados Atlántico-Medio Oriente, según BP



Fuente: BP en base a varios, ene-2012

# Perspectivas de mercado sobre el Balance Oferta-Demanda de GNL

## Mercado Asia-Pacífico, según BP



Fuente: BP en base a varios, ene-2012

# Contenidos

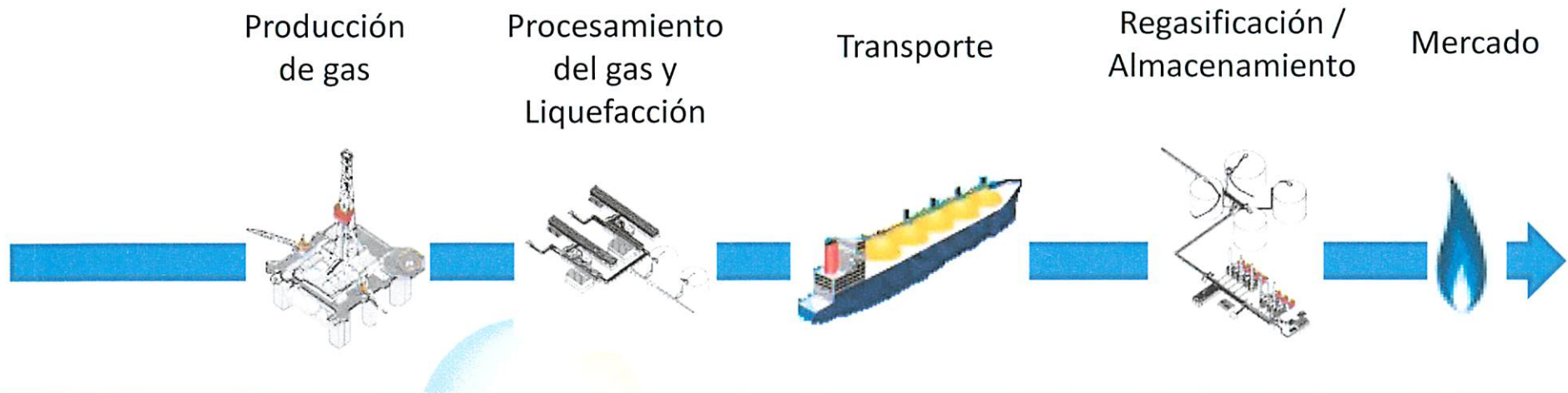
---

1. Overview de la industria mundial de GNL
- 2. Los eslabones de la cadena del GNL**
3. El GNL en Latinoamérica y el Caribe
4. Estructuras comerciales y contratos
5. Revisión de precios de suministro y transporte de GNL
6. Glosario y equivalencias



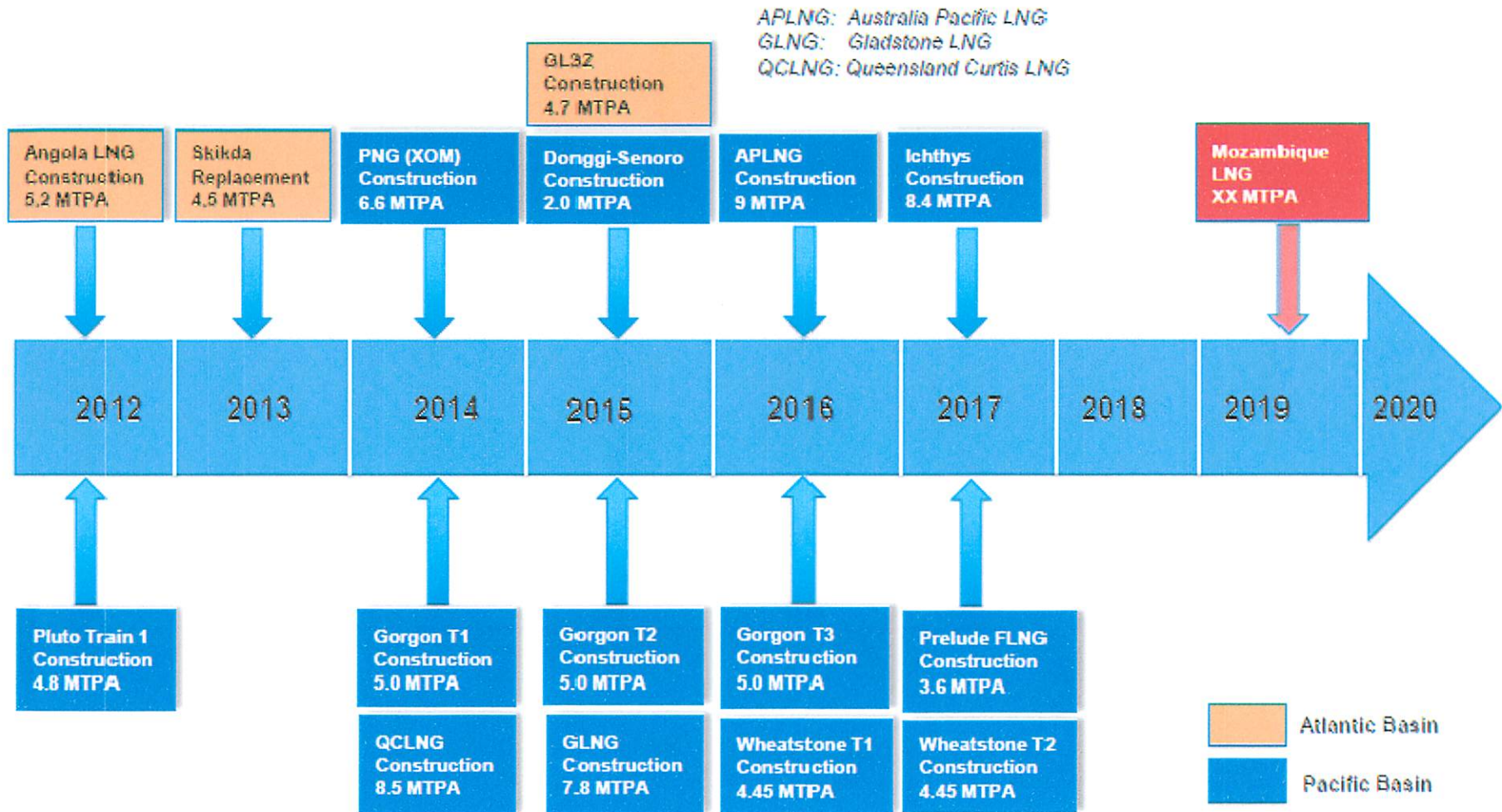


# La cadena del GNL...diferentes tipos de contratos



<b>Contratos Comerciales</b>	Sales and Purchase A. (SPA) o Master Sales A. (MSA)	Charter party A. (CPA)	Terminal Use A. (TUA)	Gas Supply Agreement (GSA)
<b>Contrapartes</b>	Productor de gas - Trader/ Consumidor	El usuario es el dueño del barco (contrato de operación); o alquila el barco	Dueño de la terminal de regas - Consumidor/Trader	Trader - Consumidor
<b>Producto/ Servicio</b>	GNL	Flete	Regasificación/ Almacenamiento	Gas Natural

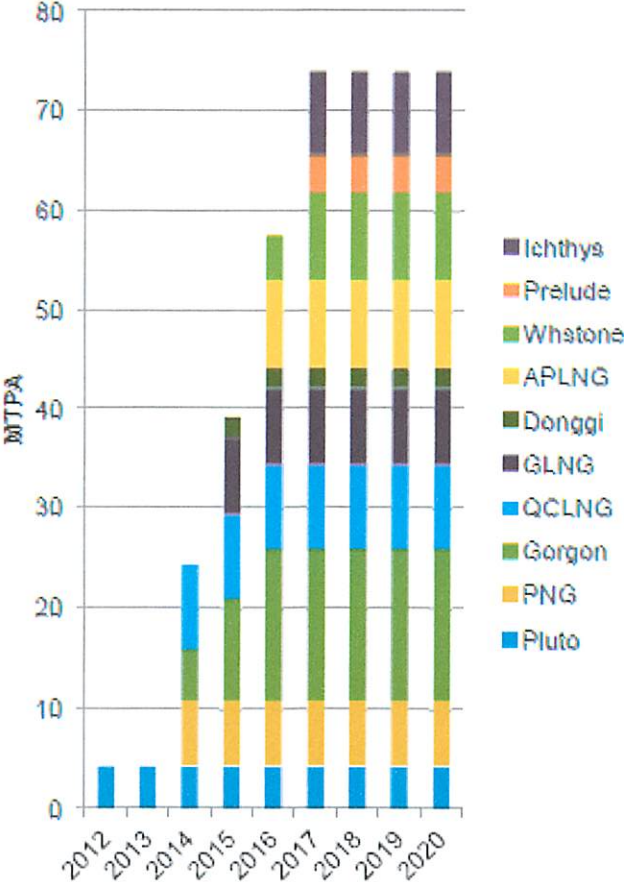
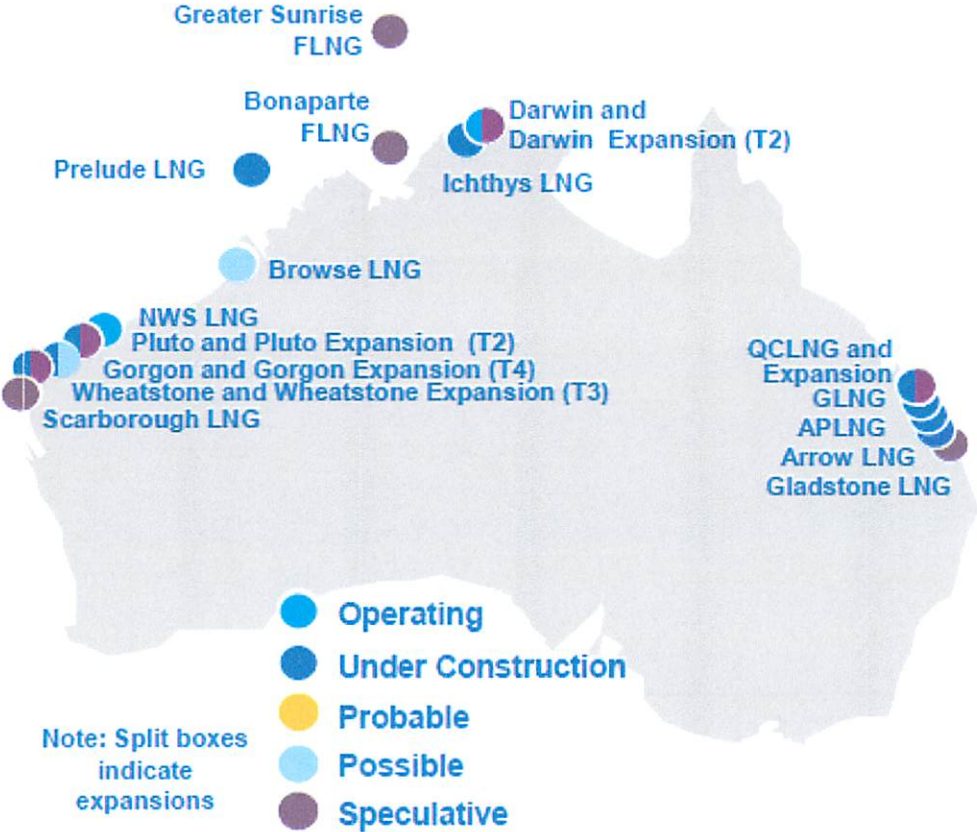
# Los proyectos de licuefacción en el mundo



Fuente Chevron. Wood Mackenzie Limited.



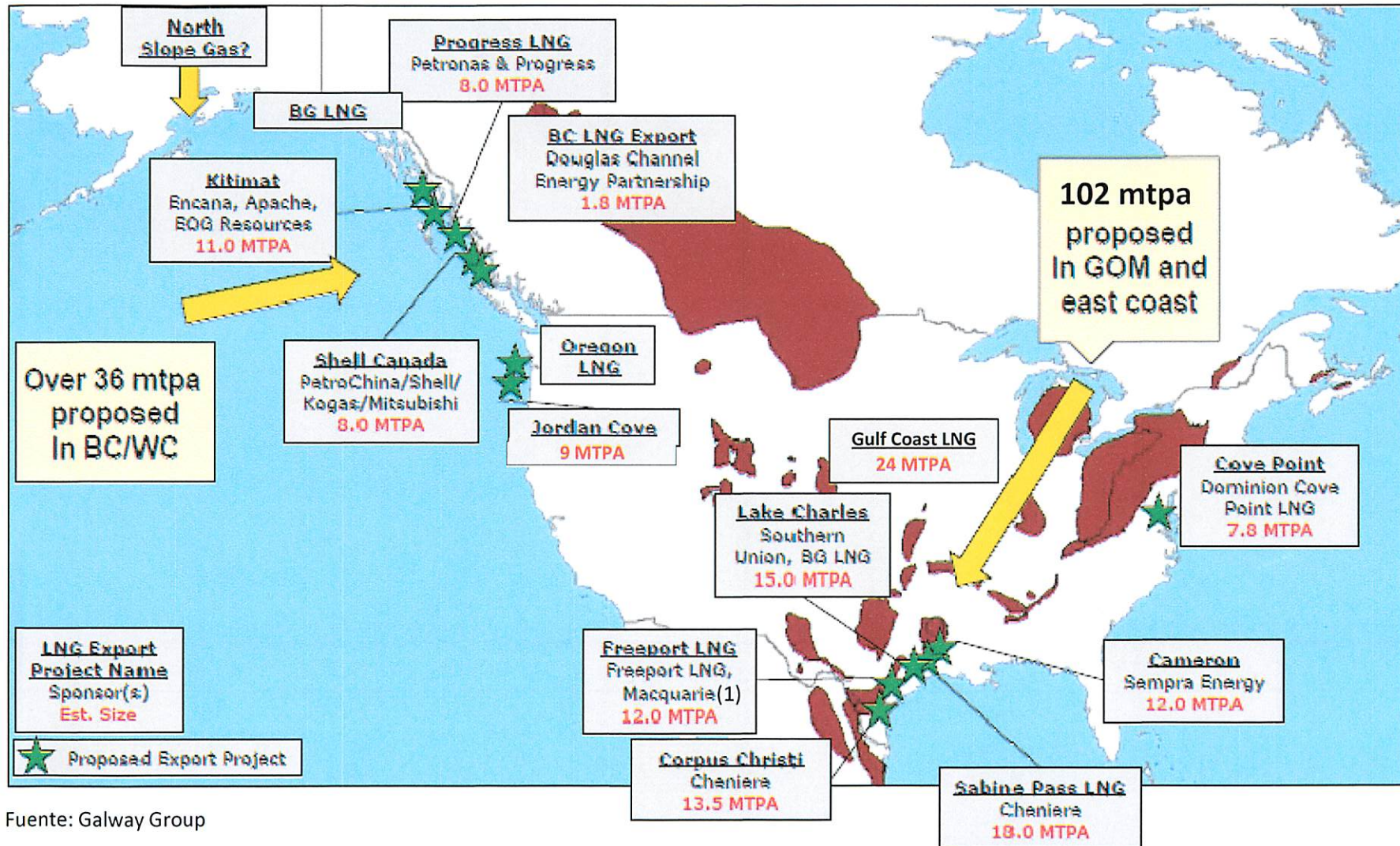
# Los proyectos de licuefacción en Australia



Fuente Chevron. Wood Mackenzie Limited.



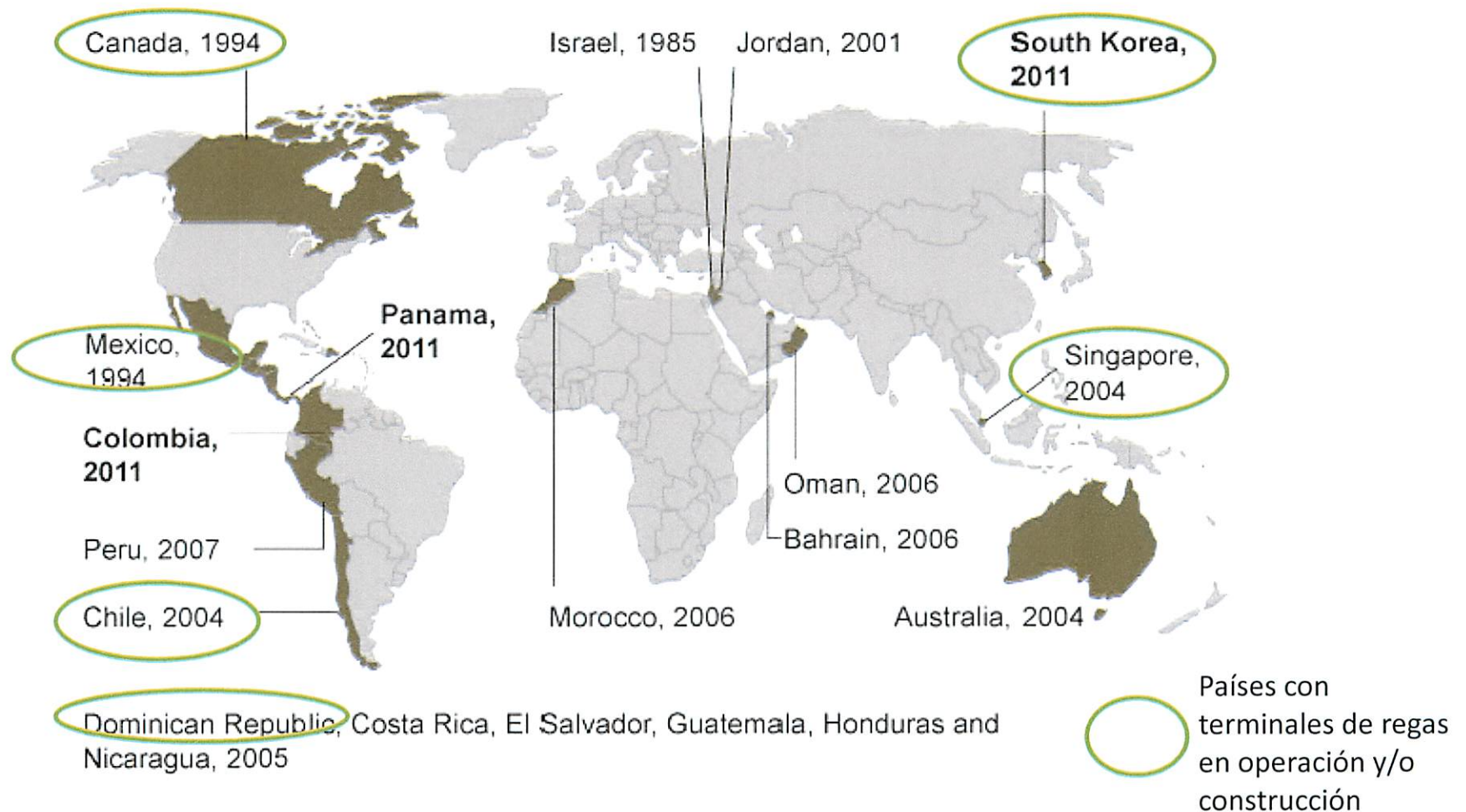
# Los proyectos de licuefacción en USA



Fuente: Galway Group

(1) La capacidad es de 24 MTPA, 12 MTPA aprobados para los países FTA

# Exportación de gas de USA. Free Trade Agreement (FTA)



- Licencia de exportación del DOE para países no-FTA
- Permiso de la FERC para construir y operar una terminal de licuefacción



