

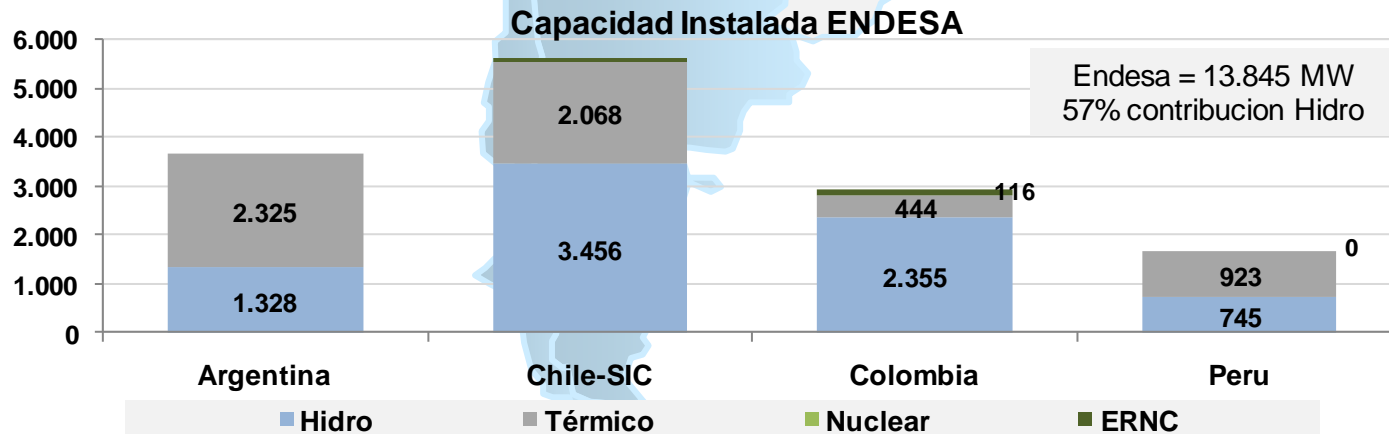
Ciclo Temático 2011

Gerente de Trading y Comercialización



Una empresa del Grupo Enersis₁

- Principal operador privado de energía en Latinoamérica con generación en Argentina, Chile, Colombia y Perú.
- Cuenta con recursos altamente competitivos (55% 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).
- Subsidiaria de un operador global (Enersis / Endesa España/ENEL)



Region → Fuente de crecimiento

- La diversificación económica y política condiciona la cartera de inversiones.
- Cambios regulatorios positivos, pero tendencia a mayor control regulatorio.
- Hidrología diferente según la situación geográfica (Ejemplo: La Niña). Diversificación de riesgo. Lluvioso en Colombia y seco en Chile.
- Variedad de fuentes de energía: Hidrología, Gas Natural , GNL, Carbón, Petróleo.
- 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

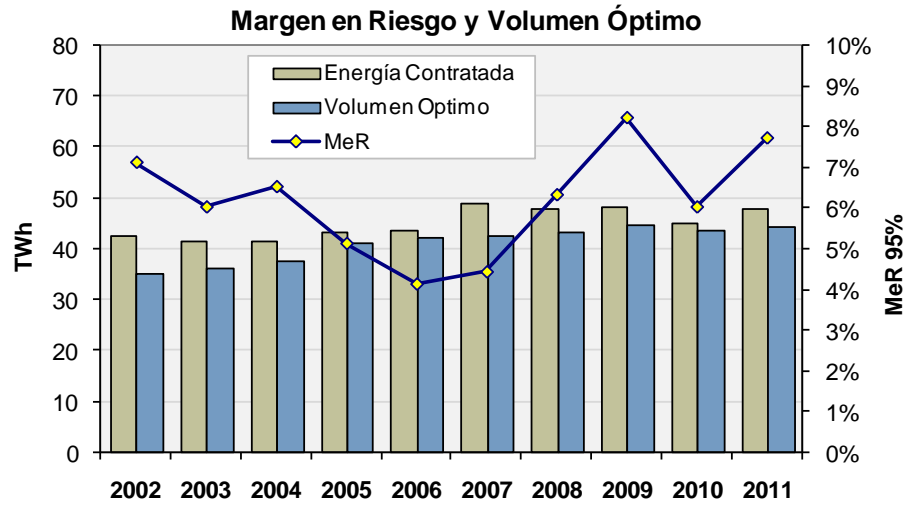
Estrategia para optimizar recursos existentes

Colaboración con los reguladores

Participación en energía renovables

Exigencias medioambientales de los gobiernos

Permanente búsqueda de valor agregado



- La estrategia es minimizar la variación del margen ante eventos catastróficos, como sequías de fines de los años noventa.
- Evaluación permanente de la estrategia para mantener el MeR bajo los límites de riesgo corporativo.
- Herramientas de control según volumen de contratos, tipos de tarifas (traspaso de riesgo), disponibilidad de combustibles.

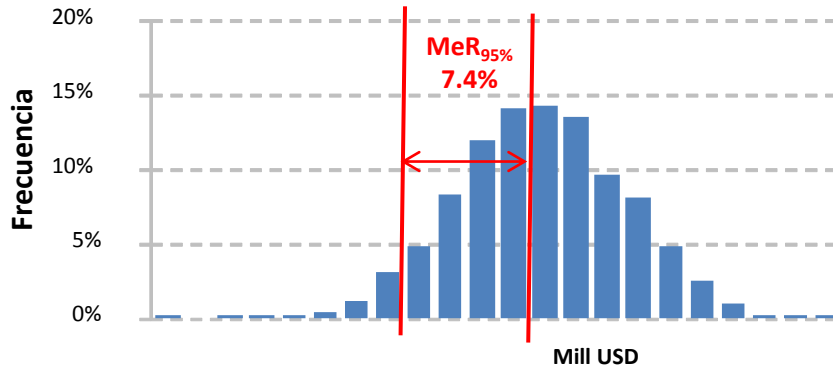
$$\text{MeR} \left[\text{Chile} + \text{Argentina} + \text{Brasil} + \text{Colombia} + \text{Perú} \right] = \text{MeR Latam.}$$

Factor Riesgo Crédito de un Cliente (FRC) representa la capacidad de pago para cumplir sus obligaciones contractuales:

- Se califica de 1 a 10 (1 es pésimo y 10 excelente).
- Se evalúa antecedentes cuantitativos y cualitativos.

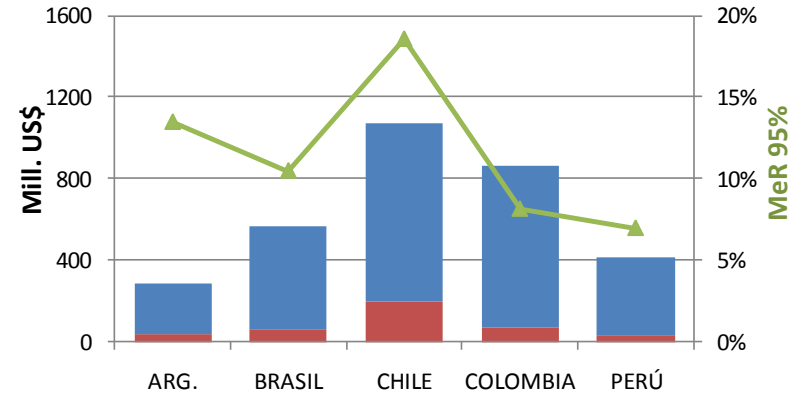
25%	Liquidez Ácida	10%	Comportamiento de pago
20%	Cobertura de Intereses	5%	Antigüedad en la Industria
15%	Endeudamiento	10%	Antecedentes Judiciales
15%	Retorno Anual		

Histograma Margen Latam



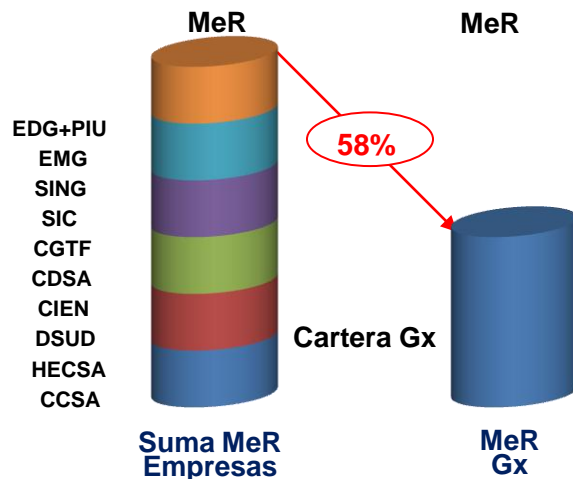
El Margen en Riesgo con un 95% de probabilidad de confianza es un 7.4% del margen esperado.

Margen Variable y MeR95% por País



La barra de color rojo representa el Margen en Riesgo con 95% de probabilidad de confianza; y la barra azul es la magnitud total del margen.

Efecto Diversificación sobre el MeR



Debido a la diversificación en diferentes países, con condiciones hidrológicas diferentes y monedas distintas, es posible reducir el nivel de riesgos de la cartera de empresas generadoras.

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

Plantas Eólicas

Canela
 (78 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)

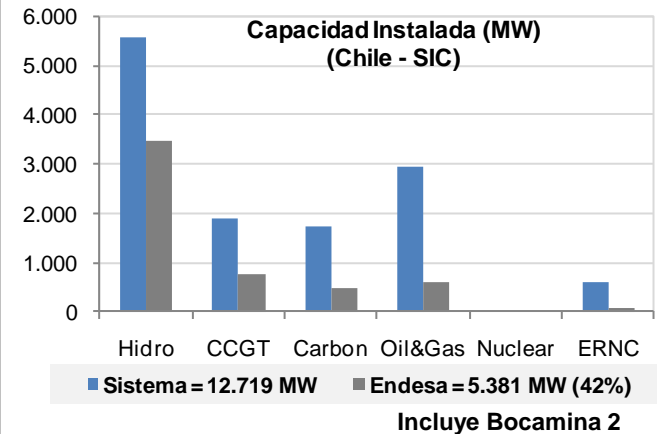
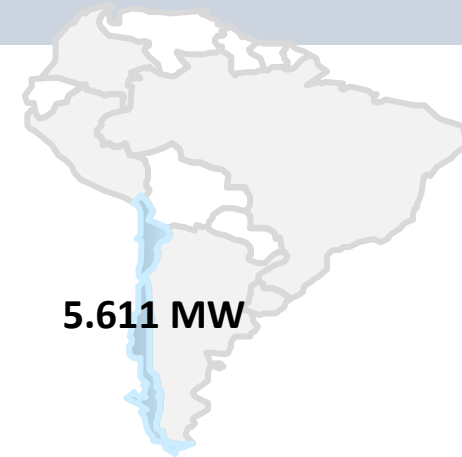
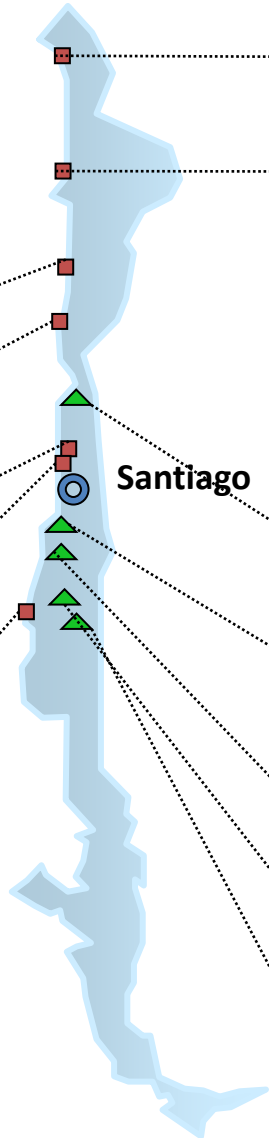
Centrales del Maule
 (884 MW)

