21 | 08 | 1 3

Ciclo Temático 2013

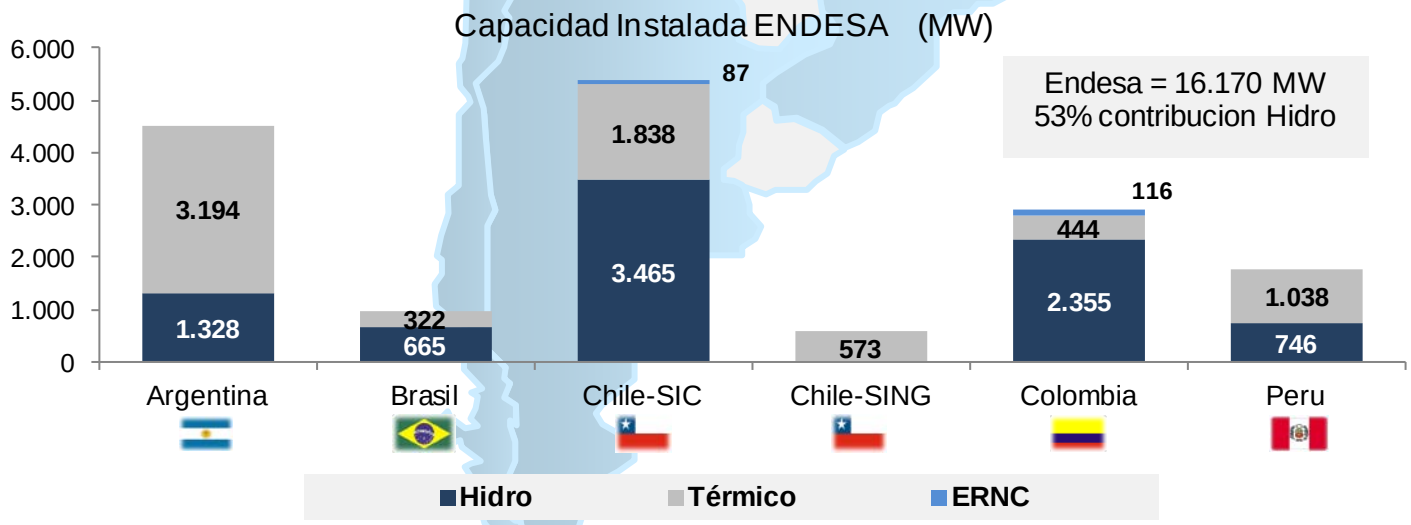
Gerencia de Gestión de Energía y Comercialización

endesa chile

Una empresa del Grupo Enersis

ENDESA CHILE

- Principal operador privado de energía en Latinoamérica con generación en Argentina, Brasil, Chile, Colombia y Perú.
- Cuenta con recursos altamente competitivos (53% de capacidad instalada de generación hidráulica).
- Resultados operacionales sólidos con mejoramiento permanente del margen.
- Crecimiento en energía competitiva.
- Flujo de caja estable para sus operaciones en Chile (país con el riesgo-país más bajo en la región).
- Perteneciente a un operador global (Enersis / Endesa España / ENEL)



Partic. Hidro - País	**29%**	**67%**	**64%**	**0%**	**81%**	**42%**

Elementos básicos de las operaciones en Latinoamérica

El crecimiento sostenido de la demanda favorece las operaciones en la región

- Diversificación económica y política favorece la cartera de inversiones (Latam con mayor crecimiento que Europa).
- Complementación hidrología, según la situación geográfica, diversifica el riesgo de las operaciones. Lluvioso en Colombia y seco en Chile. (Ej.: La Niña).
- Diversificación de fuentes de energía: Hidráulica, Gas Natural , GNL, Carbón, Petróleo y ERNC.
- Cambios regulatorios con tendencia a un mayor control regulatorio .
- "Retroceso" en procesos de integración energética.

¿Hacia donde nos enfocamos?

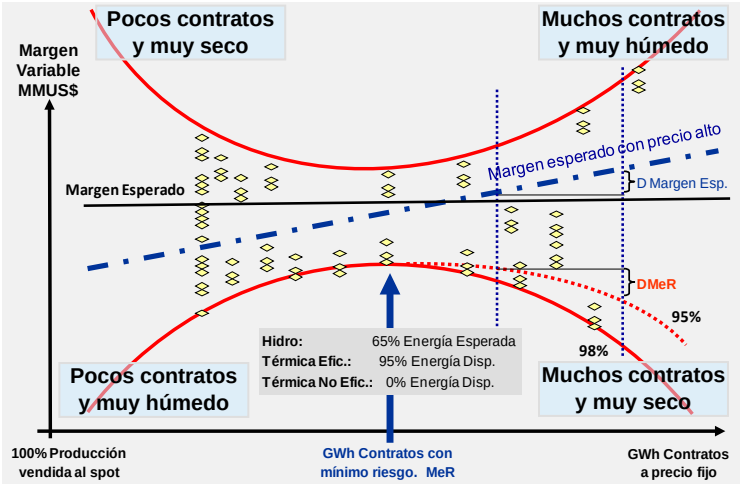
- Ayudar a asegurar el suministro en los principales mercados eléctricos
- Mantener participación en Chile y evaluar oportunidades de crecimiento
- Redefinir las relaciones comerciales con proveedores de combustibles
- Aprovechar negocios de oportunidad
- Neutralizar escenarios de alto riesgo

Focos estratégicos de gestión

- **Optimizar el uso de recursos existentes**
- **Crecimiento en activos competitivos (MP y LP)**
- **Colaboración con los reguladores**
- **Participación en energía renovables (ERNC)**
- **Exigencias medioambientales**
- **Permanente búsqueda de valor agregado**

Fundamentos del análisis y control de riesgos

Volumen de Energía Contratada v/s margen



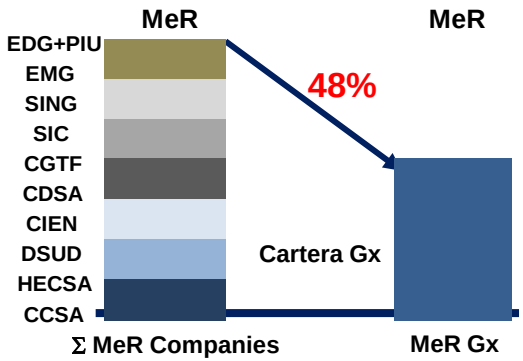
- La estrategia es minimizar la variación del margen ante eventos catastróficos, como sequías de los noventa.
- Evaluación permanente de la estrategia para mantener el Margen en Riesgo (MeR) bajo los límites de riesgo corporativo: volumen óptimo, coberturas, seguros hidro.
- Herramientas de control según volumen de contratos, tipos de tarifas (traspaso de riesgo), disponibilidad de combustibles.
- Gestión de Energía opera bajo un marco normativo que regula todas las transacciones en Latinoamérica.

Factores de Riesgo

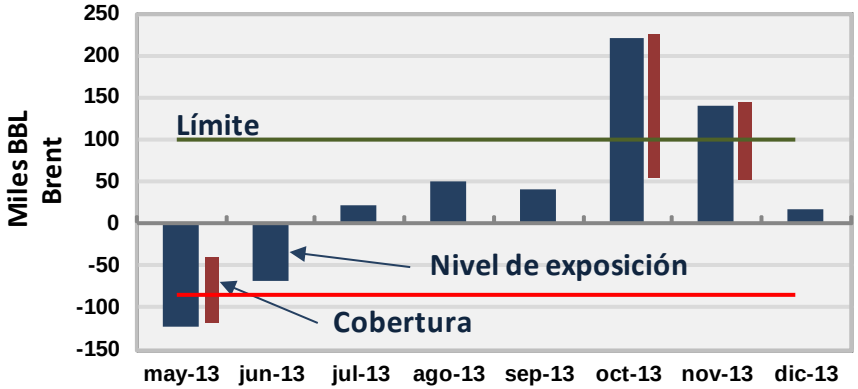
- Hidrología
- Demanda
- Combustibles
- Tasa cambio
- Inflación

- **"Regulador"**

Efecto de diversificación del MeR



Cobertura de commodities con derivados financieros

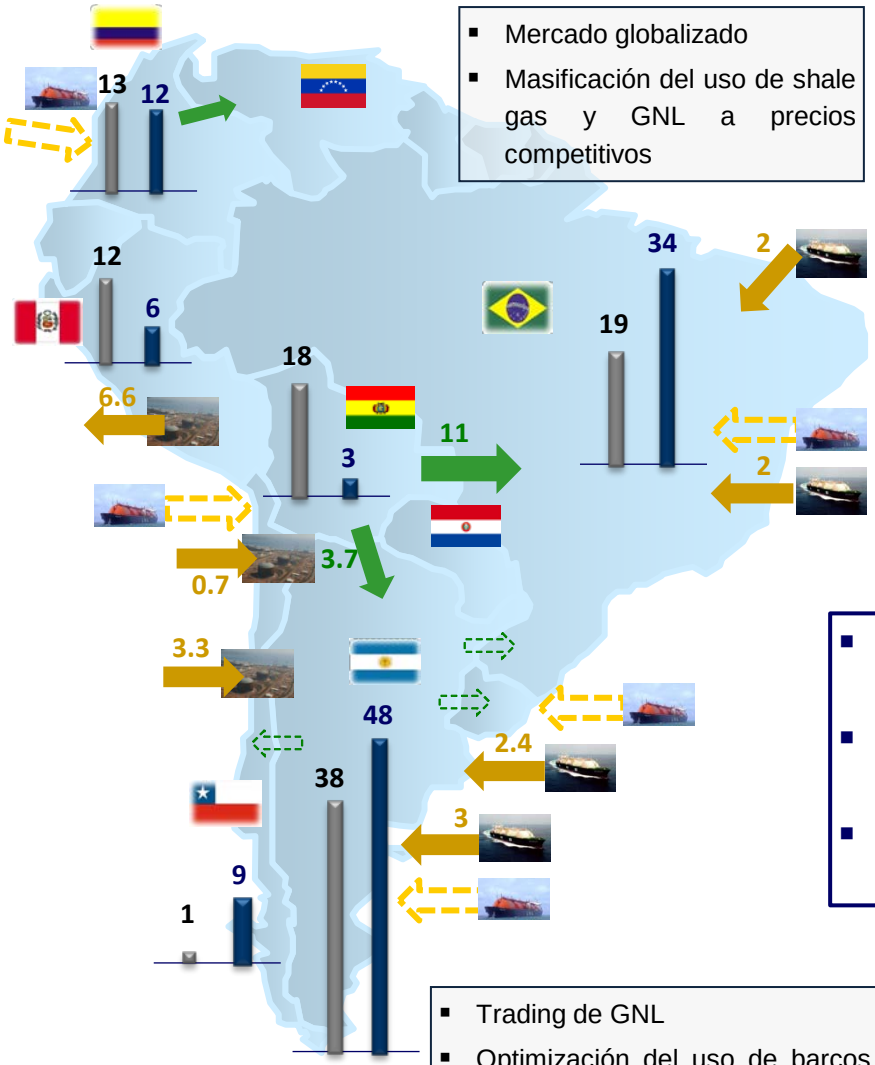


El nivel de riesgo de las empresas generadoras y comercializadoras de energía se encuentra dentro de los límites de riesgo autorizados.

Las oportunidades de desarrollo en el mercado del gas y las sinergias del mercado eléctrico

endesa chile
Una empresa del Grupo Enersis

Mercado Regional de Gas



- Mercado globalizado
- Masificación del uso de shale gas y GNL a precios competitivos

- Trading de GNL
- Optimización del uso de barcos en Chile y desvío a otros destinos regionales

[valores in BCM]

Producción | GN
Demanda | LNG

Colombia

- Comercialización de Gas y electricidad con clientes industriales.
- Respaldo con GNL para el "Cargo por Confiabilidad" (CxC).

Chile

- Proyectos de generación para aprovechar gas adicional de BG a precio competitivo
- Venta de excedentes de gas a Argentina (gasoducto existente)
- Swaps de gas entre el centro, norte y sur del país, utilizando infraestructura de Tx existente en Chile y Argentina
- Capacidad de regas en Terminal de Mejillones
- Comercialización directa de Gas con clientes industriales.

Brasil

- Tener gas propio es una ventaja con el fin de ser competitivos en las licitaciones de energía.
- El grupo esta analizando oportunidades para participar en proyectos de exploración.
- Endesa podría desarrollar una central de ciclo combinado con su fuerte posición como comprador en el mercado mundial de GNL.

Perú

- Distribución de Gas en zonas no gasificadas

Argentina

- Venta de cargamentos de GNL

CHILE - Enero de 2013

Plantas ERNC

Canela
(78 MW)

Mini-hidro
(9 MW)

Plantas Térmicas

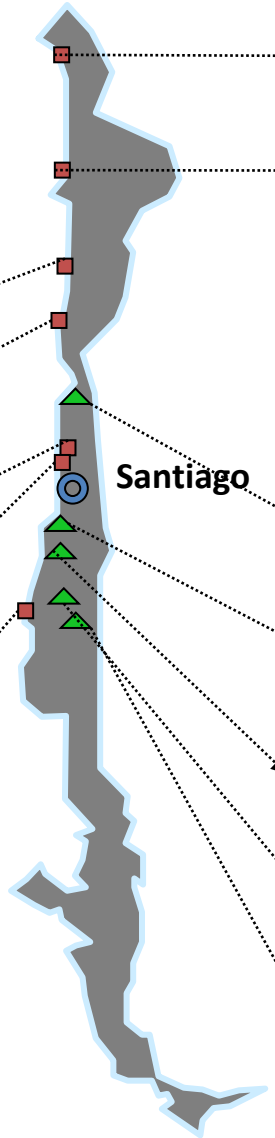
D. Almagro - Taltal
(269 MW)

Huasco
(64 MW)

San Isidro
(778 MW)

Quintero
(257 MW)

Bocamina
(128 MW)
(B2 - 342 MW)



Plantas Térmicas

Tarapacá
(182 MW)

Atacama
(391 MW)

Hidroeléctricas

Los Molles
(18 MW)

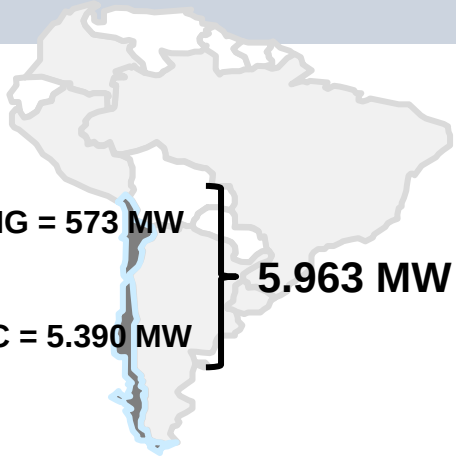
Rapel - Sauzal
(466 MW)

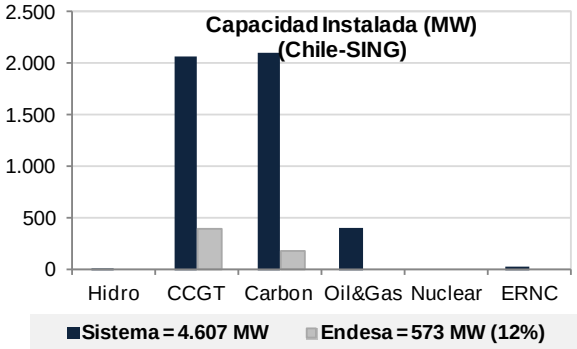
Centrales del Maule
(884 MW)

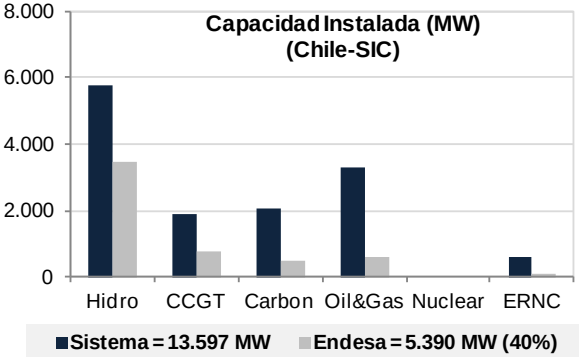
Centrales del Laja
(906 MW)

Alto Biobío
(1.191 MW)

Hidroeléctricas
Plantas Térmicas

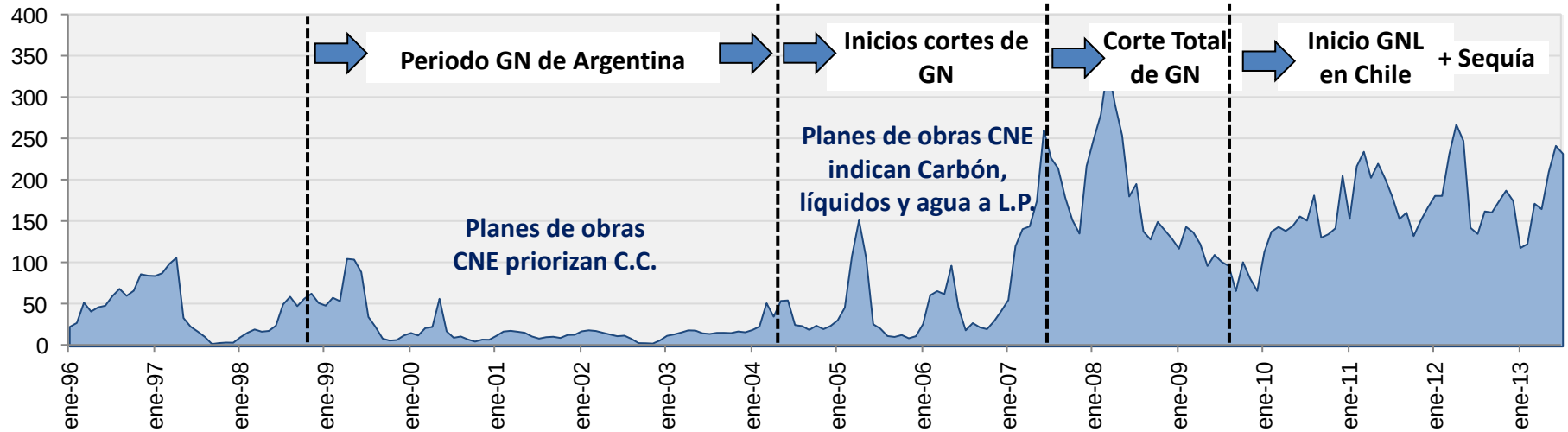






Evolución del Costo Marginal en el SIC. Puesta en Valor de Activos Hidráulicos

Costos Marginales en US$/MWh



- El sistema se desarrolló a base de Gas Natural
- Se proyectaba un costo de desarrollo de 40 US$/MWh a base de gas a 1,5 US$/MBTU.