# Transporte del GNL (1/3)

- Capacidades:

LNG vessel category	Size
Medmax	75,000 m <sup>3</sup>
Conventional LNG	125,000 -145,000 m <sup>3</sup>
New Conventional	155,000 - 170,000m <sup>3</sup>
Q-flex	210,000 - 216,000 m <sup>3</sup>
Q-max	>260,000 m <sup>3</sup>

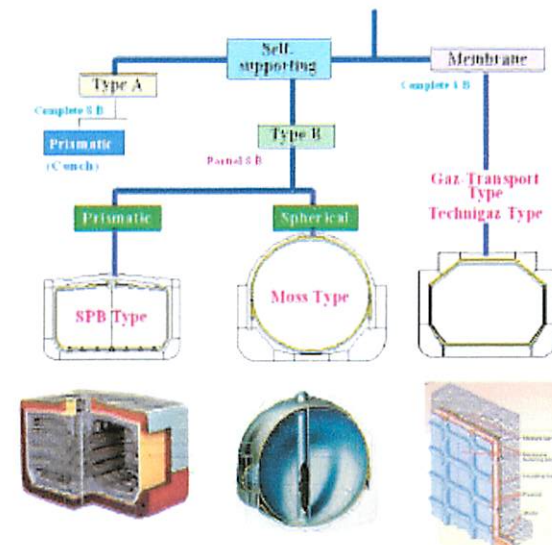


Conventional LNG Tanker 918 feet long (280 m)



Q-Max LNG Tanker 1,131 feet long (345 m)

- Diseño, compartimento de carga:
  - Kvaerner-Moss (tanques esféricos)
  - Sistema de Membrana
  - Prismático IHI



Ship Type / capacity m3	Length LOA m	Breadth m	Draft n
Moss 147,000	289	49	11.5
Moss 268,000	344	56	12
Membrane 145,000	280	44	11.5
Membrane 266,000	346	55	12

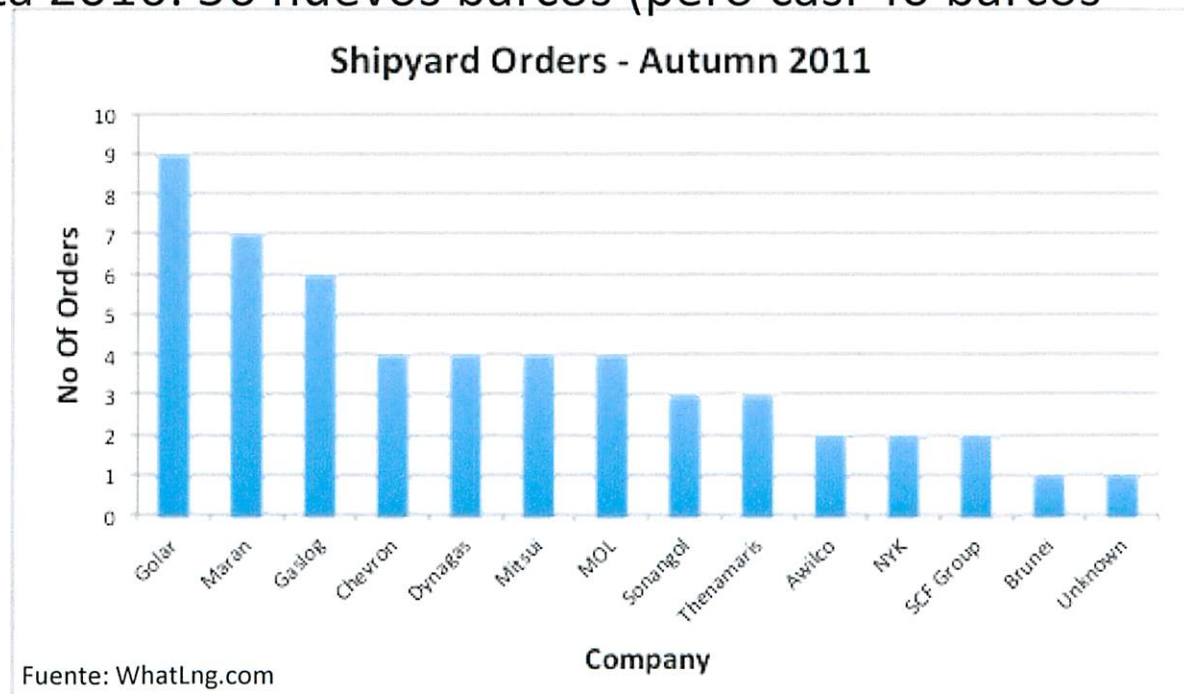


## Transporte del GNL. Perspectivas (2/3)

- Flota actual de metaneros: 364 barcos (Fuente: Platou LNG , Feb. 2012)

Fleet by Type				
Type	Delivered	On Order	Conversion	Total
SHIP	364	56	0	420
FPSO	0	2	0	2
FSRU	6	6	2	14
RV	7	0	0	7
<b>TOTAL</b>	<b>377</b>	<b>64</b>	<b>2</b>	<b>443</b>

- Flota esperada hasta 2016: 56 nuevos barcos (pero casi 40 barcos irían a desguace).



# Contenidos

---

1. Overview de la industria mundial de GNL
2. Los eslabones de la cadena del GNL
- 3. El GNL en Latinoamérica y el Caribe**
4. Estructuras comerciales y contratos
5. Revisión de precios de suministro y otros costos de la cadena
6. Glosario y equivalencias



# El GNL en Latinoamérica y el Caribe (2011)



- 8 terminales de regasificación en operación (21 MTPA de capacidad instalada)
- Argentina, Brasil, Chile, Puerto Rico y Rca. Dominicana son los actuales importadores de GNL, casi 8MTPA
- 2 terminales de licuefacción: T&T (14,8 MTPA) & Peru (4,4 MTPA)
- En el Cono Sur, importante infraestructura de interconexión ya desarrollada, y hoy subutilizada



## Terminales de GNL en Latinoamérica y el Caribe (cifras a 2011)



Country	ARGENTINA	ARGENTINA	CHILE SIC	CHILE SING	BRAZIL	BRAZIL
Terminal	Bahía Blanca	Escobar	GNL Quintero	GNL Mejillones	Bahia de Guanabara	Pecem
COD	May-08	May-11	Sep-09	Apr-10	Apr-09	Jan-09
Type	Regasification	Regasification	Regasification	Regasification	Regasification	Regasification
Technology	FSRU (Excelerate)	FSRU	On shore	On shore regas + FSU	FSRU (Golar)	FSRU (Golar)
Owner/Sponsor	ENARSA/Repsol	ENARSA/Repsol	BG/Metrogas/ ENAP/ENDESA	IPR-GDF Suez / Codelco	Petrobras	Petrobras
Max send out capacity (Mcm/d)	17	17	10	5,5	14	7
Max send out capacity (M Ton)	4,4	4,4	2,6	1,4	3,7	1,8
2011's Volume (Mcm/d)	6,4	6,5	8,3	2,0	0,6	1,0
2011's Volume (M Ton)	1,7	1,7	2,2	0,5	0,2	0,3
Contract	Merchant	Merchant	Term Contract	Term Contract	Merchant	Merchant
Storage capacity (cm of LNG)	-	-	334	155	138	129

## Terminales de GNL en Latinoamérica y el Caribe (cifras a 2011)



Country	DOMINICAN REP.(1)	PUERTO RICO	PERU	TRINIDAD & TOBAGO(1)
Terminal	Punta Caucedo	Peñuelas	Melchorita	Point Fortin
COD		2000	Jun-10	1999-2000(2)-2006
Type	Regasification	Regasification	Liquefaction	Liquefaction
Technology	On shore	On shore	On shore	On shore
Owner/Sponsor	AES	Gas Natural/International Power/Mitsui	Hunt Oil/SK Energy/Repsol/Marubeni	BG/BP/GDF Suez/Repsol/NGC
Max send out capacity (Mcm/d)	6,3	2,6	18	55,9
Max send out capacity (M Ton)	1,6	0,7	4,7	14,6
2011's Volume (Mcm/d)	2,0	2,1	15,5	54,0
2011's Volume (M Ton)	0,5	0,54	4,0	14,1
Contract	Term Contract	Term Contract	Term Contract	Term Contract
Storage capacity (cm of LNG)	160	160	260	524

(1) Los 2010 valores corresponden

# GNL en Latinoamérica y el Caribe - Proyectos



- Al menos, 11 terminales de regas en estudio, más ampliación Quintero
- 25-30 MTPA de importaciones de LNG estimadas a 2020
- @50% del consumo de LNG será de Argentina
- Fuerte potencial de gas: Brasil, Peru, Bolivia, Venezuela



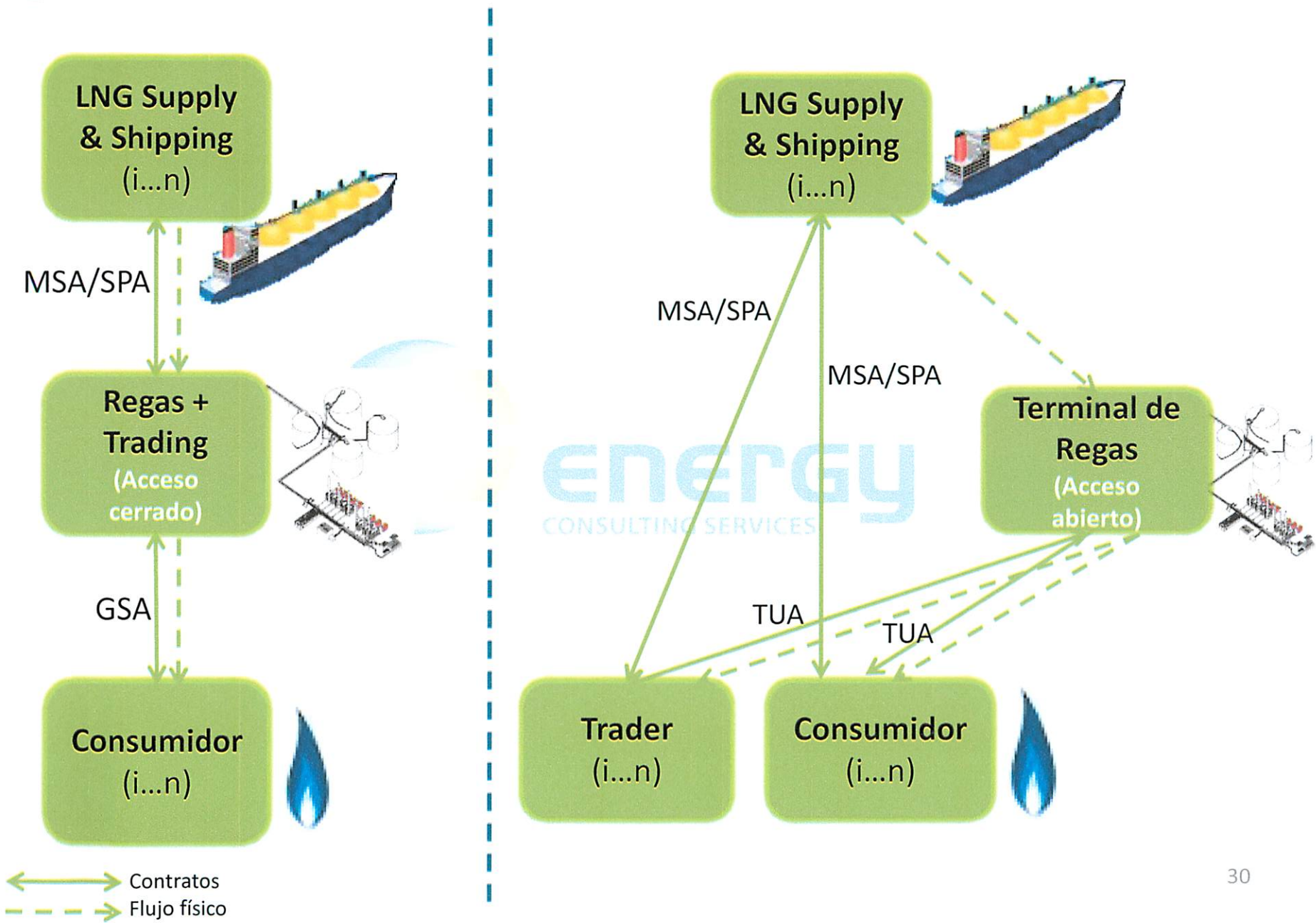
# Contenidos

---

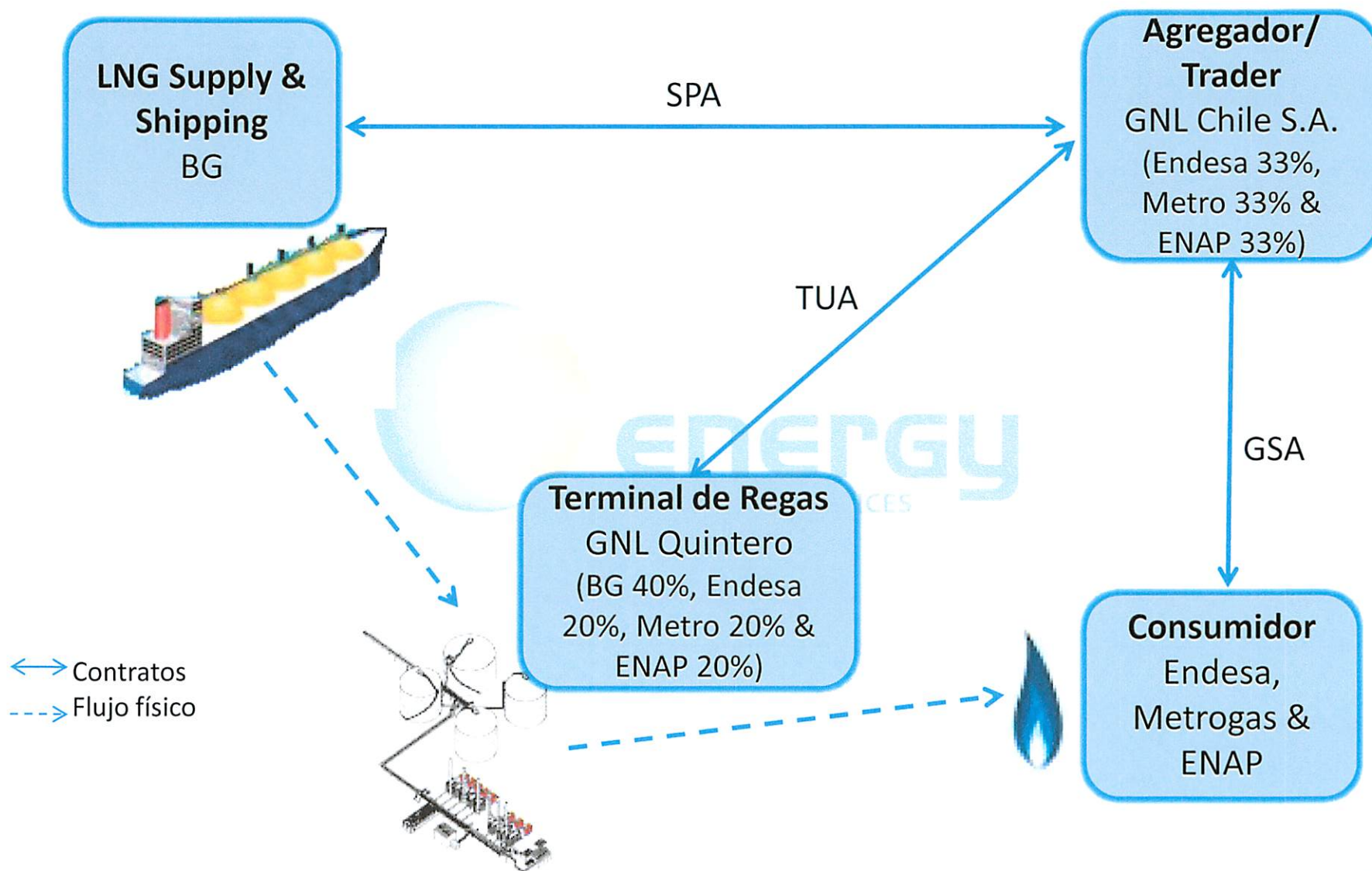
1. Overview de la industria mundial de GNL
2. Los eslabones de la cadena del GNL
3. El GNL en Latinoamérica y el Caribe
- 4. Estructuras comerciales y contratos**
5. Revisión de precios de suministro y otros costos de la cadena
6. Glosario y equivalencias