Centrales del Laja
 (906 MW)

Alto Biobío
 (1.191 MW)

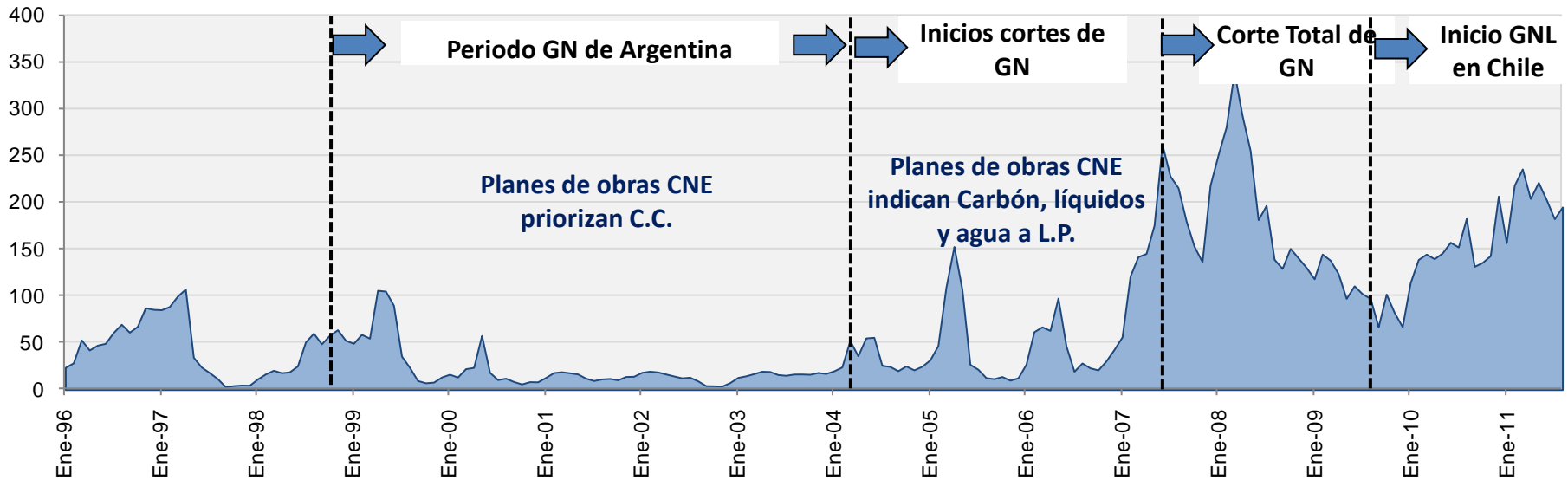
 **Hidroeléctricas**

 **Plantas Térmicas**



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

Costos Marginales en US\$/MWh



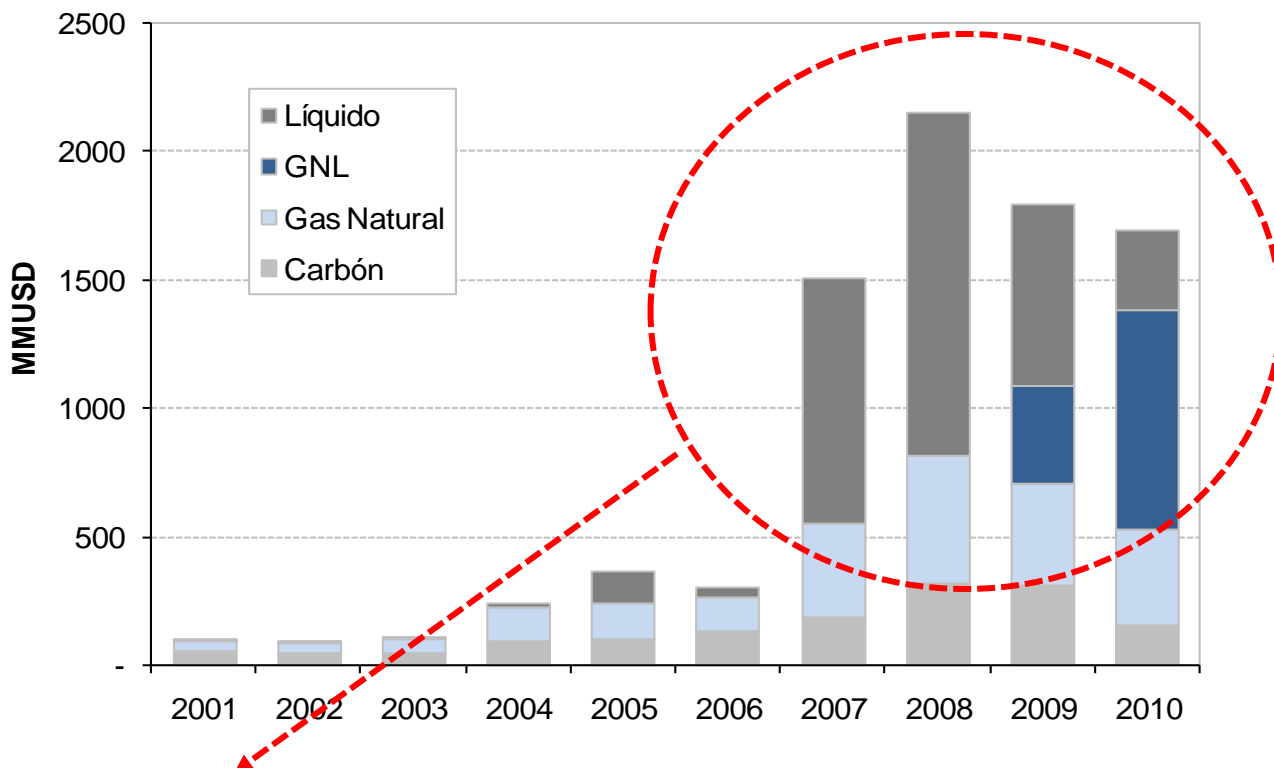
- El sistema se desarrolló a base de Gas Natural
- Se proyectaba un costo de desarrollo de 40 US\$/MWh a base de gas a 1,5 US\$/MBTU.

- Hubo que sustituir GN por Diesel
- Situación de cortes se vuelve irreversible
- En 2006 ya se impulsa proyecto GNL propio
- Desde 2008 se inician sostenidas alzas de petróleo

1. Desde los '90 se confió en el GN y se antepusieron los proyectos de C.C. a los hidráulicos y otras formas de generación.
2. 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 US\$/MWh en promedio y más.
3. La entrada del GNL propio 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.

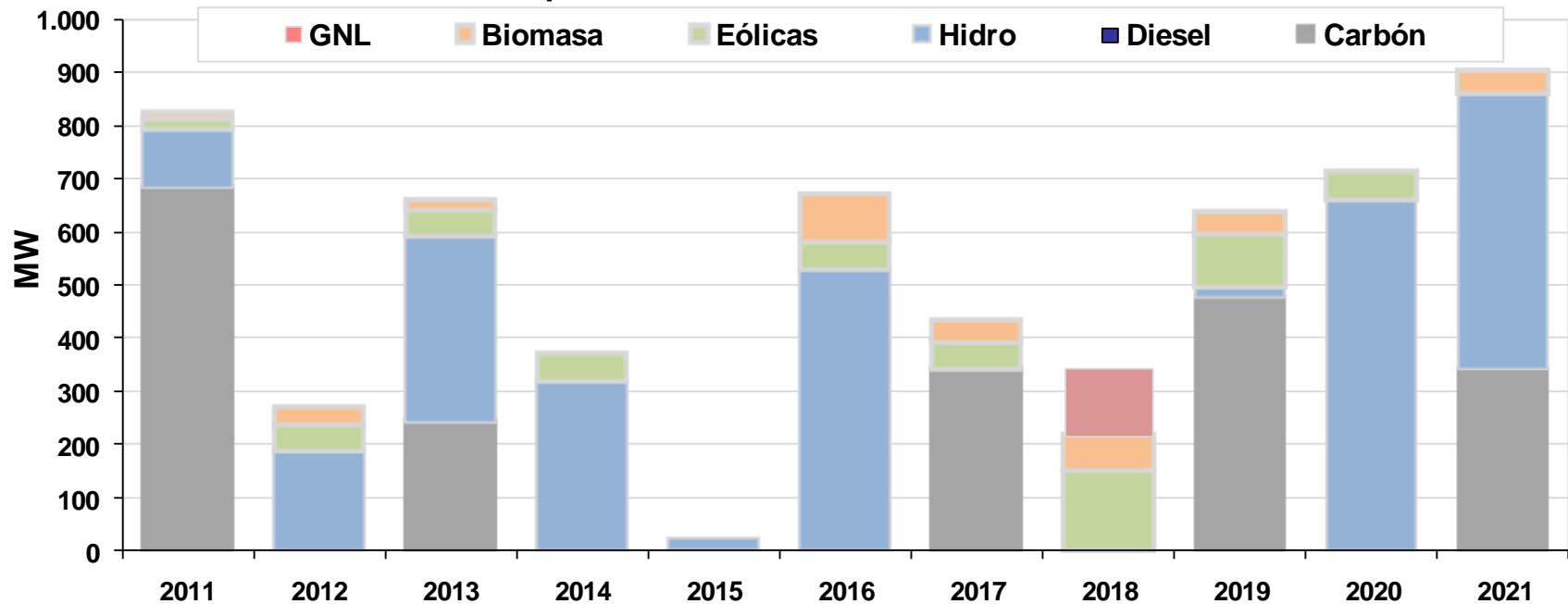
Como consecuencia del incremento del parque térmico, los costos de operación del sistema han aumentado

Costo de operación térmica SIC



Con 6.100 MMUS\$ se pueden construir a lo menos 2.000 MW hidráulicos y ampliar el S.T.