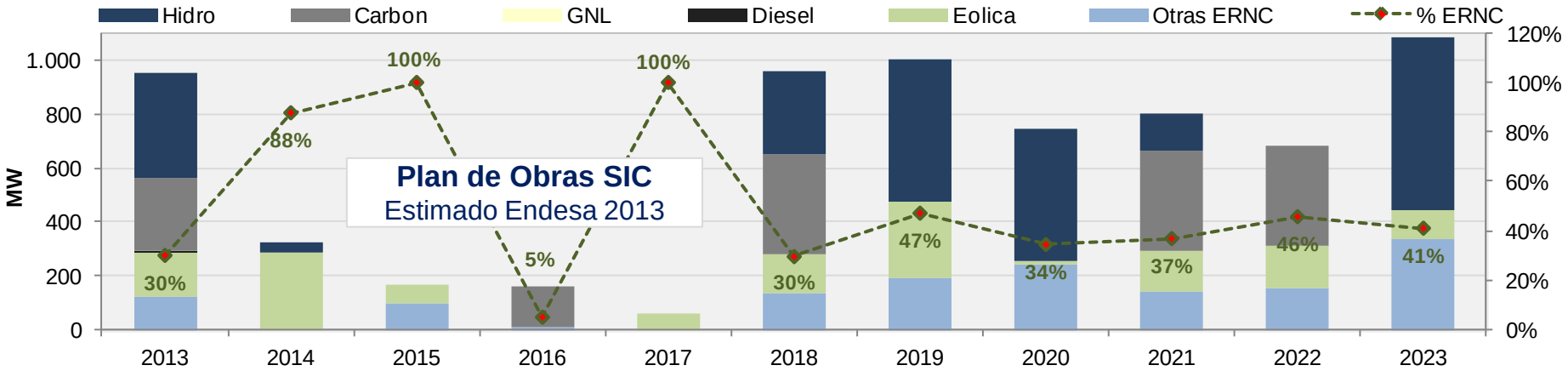
- En 2006 se inició sustitución de GN por Diesel.
- Hacia fines de 2007 la situación de cortes se vuelve irreversible.
- En forma previa, en 2006, se impulsa proyecto GNL propio.
- Desde 2008 se inician sostenidas alzas de petróleo

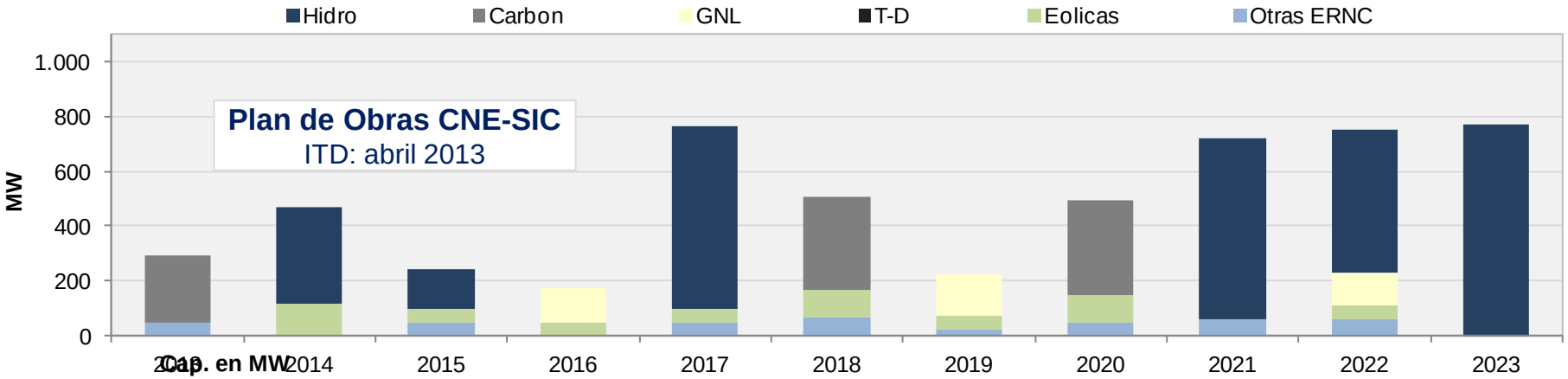
- Desde los '90 se confió en el GN (había contratos bilaterales entre países) y se antepusieron los proyectos de C.C. a los hidráulicos y otras formas de generación.
- La crisis del GN reactivó proyectos e inversiones para asegurar estabilidad y seguridad del sistema; pero los atrasos en obras, el precio del petróleo y años hidrológicos entre normal y seco, elevaron los CMg a niveles de 200 USS$/MWh en promedio y más.
- La entrada del GNL propio, en 2010, estabiliza los costos marginales, aunque todavía altos, entre 100 y 150 US$/MWh dependiendo de la volatilidad del precio del gas. Mejor que petróleo…….pero no barato.

Proyecto sobre obligación de ERNC constituye un desafío en la adecuación de la capacidad del sistema y en transmisión

Ley actual: 10% a 2024, desde 5% en 2010

Proyecto de Ley: Propone 20% a 2025





Cap. en MW

	SIC			ERNC			
	P.O. 13-23	Tasa Crec.	MW 2023	P.O. 13-23	% c/r P.O.	Proyectos ERNC Genericos	
CNE	**5.406**	3,4%	19.003	**967**	**18%**	404	42%
Est. Endesa	**6.940**	4,2%	20.537	**2.585**	**37%**	1.940	75%

En la próxima década se requerirá que de la capacidad de generación nueva entre 45% y 50% sea ERNC

- Ambos planes tienen un crecimiento menor que el proyectado para el SIC de 5,0% anual para el mismo periodo.
- De la propuesta CNE 2014-2023 sólo hay 615 MW en construcción, es decir, un 12% de lo programado hacia 2023. **El resto, 4.501 MW, son en su gran mayoría sólo planes, que requerirán permisos, aprobaciones, etc.**

Tasa Crec. Demanda Periodo 2013-2023

Capacidad Instalada Total SIC-2013
13.887 MW
ERNC= 809 MW (5,8%)

5,0%

- 8.700 MW adicionales (Cap. Instalada SIC 2023 = 22.620 MW)
- **4.524 MW capacidad de ERNC (20/20) ⇒ 3.700 MW adicionales**

4,2%

- 6.900 MW adicionales (Cap. Instalada SIC 2023 = 20.540 MW)
- **4.108 MW capacidad de ERNC (20/20) ⇒ 3.300 MW adicionales**

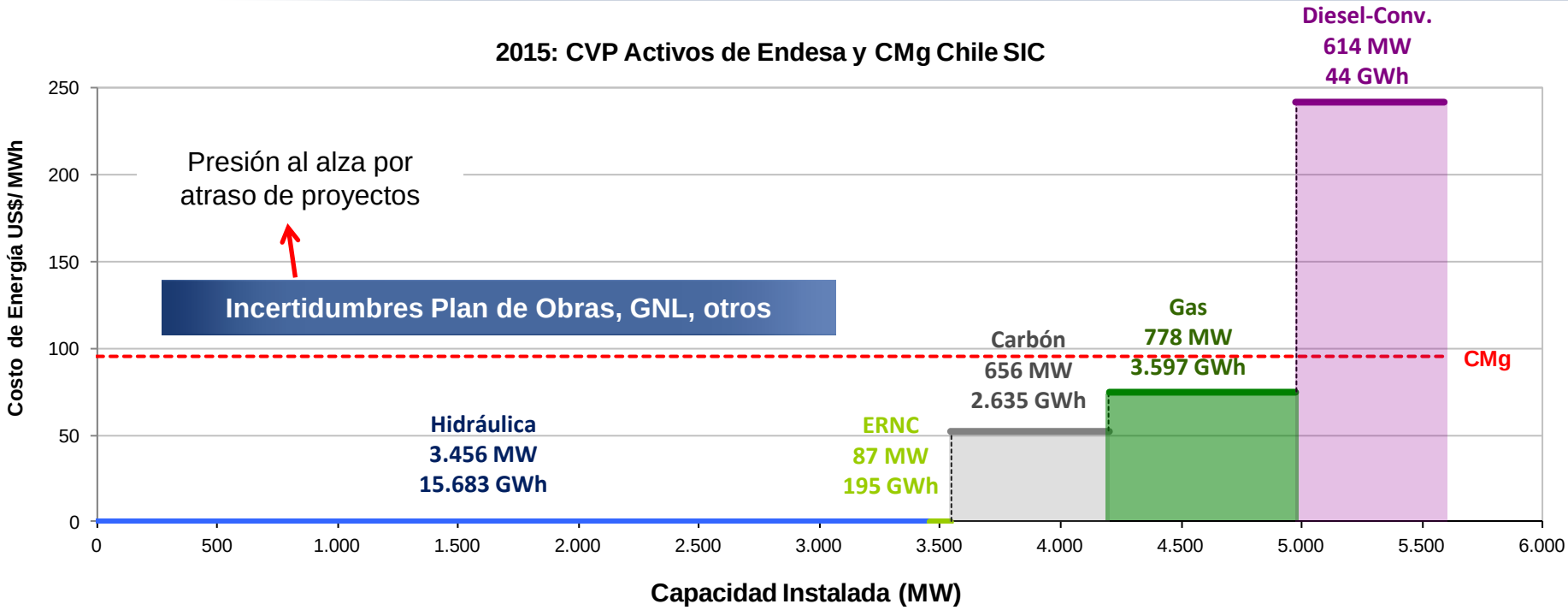
3,4%

- 5.400 MW adicionales (Cap. Instalada SIC 2023 = 19.000 MW)
- 3.800 MW capacidad de ERNC (20/20) ⇒ **3.070 MW adicionales**

- La mayoría de los proyectos; tanto convencionales como ERNC, en su mayoría son sólo planes y estarán sujetos a requerir permisos y aprobaciones, y también enfrentar rechazos.
- Los proyectos ERNC también son demandantes de líneas y, según la ubicación proyectada para estos parques hoy genéricos, se estima que requerirán más de 1.000 km de líneas dedicadas.

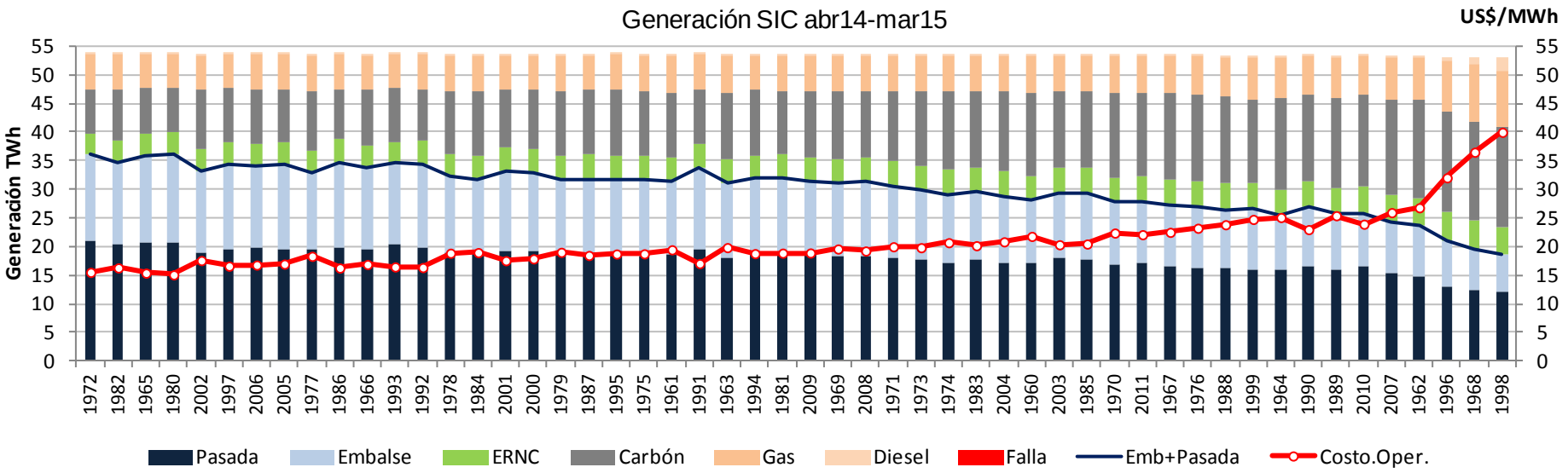
Esto sugiere que hay muchas oportunidades, pero que se debe seguir una política comercial prudente porque no hay garantía de que ocurrirán los descensos de precio que derivarían del plan de obras ideal

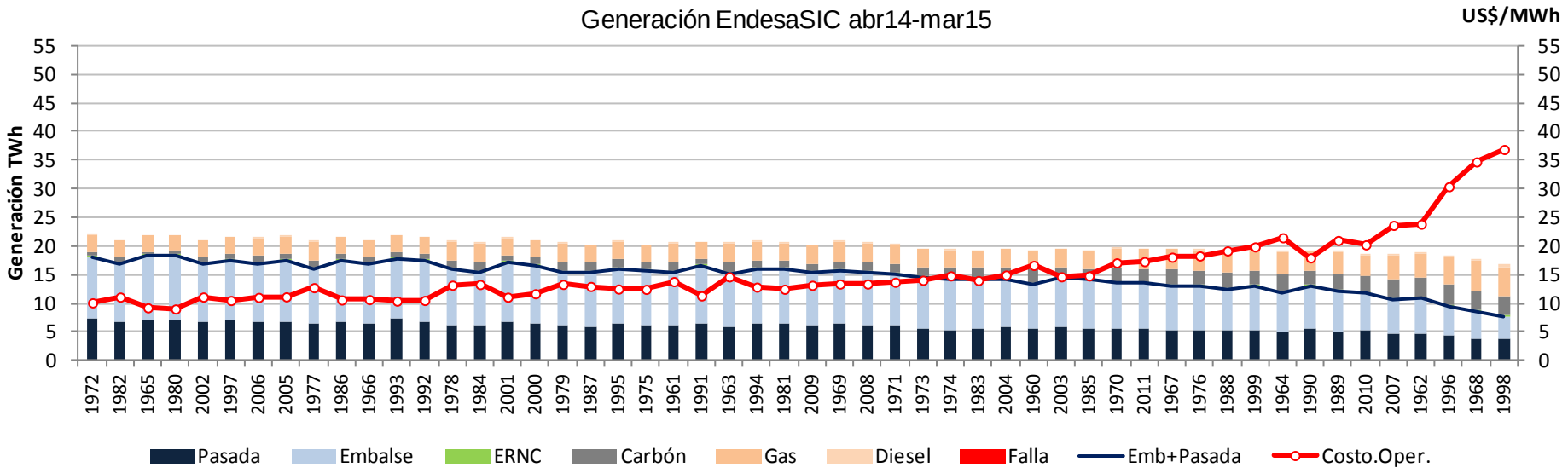
Competitividad de Nuestros Activos



- Precio spot determinado por el costo variable de operación de la central menos eficiente en cada hora (Costo marginal horario).
- Prácticamente el 100% de los activos de Endesa generan con costos de operación por debajo de la generación que fija el Costo Marginal.
- Atrasos en la ampliación de obras de transmisión genera desacoples en el sistema interconectado, parte de los cuales se recuperan vía ingresos tarifarios; también a través de una respuesta comercial → **nueva generación y precios más altos.**