# Estructuras comerciales... diferentes modelos

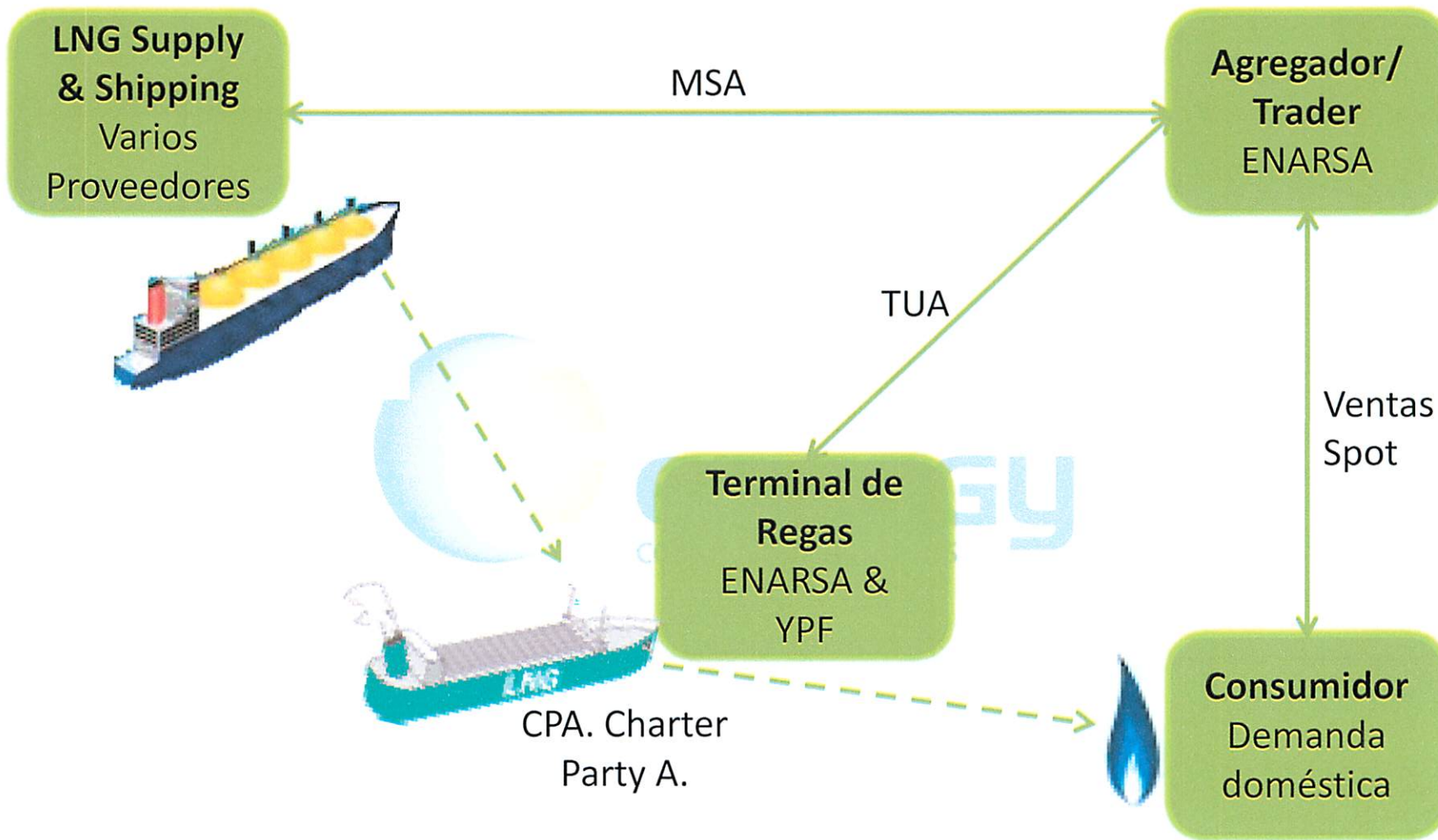


# Estructuras comerciales en LATAM: Chile (SIC)



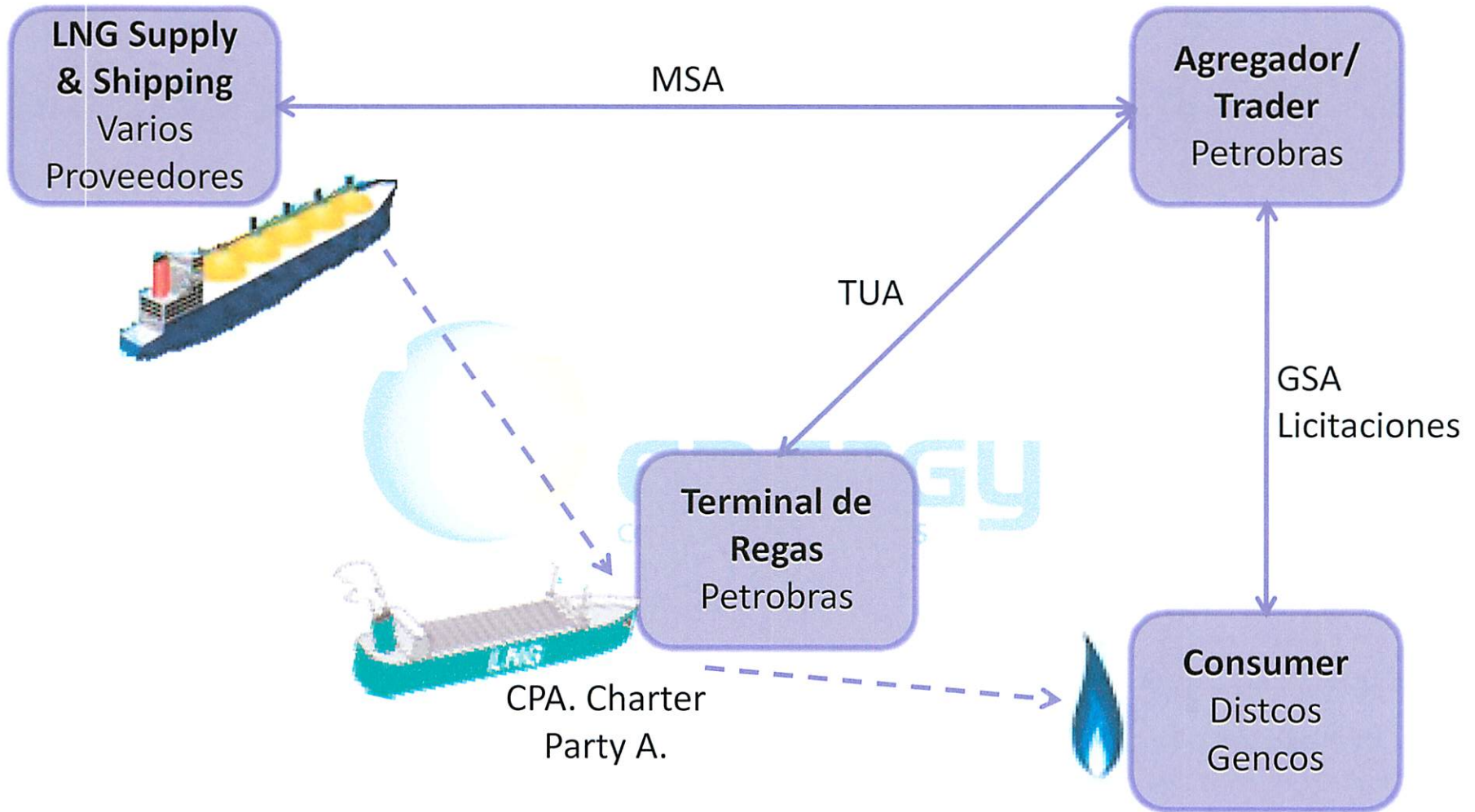


# Estructuras comerciales en LATAM: Argentina (B. Blanca & Escobar)



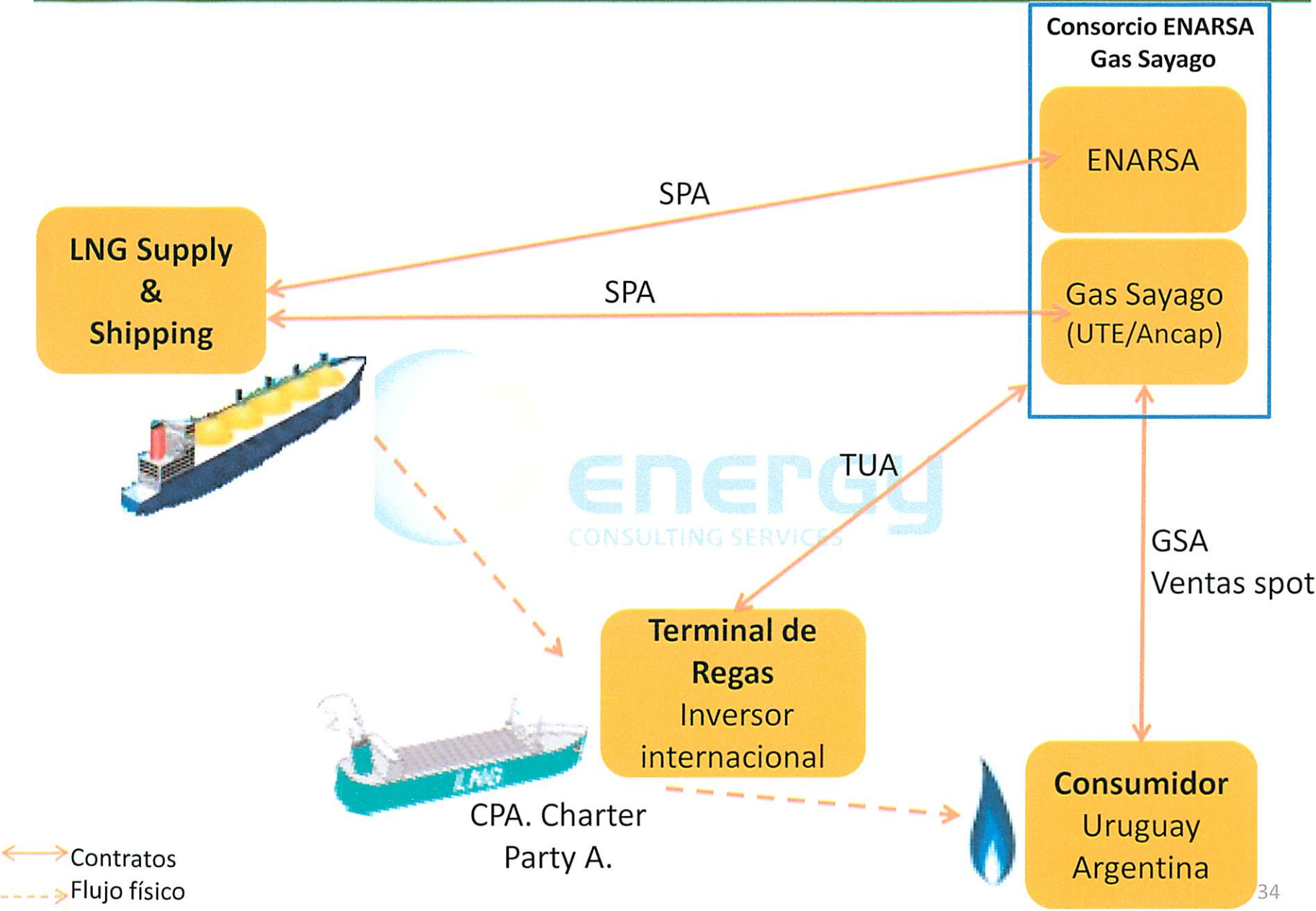
↔ Contratos  
- - -> Flujo físico

# Estructuras comerciales en LATAM: Brasil (Pecem & Guanabara)



↔ Contratos  
- - -> Flujo físico

# Estructuras comerciales en LATAM: Proyecto Uruguay





## Principales cláusulas de los MSAs (transacciones a corto plazo)

---

- Plazo
- Volúmenes
- Precio
- ToP/ DoP
- Transferencia de Título
- Fuente del gas
- Calidad del gas
- Medición del gas
- Facturación & Pago
- Transporte & Descarga
- Fuerza Mayor
- Ley Aplicable & Arbitraje



## Cada MSA se completa con un Memorando de Confirmación...

---

- # de cargos de GNL
- Cantidad de Entrega Esperada y Tolerancia del cargo (x%)
- Precio y Pago
- Precios de ToP/ DoP
- Fuente del gas
- Fecha de Carga Estimada
- Puertos de Carga y Descarga
- Especificaciones de los buques de GNL
- Calidad del GNL
- Inspector Independiente (Independent Surveyor)
- Tasa de evaporación por almacenaje (Boil-off) y de Heel
- Período de Llegada
- Tiempo de Estadía Permitido
- Condiciones crediticias del Vendedor/Comprador

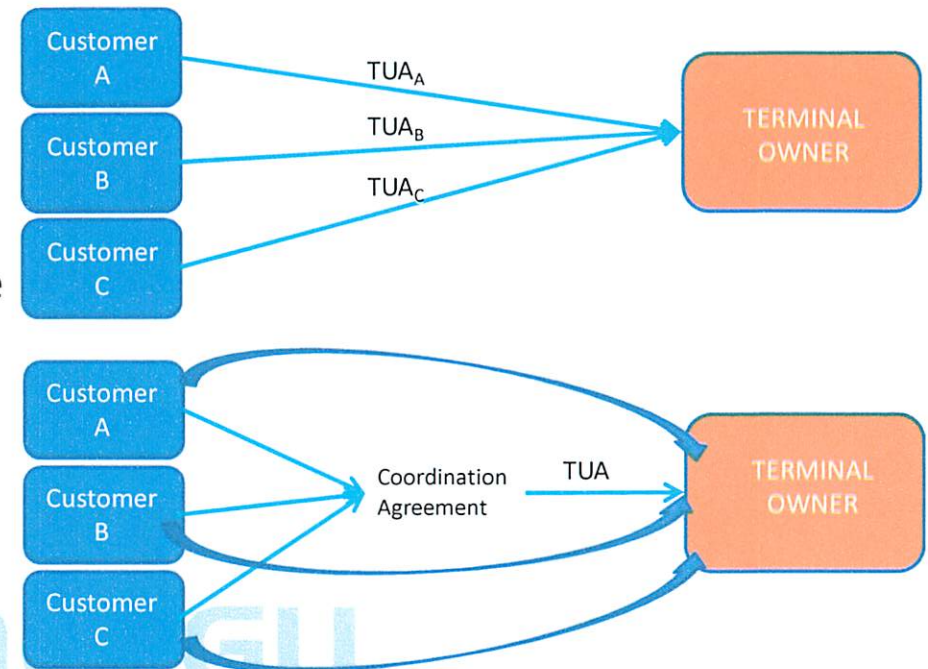
## Principales cláusulas de los MSAs (transacciones de corto plazo)

Cláusulas	Principales riesgos asociados	Medidas de mitigación
Volúmenes	<ul style="list-style-type: none"> <li>Falta de entrega de volúmenes comprometidos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>DoP</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Volatilidad de la demanda</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ToP</li> <li>Makeup</li> <li>Upward Flexibility</li> <li>Downward Quantity Tolerance</li> </ul>
Precio	<ul style="list-style-type: none"> <li>Volatilidad</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Indexación al petróleo/gas</li> <li>Políticas de hedging (por fuera de los contratos)</li> </ul>
Calidad	<ul style="list-style-type: none"> <li>Que la composición del GNL no satisfaga los requerimientos técnicos del sistema</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Opción de rechazo del Comprador: el tratamiento del gas es soportado por el Vendedor</li> </ul>
Transferencia de Título	<ul style="list-style-type: none"> <li>Shipping</li> <li>Descarga</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Contratos FOB/ DES</li> <li>Seguros</li> </ul>
Pago	<ul style="list-style-type: none"> <li>Riesgo crediticio</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pre-Pago</li> <li>Garantías (Letter of Credit)</li> </ul>
Transporte & Descarga	<ul style="list-style-type: none"> <li>Retrasos en la descarga del GNL</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Penalidades diarias</li> </ul>
Fuerza Mayor	<ul style="list-style-type: none"> <li>No cumplimiento de obligaciones contractuales</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Terminación unilateral</li> </ul>
Obligaciones de las Partes	<ul style="list-style-type: none"> <li>No cumplimiento de obligaciones contractuales</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Descuentos en el precio</li> <li>Penalidades</li> </ul>



# Principales aspectos de un “Terminal Use Agreement” (TUAs)

- Contratos de largo plazo p
- Servicios tradicionales
  - Amarre y descarga del buque tanque
  - Regasificación del GNL
  - Almacenamiento del GNL
  - Transporte hasta puerto de re-exportación
- Modelos:
  - Acceso abierto o cerrado (a terceras partes)
  - TUAs independientes por offtaker o a través de pools
- Fees:
  - Capacity, O&M: Generalmente, pagos fijos
  - Consumo de combustible en la terminal



# Contenidos

---

1. Overview de la industria mundial de GNL
2. Los eslabones de la cadena del GNL
3. El GNL en Latinoamérica y el Caribe
4. Estructuras comerciales y contratos
- 5. Revisión de precios de suministro y otros costos de la cadena**
6. Glosario y equivalencias



# Cuencas diferentes... precios diferentes (1/4)

## National Balancing Point (NBP)

- Mercado líquido. Competencia "gas to gas"
- Hub virtual para Reino Unido y Bélgica.
- Spot trading: APX-ENDEX
- Contratos futuros: ICE

Contratos a largo plazo, indexados al crudo (Brent) o a una canasta de combustibles líquidos

NBP

Oil

HH

Oil

## China-India

- Despacho en base
- Reemplazo de combustibles líquidos y carbón

Oil (JCC)