Expansión Oferta SIC ITD Abril de 2011

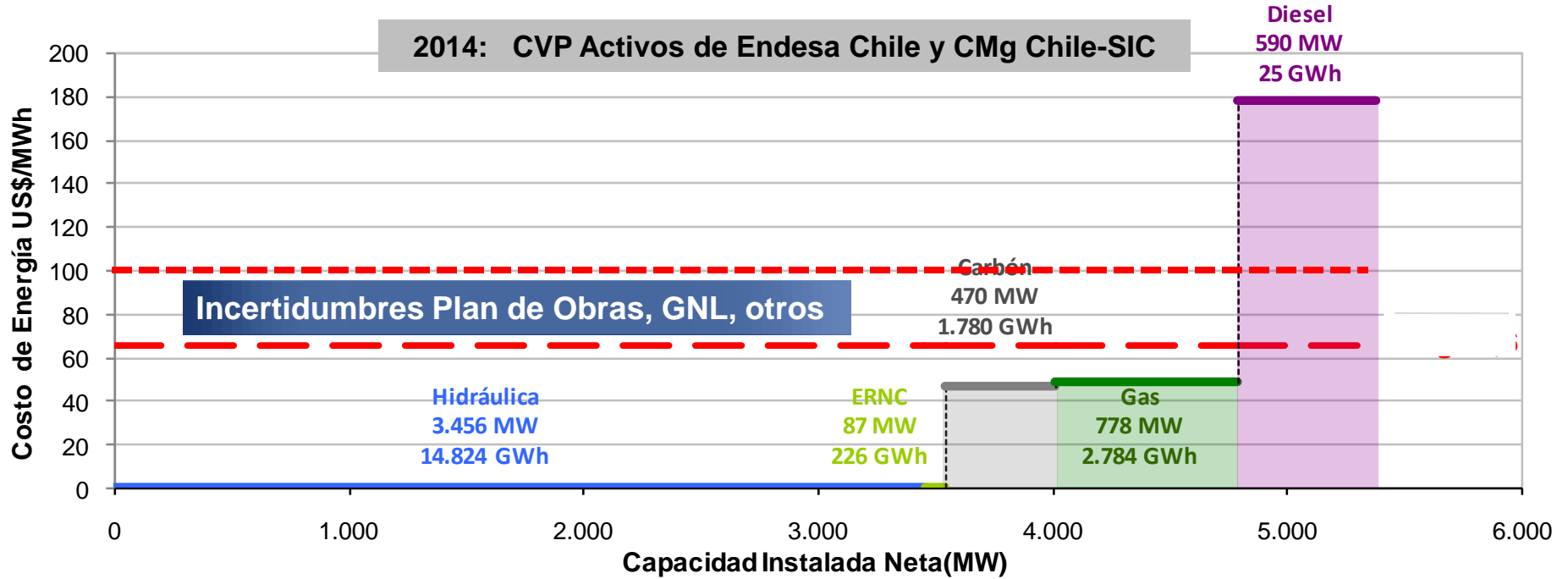


■ La expansión del SIC, en la próxima década, según propuesta CNE en el ITD de abril 2011, es eminentemente a base de generación hidroeléctrica (47%) y térmica a carbón (36%).

1. Hay en construcción 1.704 MW, lo que representa un 35% de lo que realmente se requiere hasta 2020. Lo demás, 3.165 MW, son sólo planes, que requerirán permisos, aprobaciones, etc.
2. 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



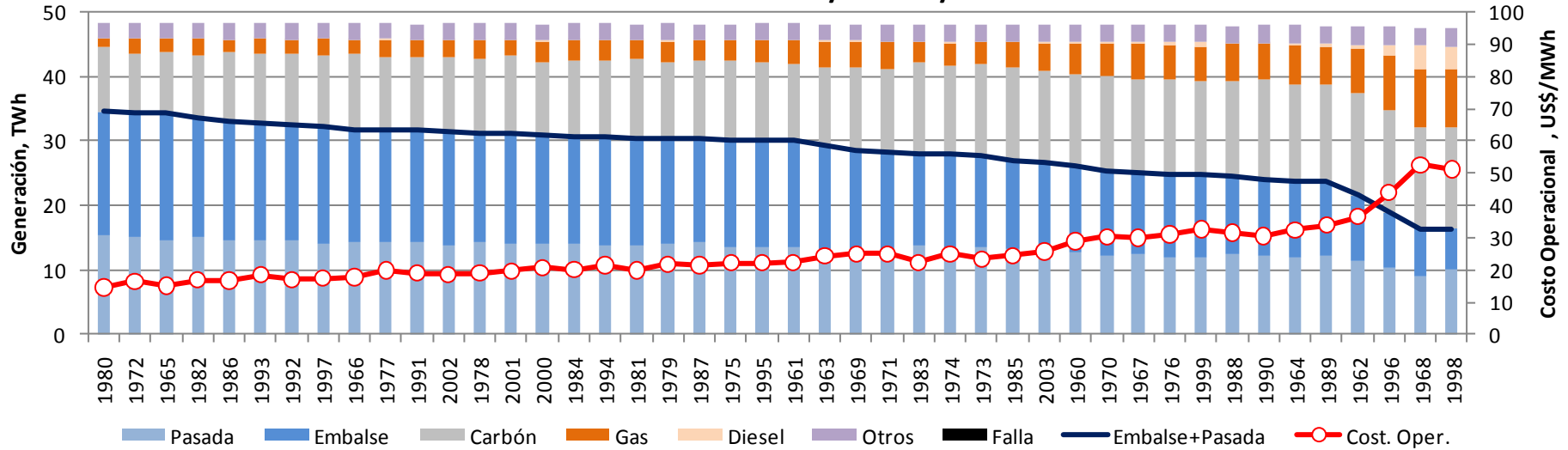
Competitividad de Nuestros Activos



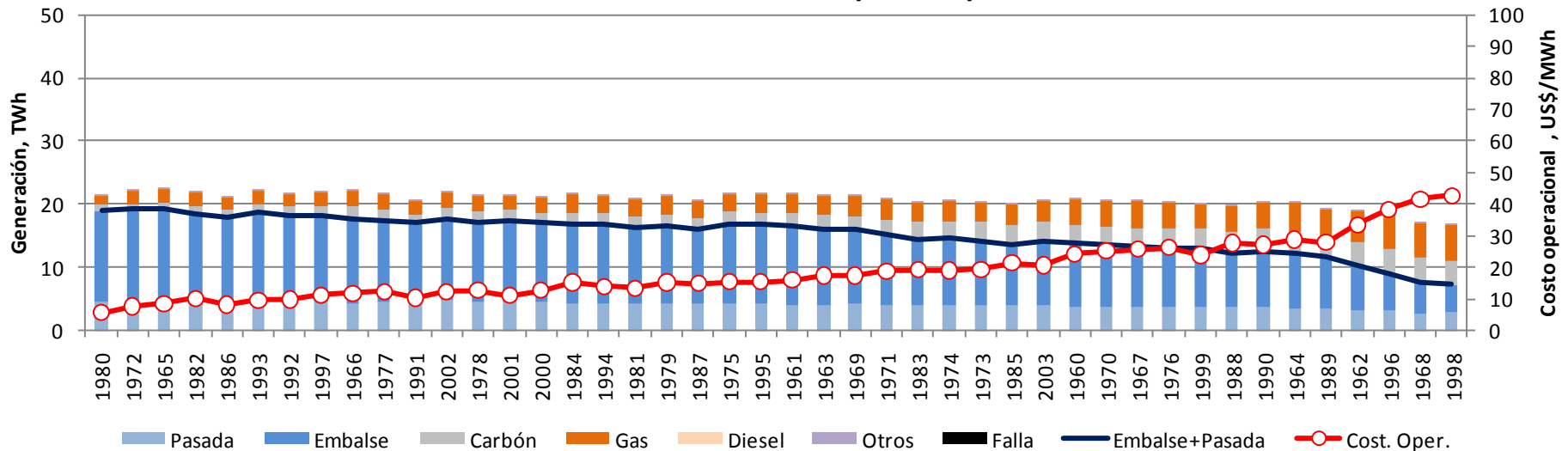


Endesa Chile tiene una mejor posición entre sus competidores

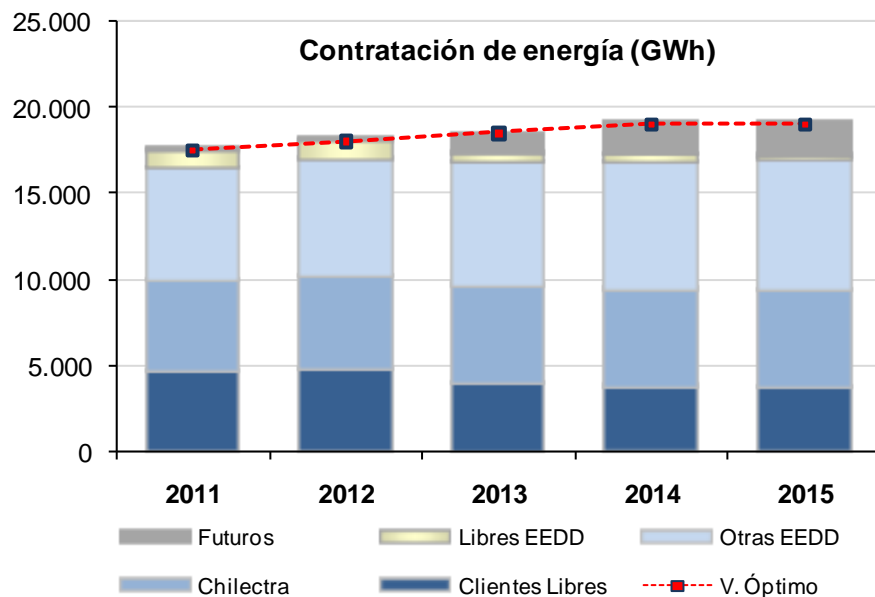
Generación SIC abr/12-mar/13



Generación Endesa abr/12-mar/13



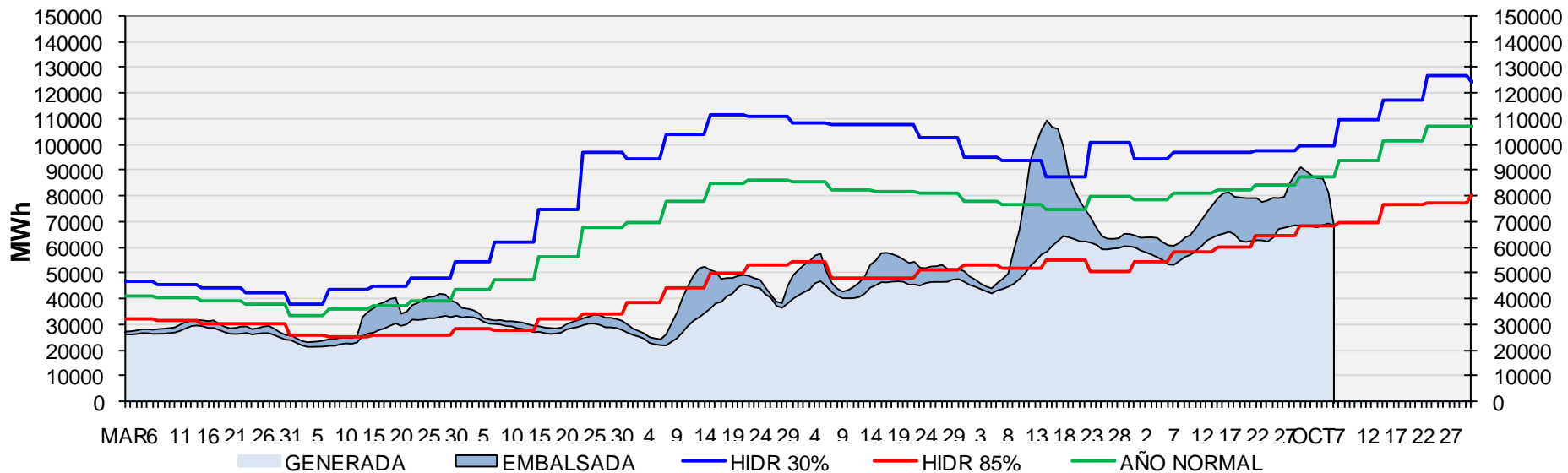
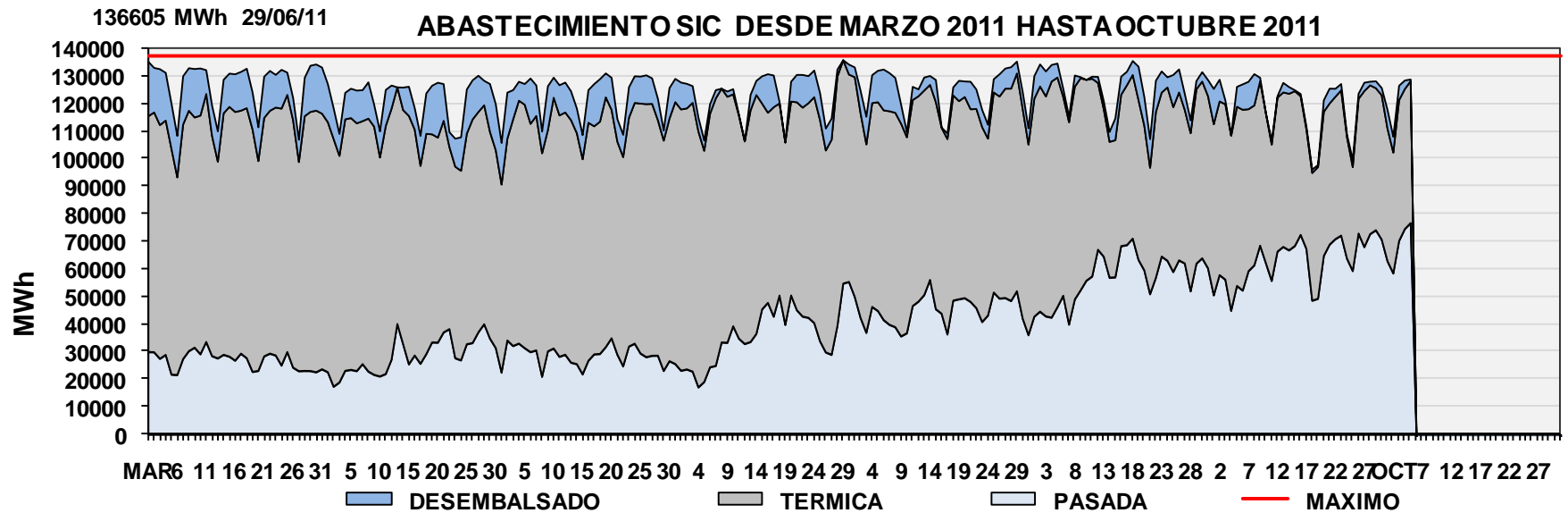
Permite reducir la exposición al riesgo