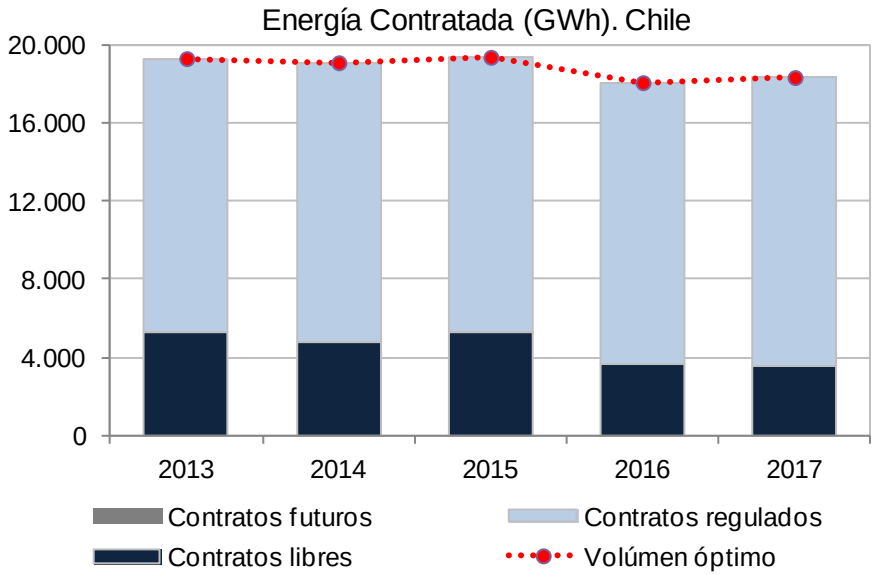
Endesa Chile tiene una mejor posición entre sus competidores





La política comercial de Endesa Chile…

Permite reducir la exposición al riesgo



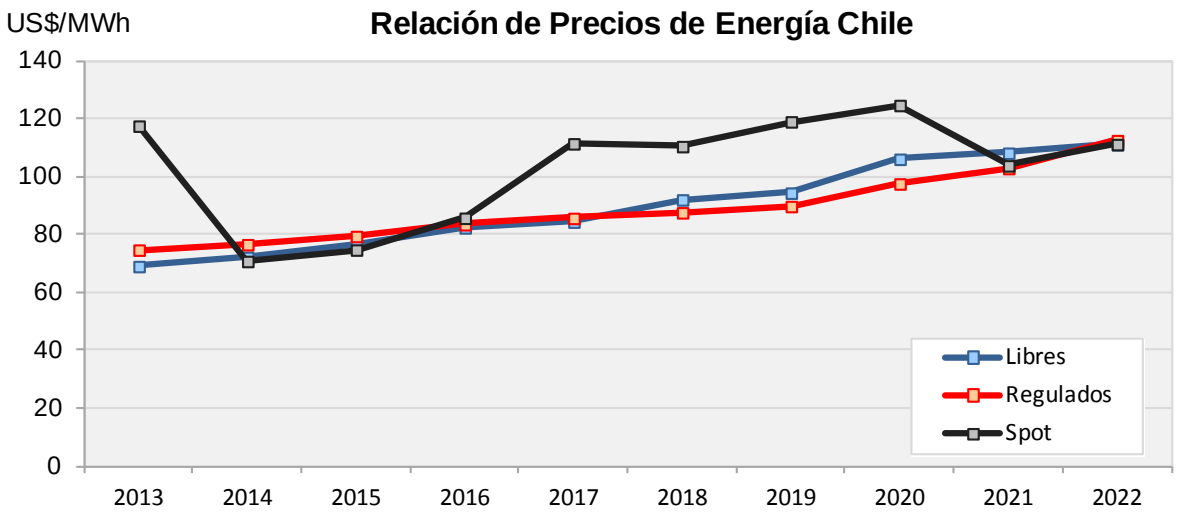
- Venta de energía en volumen óptimo priorizando el control de riesgos entre producción y ventas.
- De la energía suministrada a clientes regulados prácticamente el 100% se vende a precios licitados.

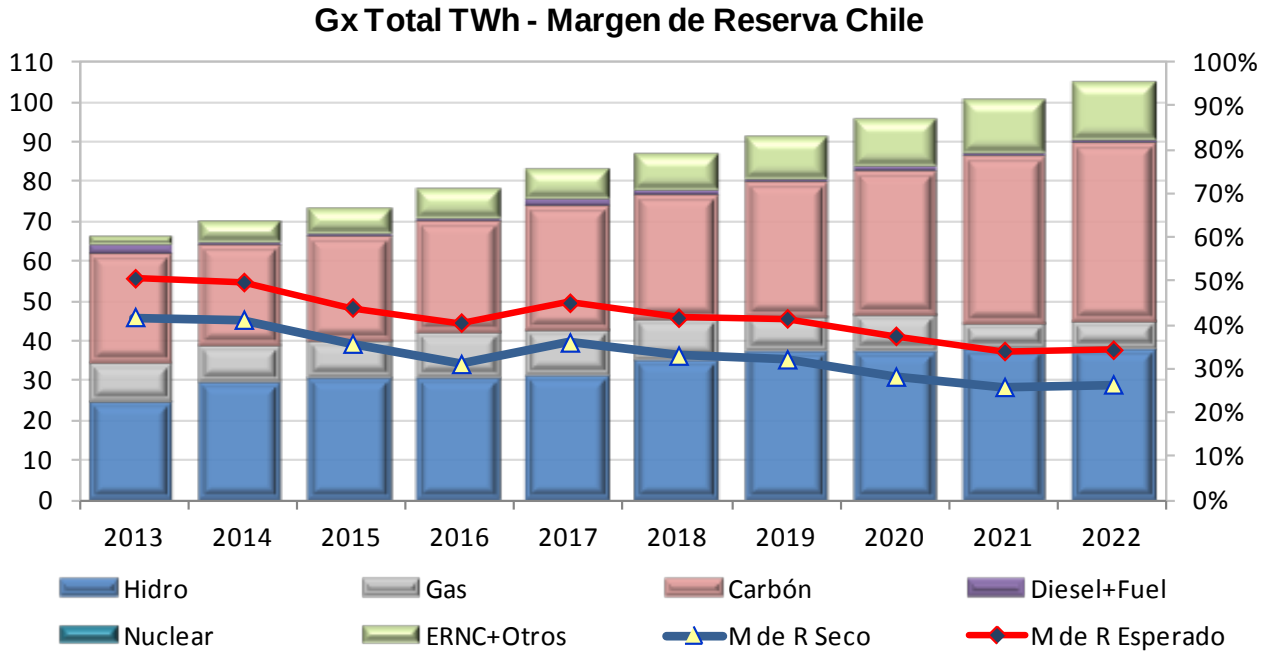
Principales clientes

Endesa Chile	GWh
Chilectra	5008
CGE	3435
SAESA	1455
Chilquinta	1296
Los Pelambres	1165
Emelectric	875
CGE Libres	718
CAP Huachipato	549
Codelco Salvador	538
CMPC Celulosa	520

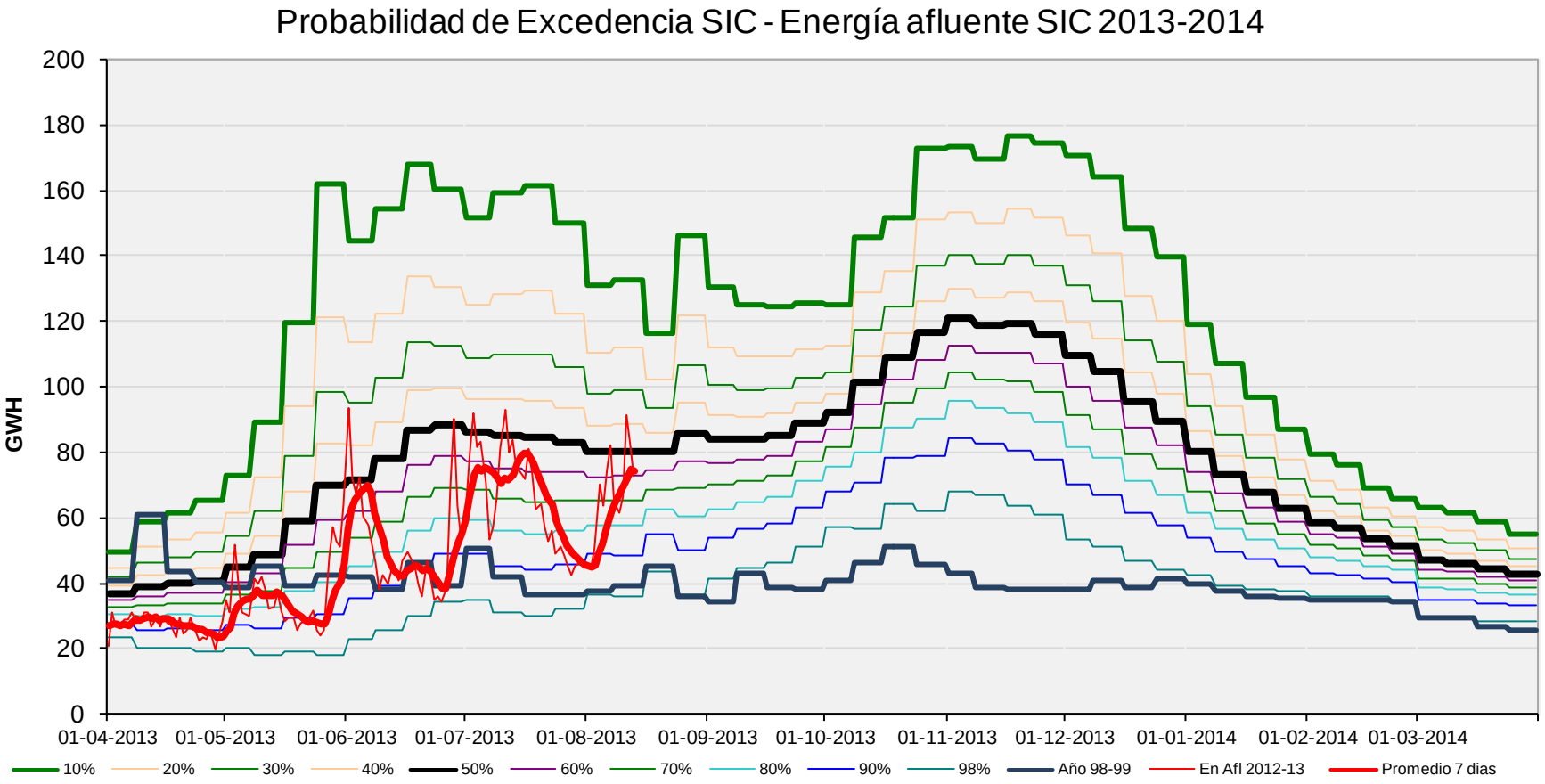
- Endesa Chile tiene comprometido aprox. el 67% de su energía con EE.DD.
- La energía vendida a clientes libres en el SIC (directos o por medio de EEDD) es superior a los 6.000 GWh/año (≈33%)
- Endesa Chile tiene en su cartera los suministros de importantes empresas de la industria minera y de distribución de energía del país.
- Estos clientes, industriales y distribuidoras, representan del orden de 81% de las ventas de Endesa.

Chile


Relación de Precios de Energía Chile
US$/MWh
140
120
100
80
60
40
20
0
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020
2021
2022
Libres
Regulados
Spot

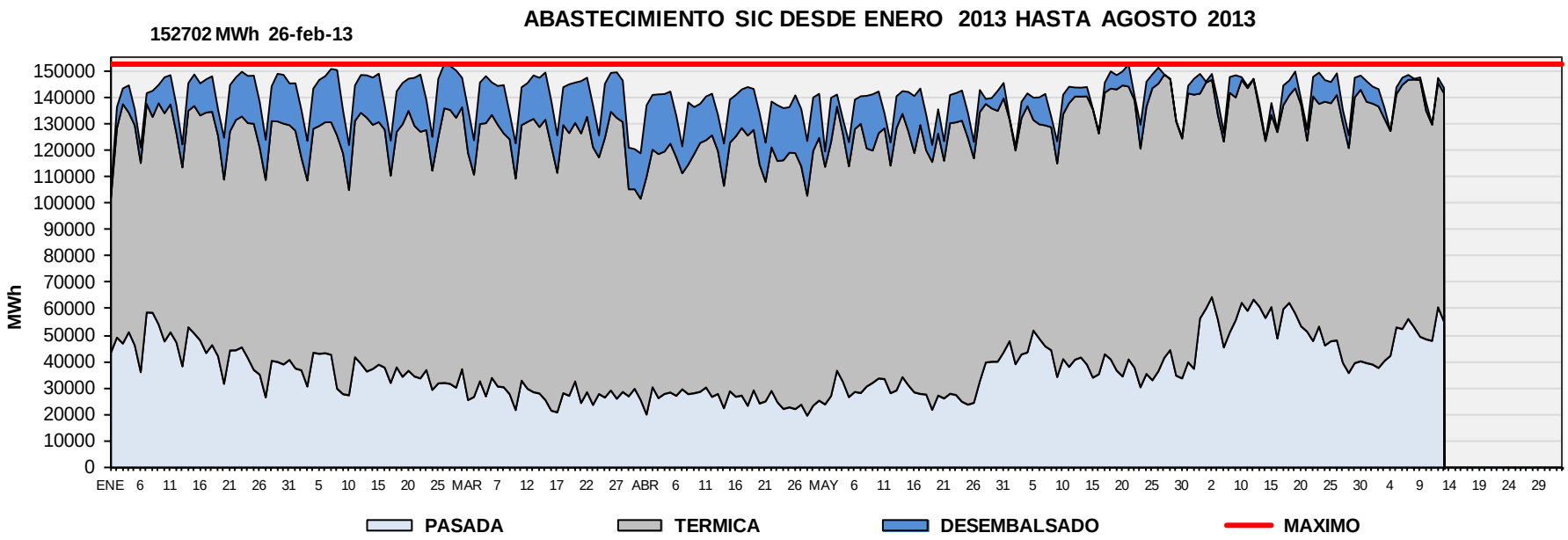

Gx Total TWh - Margen de Reserva Chile
110
100
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
100%
90%
80%
70%
60%
50%
40%
30%
20%
10%
0%
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020
2021
2022
Hidro
Gas
Carbón
Diesel+Fuel
Nuclear
ERNC+Otros
M de R Seco
M de R Esperado

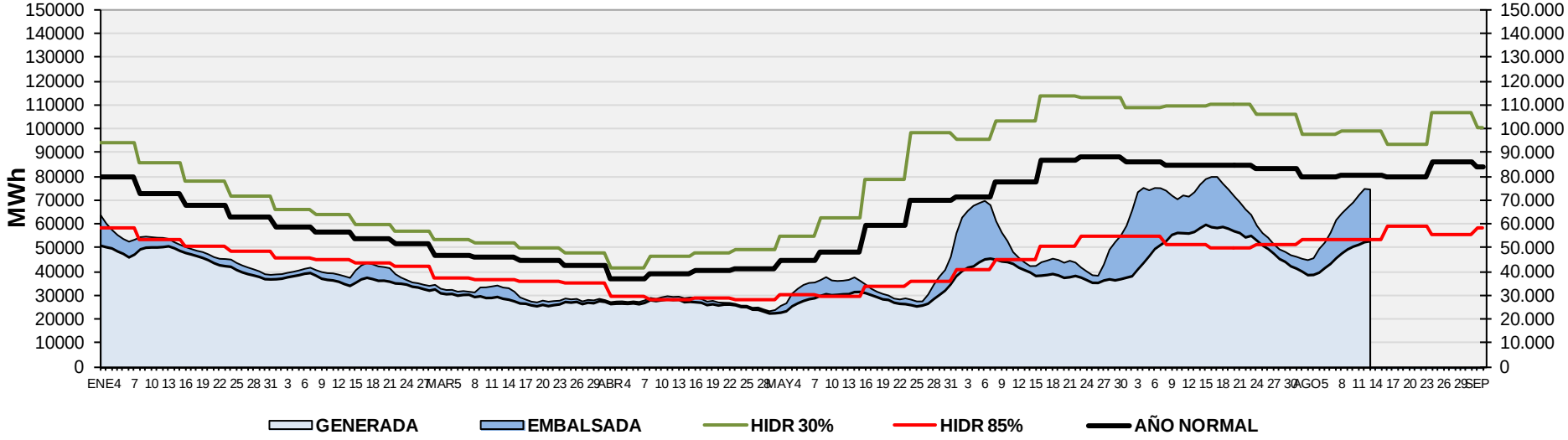
Situación hidrológica en el periodo inicia con bajo aporte



- Si bien el año hidrológico se inició con aportes por debajo de la media, del orden de 90% de probabilidad de excedencia, hacia inicios de agosto estos se acercaron a los valores de aportes medios, en el orden de 60%-70%.
- Pronósticos señalan que los fenómenos atmosféricos asociados al ciclo El Niño – La Niña se mantienen en fase neutra, lo que ha significado pronósticos inciertos y se espera que esta tendencia de fase se mantenga; de esta forma se mantendría una condición entre ligera y moderadamente seca (Base info. DMC).