Oil

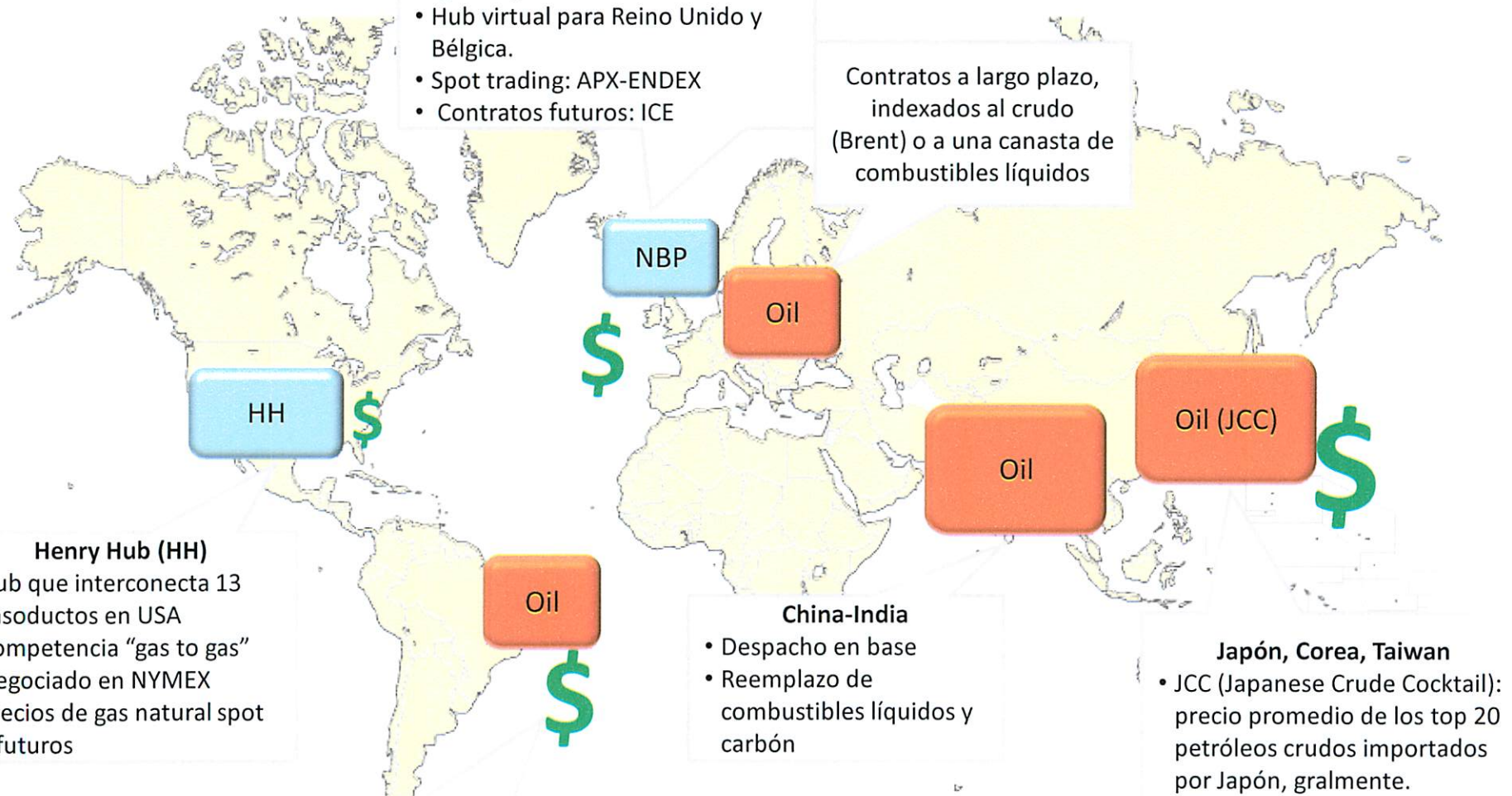
## Japón, Corea, Taiwan

- JCC (Japanese Crude Cocktail): precio promedio de los top 20 petróleos crudos importados por Japón, gralmente. utilizado para indexar contratos de GNL a largo plazo
- Practicamente sin alternativos

## Henry Hub (HH)

- Hub que interconecta 13 gasoductos en USA
- Competencia "gas to gas"
- Negociado en NYMEX
- Precios de gas natural spot y futuros

- Es el mercado más nuevo
- Compite con el combustible alternativo más cercano (carbón, FO, GO)





## Cuencas diferentes... precios diferentes (2/4)

---

### Mercado regional Asiático

- Japón, Corea del Sur y Taiwan, principalmente
- El GNL es la única fuente de gas. Buscan Seguridad de suministro. Mayormente, contratos a largo plazo, ToP, indexados al petróleo. En los últimos años también compran importantes volúmenes en el mercado spot
- Recientemente, se sumaron India y China
- **Asia representa aprox. el 60% de las compras totales de GNL**

**Precio GNL (USD/MMBTU) = a (Precio GNL/Precio JCC, hoy aprox. 15%)\*Precio JCC(USD/Bbl)+b (gastos por envíos y/o seguros, aprox. 0,8 y 0,03 USD/MMBTU en DES y FOB, resp.)**

## Cuencas diferentes... precios diferentes (3/4)

---

### Mercado regional Europeo

- Europa continental: indexación al petróleo (como en Asia). Contratos de largo plazo.
- Reino Unido: el hub virtual NBP es un mercado liberalizado, que se conecta con Europa en Zeebrugge, Bélgica. Mercado spot.
- El GNL es una forma de abastecimiento complementaria al gas por gasoducto (en contratos de largo plazo, indexados al petróleo). **El GNL representa el 20% del gas consumido en Europa.**

$$\text{Precio}_n \text{ GNL (USD/MMBTU)} = \text{Precio}_0 \text{ GNL (USD/MMBTU)} + a * (\text{FO}(n-x\dots n-1)) + b * (\text{GO}(n-x\dots n-1))$$

donde,

FO(n-x...n-1)): precio promedio del FO de los últimos x-1 meses

GO(n-x...n-1)): precio promedio del GO de los últimos x-1 meses

a y b: ponderadores de FO y GO, resp.

## Cuencas diferentes... precios diferentes (4/4)

---

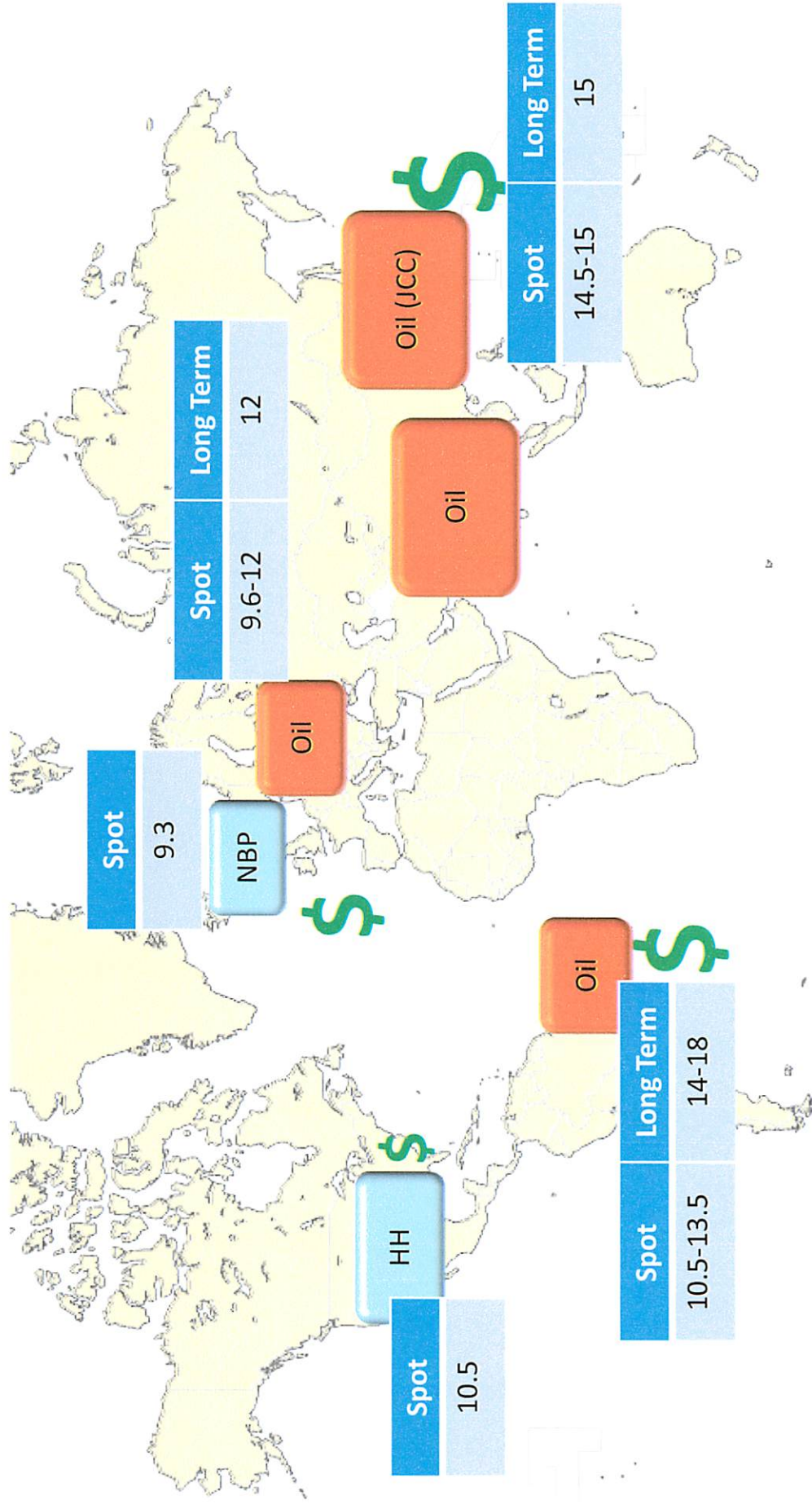
### Mercado Norteamérica

- USA, Canadá y México
- El mercado de gas natural (por gasoducto) de USA es el más grande del mundo, el doble del mercado mundial de GNL
- Altamente competitivo, precios seteados por el balance oferta- demanda y comercializados en el NYMEX





# Precios DES de GNL (Abril-Mayo 2012), USD/MBTU



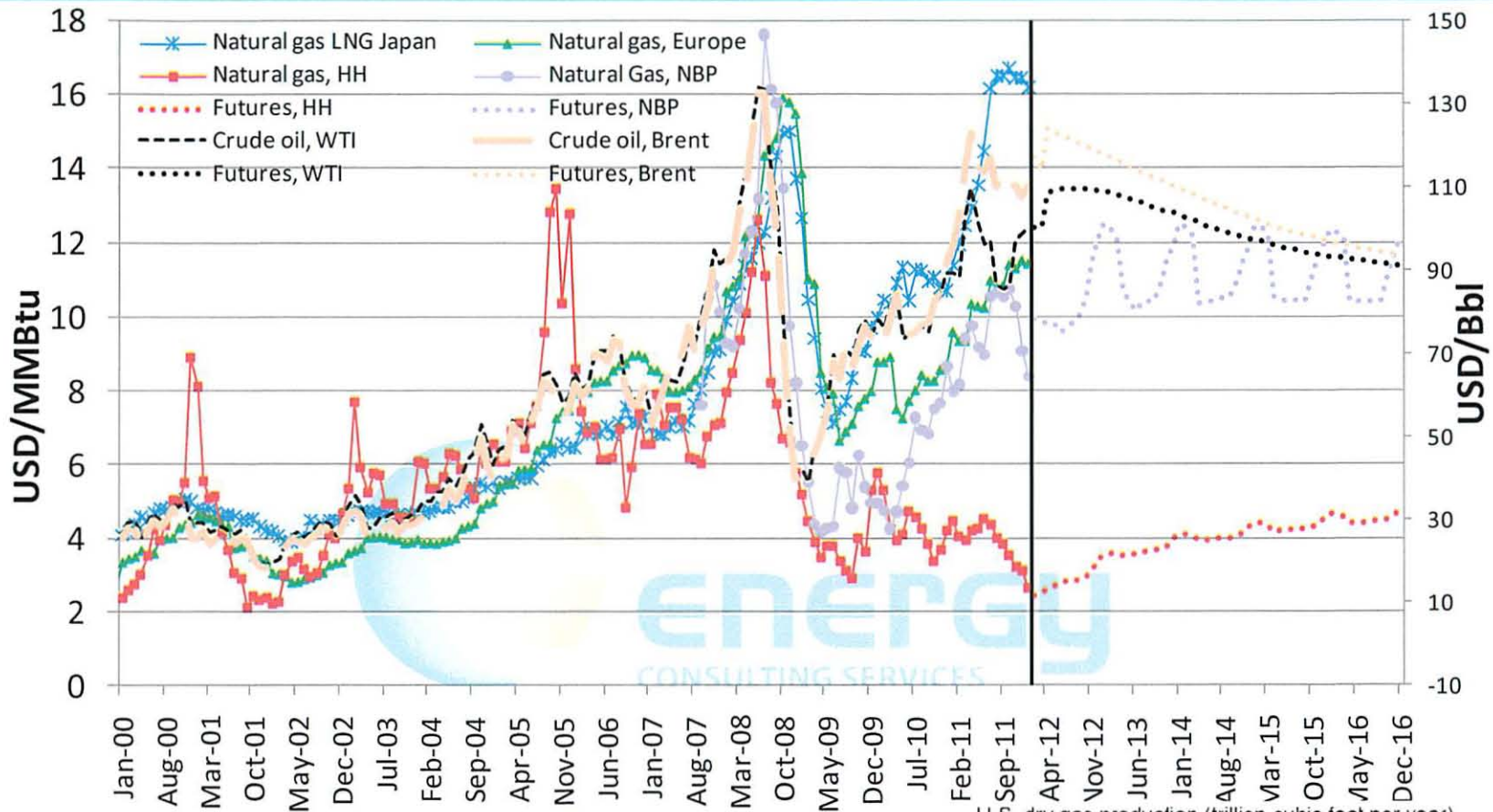
## SPA Sabine Pass, USA (a 20 años)

---

Customer	Quantity (mtpa)	Train	Commodity Charge (\$/MMBtu)	Capacity Charge (\$/MMBtu)
<b>British Gas</b>	3.5	1	115% HH	2.25
	2.0	2, 3, 4	115% HH	2.50
<b>Gas Natural Fenosa</b>	3.5	2	115% HH	2.50
<b>KOGAS</b>	3.5	3	115% HH	3.00
<b>GAIL</b>	3.5	4	115% HH	3.00

Fuente: Galway Group

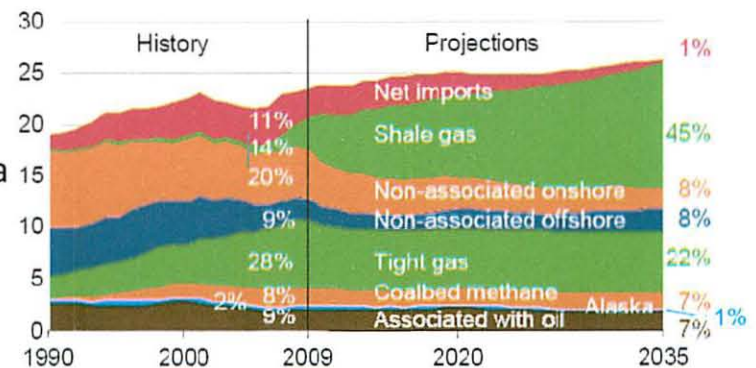
# Evolución de precios (commodity) y tendencias



Fuente: ECS en base a NYMEX, ICE, WB, EIA

- En el corto plazo:
  - Alta volatilidad de precios
  - Spreads de precios muy significativos entre Asia, Europa y USA

U.S. dry gas production (trillion cubic feet per year)



Fuente: EIA – Annual Energy Outlook 2011



## Los otros costos de la cadena (1/4)

---

- **Costo Licuefacción:** 1-3 USD/MBTU
- **Costo Regasificación y Almacenaje:**
  - Para plantas onshore entre 0.4-1.5 USD/MBTU
  - En unidades FSRU la tarifa diaria de alquiler hoy es 190 KUSD/día + la amortización del Capex de las instalaciones Portuarias (70 MUSD aprox) + Opex (mayor al de la planta onshore por menor eficiencia). Equivalente a valores de 0.7 – 2.0 USD/MBTU.
- **Tanque almacenamiento:** en tierra, 700-750 USD/m<sup>3</sup>; offshore 1350-1400 USD/m<sup>3</sup>



## Los otros costos de la cadena (2/4)

- **Costos de Transporte (Shipping Cost)**

- 2008-09: Precios bajos precios debido a la sobreoferta de gas local en USA

- Mediados 2010-2011:

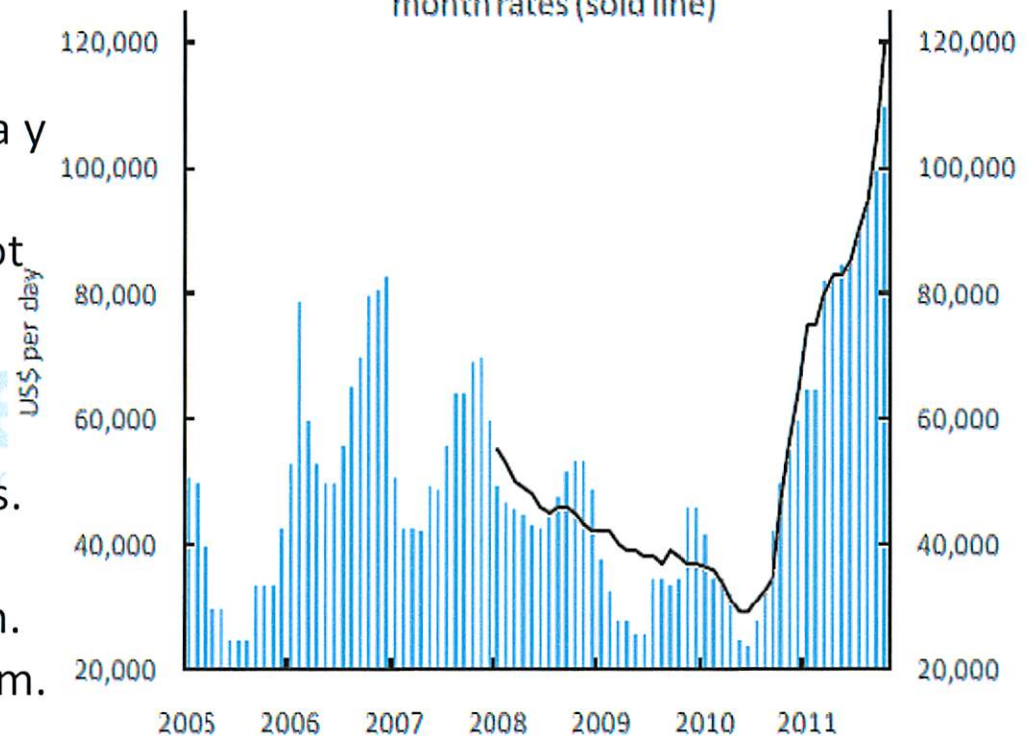
- Más ajustado por demanda creciente desde Japón principalmente, del resto de Asia y Europa

- Se buscan fletes “flexibles” y spot por incremento demanda (“nuevos” mercados con mayor demanda, ej. LATAM)

- Incremento sustancial de precios. Fletes a corto plazo:

- Dic. 2010: 65 KUSD/día prom.
- Dic. 2011: 125 KUSD/día prom.
- Hoy: 150 KUSD/día prom.