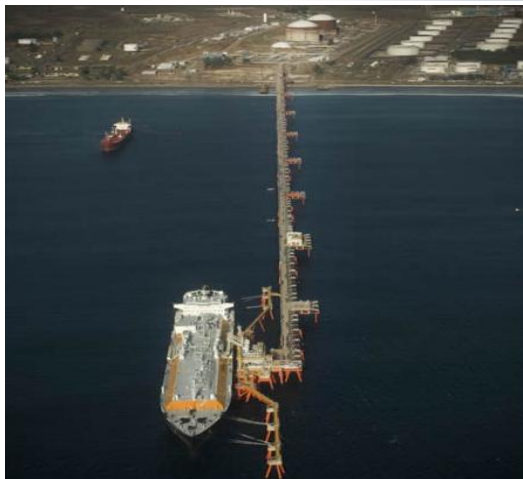


- Ha priorizado el control de riesgos entre producción y ventas.
- La energía vendida a clientes libres en el SIC es superior a los 4.000 GWh/año. El 32% de la energía vendida a clientes libres, en 2011 y 2012, tiene cláusula de riesgo.

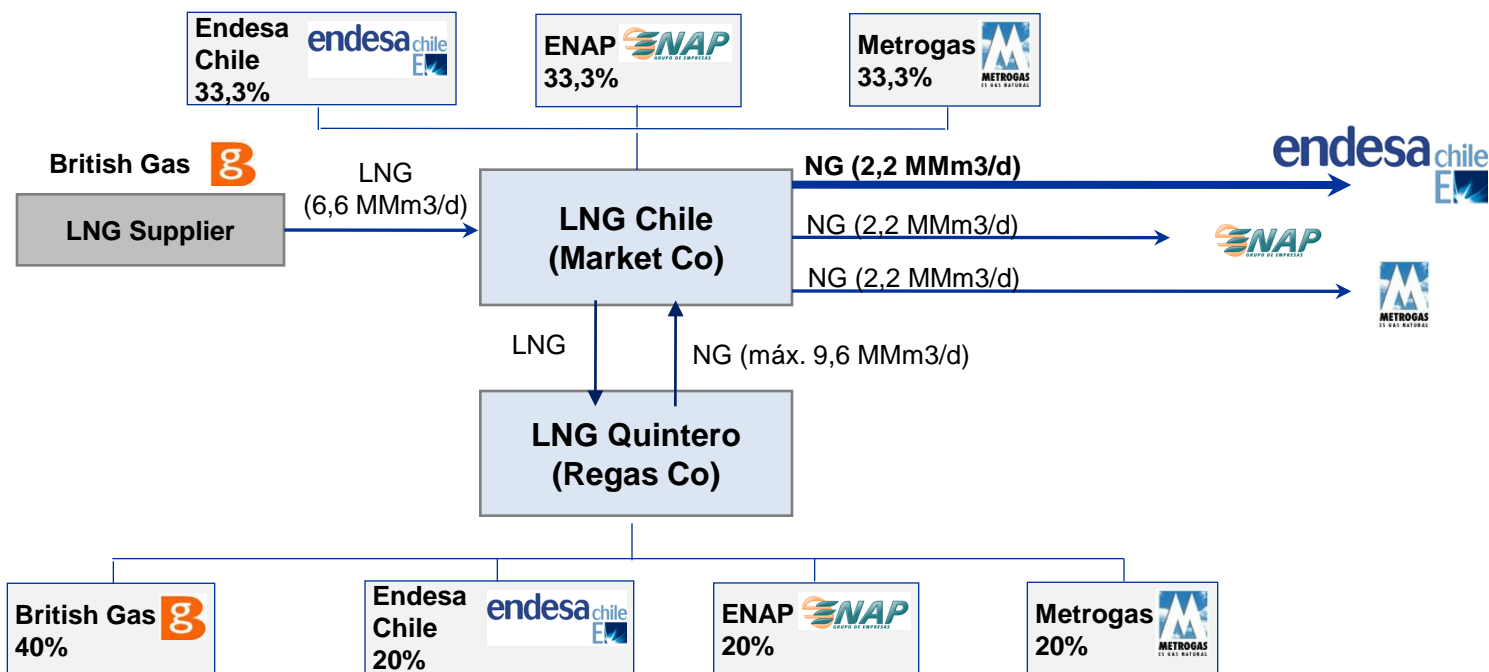
Principales Clientes	GWh/año
Chilectra	6.600
CGE	3.200
Pelebres	1.082
CMPC - Laja	610
Codelco Salvador	570
CMP	420
Huchipato	420
Carmen Andacollo	370

- Endesa Chile tiene comprometido aprox. el 70% de su energía con EE.DD.
- Endesa Chile tiene en su cartera los suministros de importantes empresas de la industria minera del país.
- Estos clientes industriales representan del orden de 70% de las ventas a clientes libres.





- Accionista: 40% BG + 20% Endesa + 20% Metrogas + 20% Enap
- Localización: Bahía de Quintero (Centro)
- Inicio: 2009 (fast track) – 2011 (completo)
- Estanques de almacenamiento: 2 (contenido lleno)
- Capacidad de almacebamiento: 320.000 m³
- Capacidad de envío: 9,6 MMm³/d





Autoregulación en GNL

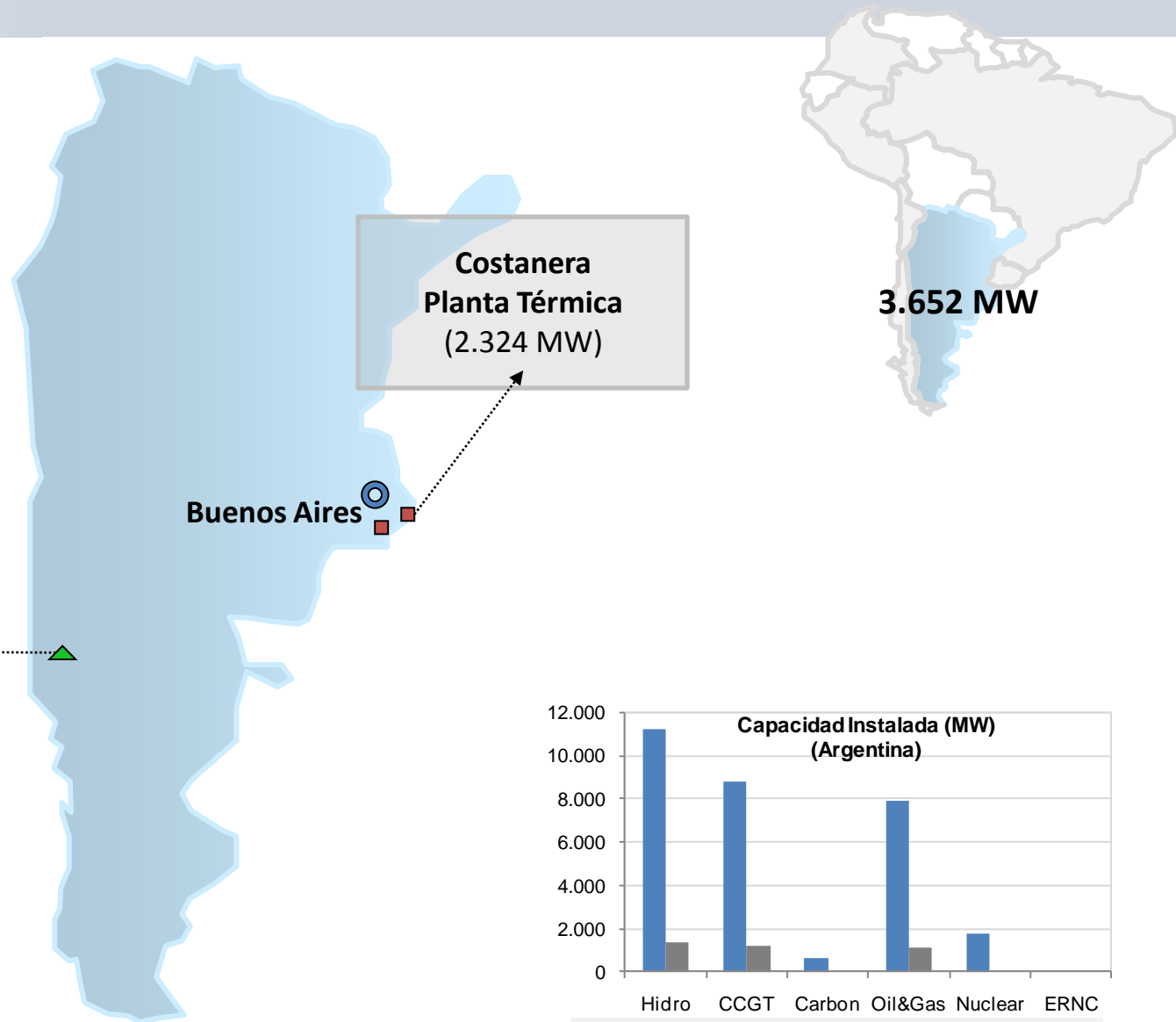
- Capacidad del Terminal 100% contratada (Gas Buyers originales). Podría ampliarse con bajo costo inicial.
- Un nuevo Gas Buyer debería ingresar suscribiendo un contrato de largo plazo, asumiendo el ToP sobre la inversión total del Terminal. Se acordó habilitar alternativa para nuevos entrantes.
- El objetivo es optimizar uso del Terminal de GNL. El uso ocasional no es posible. Pero hay alternativa para conseguir reducir costos medios de corto plazo como quiere la autoridad.