La política comercial y la presencia de GNL permiten a Endesa Chile no verse afectada en un año semi-seco



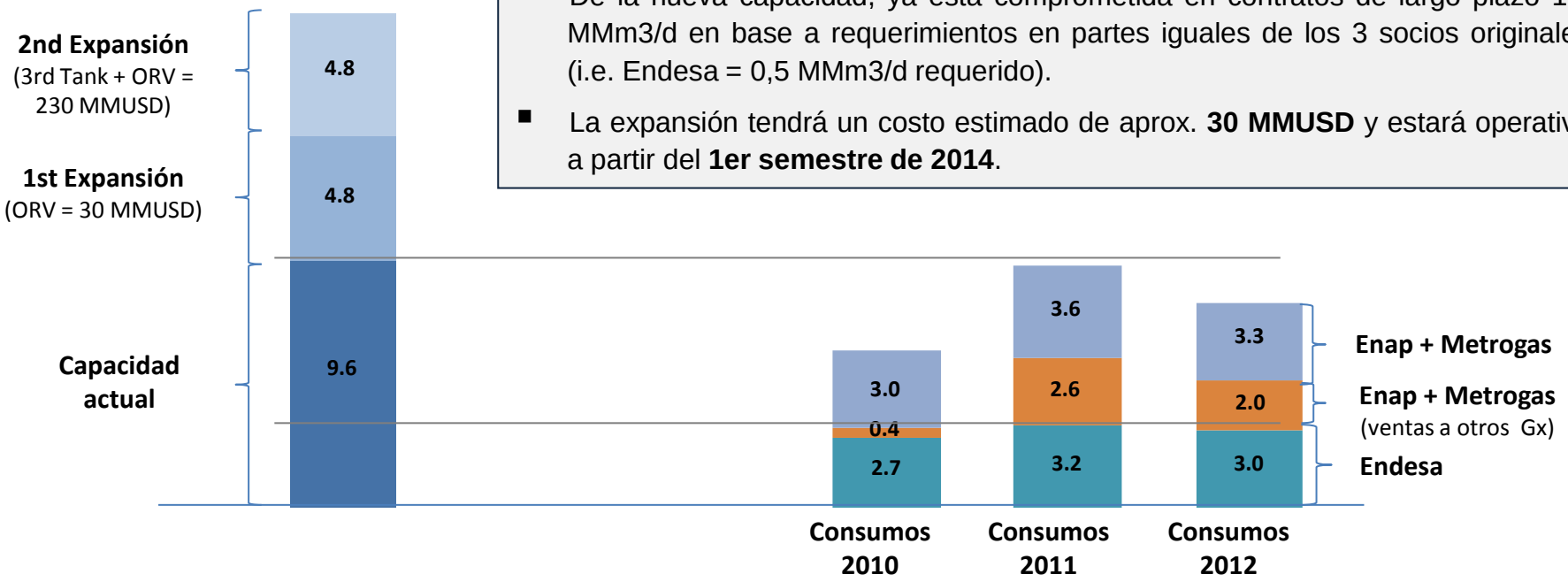


Fuente: GCO

El uso de GNL han permitido recuperar las generaciones de gas y reducir los costes mediante la sustitución de diesel

- El Terminal ha tenido un alto factor de planta en los últimos dos años.
- Endesa ha operado continuamente sus dos Ciclos Combinados del SIC usando su capacidad de regasificación contratada a largo plazo. Otros generadores sólo han accedido a cuotas parciales de gas en base a acuerdos de corto plazo con Enap y Metrogas.

- Se encuentra en curso proceso de ampliación del Terminal, para incrementar la capacidad de regasificación en 4,8 MMm3/d (+50%).
- De la nueva capacidad, ya está comprometida en contratos de largo plazo 1,5 MMm3/d en base a requerimientos en partes iguales de los 3 socios originales (i.e. Endesa = 0,5 MMm3/d requerido).
- La expansión tendrá un costo estimado de aprox. **30 MMUSD** y estará operativa a partir del **1er semestre de 2014**.



Novedades GNL

Acceso de terceros a regasificación

- Otros generadores tienen interés en GNL Chile para contratar capacidad de regasificación en el Terminal de Quintero por un periodo de 10 años.
- Si se concreta este interés eso beneficiaría a todos los clientes actuales del Terminal al compartir el pago de la inversión acumulada (ahorro de aprox. 10 MMUSD/año o más para Endesa).

Negociación con BG

- El día 26 de julio GNLC y BG suscribieron los nuevos contratos de suministro de GNL que formalizan el acuerdo alcanzado en mayo entre Endesa y BG (relacionado con la renegociación de los contratos de largo plazo).
- El acuerdo consiste en un cambio en las fórmulas de precio de las cantidades base a partir del 01.01.14, lo que significa pasar de unos 4 USD/MMBtu a 8 USD/MMBtu), lo cual es compensado por:
  - Incorporación de cantidades adicionales a precios convenientes. Estas cantidades se incrementan gradualmente hasta alcanzar su nivel máximo en 2022, manteniéndose en ese nivel hasta el fin de la vigencia del Contrato (julio 2030). Suficientes para operar al menos un CC adicional
  - Robustecimiento de cláusulas de seguridad de suministro
  - Incorporación de flexibilidades: cancelación de cantidades base, desvíos de embarques adicionales a cualquier Terminal de Chile, Sudamérica y países de la Unión Europea.
- Este acuerdo da a Endesa mayor seguridad de suministro y disponibilidad de gas competitivo para viabilizar futuros proyectos

Situación Regulatoria en Chile

Regulación ambiental y ubicación de las centrales a carbón

- El plazo para adaptar las plantas existentes a la nueva norma de emisiones es entre 2,5 (MP) y 5 (SO2 y NOx) años. La inversión de las empresas se espera sea entre 1.400 y 1.700 MUS$.
- Proyecto sobre obligación de ERNC. La ley actual es de 10% al 2024, desde 5% en 2010. Proyecto lo elevaría a 20% en 2020 (CADE dijo 15%).
- La Comisión de Minería del Senado aprobó el proyecto de ley que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, con el fin de que la interconexión de sistemas eléctricos independientes pueda ser promovida por el Estado.

Otros proyectos prioritarios para el sector eléctrico

- **Carretera Eléctrica:** Abierta a todos los generadores y el Estado en el rol de facilitador.

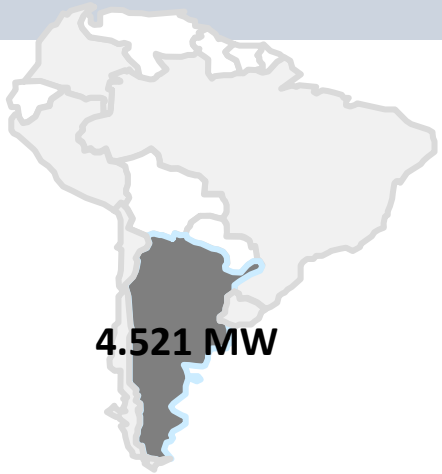
  En las últimas semanas, el Ministerio de Energía se abrió a estudiar una indicación de fondo: Que la concesión eléctrica de las líneas, no se otorgue a perpetuidad, sino que tenga un plazo definido.

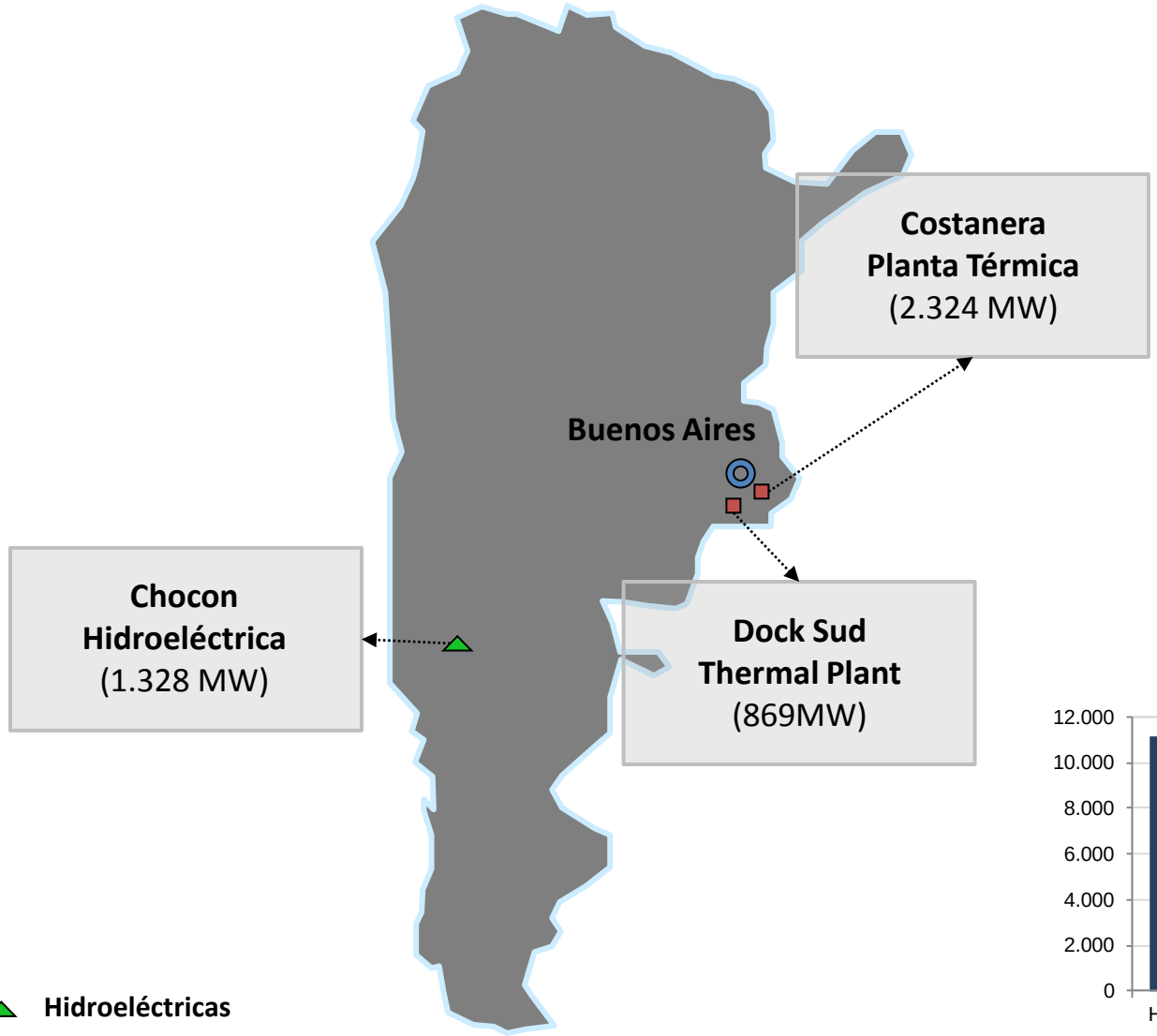
- **Concesiones:** La Cámara aprobó el informe de la Comisión Mixta del proyecto sobre procedimiento para otorgar concesiones eléctricas. La iniciativa modifica la Ley General de Servicios Eléctricos.

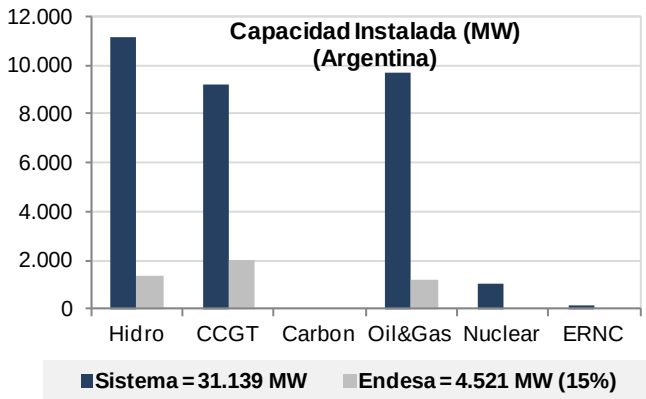
  El proyecto en trámite dispone la simplificación del proceso de concesión provisional; adecua los tiempos de tramitación de las solicitudes de concesión; precisa las posibles observaciones y oposiciones que puedan formularse; introduce la posibilidad de dividir la solicitud de concesión; modifica el procedimiento de tasación de los inmuebles; y establece que cualquier conflicto que se suscite entre titulares de diferentes tipos de concesión con un concesionario eléctrico, se resolverá a través de un procedimiento arbitral.

  La propuesta debe ser ahora ratificada por el Senado, antes de ser enviada al Ejecutivo para su promulgación como ley.

ARGENTINA - Enero de 2013



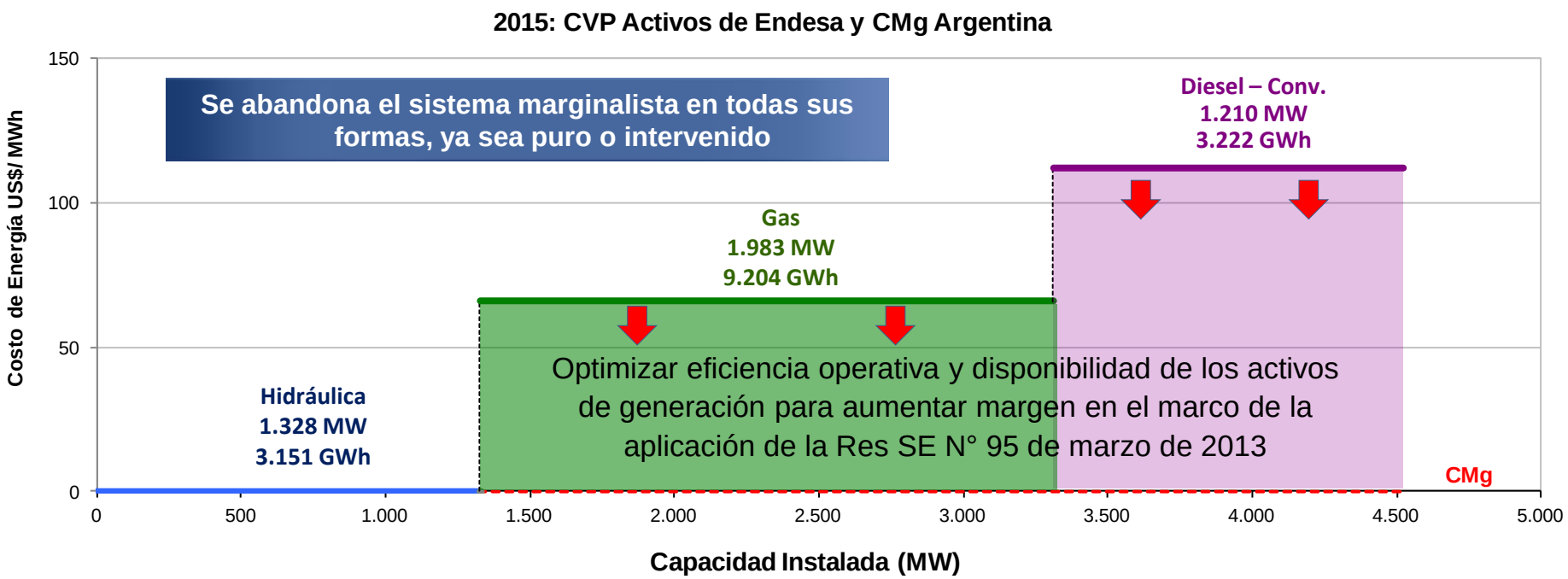




Hidroeléctricas

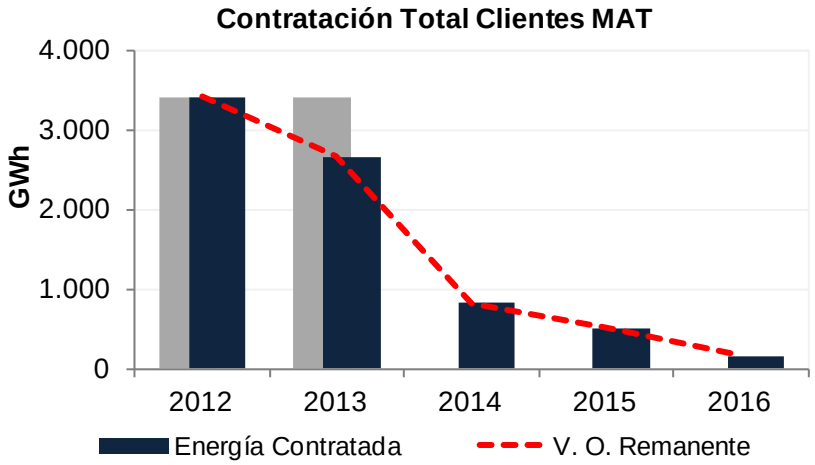
Plantas Térmicas

Competitividad de nuestros activos



- Desde marzo de 2013 la operación del sistema se rige por lo estipulado en la Res. SE N° 95, que indica que la remuneración de los agentes generadores se hará en función de:
  - El tipo de tecnologías comprendidas: TG; TV; CC y H.
  - Disponibilidad promedio de la correspondiente tecnología (últimos 3 años).
- Sólo se exceptúan las C.H. binacionales, la generación nuclear y los contratos regulados por la Secretaría de Energía.