Monthly charter rates 2005-2011 w/12 month rates (solid line)

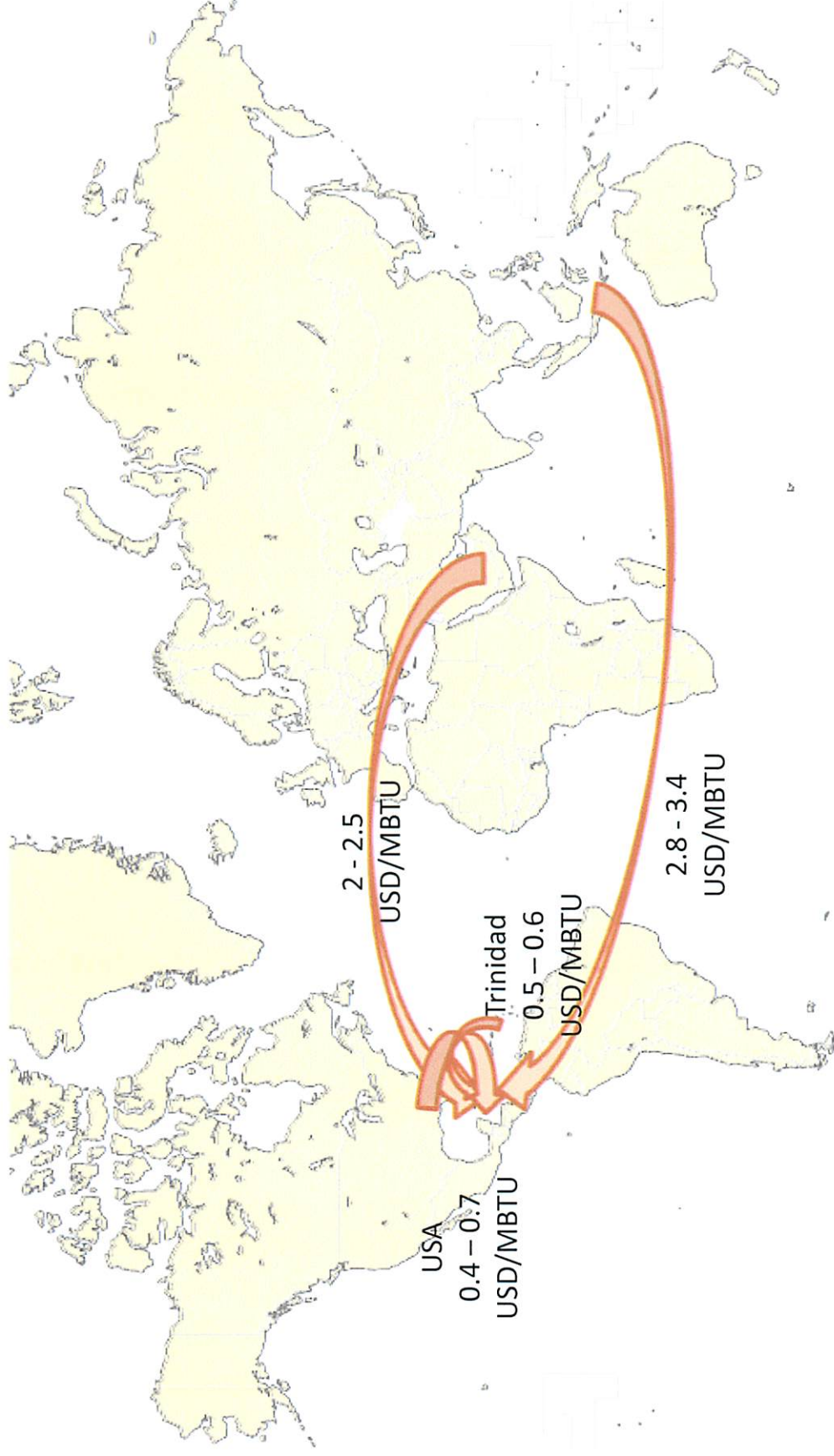


Note: The charter rates are estimates and do not take into account vessel specifications, nor positioning costs or ballast bonus, though generally based on modern vessels in 138-145K cbm range.

- Mercado ajustado, con precios altos hasta 2014 al menos (Fuente: Platou LNG, Feb. 2012)

## Los otros costos de la cadena (3/4)

- Costos de Transporte (Shipping Cost), USD/MBTU



Fuente: ECS en base a información de mercado



# Los otros costos de la cadena (4/4)

## • Costos de Transporte:

	País	Puerto
Origen	Qatar	Ras Laffan
Destino	Guatemala	Atlántico
Distancia	9.646 nm	
Ship cost	\$ 2,2	/MMBtu

Fuel cost	\$ 1,6	/MMBtu
Boil off cost	\$ 0,7	/MMBtu
Port cost	\$ 0,1	/MMBtu

	País	Puerto
Origen	Indonesia	Fakfak
Destino	Guatemala	Atlántico
Distancia	13.484 nm	
Ship cost	\$ 3,0	/MMBtu

Fuel cost	\$ 2,3	/MMBtu
Boil off cost	\$ 0,9	/MMBtu
Port cost	\$ 0,1	/MMBtu

	País	Puerto
Origen	Trinidad	Point Fortin
Destino	Guatemala	Atlántico
Distancia	1.755 nm	
Ship cost	\$ 0,5	/MMBtu

Fuel cost	\$ 0,3	/MMBtu
Boil off cost	\$ 0,1	/MMBtu
Port cost	\$ 0,1	/MMBtu

	País	Puerto
Origen	USA	Sabine Pass
Destino	Guatemala	Atlántico
Distancia	1.155 nm	
Ship cost	\$ 0,4	/MMBtu

Fuel cost	\$ 0,2	/MMBtu
Boil off cost	\$ 0,1	/MMBtu
Port cost	\$ 0,1	/MMBtu

	País	Puerto
Origen	Qatar	Ras Laffan
Destino	Guatemala	Pacífico
Distancia	10.549 nm	
Ship cost	\$ 2,3	/MMBtu

Fuel cost	\$ 1,7	/MMBtu
Boil off cost	\$ 0,7	/MMBtu
Port cost	\$ 0,1	/MMBtu

	País	Puerto
Origen	Indonesia	Fakfak
Destino	Guatemala	Pacífico
Distancia	14.386 nm	
Ship cost	\$ 3,2	/MMBtu

Fuel cost	\$ 2,4	/MMBtu
Boil off cost	\$ 1,0	/MMBtu
Port cost	\$ 0,1	/MMBtu

	País	Puerto
Origen	Trinidad	Point Fortin
Destino	Guatemala	Pacífico
Distancia	2.314 nm	
Ship cost	\$ 0,6	/MMBtu

Fuel cost	\$ 0,4	/MMBtu
Boil off cost	\$ 0,2	/MMBtu
Port cost	\$ 0,1	/MMBtu

	País	Puerto
Origen	USA	Sabine Pass
Destino	Guatemala	Pacífico
Distancia	2.721 nm	
Ship cost	\$ 0,7	/MMBtu

Fuel cost	\$ 0,4	/MMBtu
Boil off cost	\$ 0,2	/MMBtu
Port cost	\$ 0,1	/MMBtu

	País	Puerto
Origen	Qatar	Ras Laffan
Destino	El Salvador	Pacífico
Distancia	10.380 nm	
Ship cost	\$ 2,3	/MMBtu

Fuel cost	\$ 1,7	/MMBtu
Boil off cost	\$ 0,7	/MMBtu
Port cost	\$ 0,1	/MMBtu

	País	Puerto
Origen	Indonesia	Fakfak
Destino	El Salvador	Pacífico
Distancia	14.218 nm	
Ship cost	\$ 3,2	/MMBtu

Fuel cost	\$ 2,4	/MMBtu
Boil off cost	\$ 1,0	/MMBtu
Port cost	\$ 0,1	/MMBtu

	País	Puerto
Origen	Trinidad	Point Fortin
Destino	El Salvador	Pacífico
Distancia	2.146 nm	
Ship cost	\$ 0,6	/MMBtu

Fuel cost	\$ 0,3	/MMBtu
Boil off cost	\$ 0,1	/MMBtu
Port cost	\$ 0,1	/MMBtu

	País	Puerto
Origen	USA	Sabine Pass
Destino	El Salvador	Pacífico
Distancia	2.553 nm	
Ship cost	\$ 0,6	/MMBtu

Fuel cost	\$ 0,4	/MMBtu
Boil off cost	\$ 0,2	/MMBtu
Port cost	\$ 0,1	/MMBtu

Fuente: ECS en base a información de mercado

# Contenidos

---

1. Overview de la industria mundial de GNL
2. Los eslabones de la cadena del GNL
3. El GNL en Latinoamérica y el Caribe
4. Estructuras comerciales y contratos
5. Revisión de precios de suministro y otros costos de la cadena
- 6. Glosario y equivalencias**



# Glosario

---

- FOB: Free on Board
- FPSO: Floating , Production, Storage and Offloading Unit
- FSRU: Floating, Storage and Regasification Unit
- DES: Delivered ex Ship
- GSA: Gas Supply Agreement
- JCC: Japanese Crude Cocktail
- HH: Henry Hub
- O&M: Operation & Maintenance costs
- Mn: Millas náuticas
- MSA: Master Sales Agreement
- MTPA: Millón de toneladas por año
- NBP: National Balancing Point
- RV: Regas Vessel
- SPA: Sales & Purchase Agreement
- TUA: Terminal Use Agreement





## Equivalencias

---

1 Millón de Toneladas (LNG)

=

18 Barcos (135 Mm<sup>3</sup> de LNG de capacidad)

=

1400 MMm<sup>3</sup> (GN)

CONSULTING SERVICES

3,8 MMm<sup>3</sup>/d (GN)

---

# **Evolución reciente de la industria del Gas Natural Licuado y expectativas para el mediano y largo plazo**



Buenos Aires, Marzo de 2012.



**QUANTUM**

**Expertos en Regulación  
de Servicios Públicos**

**DEOCSA-DEORSA**

# Evaluación de ofertas de compra de energía y potencia para el periodo Mayo 2015 – Abril 2030

---

Marzo de 2012

---



## Tabla de Contenido

1	Introducción y antecedentes .....	3
1.1	Glosario .....	4
1.2	Tipos de contratos .....	7
1.2.1	Contratos por diferencias con curva de carga (DCC).....	7
1.2.2	Contratos de opción de compra de energía (OCE).....	7
1.2.3	Contratos de energía generada (EGEN).....	8
1.3	Listado de ofertas .....	8
1.4	Oferta virtual .....	9
2	Modelo de programación lineal .....	9
2.1	Función objetivo a minimizar .....	10
2.2	Ecuaciones de restricción .....	10
2.3	Fórmulas de precio .....	22
3	Resultados.....	23

## 1 Introducción y antecedentes

El artículo 53 de la Ley General de Electricidad, establece que los adjudicatarios del servicio de distribución final están obligados a tener contratos vigentes con empresas generadoras que les garanticen su requerimiento total de potencia y energía y el artículo 62 de la misma ley, señala que las compras de electricidad por parte de los distribuidores del Servicio de Distribución Final se efectuarán mediante licitación abierta y que toda la información relativa a la licitación y adjudicación de la oferta será de acceso público.

Adicionalmente el artículo 65 bis del Reglamento de la Ley General de Electricidad establece que las Distribuidoras deberán realizar licitación abierta para contratar el suministro que garantice sus requerimientos de potencia y energía, disponiendo además que conforme a las necesidades de las Distribuidoras y el Plan de Expansión Indicativo de Generación, la Comisión elaborará los términos de referencia que definan los criterios que las Distribuidoras deberán cumplir para elaborar las bases de licitación abierta, para llevar a cabo los procesos de adquisición de potencia y energía. Las Bases de licitación que las Distribuidoras elaboren deberán ser presentadas a la Comisión para su aprobación, la que resolverá sobre su procedencia o improcedencia. Una vez aprobadas las bases, las Distribuidoras deberán convocar a licitación abierta.

Las empresas DEOCSA (DC), DEORSA (DR) y EGGSA (en adelante, las 3 empresas en forma grupal se identifican como Junta de Licitación), ya han cumplimentado esta instancia, habiendo posteriormente publicado la convocatoria de la licitación.

El cronograma de eventos de la licitación se resume en el siguiente cuadro:

Evento	Fecha
Publicación de la Convocatoria de la Licitación	Diez días después de la aprobación de las bases por la CNEE
Adquisición de las Bases de Licitación	Desde la Publicación de la convocatoria hasta un día antes de la Fecha de Presentación de Ofertas
Primera reunión informativa	27 de abril de 2011
Segunda reunión informativa	05 de agosto de 2011
Fecha límite para entregar solicitudes de aclaraciones a las Bases de Licitación	27 de diciembre de 2011
Tercera reunión informativa	09 de diciembre de 2011
Fecha límite para dar respuestas a las solicitudes de aclaración de las Bases de Licitación o preguntas y para la emisión de Adendas a las Bases de Licitación	5 de enero de 2012
Fecha de presentación de Ofertas Técnicas y Económicas y apertura de Ofertas Técnicas.	26 de enero de 2012
Fecha de apertura de la Oferta Económica	13 de Febrero de 2012
Fecha de adjudicación	8 de Marzo de 2012
Fecha límite para la suscripción de cada Contrato de Abastecimiento	30 de abril de 2012

Durante la etapa de evaluación económica de las ofertas se modificó la fecha de adjudicación del cuadro anterior para el 15 de marzo de 2012.

Definida la Potencia Garantizada (PG) como aquella potencia neta que en su Oferta garantiza entregar el Oferente a las Distribuidoras en el Punto de Entrega como Oferta Firme Eficiente para cubrir Demanda Firme, en esta oportunidad la Potencia Garantizada a contratar como parte de la Demanda Firme de las Distribuidoras será de hasta ochocientos megavatios (800MW), para el suministro de los Usuarios del Servicio de Distribución Final de las Distribuidoras.

Las Distribuidoras deben adjudicar la Oferta o el conjunto de Ofertas que minimicen el costo total de suministro para sus Usuarios del Servicio de Distribución Final, de acuerdo a las condiciones establecidas en las Bases de Licitación.

DC y DR, miembros del comité de licitación, han contratado a Quantum para prestarles apoyo en el presente proceso licitatorio, proceso de evaluación de ofertas de compra de energía y potencia para las distribuidoras DEOCSA, DEORSA y EEGSA, a iniciar su operación en el año 2015 y con un plazo de hasta 15 (quince) años.

El apoyo requerido por la Junta de Licitación estuvo orientado a:

- Desarrollar una herramienta que permita procesar la información que suministren los oferentes, y evaluar dicha información en procura de establecer aquella combinación que minimiza el costo de contratación sujeto a un conjunto de restricciones que deben satisfacerse
- Evaluar las ofertas aptas desde el punto de vista técnico, económico y administrativo, presentadas por los oferentes interesados en participar de la presente licitación
- Elaborar un informe con los resultados obtenidos, justificando la elección alcanzada como óptima

## 1.1 Glosario

Se presenta a continuación, el glosario de las variables utilizadas en el proceso de evaluación de las ofertas y que se encuentran dentro de la herramienta desarrollada para la evaluación de ofertas.



- Índices:
  - A: año estacional<sup>1</sup>
    - A: 2015 para el período 1/5/2015 hasta el 30/4/2016
    - A: 2016 para el período 1/5/2016 hasta el 30/4/2017
    - A: 2017 para el período 1/5/2017 hasta el 30/4/2018
    - A: 2018 para el período 1/5/2018 hasta el 30/4/2019
    - A: 2019 para el período 1/5/2019 hasta el 30/4/2020
    - A: 2020 para el período 1/5/2020 hasta el 30/4/2021
    - A: 2021 para el período 1/5/2021 hasta el 30/4/2022
    - A: 2022 para el período 1/5/2022 hasta el 30/4/2023
    - A: 2023 para el período 1/5/2023 hasta el 30/4/2024
    - A: 2024 para el período 1/5/2024 hasta el 30/4/2025
    - A: 2025 para el período 1/5/2025 hasta el 30/4/2026
    - A: 2026 para el período 1/5/2026 hasta el 30/4/2027
    - A: 2027 para el período 1/5/2027 hasta el 30/4/2028
    - A: 2028 para el período 1/5/2028 hasta el 30/4/2029
    - A: 2029 para el período 1/5/2029 hasta el 30/4/2030
  - M: mes.
  - H: Hora.
  - O: Oferente.
- *Parámetros:*
  - *ETHD*: energía total horaria demandada por las distribuidoras en la hora H, mes M y año A. Expresada en MWh (Dato).
  - *PjeEHG*: porcentaje de la energía total demandada en la hora H respecto a la total del día típico mensual. Vector de 24 datos para cada mes que sumados totalizan 100%.
  - *EMG*: energía mensual garantizada por el oferente O en el mes M, del año A. Expresada en MWh (Dato).
  - *EME*: energía mensual estimada del oferente O en el año A y mes M. Expresada en MWh (Dato).
  - Contrato: tipo de contrato.
    - OCE: Opción Compra de Energía,
    - DCC: Diferencia con Curva de Carga,
    - EGEN: Energía Generada (no garantiza Potencia),
    - FI: Firme de Importación.

---

<sup>1</sup> El contrato se establece en años estacionales. El primer año estacional comienza el 1 de mayo 2015 y termina el 30 de abril del 2016. El último año estacional termina el 30 de abril 2030.

- CTUNG: consumo térmico unitario neto garantizado:
  - Carbón: BTU/MWh
  - Gas Natural: BTU/MWh
  - Bunker: BLL/MWh
- *Días*: cantidad de días del mes M.
- $F_0$ : precio del combustible al mes 0 dado por la CNEE:
  - Carbón: USD/ TM,
  - Gas Natural USD/MMBTU,
  - Bunker USD/BBL.
- $K_j$ : factores multiplicadores de cada combustible para cada mes para evolucionar los precios de los mismos.
- FPN: factor de pérdidas nodales de cada oferente O.
- Estado del Oferente:
  - Existente: en operación antes del 1/1/2010
  - Nuevo: a instalar en fecha posterior al 1/1/2010
  - TI: Transacciones Internacionales
- OyM: costo de operación y mantenimiento
- PE: precio de la energía mensual ofrecida por el oferente O para el mes M y el año A. Expresado en USD/MWh.
- *PI*: Potencia Instalada por el Oferente O que ofrece contrato del tipo de Energía Generada. Expresado en MW.
- PGMX: es la potencia garantizada máxima ofrecida por el Oferente O, para el mes M y año A. Expresada en MW.
- PGMN: es la potencia garantizada mínima ofrecida por el oferente O para el mes M y año A. Expresada en MW.
- PPG: es el precio de la potencia garantizada. Expresado en USD/kW-mes.
- Tipo de contrato:
  - NoRen: No renovable,
  - Ren: Renovable.
- *Resultados*:
  - ADJUDICADA: variable entera que vale 1 si la propuesta del oferente resulta adjudicada, y 0 si no lo es.
  - EC: resultado de la energía horaria comprada al oferente O, en la hora H, del mes M, del año A. Expresada en MWh.
    - ECRen: Energía contratada renovable comprada al oferente O, en la hora H, del mes M, del año A. Expresada en MWh.
    - ECNoRen: Energía contratada no renovable comprada al oferente O, en la hora H, del mes M, del año A. Expresada en MWh.