Regulación ambiental y ubicación de las centrales a carbón

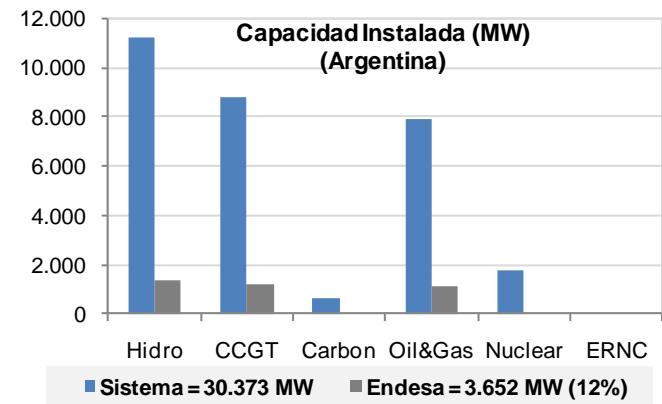
- El plazo para adaptar las plantas existentes a la nueva norma de emisiones es entre 2,5 (MP) y 5 (SO₂ y NO_x) años. La inversión de las empresas se espera sea entre 1.400 y 1.700 MUS\$.
- Documento con ubicaciones ambientalmente posibles para centrales a carbón.
- Proyecto sobre obligación de ERNC. La ley actual es de 10% al 2024, desde 5% en 2010. Proyecto lo elevaría a 20% en 2020.

CADE

- ENDESA ha manifestado su visión al CADE
- Importancia de facilitar permisos y licencias a nuevos proyectos de Gx y Tx
- No existen trabas a la competencia.

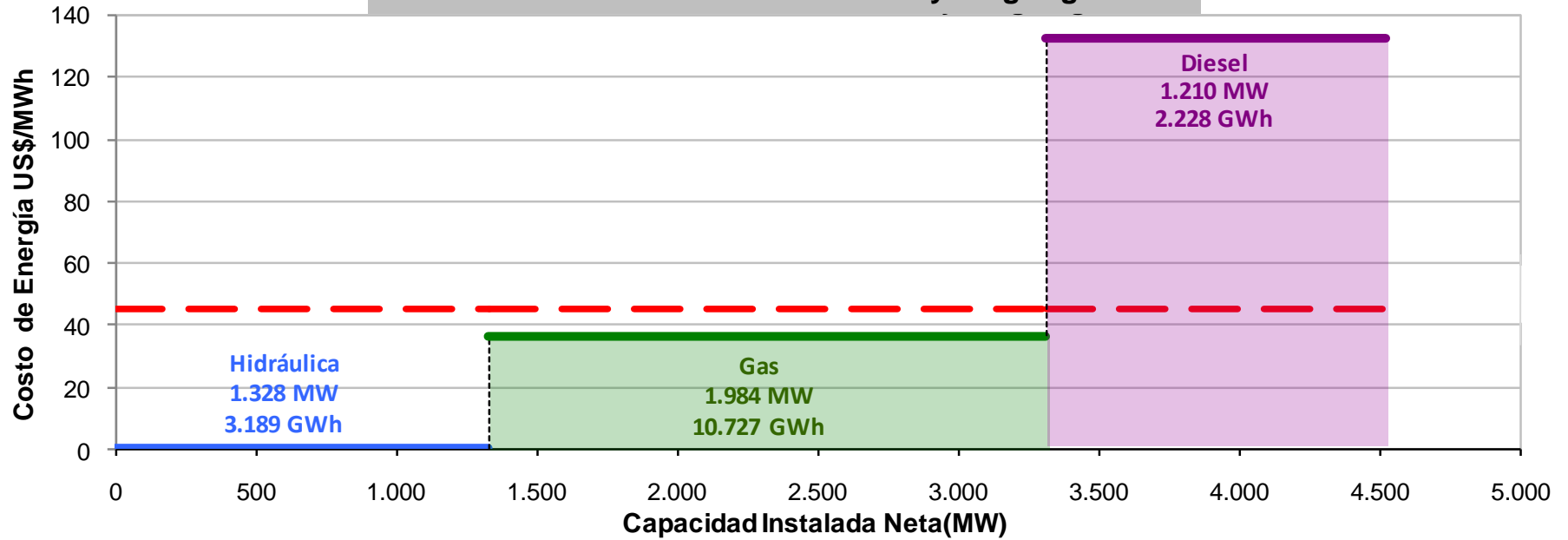


- ▲ Hidroeléctricas
- Plantas Térmicas



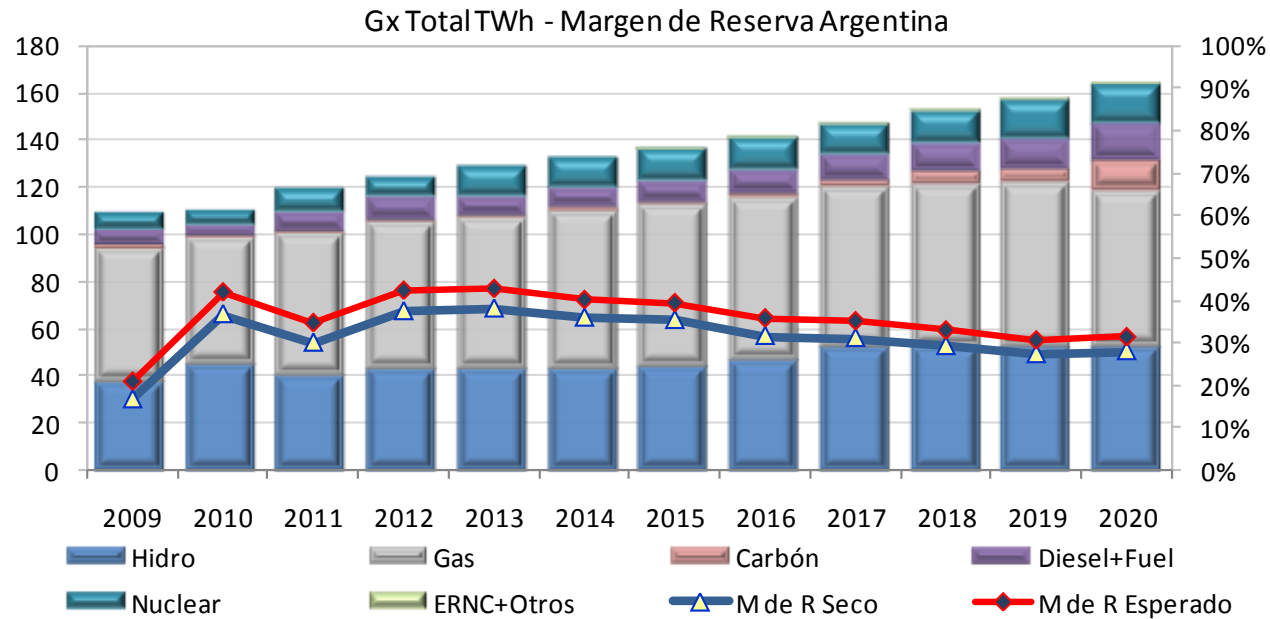
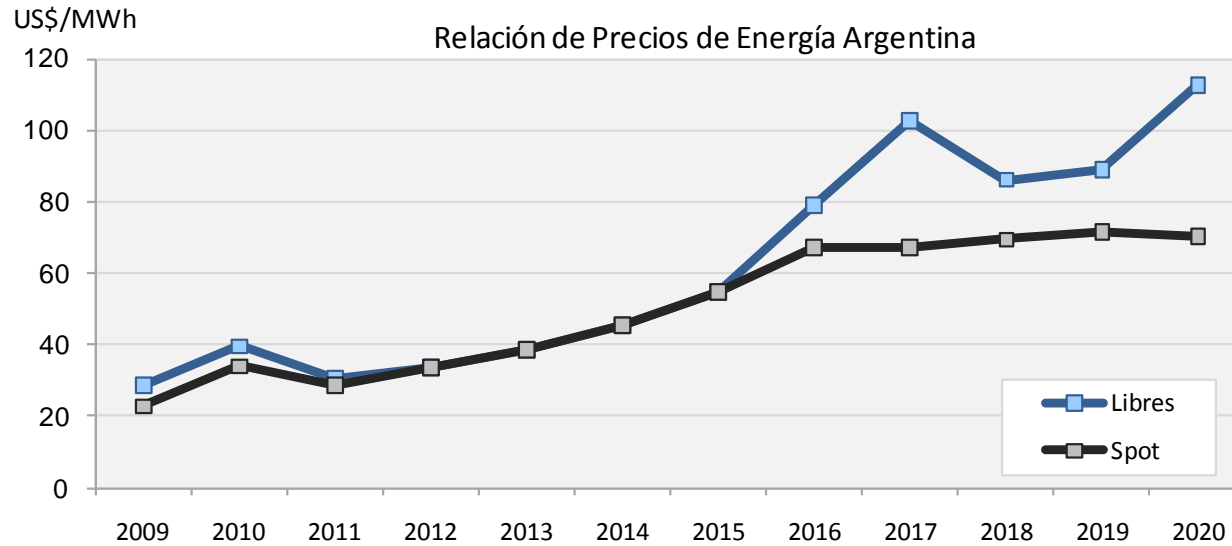


2014: CVP Activos de Endesa Chile y CMg Argentina





Argentina





Volumen Optimo de Contratación

- Mercado de contratos en torno al 30% de la demanda total. Sólo clientes libres contratan directo con generadores y comercializadores.
- Se maximiza la contratación directa con clientes para recibir caja y evitar deudas Cammesa.

Procesos de Contratación

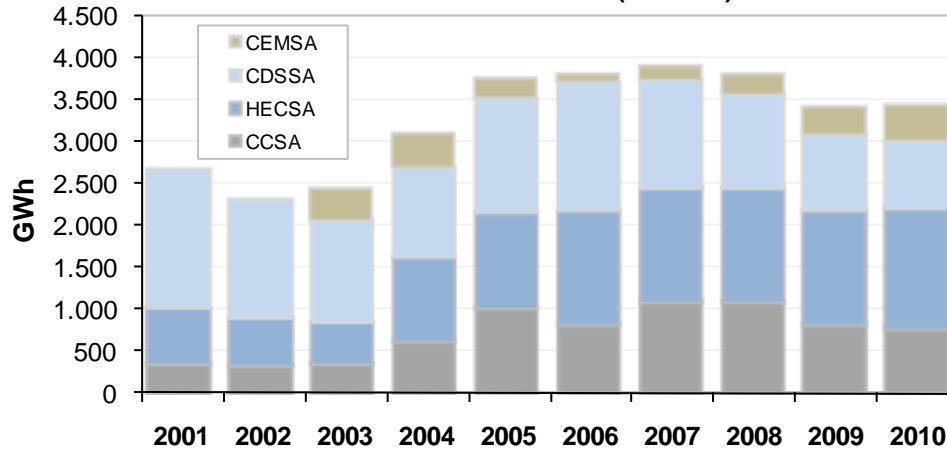
- Los procesos de inscripción de contratos son cuatro veces al año, siendo los más relevantes los de Mayo y noviembre.
- Ejecutados los procesos 2011, la cartera del grupo se renegotió en un 99%, destacando la renegociación de los contratos con YPF, CENCOSUD y TRANSCLOR, cuya demanda agregada supera los 100 MWm (25% de la cartera).
- Sumado el ingreso de contratos menores la cartera del grupo se mantiene en el orden de 400 MWm.