La política comercial de Argentina…



Resolución S.E. N°95 (22 de marzo de 2013)
Remuneración Agentes Generadores del MEM

- A partir de esta fecha se suspende la incorporación de nuevos contratos en el MAT por parte de Agentes Generadores Comprendidos.
- Los vigentes se administrarán hasta su término y no serán renovados.
  - Para los acuerdos con inicio de suministro en mayo de 2013, CAMMESA postergó su administración por 3 meses (agosto de 2013).

Los agentes deberán asegurar la inexistencia de reclamos administrativos o procesos judiciales en curso contra del Estado, Secretaría de Energía, y/o CAMMESA, referente al acuerdo de generadores 2008-2011; y a la Res. SE 406/2003

Esquema de Remuneración

El esquema comprende la remuneración de **Costos Fijos**, **Variables** (No Comb) y **Remuneración Adicional**; descontado lo que perciban en el MAT o de otros acuerdos por los mismos conceptos.

Costos Fijos

- Se remunerará cada mes la PPAD de las unidades generadoras en función de la tecnología y del cumplimiento del objetivo de disponibilidad
- **La "Remuneración de Costos Fijos" no será inferior a 12 $/MW-hrp**

Situación regulatoria en Argentina

Costos Variables (no comb.)

- Remunerará los COyM y otros costos variables no combustibles de los Agentes Generadores Comprendidos
- Se determinará según la Energía Generada por tipo de combustible.

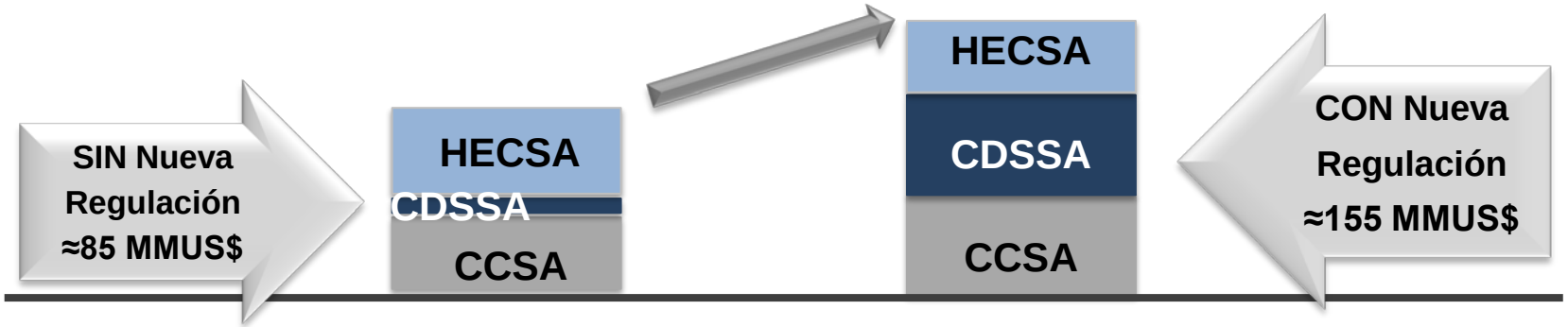
Remun. Adicional

Se remunerará por la Energía Total Generada. Una porción se liquidará en forma directa y **la otra porción será destinada a un fideicomiso para ser reinvertido en la financiación de nuevos proyectos de infraestructura en el Sector Eléctrico. La SE realizará las especificaciones oportunamente.**

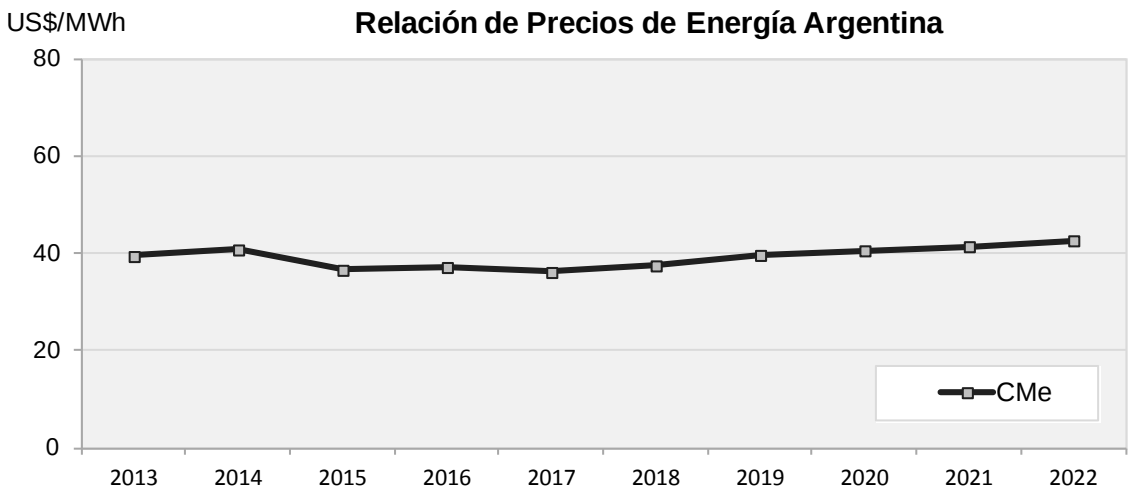
Liquidación Remun.

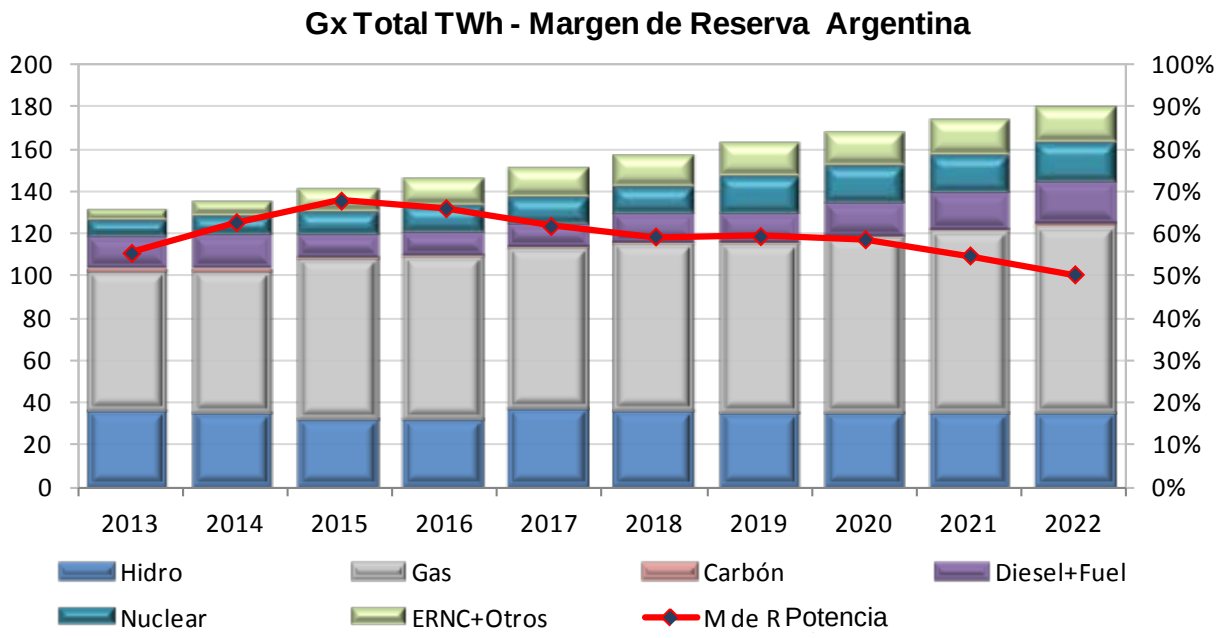
- Para fines de liquidación remuneratoria no serán de aplicación las disposiciones de la Res. SE N° 406/03.
- Se aplica orden de prelación según "Los Procedimientos" Res. SE N°61/92:
  - Primero se cancelará: Costos Fijos; de Combustibles y Variables no combustibles.
  - En Segundo orden se cancelará la Rem. Adicional (¿nuevo "inc. c?)

En este esquema operacional del sistema el margen potencial de nuestras empresas generadoras en Argentina aumenta en el orden de 70 Millones de US$-año.

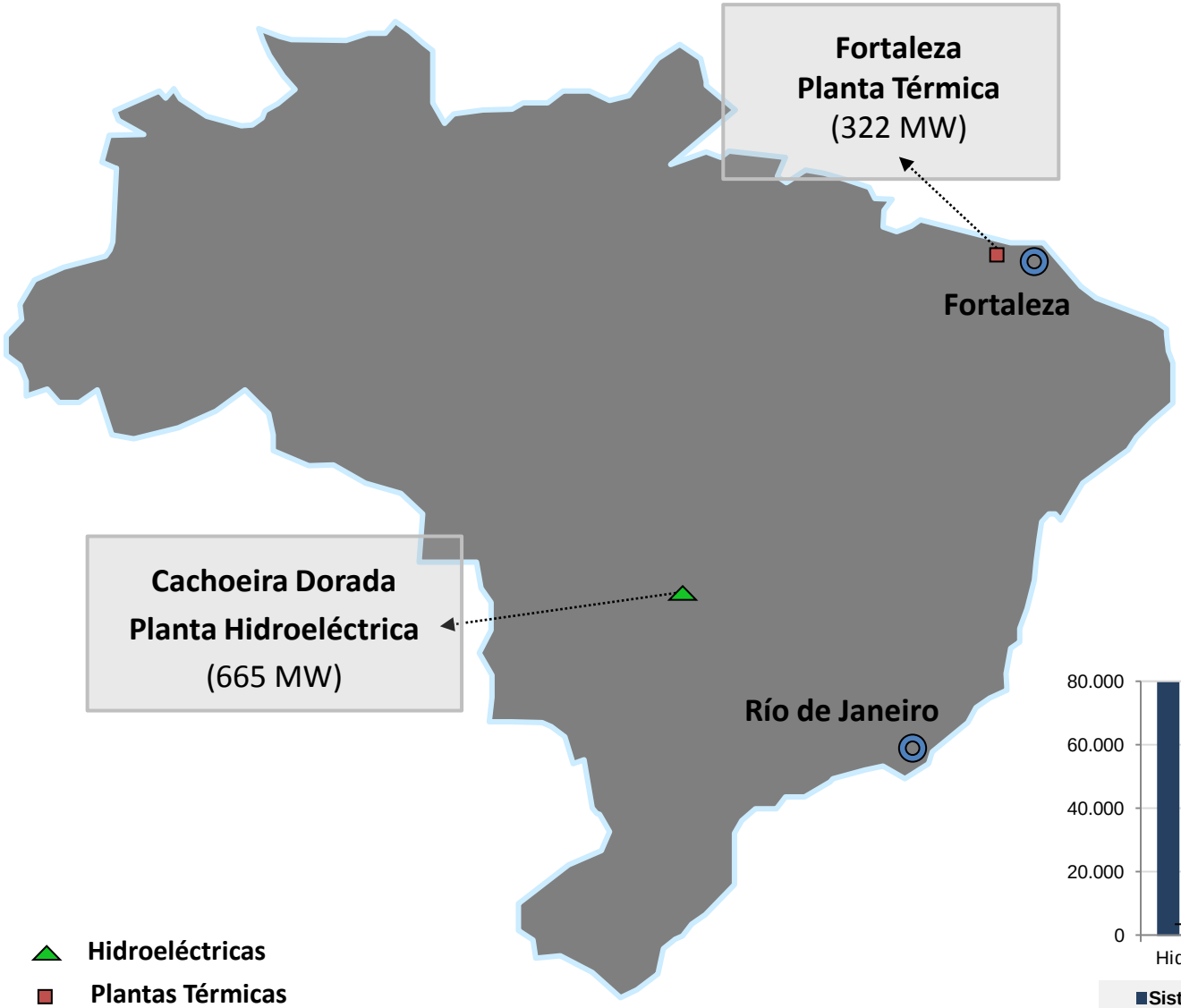


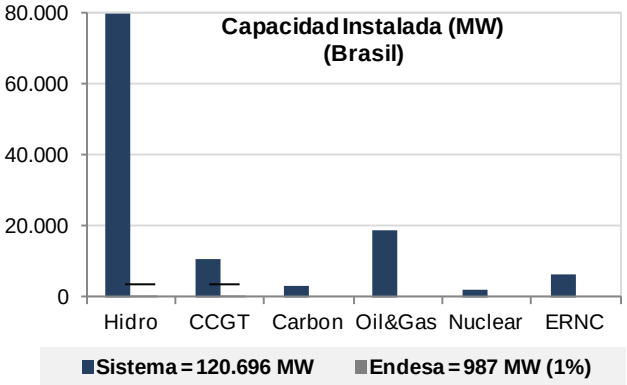
Argentina


US$/MWh
Relación de Precios de Energía Argentina
80
60
40
20
0
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020
2021
2022
CMe

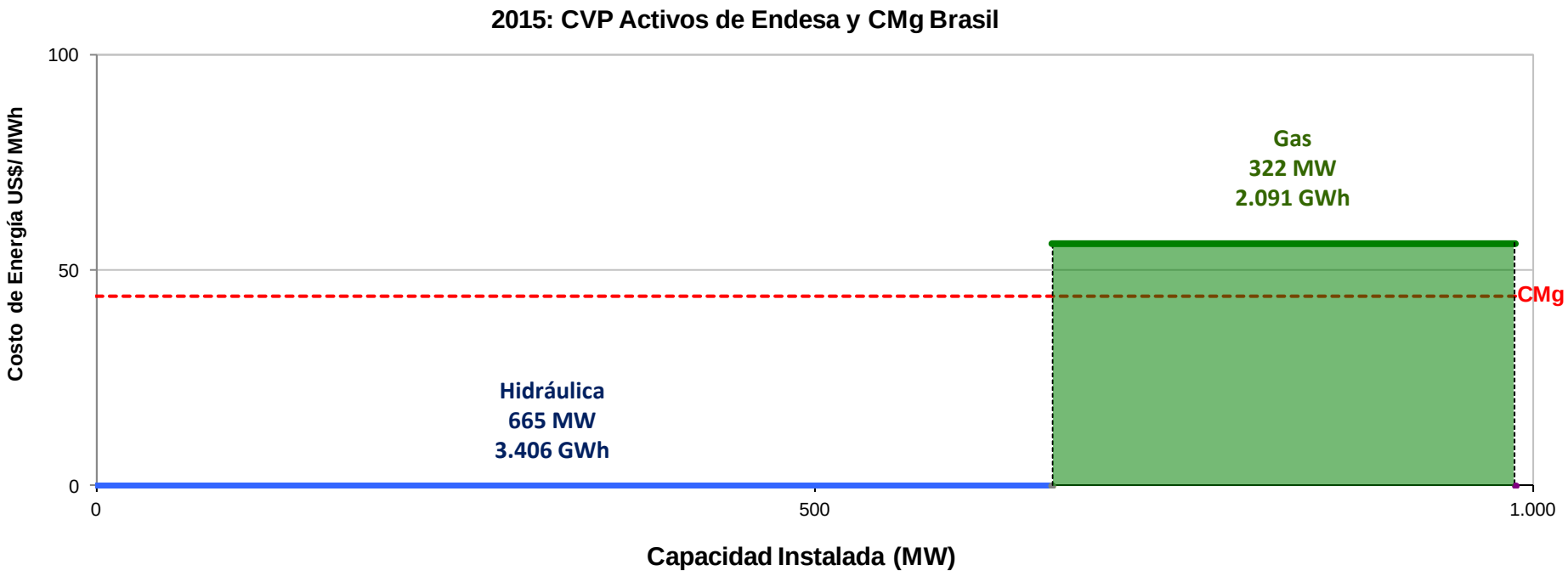

Gx Total TWh - Margen de Reserva Argentina
200
180
160
140
120
100
80
60
40
20
0
100%
90%
80%
70%
60%
50%
40%
30%
20%
10%
0%
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020
2021
2022
Hidro
Gas
Carbón
Diesel+Fuel
Nuclear
ERNC+Otros
M de R Potencia

BRASIL - Enero de 2013



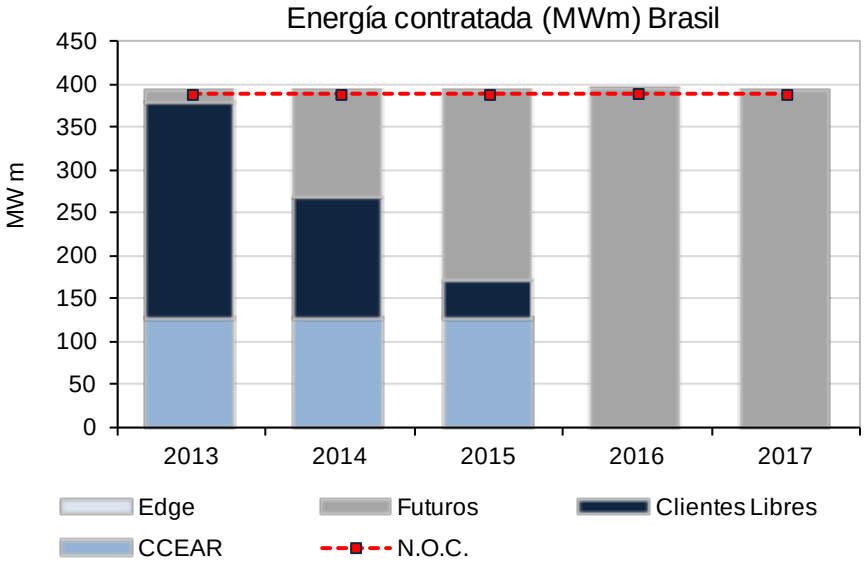


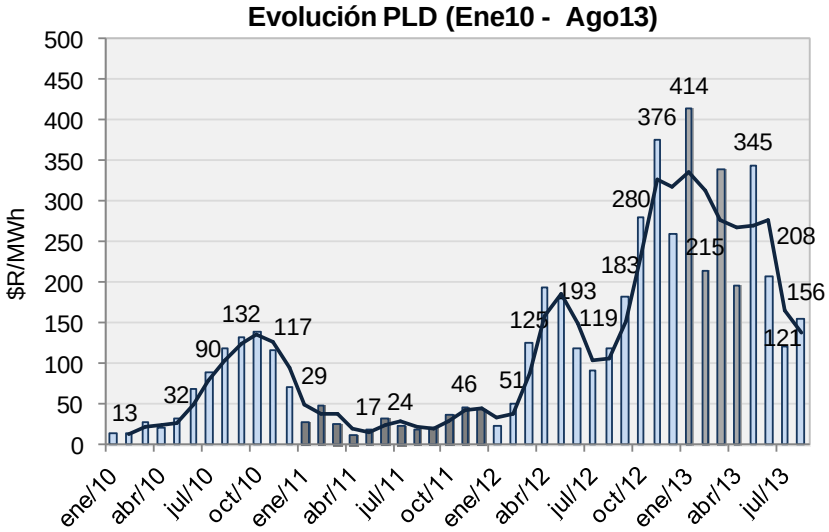
Competitividad de nuestros activos



- La energía generada con gas en CGTF es 100% dedicada a un contrato de suministro con la EE.DD COELCE con un precio en torno de 90 US$/MWh.