- PC: Potencia contratada al oferente O en el año A. Expresada en MW.
  - PCRen: Potencia contratada renovable comprada al oferente O, en el año A. Expresada en MW.
  - PCNoRen: Potencia contratada no renovable comprada al oferente O, en el año A. Expresada en MW.

## 1.2 Tipos de contratos

Existen tres tipos de contratos de abastecimiento que los oferentes adjudicados podrán celebrar, los cuales se describen a continuación:

### 1.2.1 Contratos por diferencias con curva de carga (DCC)

En este tipo de contrato se establece por las partes un valor de potencia contratada para el cubrimiento de la Demanda Firme en todo momento durante toda la vigencia del contrato, el cual no podrá superar la Oferta Firme Eficiente del vendedor que no esté comprometida en otros contratos. Además, el participante productor compromete el abastecimiento de una demanda de energía definida como una curva de demanda horaria a lo largo del período de vigencia del contrato a un participante consumidor. La energía de la curva horaria será asignada al comprador del contrato y descontada a la parte vendedora del mismo. El vendedor se podrá respaldar contratando potencia para cumplir su compromiso. La curva de demanda horaria podrá ser abastecida por el participante productor ya sea con generación propia, o comprando los faltantes en el Mercado de Oportunidad de existir el excedente necesario. Esto significa que no existe obligación para un agente productor de generar la energía comprometida en el contrato.

Centrales cuya tecnología de generación sea con recursos renovables, incluyendo aquellas de generación distribuida, podrán celebrar este tipo de contrato.

### 1.2.2 Contratos de opción de compra de energía (OCE)

En este tipo de contrato se establece por las partes un valor de potencia contratada para el cubrimiento de la Demanda Firme en todo momento durante toda la vigencia del contrato, el cual no podrá superar la Oferta Firme Eficiente del vendedor que no esté comprometida en otros contratos. Además, el participante productor vende a un participante consumidor una cantidad de energía horaria de acuerdo a lo siguiente: se establece por las partes un Precio de Opción de compra de energía, si el Precio de Oportunidad de la Energía es menor al Precio de Opción, no se asigna energía derivada del contrato. En caso contrario, el participante productor vende con energía propia o comprada en el Mercado de Oportunidad, la energía horaria informada por las partes, la cual no podrá superar el valor de potencia contratada.

Independientemente de la tecnología de generación que utilicen las centrales, las mismas podrán celebrar este tipo de contrato.



### 1.2.3 Contratos de energía generada (EGEN)

En este tipo de contrato un Agente Generador cuyas unidades generadoras no se les haya asignado Oferta Firme Eficiente, vende a un participante consumidor toda la energía que pueda generar en el mes M del año A. Con este tipo de contrato únicamente se vende energía por lo cual no existe compromiso de potencia para el cubrimiento de Demanda Firme.

Solo podrán celebrar este tipo de contratos, aquellas plantas de generación que respondan a la definición de Generación Distribuida Renovable, eólico y solares.

### 1.3 Listado de ofertas

En el cuadro siguiente se presenta la lista de ofertas que fueran evaluadas por la Junta de Licitación y que resultaran aptas desde el punto de vista administrativo, técnico y económico, encontrándose así condiciones de formar parte del espacio de soluciones al problema cuya función objetivo y restricciones se mencionan más adelante. Las centrales han sido organizadas en función de la tecnología y el origen.

Oferente	Tecnología	Combustible	Origen
17 Duke Energy Ctl1	No Renovable	Bunker	Existente
27 Genor	No Renovable	Bunker	Existente
22 Genosa	No Renovable	Bunker	Nueva
28 INDE	Renovable	Hidro	Existente
6 Magdalena Ctl1	Renovable -Mixta	Biomasa/Bun	Existente
6 Magdalena Ctl2	Renovable -Mixta	Biomasa/Bun	Existente
2 Altorr Ctl1	Renovable - Distribuida	Hidro	Nueva
2 Altorr Ctl2	Renovable - Distribuida	Biomasa	Nueva
5 Arrendisa Ctl1	Renovable - Distribuida	Hidro	Nueva
5 Arrendisa Ctl2	Renovable - Distribuida	Hidro	Nueva
6 Magdalena Ctl3	Renovable	Hidro	Nueva
6 Magdalena Ctl4	Renovable	Hidro	Nueva
7 Genasa Ctl1	Renovable	Hidro	Nueva
7 Genasa Ctl2	Renovable	Hidro	Nueva
9 ELG	Renovable	Hidro	Nueva
10 Xacbal	Renovable	Hidro	Nueva
11 Oscana	Renovable - Distribuida	Hidro	Nueva
12 Samuc	Renovable - Distribuida	Hidro	Nueva
13 Agroprop	Renovable - Distribuida	Hidro	Nueva
15 Sarral	Renovable - Distribuida	Hidro	Nueva
16 El Cóbano	Renovable	Hidro	Nueva
18 Xolhuitz	Renovable - Distribuida	Hidro	Nueva
19 San Antonio	Renovable - Distribuida	Eolico	Nueva
21 Hidroven	Renovable - Distribuida	Hidro	Nueva
26 Regional Energética Ctl1	Renovable - Distribuida	Hidro	Nueva
26 Regional Energética Ctl2	Renovable - Distribuida	Hidro	Nueva
31 Tres Rios	Renovable	Hidro	Nueva
32 Viento Blanco	Renovable - Distribuida	Eolico	Nueva
33 Pelicano	Renovable - Distribuida	Hidro	Nueva

## 1.4 Oferta virtual

Además de las ofertas reales recibidas, en el modelo de evaluación económica de las ofertas, se incorpora una oferta ficticia de generación, que por sus características puede suministrar la totalidad de la Potencia y Energía de la Licitación y cuyo precio refleja a lo largo del período de la Licitación la expectativa de las condiciones futuras de mercado. Tiene dos objetivos, el primero es hacer factible la solución del problema de programación lineal entera mixta que resulta para la evaluación de las Ofertas Económicas y el segundo es limitar el precio de compra de potencia y energía por parte de las Distribuidoras del conjunto de Ofertas que durante el proceso de evaluación económica resulten adjudicadas. Para permitir que esta oferta virtual esté en condiciones de suministrar la totalidad de la potencia y la energía requerida en la presente licitación, la oferta virtual tiene la característica de ser generación nueva, cuya fuente energética es con recursos renovables.

La presencia de la oferta virtual, además de hacer factible la solución del problema, hace que, en caso de ser seleccionada, una vez retiradas las cantidades de potencia y energía “adjudicadas” al oferente virtual, quede potencia nueva y/o potencia renovable sin adjudicar.

## 2 Modelo de programación lineal

La herramienta desarrollada para la evaluación de ofertas de compra de energía y potencia de largo plazo, cuenta básicamente con 3 módulos perfectamente identificados:

- **Entrada de datos:** Se confeccionó un archivo “Template de datos” en formato Excel que permitió estandarizar, estructurar y restringir los datos que deben completarse a fin de alimentar el modelo de optimización. Los datos relativos a precios, parámetros y perfiles de los oferentes se corresponden con las distintas tablas diseñadas en las bases de licitación. El archivo, además de permitir reunir la información necesaria para alimentar el modelo de optimización, permitió evitar errores en la carga de datos o su detección temprana.
- **Modelo:** El modelo matemático, ha sido formulado en programación mixta (variables reales y variables enteras), utilizando el software Ilog OPL Studio. La programación permite la importación de los datos de entrada, el establecimiento del conjunto de restricciones que la solución debe cumplir, el cálculo de la solución óptima y la exportación de resultados, a un archivo Excel “Generador de Base de Datos”, con verificación del cumplimiento de la totalidad de restricciones.
- **Salida de resultados:** El archivo “Generador de Base de Datos” contiene toda la información resultante de la optimización, además de la organización en forma de base de datos de la totalidad de los datos de entrada requeridos por el modelo. El archivo permite efectuar una trazabilidad de los resultados obtenidos, existiendo desplegables a través de



los cuales cada una de las restricciones establecidas para el presente proyecto pueden ser analizadas y verificadas, a lo largo del tiempo y por oferente.

Se presenta a continuación, la función objetivo a minimizar, las ecuaciones de restricción sobre las variables del modelo y las fórmulas de cálculo del precio de la energía. Para lograr una mejor comprensión del modelo, las restricciones son acompañadas por algunos resultados obtenidos a partir del procesamiento de la información recibida relativa a las 27 propuestas que resultaron aptas para formar parte del conjunto de soluciones. Dicha base de datos forma parte de la presente entrega, y se adjunta en formato Excel.

## 2.1 Función objetivo a minimizar

### Mínimo costo de suministro

Se minimiza el costo de compra de energía y potencia a los oferentes. En caso que parte de la energía no pueda y/o no convenga ser abastecida por los oferentes, se compra en el mercado de desvío de potencia valorizando dentro de la función objetivo este costo mediante los precios referenciales establecidos por la CNEE.

$$FO = \sum_{A,O} (PC_{A,O} \times PPG_O \times 1000 \times 12) + \sum_{A,M,H,O} (EC_{A,M,H,O} \times PE_{A,M,O}) + \sum_{A,M,H,O} (ES_{A,M,H,O} \times PS_{A,M,O})$$

- FO: Función objetivo
- A: año, M: mes, H: hora y O: Oferente
- PC: Potencia contratada (MW/mes)
- PPG: Precio de la potencia garantizada (USD/kW/mes)
- EC: Energía comprada (MWh)
- PE: Precio de la energía ofertado
- ES: Energía comprada al mercado Spot
- PS: Precio de la energía en el mercado Spot

El oferente virtual se encuentra dentro del listado de oferentes, en lo que a compra de potencia respecta.

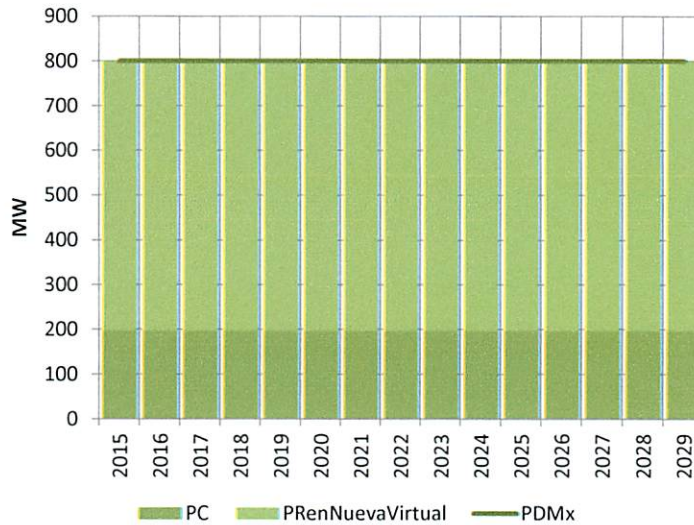
## 2.2 Ecuaciones de restricción

### Ecuación 1 – Potencia contratada total

La suma de potencias contratadas es 800 MW para todos los Años Estacionales.

$$\sum_O PC_{A,O} = 800MW \quad \forall A$$





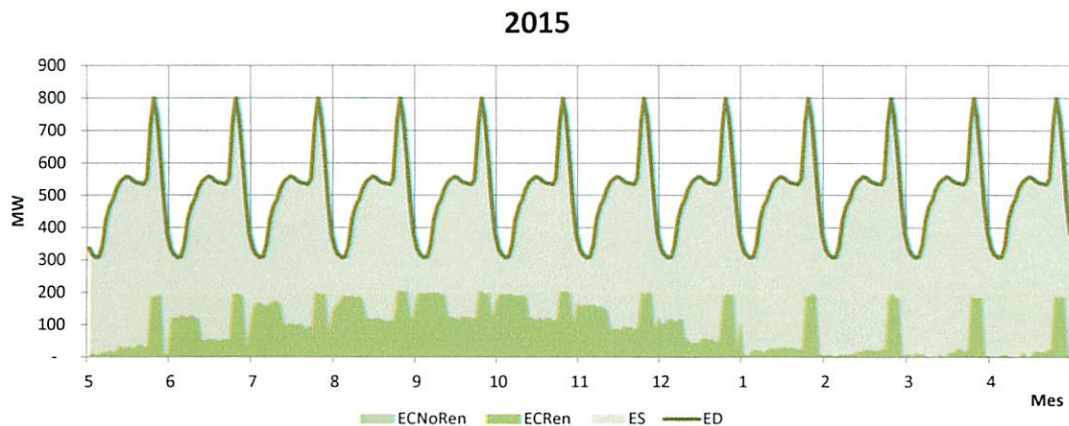
Como ha sido explicado anteriormente, el modelo solamente recurre a adjudicar al oferente virtual en caso que las restricciones de contratación mínima renovable y/o contratación mínima nueva, no puedan ser logradas. Esto ocurre a lo largo de todo el periodo analizado.

**Ecuación 2 – Cobertura de la demanda energética de las distribuidoras**

La suma de las energías compradas a los oferentes (con recursos renovables: ECRen, con recursos no renovables: ECNoRen) más la energía spot (ES), es igual a la curva de demanda de las distribuidoras (Energía total horaria demandada: ETHD).

$$\sum_0 ECRen_{A,M,H,O} + \sum_0 ECNoRen_{A,M,H,O} + ES_{A,M,H} = ETHD_{A,M,H} \quad \forall A, \forall M, \forall H$$

A continuación se presenta por ejemplo, el cumplimiento de la restricción para el año 2015.



**Ecuación 3 – Energía mensual garantizada**

La energía comprada total mensual a los oferentes con contratos DCC, debe ser menor o igual a la energía total mensual garantizada.

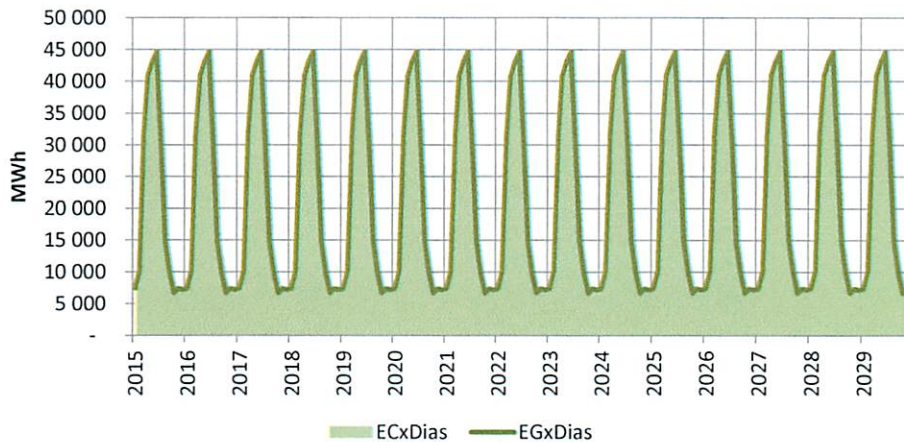
$$ECxDias = Dias_{A,M} \times \sum_{H=1}^{24} ECRen_{A,M,H,O} \leq \frac{PC_{A,O}}{PGMX_{A,O}} \times EG_{A,M,O} = EGxDias$$

$$\forall A, \forall M, \forall O, \forall Contrato_O = "DCC"$$

La energía mensual garantizada indicada por el oferente (EG), es referida a la potencia garantizada máxima (PGMX). En caso que la potencia contratada (PC) sea menor que la potencia garantizada máxima, la energía mensual garantizada disminuye proporcionalmente.

Se presenta a continuación el cumplimiento de esta restricción, donde en el caso de la oferta elegida de ejemplo (Xacbal), la restricción se cumple por “=”.

**10 Xacbal**



**Ecuación 4 – Energía horaria garantizada**

La energía horaria comprada a un oferente con contrato del tipo DCC, debe ser igual o menor al perfil porcentual comprometido multiplicado por la energía garantizada mensual.

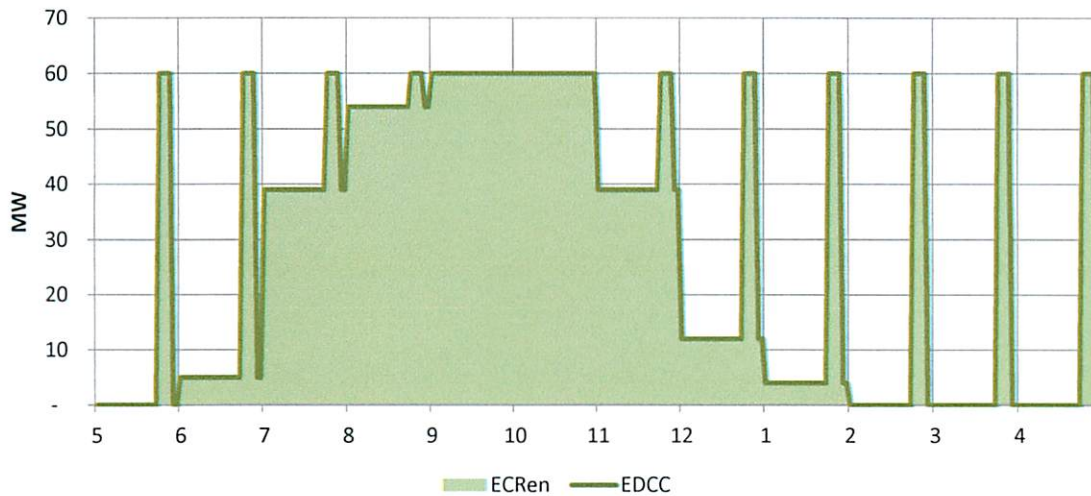
$$ECRen_{A,M,H,O} \leq PjeEHG_{H,O} \times \frac{PC_{A,O}}{PGMX_{A,O}} \times EG_{A,M,O}$$

$$\forall A, \forall M, \forall H, \forall O, \forall Contrato_O = "DCC"$$

Similar a la ecuación anterior, salvo que ésta aplica para cada hora. Se presenta a continuación, el cumplimiento de la restricción tomando como ejemplo a Xacbal para el año 2027.