Situación de precios en 2010

- En los últimos procesos de negociación ha mejorado el margen promedio respecto del precio spot. Hacia fines de 2009 dicho margen tendió a 0% recuperándose hasta valores por sobre 8%.
- Se mantiene la Res. 240 que fija el límite spot en 120 \$arg/MWh, precio actualmente topado en el despacho diario.



Ventas Mercado a Terminado (Gx + Cx)



Mercado Intervenido

Intervención regulatoria que se ha mantenido por cerca de una década:

- El mercado se mantiene altamente competitivo.
- Ganancias entre el 2007 y 2009 del MAT con respecto al spot de ~ 14 MUS\$.
- Desde el 2012 se espera recibir señales de modificaciones regulatorias, aunque débiles en un principio.

Las bases de la estrategia de Endesa Chile en el mercado son:

- Mantener o aumentar el portafolio de clientes del MAT con el fin de reducir el riesgo de pago de CAMMESA.
 - Diseñar, implementar y anualmente evaluar el plan de relaciones con el cliente.
-
- La gestión de energía en el MAT, con generación propia y de terceros se ha mantenido en el orden de 3.500GWh, equivalentes a 400 MW-medios
 - En un mercado altamente competitivo se ha logrado manejar precios sobre el spot, asegurando la caja de las compañías; que en su defecto, tendría un atraso en el recupero de más de un año.



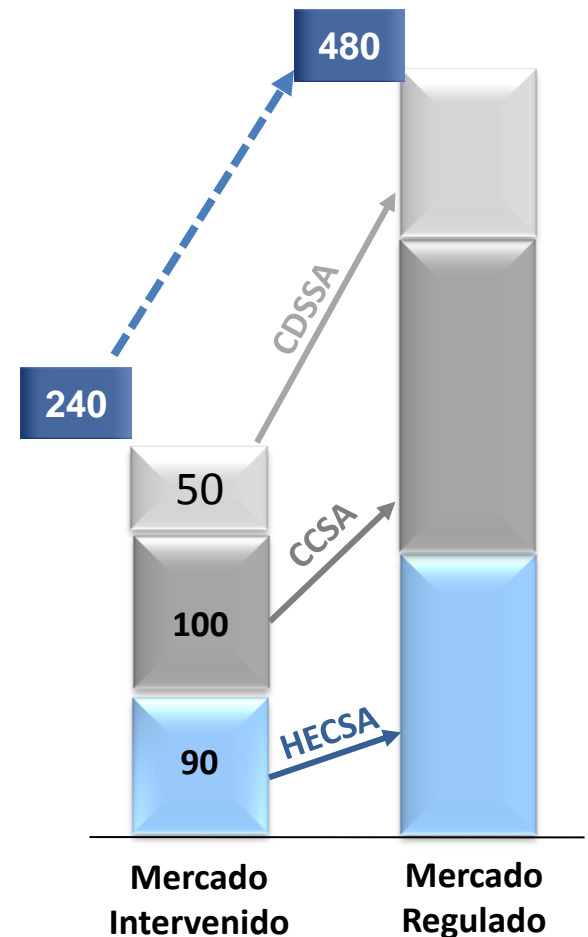
Acuerdo entre Generadores y Gobierno para restaurar el Mercado Mayorista

El acuerdo alcanzado a finales del 2010 es un gran avance, pero nuestras proyecciones para el mediano y largo plazo son más ambiciosas:

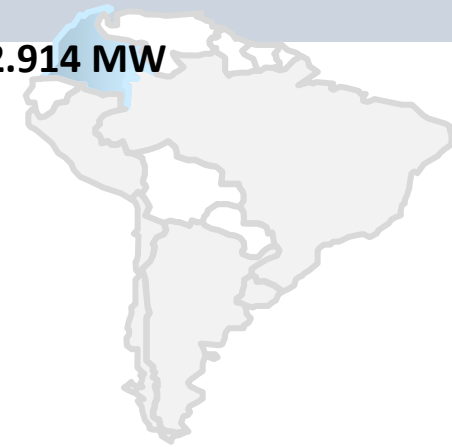
- Pago por potencia de 10 US\$/MWhrp.
- Reconocimiento de costos reales de O&M de térmicas (100% al 2015)
- Reconocimiento de costos reales de O&M de hidráulicas (fees y royalties)
- Eliminación de la “foto”; Res 406 inc. “c” y normalización de pagos.
- Término de la Res 240/03

Este acuerdo debiera permitir a Endesa y a sus filiales en Argentina aumentar sus márgenes actuales a más del doble.

Margen potencial de nuestros generadores MMUS\$



2.914 MW



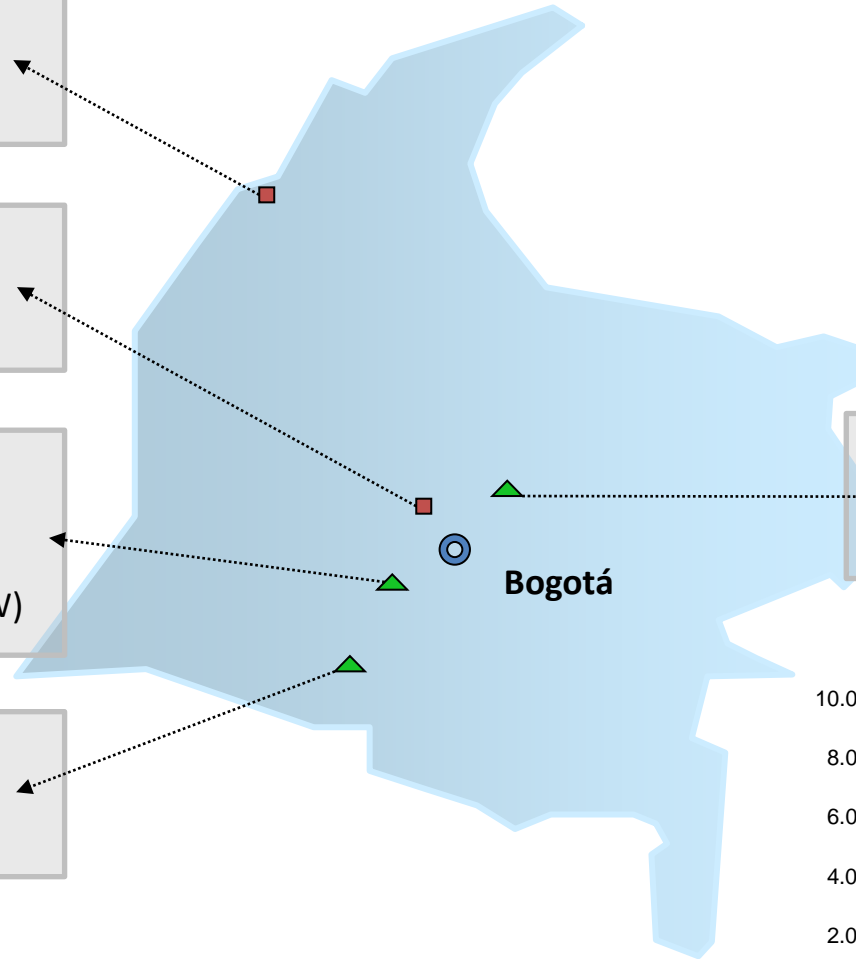
Cartagena
Planta Térmica
(208 MW)

Termozipa
Planta Térmica
(236 MW)

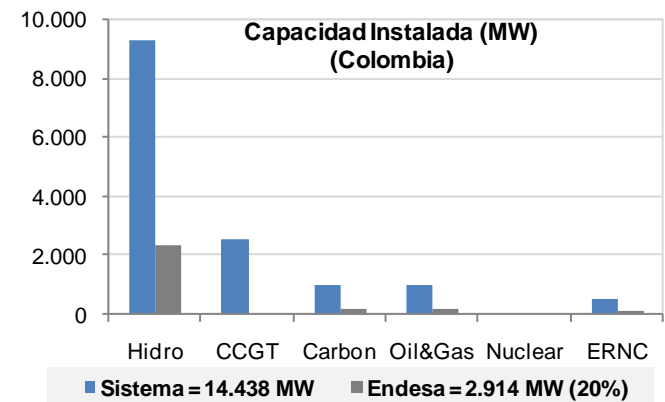
Río Bogotá
Hidroeléctrica
Pagua (601 MW)
Minihidro (116 MW)

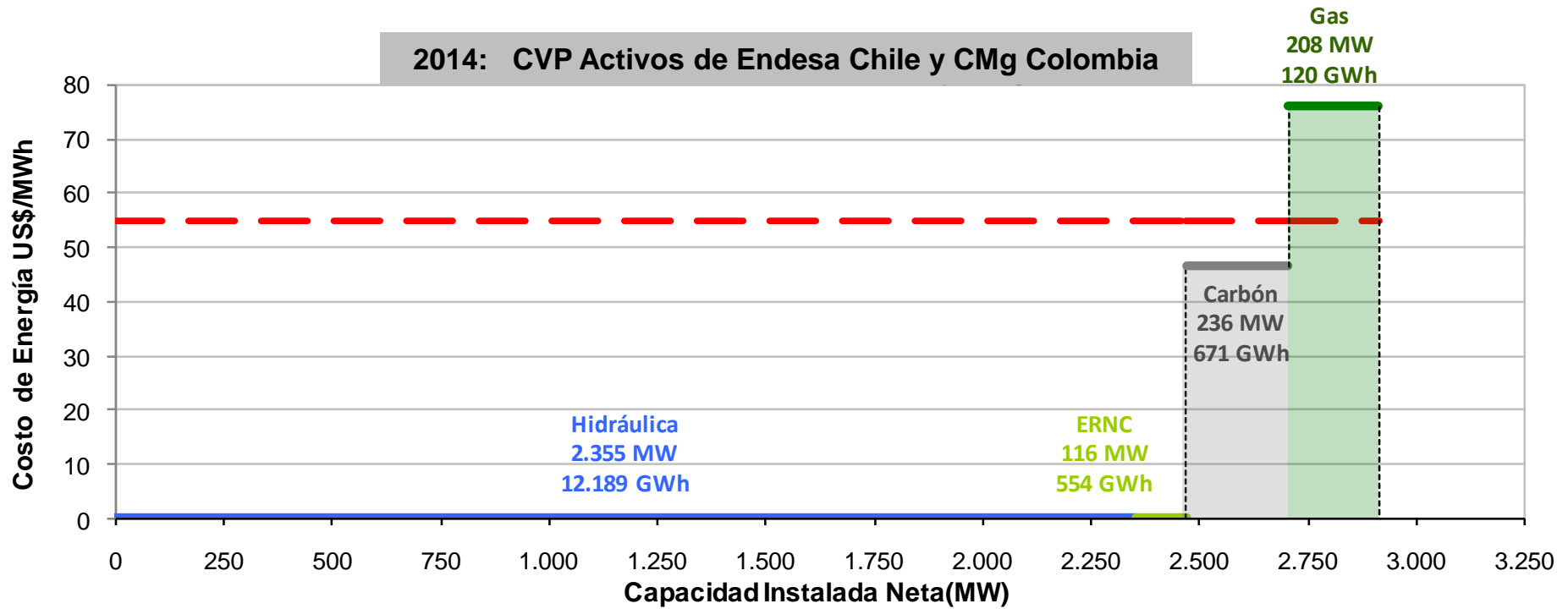
Betania
Hidroeléctrica
(541 MW)