La política comercial en Brasil…





- Contratar en el mercado regulado y libre la energía disponible (asegurada)
- Gestionar las ventas de 2014 y años siguientes.
- Enfocar la gestión de ventas en las nuevas oportunidades de negocios con energía incentivada de terceros generadores.

Situación de Precios

- La diferencia de precio de liquidación (PLD) tienen una alta volatilidad de acuerdo a las condiciones hidrológicas y modelos aplicados, lo que ha impulsado los agentes a intensificar sus políticas de contratación.
- Desde 2006 a la fecha el PLDm fue de 101 R$/MWh, y en los últimos 24 meses fue de 167 R$/MWh. Para el largo plazo se espera PLDm en el orden de 120 R$/MWh.
- El PLDm acumulado ene-jul 2013 fue de 263 R$/MWh y en el mes de julio 121 R$/MWh (prov.)

Situación regulatoria en Brasil

Se redujo en 28% las tarifas de energía para la industria y un 16% la residencial

- El objetivo del gobierno es fomentar el aumento de la competitividad de la industria brasileña.
- La principal medida es la reducción de encargos, hoy repasados íntegramente de nuestra tarifa para el gobierno.
- Para mantener la reducción el gobierno pagó a las Distribuidoras la exposición de estas al PLD (Vía CDE); el mayor costo de la generación térmica fuera de orden de mérito y de contratos de disponibilidad.
- Podrá afectar el mercado de la energía incentivada

Como efecto de la MP579 algunos actores del mercado relevantes, como Chesf y electrobras y filiales, disminuyeron su participación en el mercado y su oferta para el mercado de contratos.

Endesa está aprovechando los incentivos y oportunidades de negocios en Brasil

Los incentivos para consumir energías renovables no convencionales implican un importante mercado de consumo para suministrar directamente por Endesa.

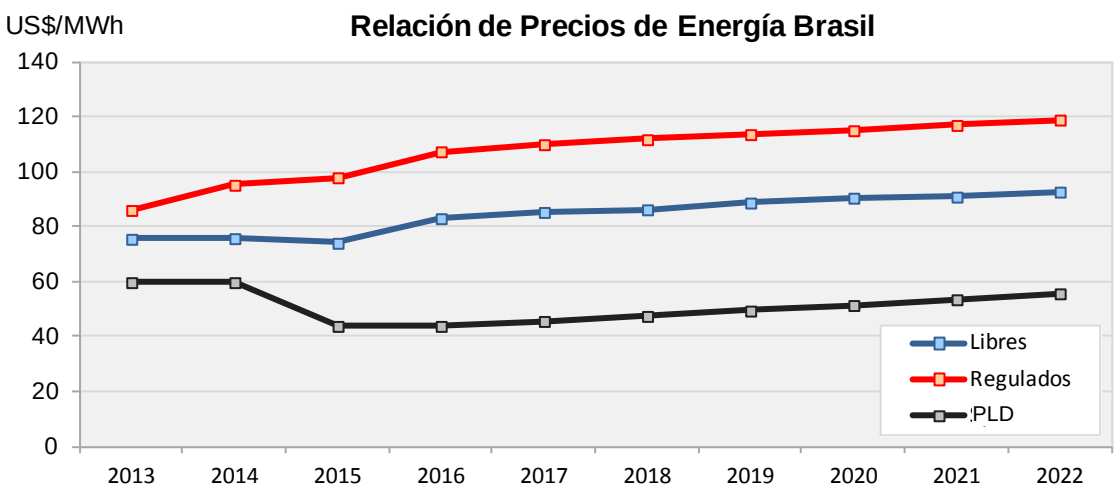
- Adquiriendo energía de terceros, a largo plazo, para comercializar Energía Incentivada.

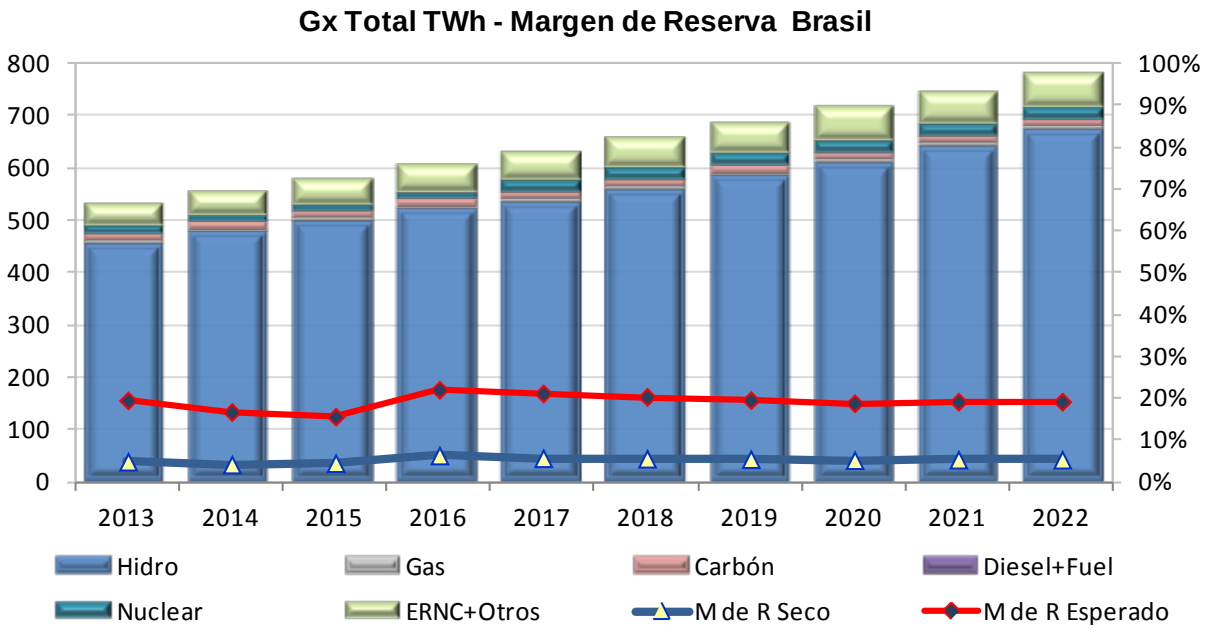
Resolución CNPE Nº 3 de marzo de 2013.

Establece directrices para la internalización de mecanismos de aversión al riesgo en los modelos usados para estudios energéticos de formación de precio, y otras medidas

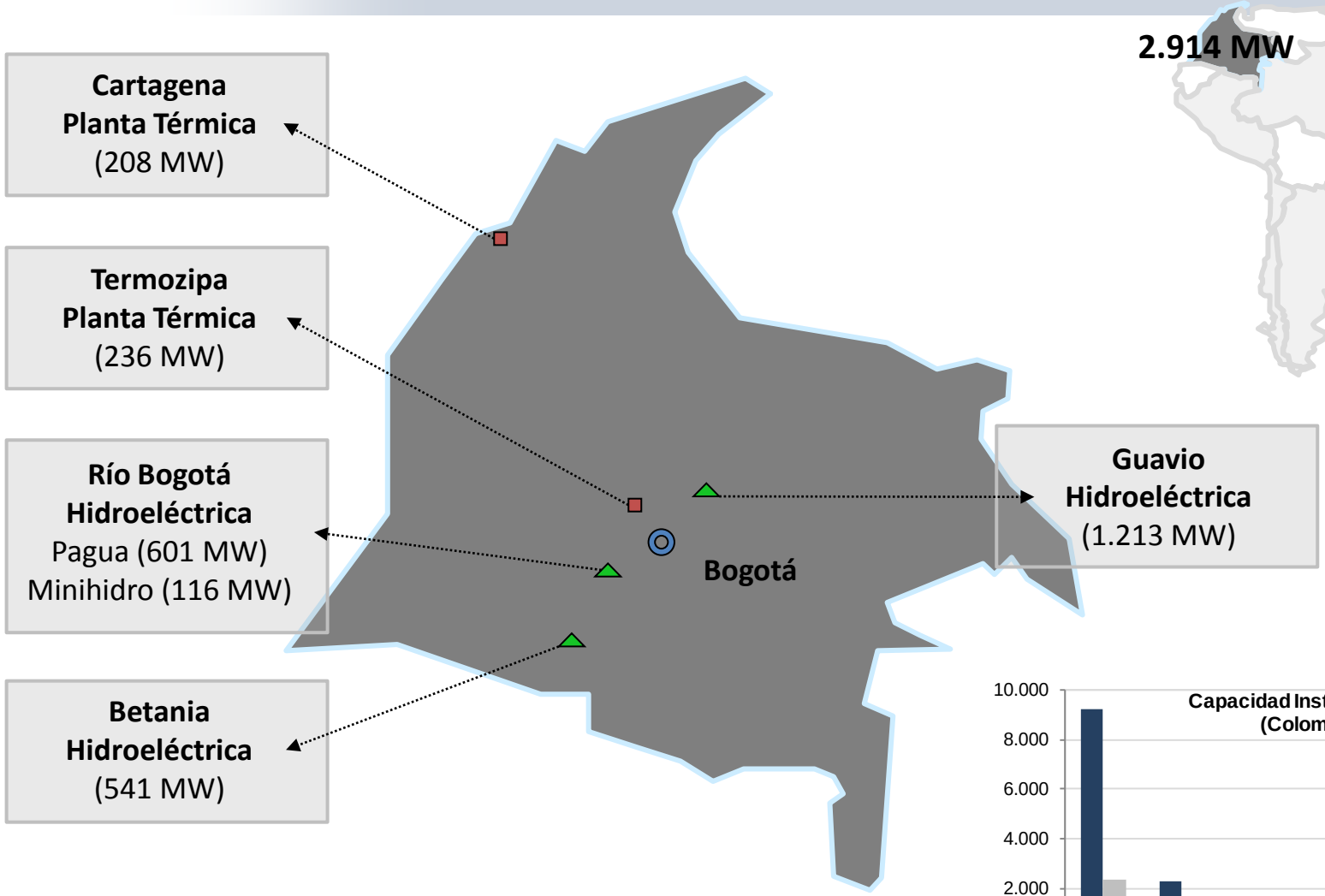
- El costo adicional de las térmicas despachadas fuera de despacho por precio se paga de dos formas:
  - Una parte la pagan todos los agentes en proporción a la energía comercializada en los últimos 12 meses.
  - La otra con un incremento en el PLD pagado por los agentes compradores en el mercado de corto plazo (el PLD recibido por los agentes vendedores no cambia, entonces este dinero que “sobra” paga parte de las térmicas).
- En audiencia en la ANEEL que los modelos que calculan el precio incorporen un mecanismo de aversión a risco. Los modelos despacharían más térmicas por precio y la expectativa es que el despacho por fuera se reduzca.

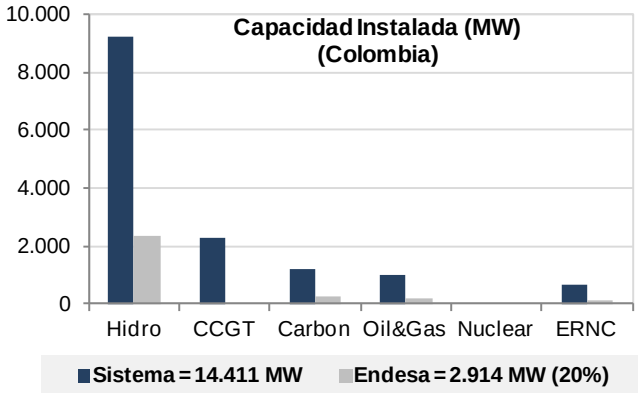
Brasil


US$/MWh
Relación de Precios de Energía Brasil
140
120
100
80
60
40
20
0
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020
2021
2022
Libres
Regulados
PLD


Gx Total TWh - Margen de Reserva Brasil
800
700
600
500
400
300
200
100
0
100%
90%
80%
70%
60%
50%
40%
30%
20%
10%
0%
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020
2021
2022
Hidro
Gas
Carbón
Diesel+Fuel
Nuclear
ERNC+Otros
M de R Seco
M de R Esperado

COLOMBIA - Enero de 2013

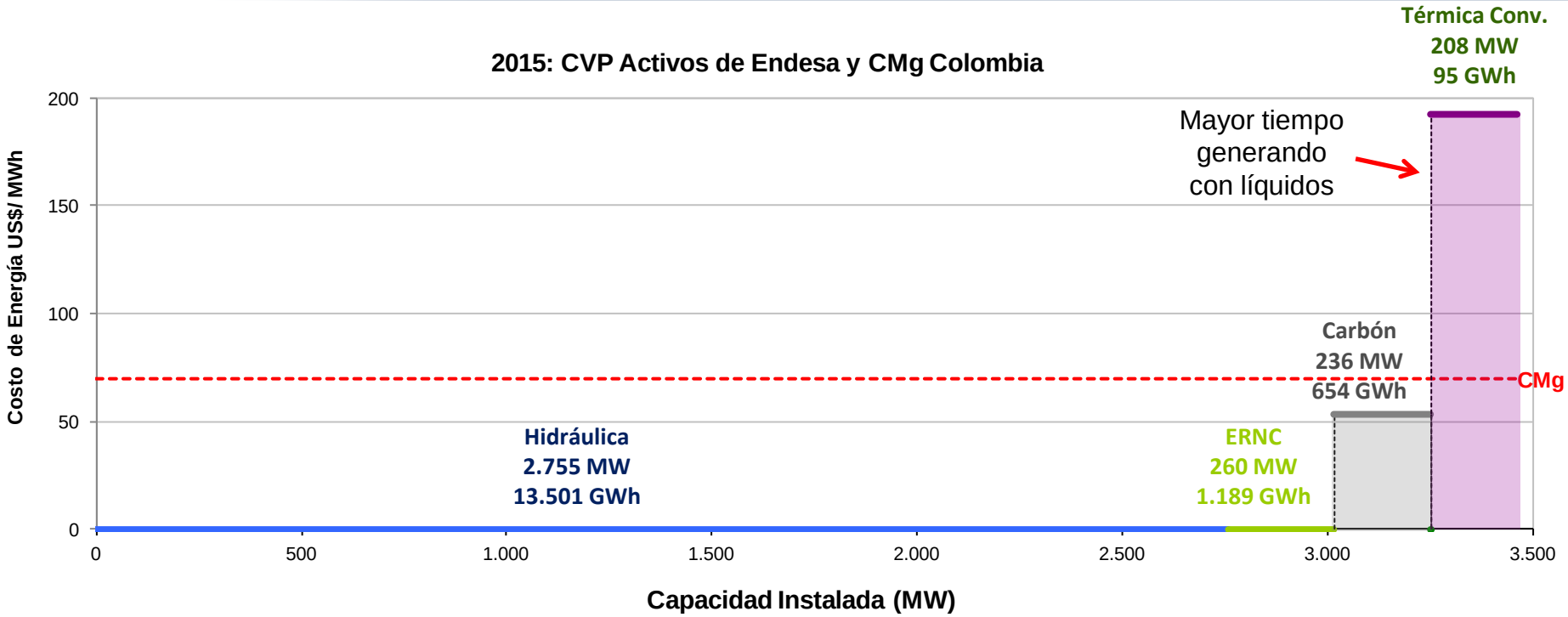




Hidroeléctricas

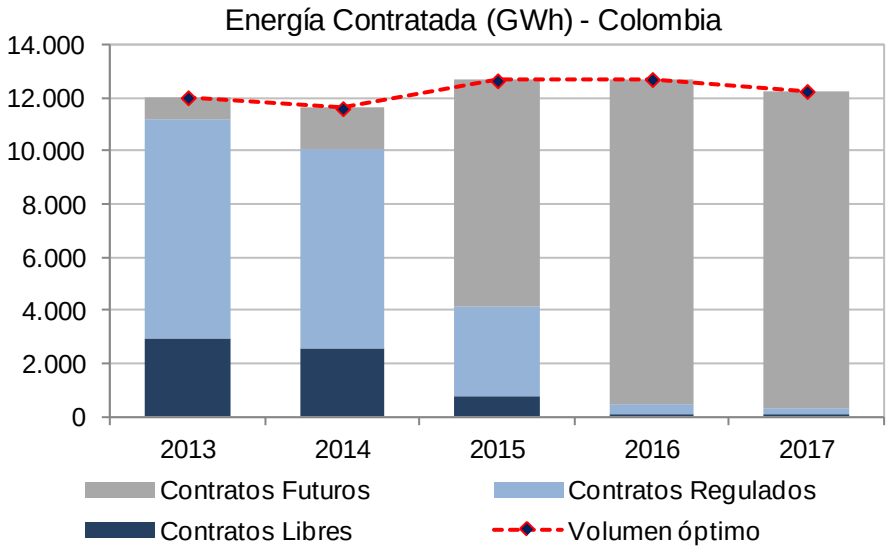
Plantas Térmicas

Competitividad de nuestros activos



- Precio spot se obtiene según ofertas en bolsa de energía
- Nuestra oferta es principalmente hidroeléctrica, llegando a generar sobre 13 TWh/año; en 2015 del orden de 87,4% del total estimado.
- El 95% de la producción de energía corresponde a generación con activos Hidroeléctricos (92%) y ERNC de mini hidros (8%).