### 10 Xacbal 2027



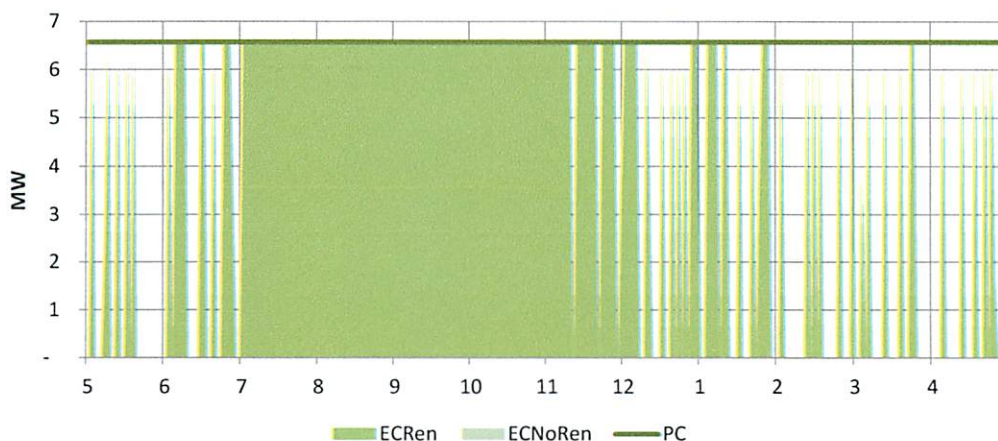
#### Ecuación 5 – Energía y potencia contratada

La energía contratada a cada oferente para cada hora (EC, que según la tecnología es ECRen o ECNoRen), debe ser siempre menor o igual a la potencia contratada (PC) al mismo, salvo para los oferentes con contrato del tipo EGEN (La generación distribuida no contrata potencia, sin embargo se usa la capacidad instalada como limitadora de la energía comprada).

$$EC_{A,M,H,O} \leq PC_{A,O} \quad \forall A, \forall M, \forall H, \forall O, \forall Contrato_O \neq EGEN$$

Se presenta a continuación, el cumplimiento de esta restricción tomando por ejemplo a Magdalena Central 3 para el año 2015.

### 6 Magdalena Ctl 3 2015





**Ecuación 6 – Potencia máxima y mínima**

La Potencia Garantizada Máxima (PGMX) y la Potencia Garantizada Mínima (PGMN) son únicas para todo el periodo salvo para aquellos oferentes que entran en operación en un año posterior al 2015. Dichos valores están indicados en la propuesta técnica, para todos los años ofrecidos. La Potencia comprada (PC) debe ser menor o igual a la PGMX y mayor o igual a la PGMN.

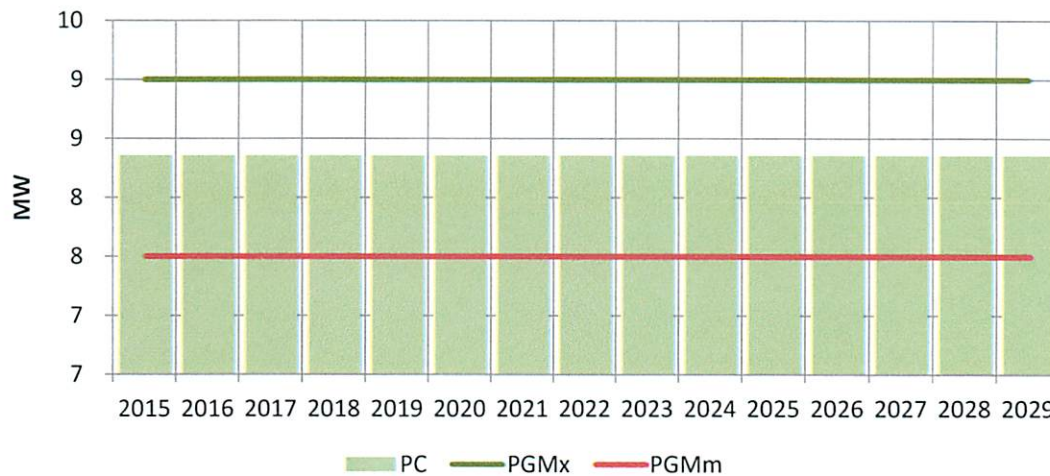
$$PC_{A,O} \leq ADJUDICADA_O \times PGMX_{A,O} \quad \forall A, \forall O, \forall Contrato_O \neq EGEN$$

$$PC_{A,O} \geq ADJUDICADA_O \times PGMN_{A,O} \quad \forall A, \forall O, \forall Contrato_O \neq EGEN$$

ADJUDICADA, es la variable que toma valor 1 si la oferta ha sido seleccionada y 0 si no forma parte del mix óptimo de contratación.

Se presenta a continuación, el cumplimiento de esta restricción tomando por ejemplo a El Cóbano.

**16 El Cóbano**



**Ecuación 7 – Energía generada máxima**

La energía total mensual comprada con “Contratos de Energía Generada”, debe ser menor o igual al 20% de la energía total mensual demandada por las distribuidoras.

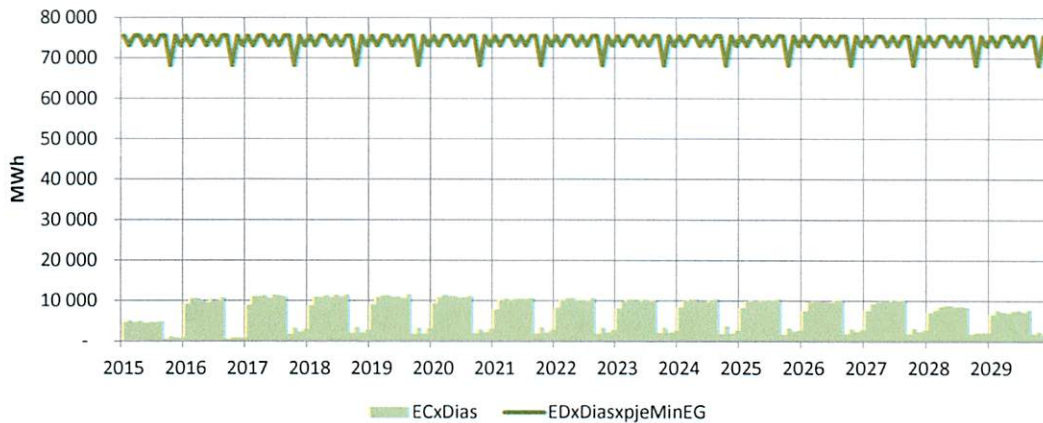
$$ECxDias_{A,M} = Dias_{A,M} \times \sum_0 \left( \sum_{H=1}^{24} EC_{A,M,H,O} \right)$$

$$EDxDiasxpjeMinEG = 20\% \times Dias_{A,M} \times \sum_{H=1}^{24} ETHD_{A,M,H}$$

$$ECxDias_{A,M} \leq EDxDiasxpjeMinEG$$

$$\forall A, \forall M, \forall Contrato_O = EGEN$$

Se presenta a continuación el cumplimiento de esta restricción.



#### Ecuación 8 y 9 – Límites de energía generada mínima y máxima

La energía anual comprada (ECxDias) a cada planta con contratos de “Energía Generada”, debe ser mayor o igual al 50% de la energía anual estimada ofrecida (pjeMinEExEE) y menor que el 100% de la misma (EE).

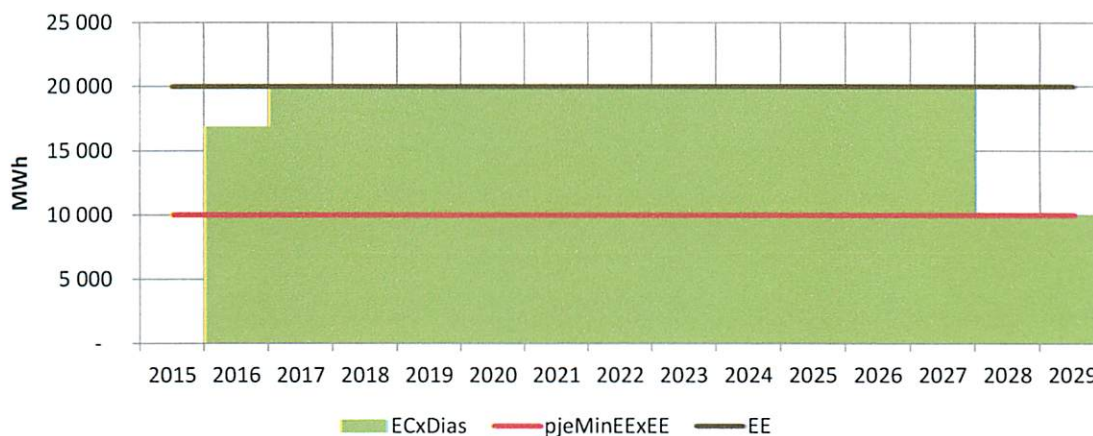
$$\sum_{M=1}^{12} Dias_{A,M} \times \left( \sum_{H=1}^{24} EC_{A,M,H,O} \right) \geq \sum_{M=1}^{12} 50\% \times EME_{A,M,O}$$

$$\sum_{M=1}^{12} Dias_{A,M} \times \left( \sum_{H=1}^{24} EC_{A,M,H,O} \right) \leq \sum_{M=1}^{12} 100\% \times EME_{A,M,O}$$

$$\forall A, \forall M, \forall O, \forall Contrato_O = EGEN$$

Se muestra a continuación el cumplimiento de estas restricciones tomando como ejemplo al oferente Xolhuitz:

### 18 Xolhuitz



Como se observa en el gráfico anterior, la energía comprada verifica el cumplimiento de los límites superior e inferior. El año 2015 no aplica dado que esta oferta entra en operación a partir del año 2016.

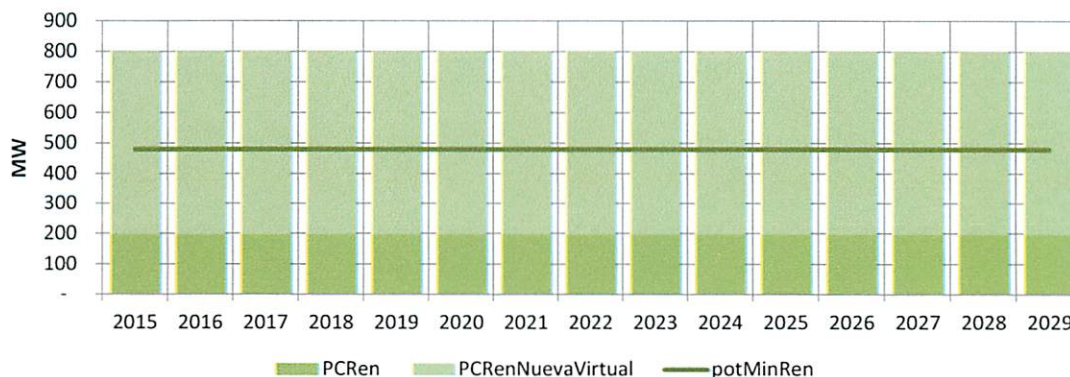
#### Ecuación 10 – Potencia contratada mínima renovable

La suma de las potencias a contratar a centrales con recursos renovables, debe ser como mínimo 480 MW, incluyendo a la oferta virtual.

$$\sum_0 PC_{A,O} \geq 480 MW$$

$$\forall A, \forall Contrato_0 \neq EGEN, \forall Tipo_0 = Ren$$

Se presenta a continuación el cumplimiento de esta restricción.





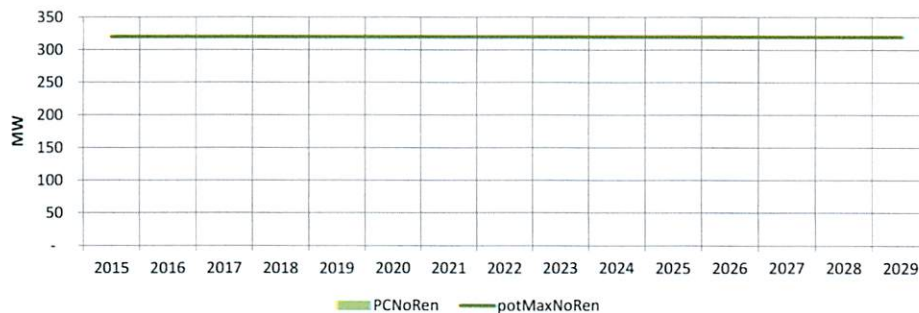
**Ecuación 11 – Potencia contratada máxima no renovable**

La suma de las potencias contratadas a centrales con recursos no renovables debe ser como máximo 320 MW.

$$\sum_0 PC_{A,0} \leq 320MW$$

$$\forall A, \forall Contrato_0 \neq EGEN, \forall Tipo_0 = NoRen$$

Se presenta a continuación el cumplimiento de esta restricción, reflejándose una contratación nula de centrales con tecnología de generación basada en recursos no renovables.



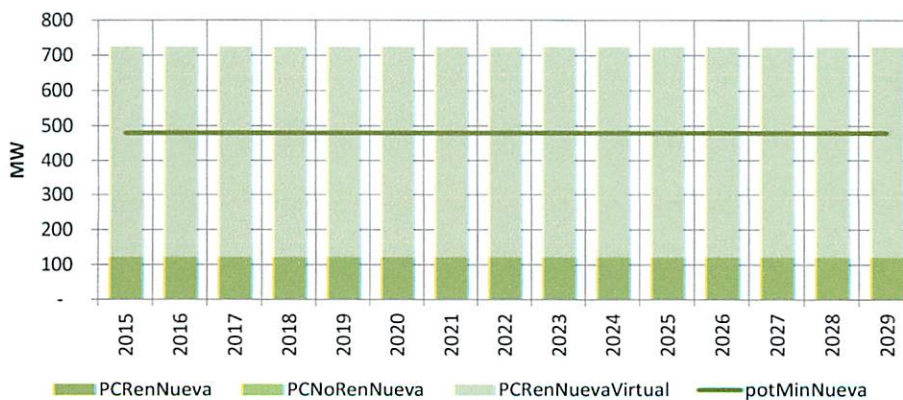
**Ecuación 12 – Potencia contratada mínima a oferentes nuevos**

La suma de las potencias compradas a plantas nuevas debe ser como mínimo 480 MW.

$$\sum_0 PC_{A,0} \geq 480MW$$

$$\forall A, \forall Contrato_0 \neq EGEN, \forall Estado_0 = Nueva$$

Se presenta a continuación el cumplimiento de esta restricción:



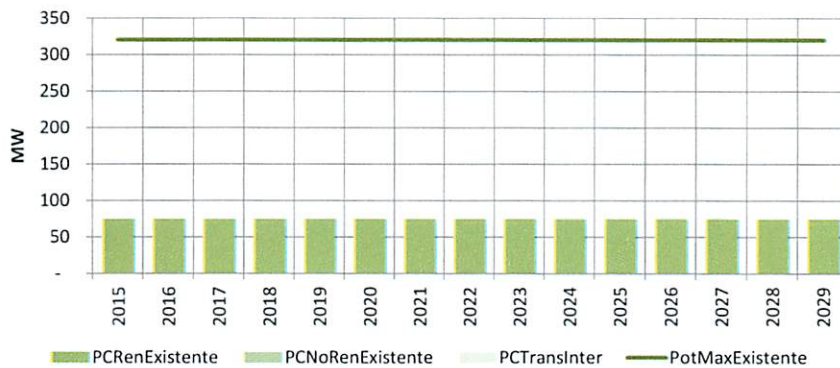
**Ecuación 13 – Potencia contratada máxima a oferentes existentes y transacciones internacionales**

La suma de las potencias compradas a plantas existentes y/o transacciones internacionales, debe ser como máximo 320 MW.

$$\sum_0 PC_{A,O} \leq 320MW$$

$$\forall A, \forall Contrato_0 \neq EGEN, \forall Estado_0 = \text{Existente, TI}$$

Se presenta a continuación el cumplimiento de esta restricción:



**Ecuación 14 - Potencia contratada máxima en transacciones internacionales.**

La suma de las potencias compradas en Transacciones Internacionales puede ser como máximo 160 MW.

$$\sum_0 PC_{A,O} \leq 160MW$$

$$\forall A, \forall Contrato_0 \neq EGEN, \forall Estado_0 = \text{TI}$$

Se muestra a continuación, el cumplimiento de esta restricción.



Del gráfico anterior, se observa que la contratación de transacciones internacionales es nula.

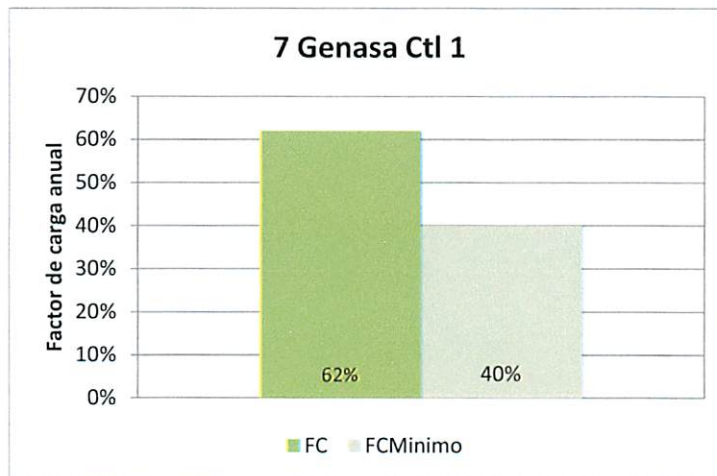
**Ecuación 15 –Energía anual en contratos DCC**

El factor de carga anual de la energía ofrecida (EO) en contratos DCC (Diferencia de Curva de Carga) debe ser igual o superior al 40%. Esta restricción es de carácter técnico, y valida si una oferta con contrato DCC es apta o no para formar parte del espacio de soluciones.

$$\frac{\sum_{M=1}^{12} EO_{M,O}}{\sum_{M=1}^{12} PG_O \times Dias_M \times 24} \geq 40\%$$

$$\forall \text{Contrato}_O = \text{DCC}$$

Se presenta a continuación, el cumplimiento de esta restricción, tomando como ejemplo a Genasa Central 1.