Guavio
Hidroeléctrica
(1.213 MW)



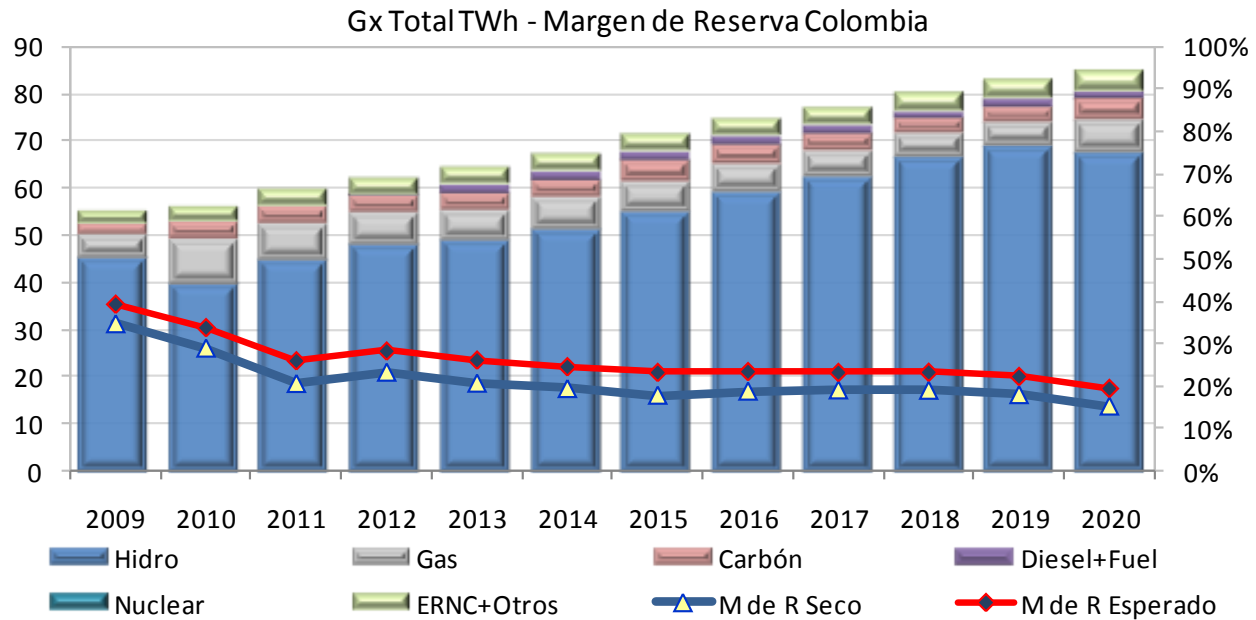
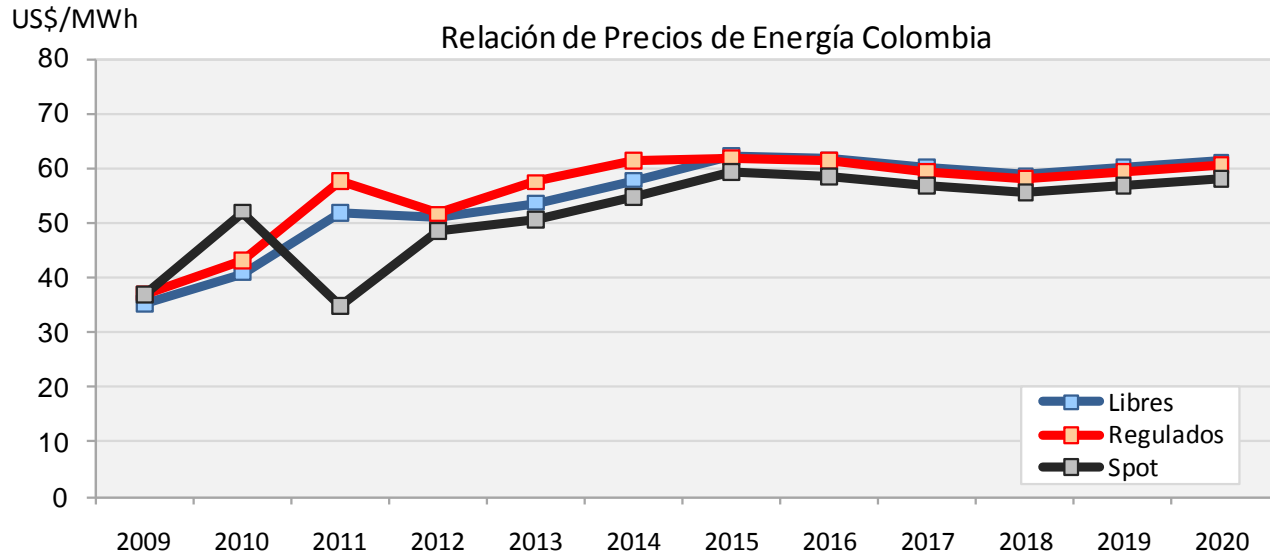
- ▲ Hidroeléctricas
- Plantas Térmicas



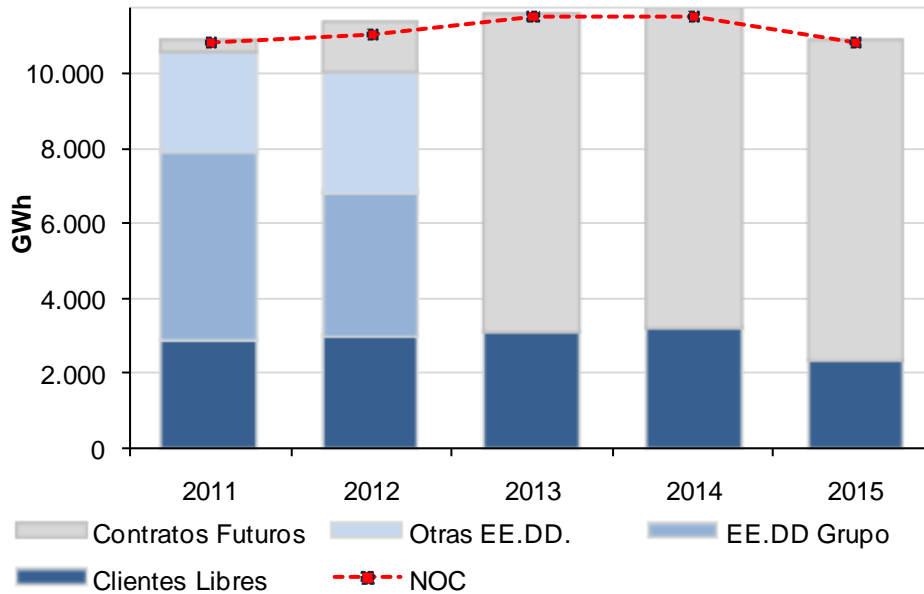




Colombia



Energía Contratada (GWh)



Volumen Óptimo de Contratación

- La disponibilidad de energía se encuentra contratada en el orden del Volumen Óptimo en 2011; restando el 15 % en 2012.
- Los contratos son de mediano plazo, lo que refleja la disponibilidad total para contratos futuros a partir del 2013.

Precios

- Las fuertes lluvias de 2011 han hecho caer el precio spot a valores del orden de 60 US\$/MWh.
- Mercado Organizado Regulado (MOR) podría presionar una leve baja de precios a partir de 2013 (antes de ese año los contratos están suscritos).

1. La interconexión Colombia – Panamá representa:

- Para EMGESA una oportunidad de crecimiento significativo y sostenible.
- Para Colombia un potencial de ventas de 300 MW, igual a 2.365 GWh de energía año.

2. A través del SIEPAC se tendría acceso a comercializar energía en todo Centroamérica.



Posiciones dominantes en el mercado

La CREG presentó un estudio del comportamiento del Mercado Mayorista de Energía con el objeto de analizar la posibilidad de que agentes generadores tengan posiciones dominantes.

- Serán estudiadas variables tales como declaraciones de disponibilidad, precios de licitaciones, mantenimientos, entre otros.
- Propuesta de reglamentación para adoptar, en el corto plazo, el control ex-ante de esas posiciones clave.

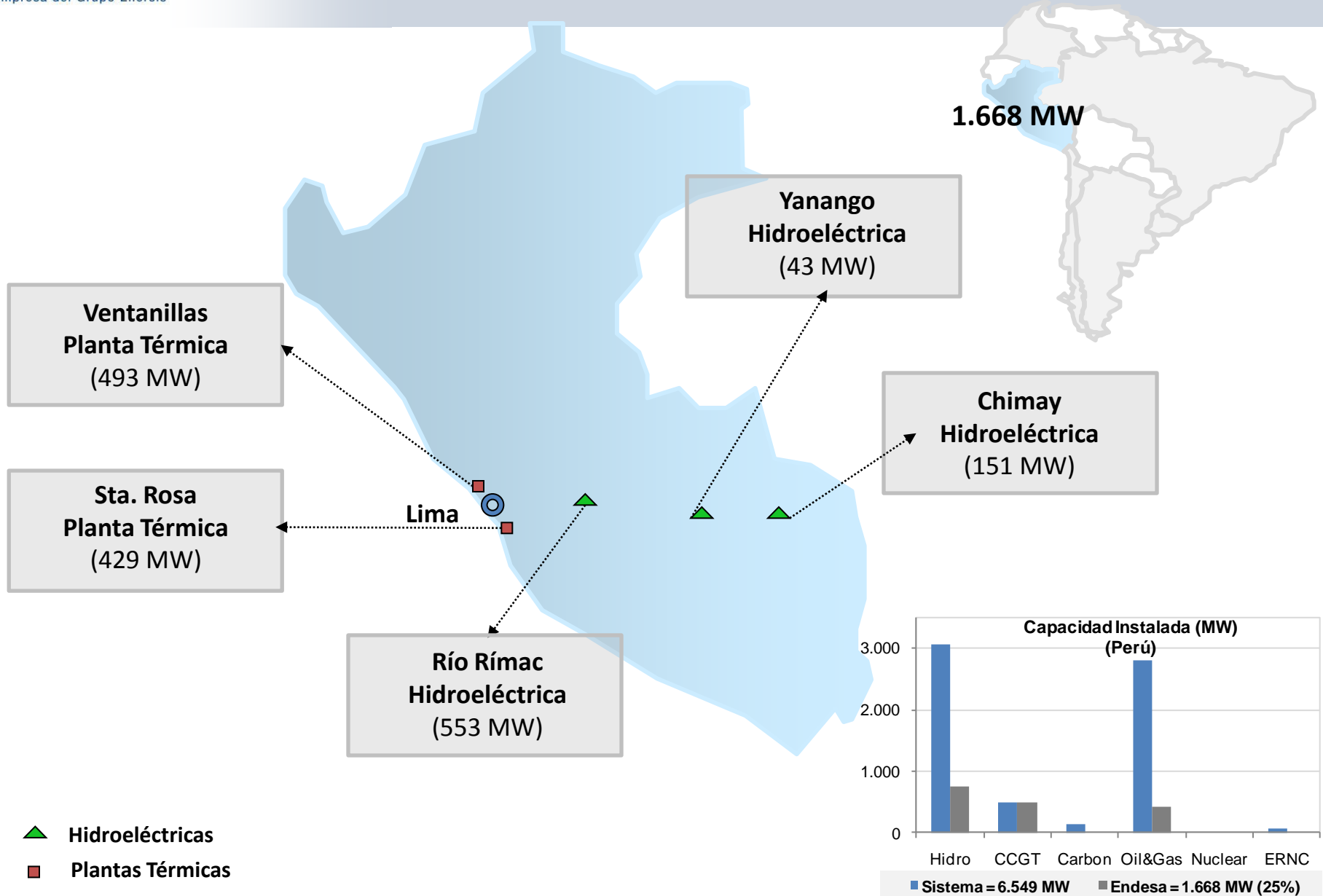
Se activa el Mercado Organizado Regulado (MOR)

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?)
- 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.