La política comercial en Colombia…



Volumen Optimo de Contratación

- Venta de energía en volumen óptimo priorizando el control de riesgos entre producción y ventas
- Optimizar el precio de venta priorizando mercados con mejores precios.
- Incrementar participación en el mercado no regulado con ventas que consideren traspaso de riesgos.

Precios

- A comienzos de agosto el precio bolsa promedio es de 179 $col/MWh.
- Mercado Organizado Regulado (MOR) podría presionar una leve baja de precios a partir de 2014. No obstante, su implantación sigue sin programa definido.

Situación regulatoria en Colombia

Mercado Organizado Regulado (MOR)

La CREG emitió una resolución con la nueva metodología de contratación de largo plazo:

- Demanda regulada compraría la energía en forma centralizada. La no regulada participa de manera voluntaria. (A partir de 2013? – sin novedades)
- Incremento de las garantías de los comercializadores, al ser las transacciones en el MOR parte de la bolsa.
- La CREG define mediante resolución las principales variables que determinan la contratación de los agentes en la subasta y la demanda objetivo.

Actualización: De agenda regulatoria 2013 (Circ. CREG 071/12) se espera consulta para el 2° sem. de 2013.

Con Quimbo Endesa fortalecería su gestión comercial:

1. Da apoyo a las posibilidades y desafíos; y aprovecha las nuevas oportunidades comerciales.
2. Aumenta la oferta comercial del grupo en Colombia

Impulsar uso de Gas Natural y desestimular el uso de combustibles líquidos en generación

- Ingreso regulado como incentivo a plantas térmicas que opten por respaldar sus OEF para el cargo por confiabilidad con gas natural importado (GNI) .
- Dichas plantas podrán seleccionar el periodo de vigencia de la OEF hasta por diez años, asegurando de esta manera su ingreso por Cargo por Confiabilidad por el mismo período (hasta 10 años x 20 MUSD/Año)
- **Con este cambio regulatorio abre la posibilidad a Central Cartagena de acceder al GNI y permitirá:**
  - Producir y respaldar sus OEF con GNI como principal combustible,.
  - Reducción de costos variables, incrementar su producción, y altos márgenes en estos eventos secos.
  - Brindar confiabilidad al Sistema con precios inferiores al precio de ejercicio.
  - Asegurar el cobro de los cargos por confiabilidad
  - Tener acceso a la comercialización de GNI

Situación regulatoria en Colombia

Oportunidad de suministro de GNI (propuesta regulatoria)

Estudio y evaluación del proyecto

El grupo de generadores térmicos (GT) que acoja la nueva regulación deberán conformar una figura jurídica de asocio (contrato de colaboración) para organizar y poner en funcionamiento la infraestructura y suministro de GNI (**Central Cartagena-EMGESA ya seleccionada)**

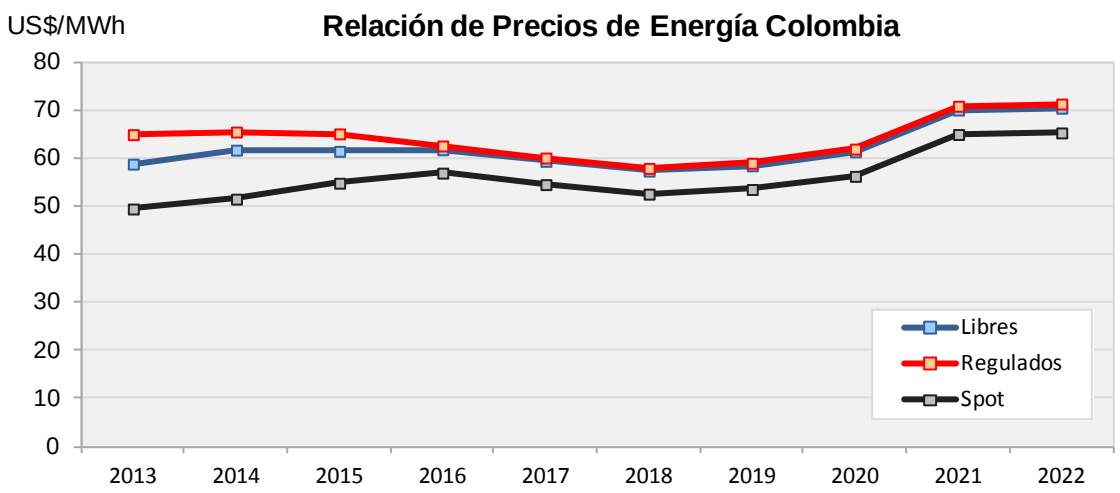
Grupo GT

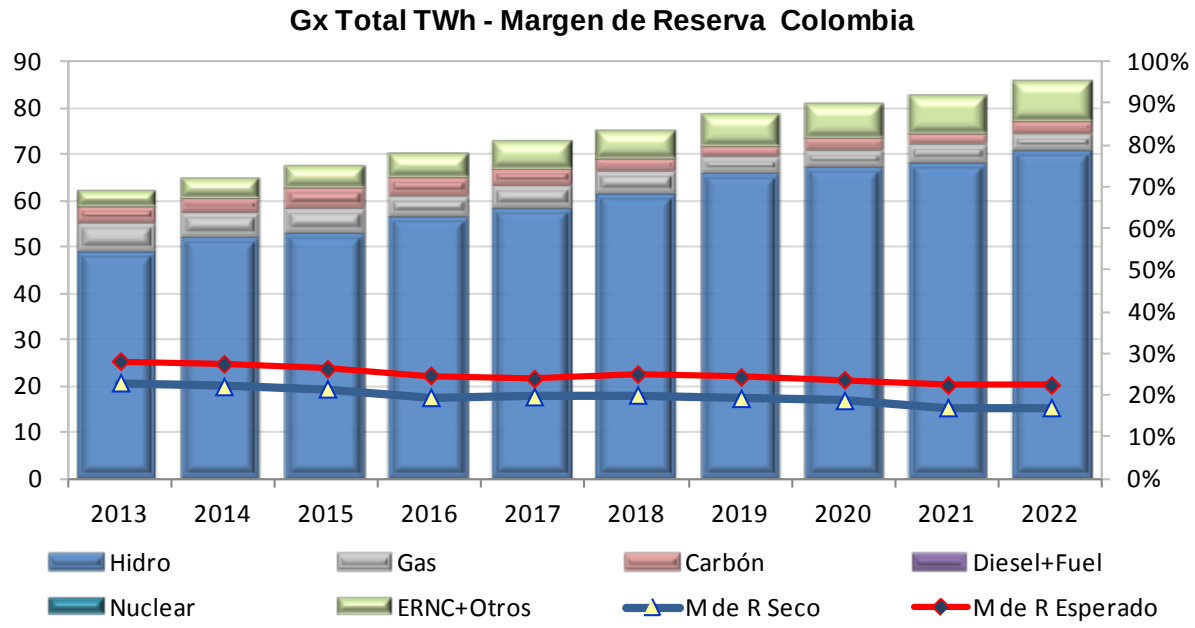
Licita y contrata la construcción de la planta de GNL → Agente de Infraestructura AI → Regasificación de GNL / Almacenamiento de GNL

Creará o contratará el Agente de Comercialización AC → Comercializar GNI con el sector termoeléctrico / Atender demanda contingente del sector no termoeléctrico. / Comercializar GNI para demanda bajo regulación vigente

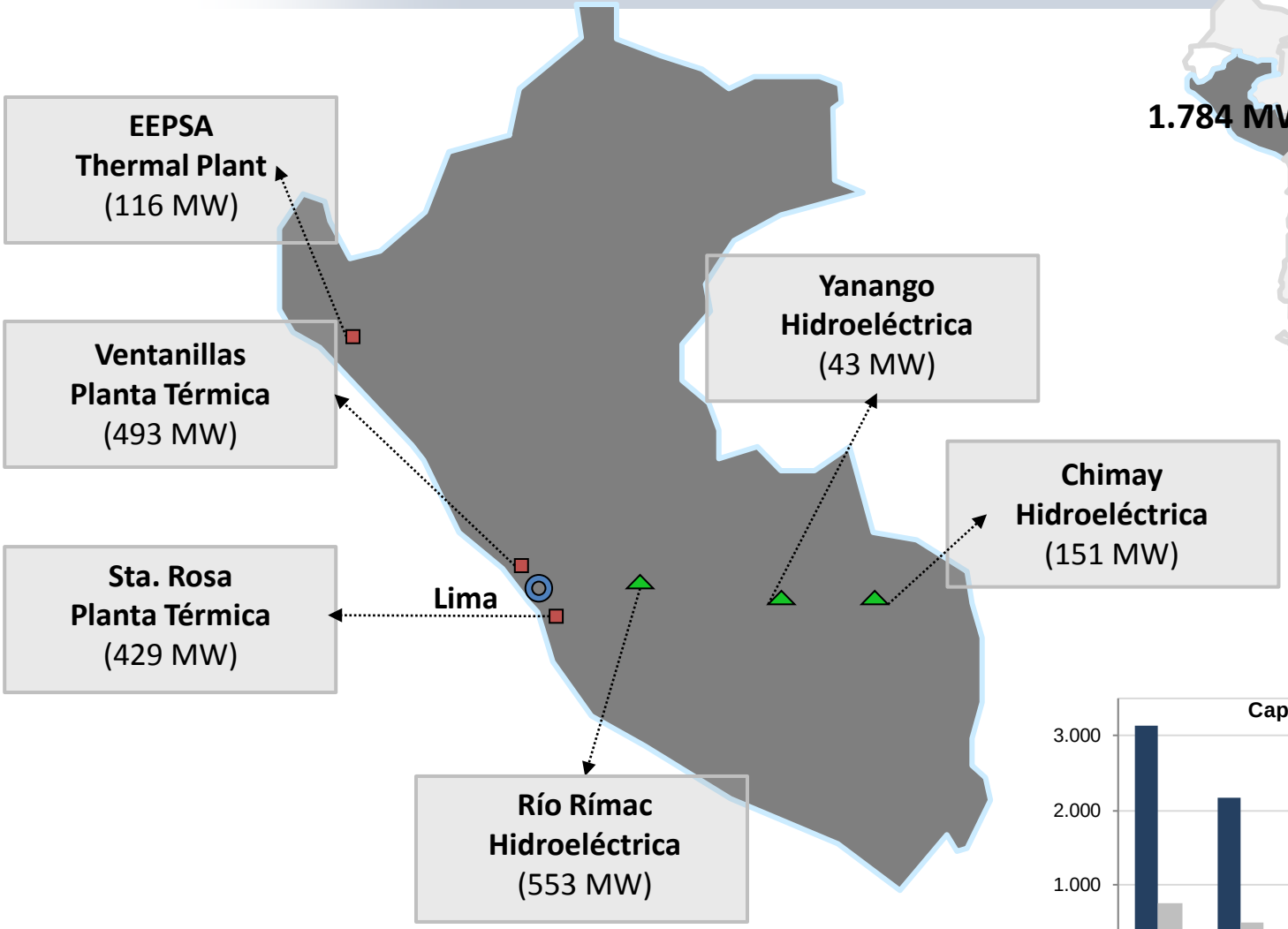
- Se reconocerá hasta el 50% del costo asociado a la construcción de la infraestructura para 364 MPCD (Offshore hasta 400 MUSD y onshore hasta 500 MUSD).
- Emgesa pondera el 8% OEF de las compañías del GT y le correspondería una inversión del orden de 32 – 40 MUSD de los cuales el regulador reconocerá hasta el 50% vía tarifa.
- **Aunque no hay compromiso de cambiar tecnología, el negocio planteado abre la posibilidad de una futura reconversión de Central Cartagena a ciclo combinado**

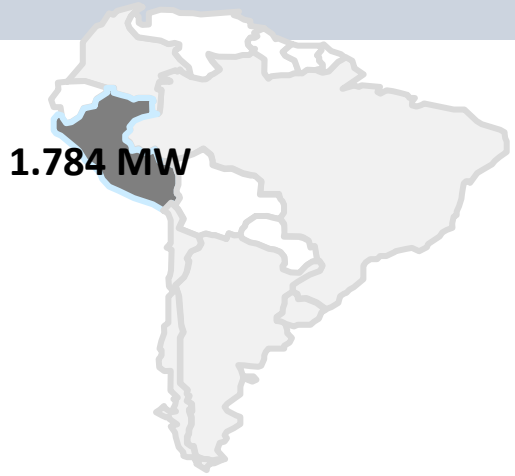
Colombia

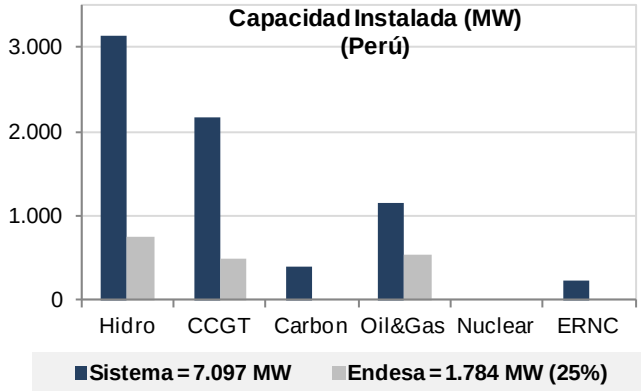

US$/MWh
Relación de Precios de Energía Colombia
80
70
60
50
40
30
20
10
0
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020
2021
2022
Libres
Regulados
Spot


Gx Total TWh - Margen de Reserva Colombia
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
100%
90%
80%
70%
60%
50%
40%
30%
20%
10%
0%
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020
2021
2022
Hidro
Gas
Carbón
Diesel+Fuel
Nuclear
ERNC+Otros
M de R Seco
M de R Esperado