**Ecuación 16 –Energía mensual en contratos DCC**

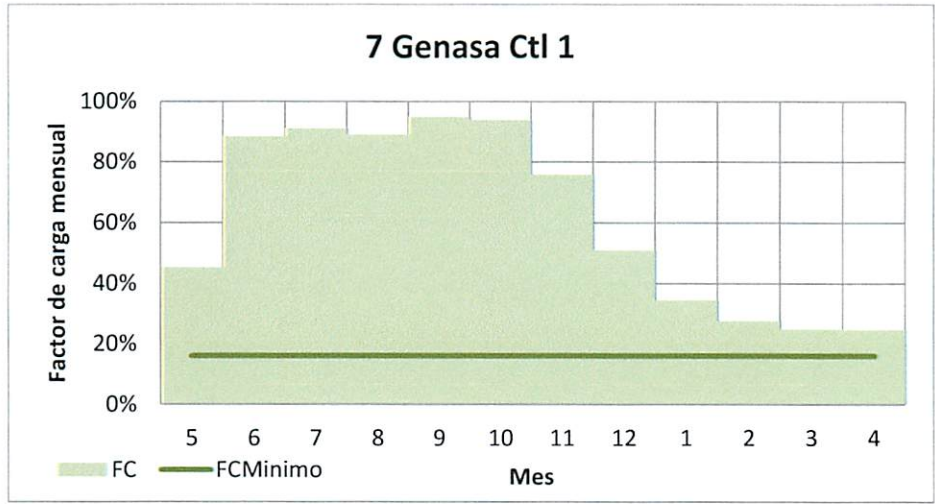
El factor de carga mensual de la energía ofrecida (EO) en contratos DCC (Diferencia de Curva de Carga) debe ser igual o superior al 16%. Esta restricción es de carácter técnico, y valida si una oferta con contrato DCC es apta o no para formar parte del espacio de soluciones. En cada mes la fórmula de control resulta ser:

$$\frac{EO_{M,O}}{PG_O \times Dias_M \times 24} \geq 16\%$$

$$\forall \text{Contrato}_O = \text{DCC}$$

Se presenta a continuación, el cumplimiento de esta restricción, tomando como ejemplo a una central con contrato DCC para todo el año estacional (Genasa central 1).





**Ecuación 17 – Energía renovable, no renovable y total**

La energía total es para cada hora igual a la suma de energía renovable más la no renovable. Esta restricción aplica sobre los tipos de oferentes que generarán con tecnología mixta que ofrecen generación renovable durante algunos meses y no renovable durante el resto del año.

$$ECRen_{A,M,H,O} + ECNoRen_{A,M,H,O} = EC_{A,M,H,O}$$

$$\forall A, \forall M, \forall H, \forall O$$

**Ecuación 18 – Potencia renovable, no renovable y total**

La potencia total contratada puede ser renovable o no renovable dependiendo del recurso utilizado para generar. Un mismo oferente no puede ser considerado en ambos grupos (renovable y no renovable) de contratación de potencia.

$$PCRen_{A,O} + PCNoRen_{A,O} = PC_{A,O}$$

$$\forall A, \forall O$$

**Ecuación 19 – Potencia contratada a oferentes con contratos de energía generada**

La potencia contratada de este tipo de oferentes es igual a cero. En otras palabras, los mismos no garantizan potencia, solo garantizan energía.

$$PC_{A,O} \leq 0MW$$

$$\forall A, \forall O, \forall Contrato_O = EGEN$$

**Ecuación 20 – Energía contratada versus potencia instalada en contratos de energía generada**

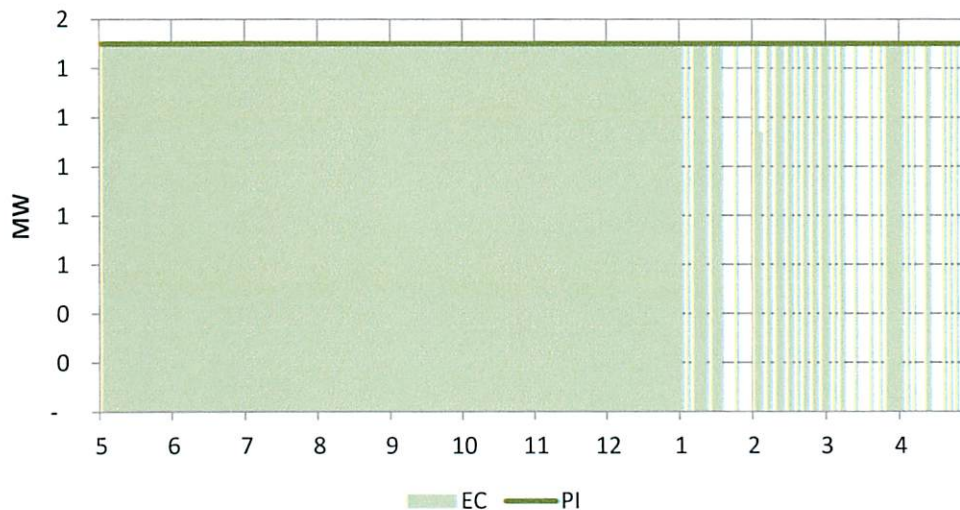
Para el caso de este tipo de contratos, se debe cumplir que para cada hora, la energía a comprar sea inferior a la potencia instalada del oferente.

$$EC_{A,M,H,O} \leq PI_O$$

$$\forall A, \forall M, \forall H, \forall O, \forall Contrato_O = EGEN$$

A continuación se muestra el cumplimiento de esta restricción para el caso de Altorr Central 1.

**2-Altorr Ctl 1 2015**



Como se observa en el gráfico anterior, la energía comprada (EC) en ningún momento supera el límite de generación de la planta dado por su capacidad instalada.

**Ecuación 21 – Precio referencial**

La presente restricción incorpora al problema la necesidad de cumplir con el precio referencial establecido por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Así, el precio monómico (USD/MWh) dado por el conjunto de ofertas que resultan seleccionadas debe ser igual o menor al precio referencial (PR).

$$\frac{\sum_{A,O} (PC_{A,O} \times PPG_O \times 1000 \times 12) + \sum_{A,M,H,O} (EC_{A,M,H,O} \times PE_{A,M,O})}{\sum_{A,M,H,O} EC_{A,M,H,O}} \leq PR$$

## 2.3 Fórmulas de precio

### Precio de la energía no renovable

Se presenta a continuación, la formula utilizada para calcular el precio de la energía de cada oferente cuyo combustible sea no renovable.

$$PE_{A,M,O} = \frac{(CTUNG_O \times F_{0,A,M} \times k_M) + (OyM_O \times \frac{PPI_M}{PPI_0})}{FPN_O}$$

$$\forall A, \forall M, \forall O, \forall Contrato_O = NoRen$$

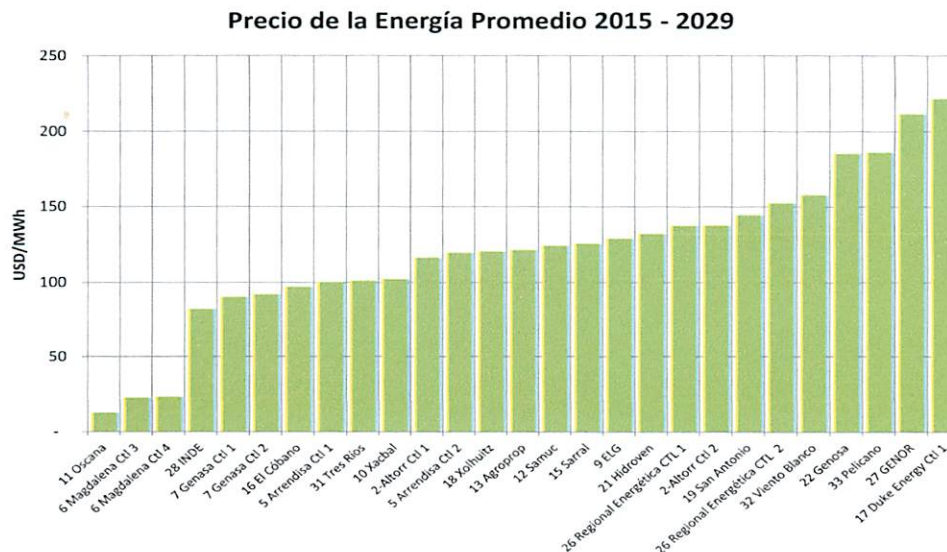
### Precio de la energía renovable

Se presenta a continuación, la formula utilizada para calcular el precio de la energía de cada oferente cuyo combustible sea renovable.

$$PE_{A,M,O} = \frac{PEO_O + (OyM_O \times \frac{PPI_M}{PPI_0})}{FPN_O}$$

$$\forall A, \forall M, \forall O, \forall Contrato_O = Ren$$

En el siguiente gráfico, se presentan los precios de la energía promedio simple del periodo 2015 – 2029. En el caso de aquellas centrales con tecnología mixta, aunque se dispone de los 2 precios, el precio promedio de la energía colocado en el gráfico, se corresponde con el precio generando con recursos renovable.





### 3 Resultados

Además de la verificación del cumplimiento de la totalidad de las restricciones que la solución debe satisfacer, se presenta a continuación el resultado obtenido a partir de la evaluación de las 27 ofertas aptas que formaron parte del espacio de soluciones posibles.

Para el problema planteado, considerando todas las restricciones definidas, se encontró una solución óptima, en la cual la potencia total contratada, quitando la oferta virtual es de **197 MW**.

La distribución obtenida es la siguiente:

Ofertante	Tecnología	Origen	PC
			(MW/mes)
Real	No Renovable	Existente	0.0
	No Renovable	Nueva	0.0
	Renovable	Existente	75.0
	Renovable	Nueva	121.9
Virtual	Renovable	Nueva	603.1
<b>Total</b>			<b>800.0</b>

El mix óptimo de contratación, desde el punto de vista de la variable potencia garantizada, aplica en todos los años por igual a lo largo del periodo 2015 - 2029.

Las ofertas seleccionadas son las siguientes, incluyéndose aquellas que consideran contratos de energía generada y que por consiguiente no aportan a la potencia garantizada a contratar:

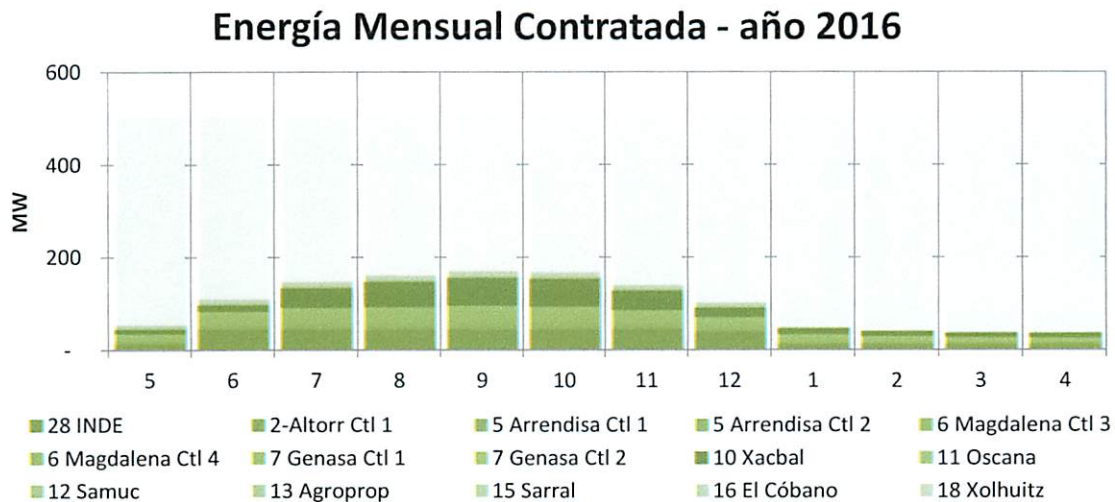
Ofertante	Tecnología	Combustible	Origen	Año EEO	PPG (USD/kW/mes)	PE (USD/MWh)	PG (MW/mes)	EC (MWh)
28 INDE	Renovable	Hidro	Existente	2015	7.90	82.70	75.00	3 942 012
2-Altorr Ctl 1	Renovable - Distribuida	Hidro	Nueva	2015	-	116.65	-	165 000
5 Arrendisa Ctl 1	Renovable - Distribuida	Hidro	Nueva	2016	-	100.93	-	234 947
5 Arrendisa Ctl 2	Renovable - Distribuida	Hidro	Nueva	2016	-	120.13	-	255 186
6 Magdalena Ctl 3	Renovable	Hidro	Nueva	2015	45.02	22.87	6.57	528 050
6 Magdalena Ctl 4	Renovable	Hidro	Nueva	2015	40.07	23.36	8.00	459 523
7 Genasa Ctl 1	Renovable	Hidro	Nueva	2015	8.90	90.69	24.00	1 956 647
7 Genasa Ctl 2	Renovable	Hidro	Nueva	2015	8.90	92.17	10.00	876 277
10 Xacbal	Renovable	Hidro	Nueva	2015	8.90	102.24	60.00	3 821 700
11 Oscana	Renovable - Distribuida	Hidro	Nueva	2015	-	12.72	-	156 690
12 Samuc	Renovable - Distribuida	Hidro	Nueva	2015	-	123.49	-	39 017
13 Agroprop	Renovable - Distribuida	Hidro	Nueva	2015	-	121.12	-	61 578
15 Sarral	Renovable - Distribuida	Hidro	Nueva	2015	-	124.83	-	123 256
16 El Cóbano	Renovable	Hidro	Nueva	2015	13.31	97.19	8.36	489 228
18 Xolhuitz	Renovable - Distribuida	Hidro	Nueva	2016	-	120.71	-	256 731
31 Tres Ríos	Renovable	Hidro	Nueva	2015	8.00	101.25	4.99	278 234

El total de ofertas seleccionadas es de **16**, dentro de las cuales **8** contribuyen a satisfacer las restricciones de contratación de potencia y **8** corresponden a centrales de generación distribuida.

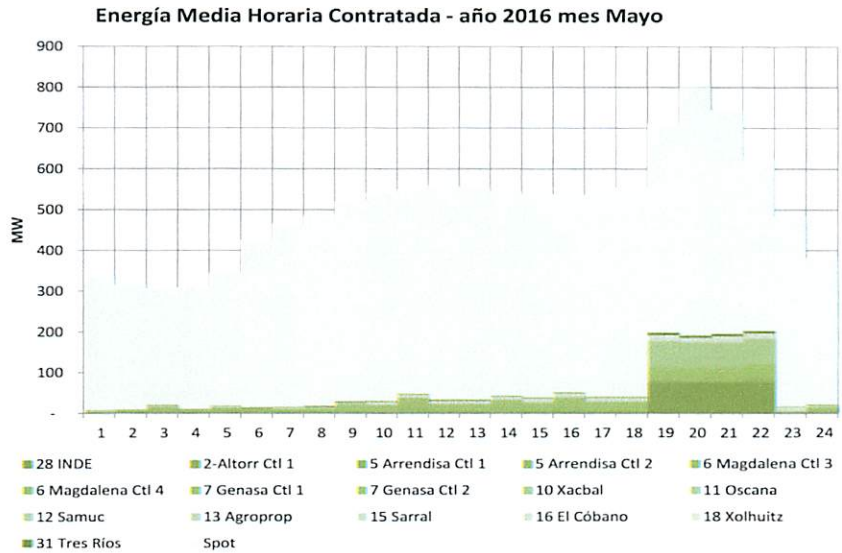
Las columnas de la tabla anterior significan:

- Año EEO: año a partir del cual la oferta es considerada
- PPG: precio de la potencia garantizada
- PG: Potencia garantizada
- PE: precio promedio ponderado de la energía comprada a cada central. Surge de dividir el costo total por compra de energía por la energía comprada (EC)

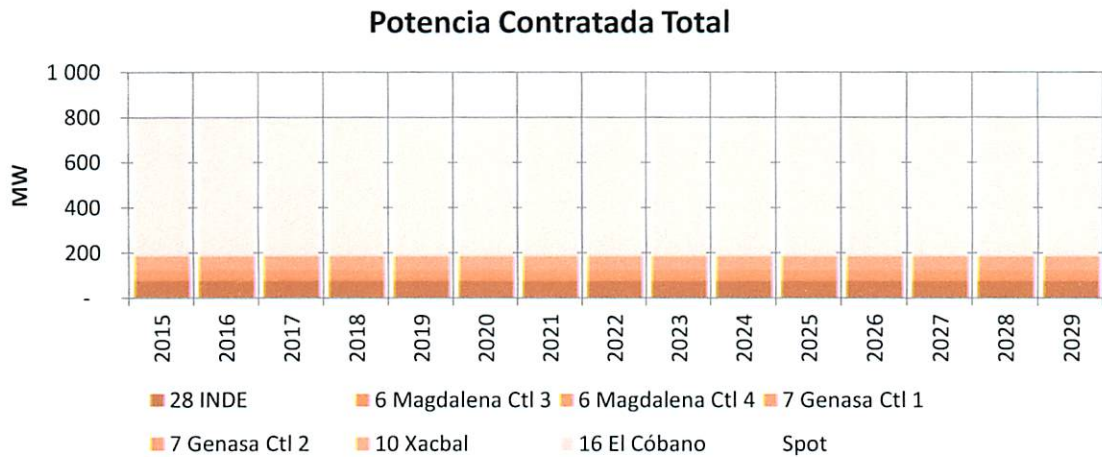
En el siguiente gráfico, se muestra la compra de energía total y por oferente para el año 2016 La energía mensual ha sido dividida por la cantidad de horas del correspondiente mes. (Se destaca que en el archivo "Generador de Base de Datos", todo año puede ser consultado).



En el siguiente gráfico, se muestra como es cubierta la demanda para un determinado mes. Se toma como ejemplo al mes de mayo del año 2016.



En el siguiente gráfico, se muestra la potencia contratada por oferente:



Oferente	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
28 INDE	75	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0
6 Magdalena Ctl 3	7	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6
6 Magdalena Ctl 4	8	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
7 Genasa Ctl 1	24	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0
7 Genasa Ctl 2	10	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
10 Xacbal	60	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
16 El Cóbano	8	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4
31 Tres Ríos	5	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
Spot	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603
<b>Total</b>	<b>800</b>	<b>800</b>	<b>800</b>	<b>800</b>	<b>800</b>	<b>800</b>	<b>800</b>	<b>800</b>	<b>800</b>	<b>800</b>	<b>800</b>	<b>800</b>	<b>800</b>	<b>800</b>	<b>800</b>



Todo resultado brindado en el presente informe puede consultarse, auditarse e inclusive reproducirse a partir de la información contenida en archivo "Generador de Base de Datos" que se entrega como documento de respaldo.