PERU - Enero de 2013



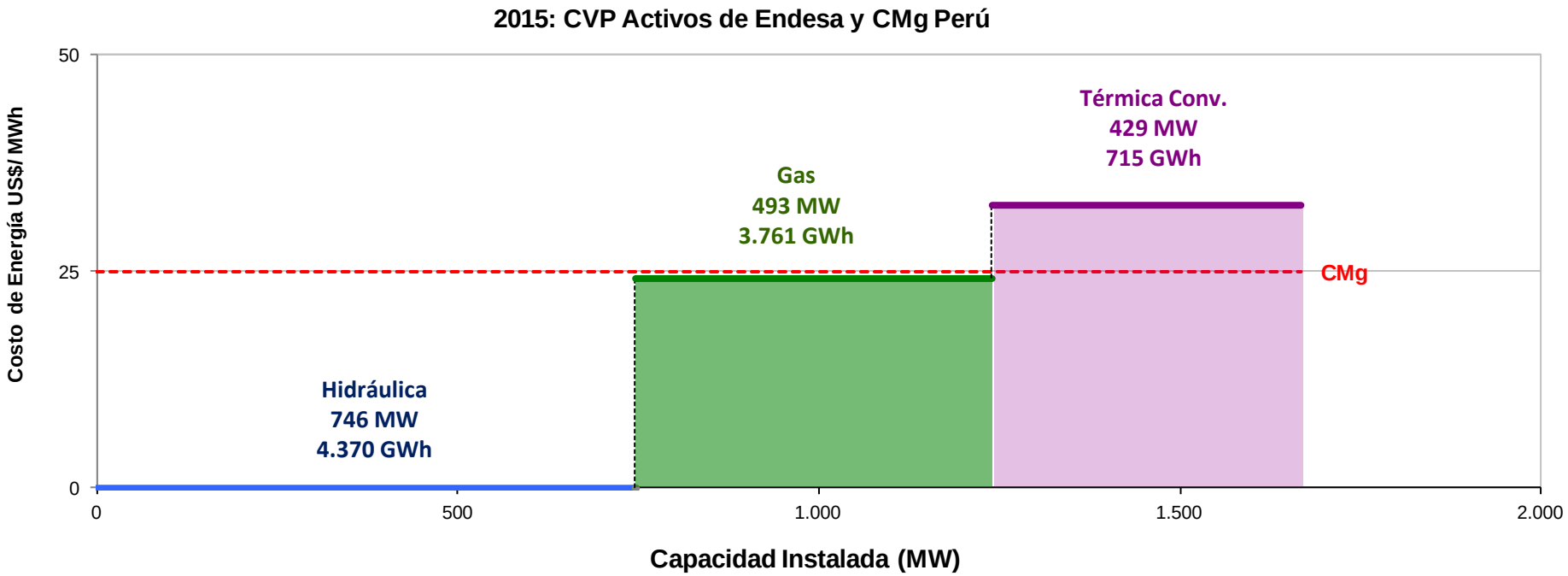




Hidroeléctricas

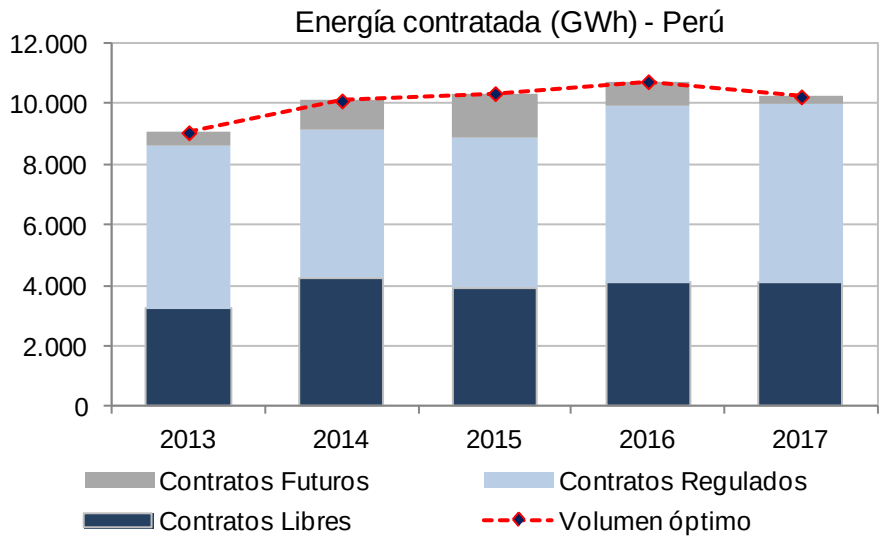
Plantas Térmicas

Competitividad de nuestros activos



- Hasta diciembre de 2013, el precio spot del sistema está determinado por un precio idealizado sin restricciones de transmisión eléctrica ni transporte de gas (DU 49)
- Perú cuenta con reservas de Gas Natural y mantiene precio interno de este combustible

La política comercial en Perú…



Volumen Optimo y Precios

- Venta de energía en volumen óptimo priorizando el control de riesgos entre producción y ventas.
- Focalizarse en años 2013 y 2014 para colocar excedentes de volumen optimo producto de sobreoferta transitoria en el mercado.

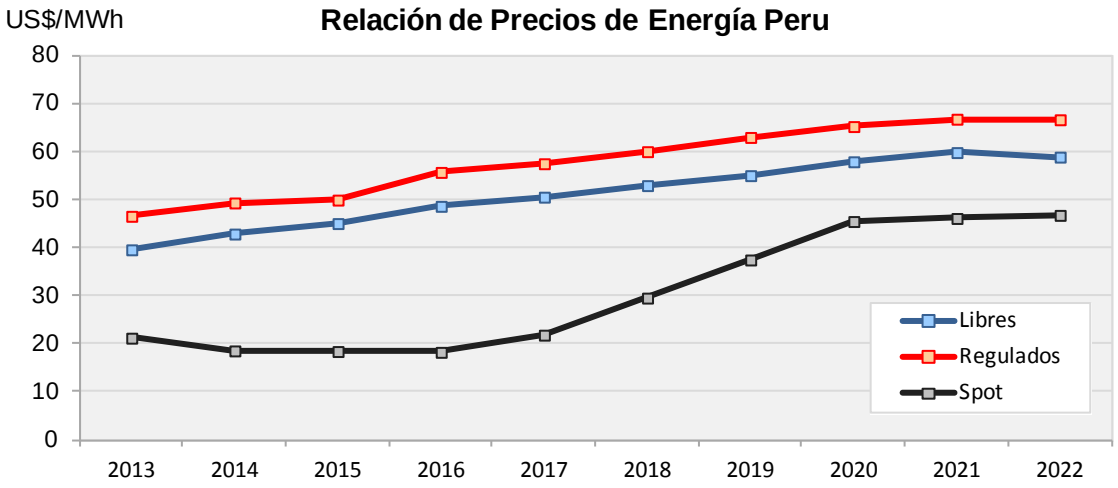
- Perú ha estado creciendo fuertemente en los últimos meses, en torno al 9%.
- No obstante que los marginales se mantienen bajos, a través de las licitaciones el mercado premia los contratos a largo plazo.
- EDEGEL ha presentado ofertas para el suministro de largo plazo de clientes libres donde destacan Antamina (2015) y Minera Constancia (2014), 170 MW y 90 MW respectivamente.

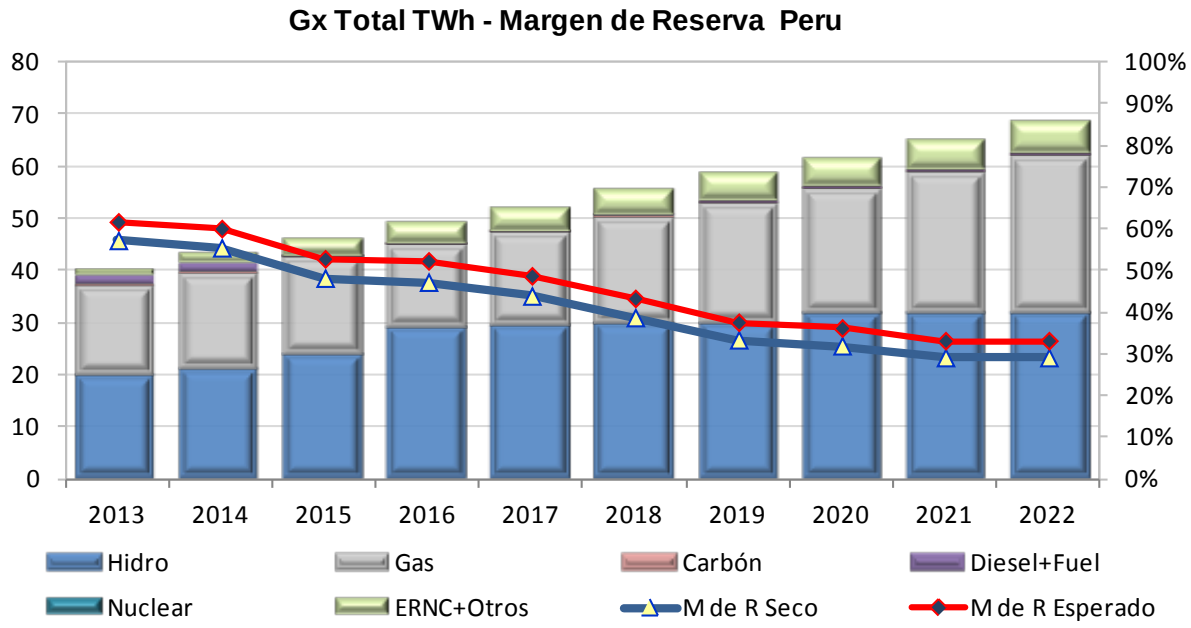
Situación regulatoria en Perú

- **CMg Idealizado:** Agentes del mercado estudian extender los CMgI hasta la entrada en operaciones de la expansión del ducto (junio 2014).
- **Nuevo Margen de Reserva del Sistema:** El 1 de mayo se estableció en 37.5% el Margen de Reserva del SEIN para el periodo mayo 2013 - abril 2014, dicho margen representa un incremento respeto al 27% que estuvo vigente hasta el 30 de abril. El impacto económico de esta modificación para EDEGEL es negativo, pero para EEPSA es positivo, siendo el neto positivo para Endesa para el año 2013.
- Se modificó el Reglamento de la Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables. Entre los principales cambios se encuentran:
  - El Plan Nacional de Energías Renovables será parte del Plan de Generación elaborado por el Ministerio.
  - Se establece que la potencia firme de las centrales eólicas, solares y mareomotrices serán determinadas por el OSINERGMIN. Hasta antes de esta modificación, la potencia firme de las tecnologías indicadas era cero.

1. **Se presenta un escenario de alta actividad regulatoria y nuevas oportunidades de negocio.**
2. **ENDESA está siendo proactiva para ser parte de la solución de los problemas, y aportar al regulador el expertise del grupo en la materia a nivel nacional e internacional.**

Perú


US$/MWh
Relación de Precios de Energía Peru
80
70
60
50
40
30
20
10
0
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020
2021
2022
Libres
Regulados
Spot


Gx Total TWh - Margen de Reserva Peru
80
70
60
50
40
30
20
10
0
100%
90%
80%
70%
60%
50%
40%
30%
20%
10%
0%
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020
2021
2022
Hidro
Gas
Carbón
Diesel+Fuel
Nuclear
ERNC+Otros
M de R Seco
M de R Esperado

Finalmente … ¿Dónde nos enfocamos para mejorar?

Contratos:

- Aumentar y mantener clientes libres con traspaso de riesgo.
- Intermediar energía de terceros.
- Rentabilizar nuevas inversiones (Energía de Quimbo).

Gas: Consolidar comercialización de gas y oportunidades de negocios con GNI

Contratos:

- Gx: Mantener e incrementar los clientes libres. Contratar energía dentro del volumen óptimo. Baja de CMg permite arriesgar un poco más.
- Adaptarse a la crisis de transporte de gas y optimizar gestión.

Contratos:

- Gx: Ventas en volumen óptimo.

Gas:

Maximizar el retorno de la participación en Endesa en GNL Quintero, utilizando la posición del grupo como comprador mundial de GNL para:

- aumentar su uso en centrales eléctricas de Endesa,
- Desarrollar nuevos proyectos de generación, y
- Comercialización de gas a terceros

Ix y contratos:

- Aumentar las ventas de CDSA en el mercado para minimizar el riesgo spot.
- Intermediar energía Incentivada de terceros y apalancar negocios del grupo.

Gas: Búsqueda de oportunidades en upstream y acceso a GNL/regasificación competitiva para participar en subastas de generación térmica.

Contratos:

- Finiquito de cartera en el marco de la Res. N° 95/2013
- Implementar negocios con E-Plus de terceros y gestionar opciones con el nuevo modelo para tener E-Plus propia (cogeneración y respaldo eléctrico con GUMAs).

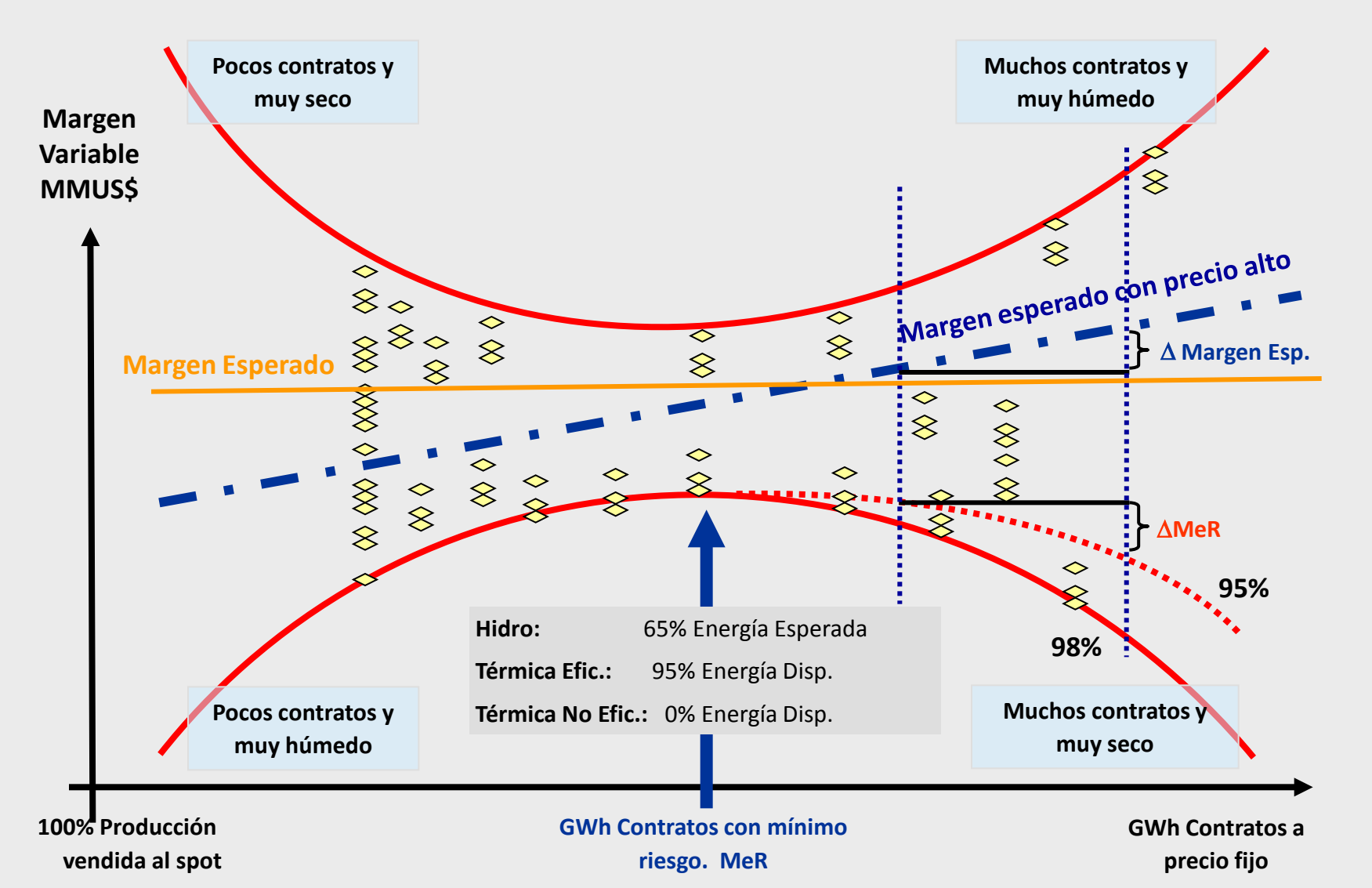
Combustibles

- Participar como oferente en tender de compra de GNL.
- Ampliar comercialización de gas con terceros (no eléctricos).

endesa

luz · gas · personas

Descargo de Responsabilidad

Esta presentación contiene declaraciones que constituyen o que pueden constituir declaraciones con visión hacia el futuro, según lo establecido bajo la Ley de Reforma de Litigio de Valores Privados de 1995 (de Estados Unidos). Estas declaraciones aparecen continuamente en esta presentación con declaraciones referentes a nuestras intenciones, creencias y expectativas, que incluyen, pero no se limitan a cualquier declaración con respecto a: (1) nuestro programa de inversiones; (2) las tendencias que afectan nuestra condición financiera o los resultados operacionales; y (3) efectos de cambios en el entorno regulatorio para la industria eléctrica dentro de uno o más países en los cuales operamos. Dado que dichas declaraciones están sujetas a riesgos e imprecisiones, los resultados efectivos pueden diferir significativamente con respecto a aquellos expresados o implicados en dichas declaraciones con visión hacia el futuro. No se debe confiar indebidamente en dichas declaraciones, las cuales sólo se refieren a lo ocurrido a la fecha en la que se confeccionaron. No asumimos ninguna obligación de divulgar públicamente las modificaciones que pudiesen aplicarse a las declaraciones con visión hacia el futuro.

Riesgo hidrológico y nivel óptimo de contratación