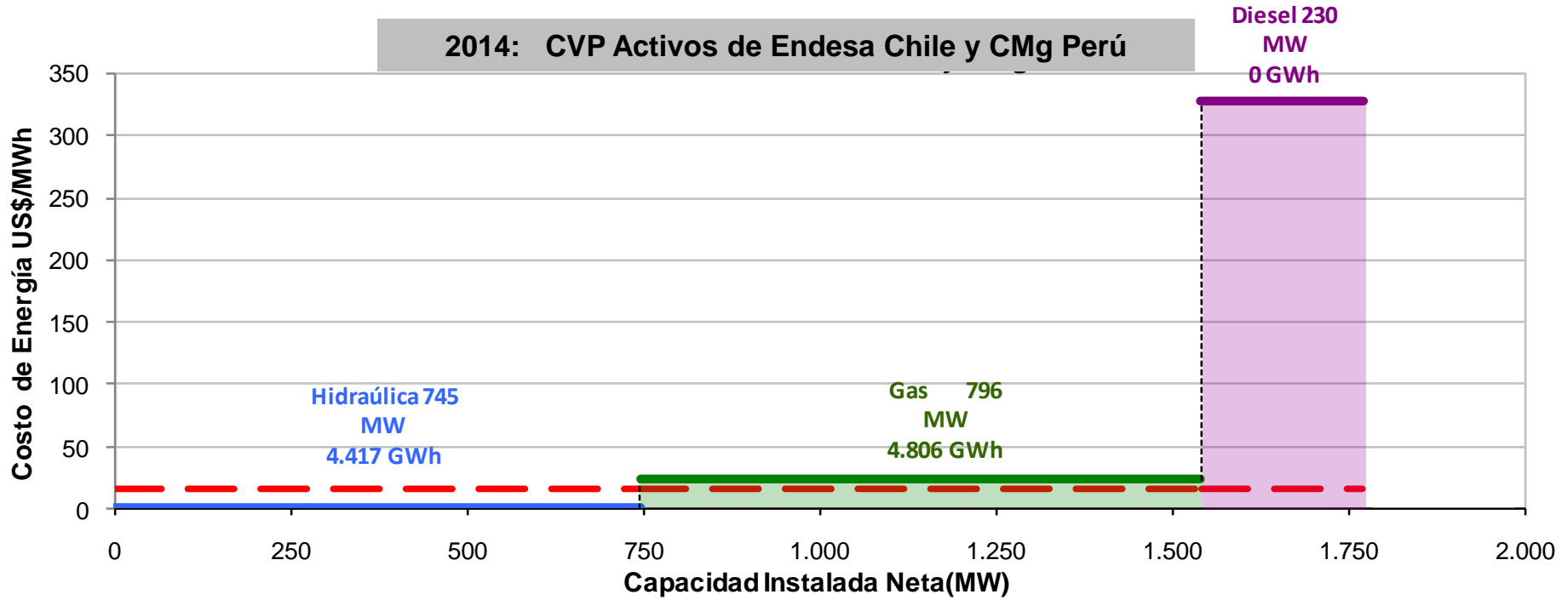
Con Quimbo Endesa fortalecería su gestión comercial:

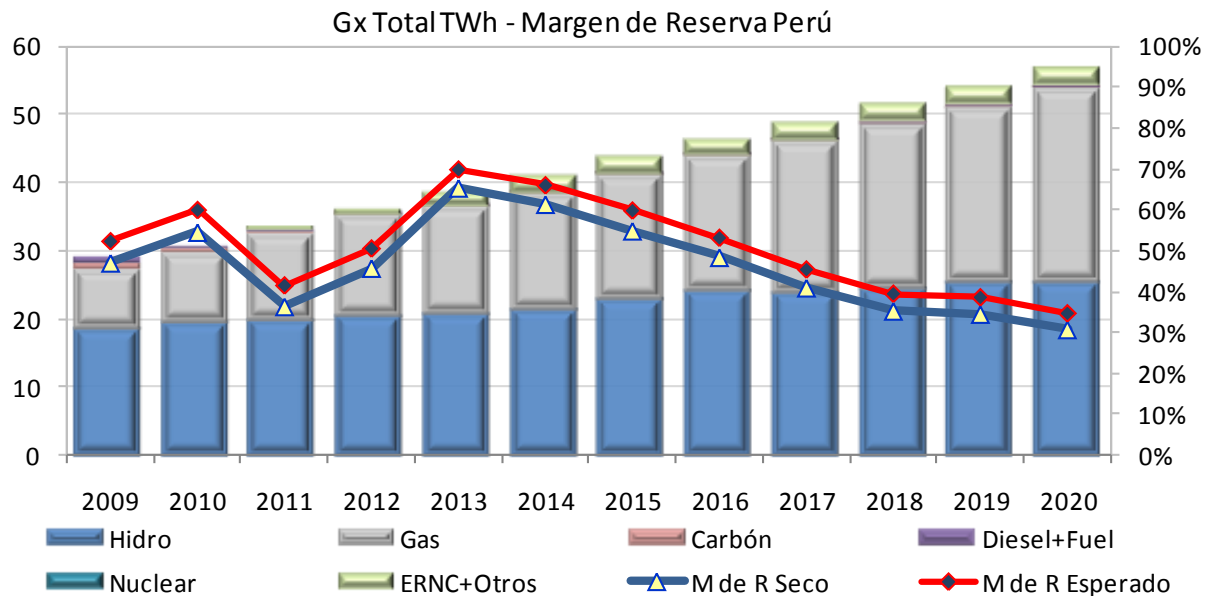
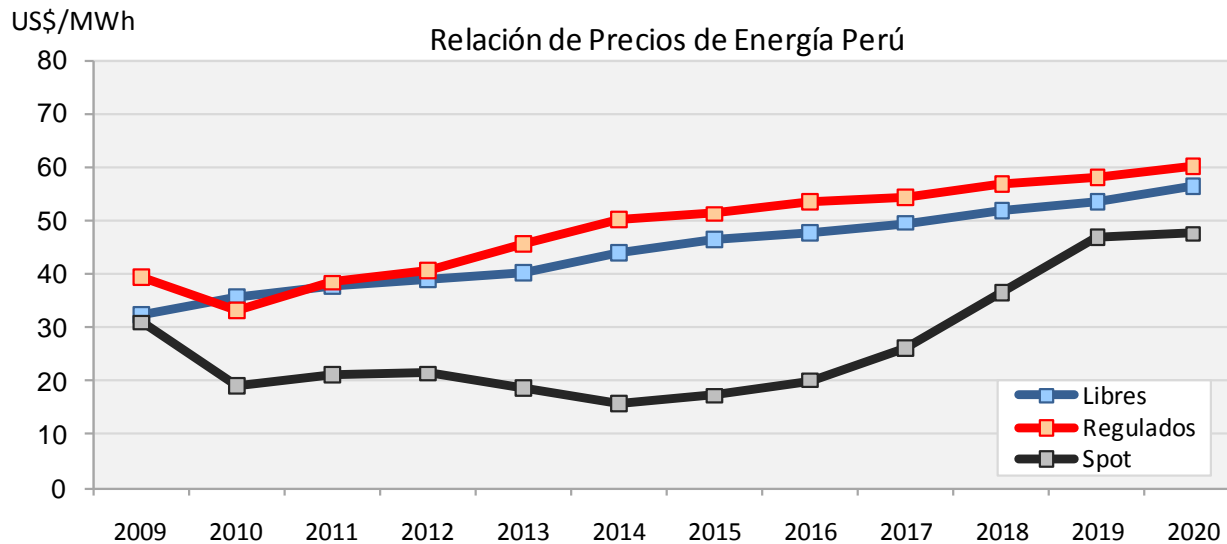
1. Da apoyo a las posibilidades y desafíos; y aprovecha las nuevas oportunidades comerciales.
2. Permite aprovechar las grandes oportunidades de negocios y mejores precios asociados con la futura interconexión Colombia - Panamá.





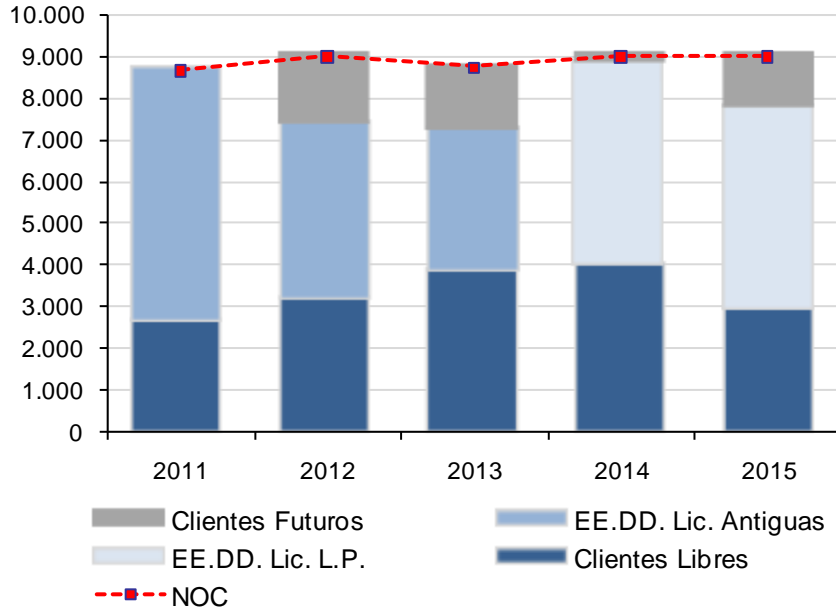
2014: CVP Activos de Endesa Chile y CMg Perú







Ventas contratadas y Volumen Óptimo (GWh)



Volumen Óptimo y Precios

- La contratación está del orden del Volumen Óptimo en 2010 y 2011; y 2014 en adelante.
- Excedentes de 2012 y 2013 en negociación.

- 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 se ha adjudicado energía en licitaciones de distribuidores de energía a corto plazo (2011-2013), evitando de esta manera de vender esta energía a terceros a un costo marginal muy bajo.
- Durante 2010 Edegel fue muy exitosa en su colocación de Largo Plazo. Colocó más de 5 TWh, desde 2014 en adelante (promedio diez años), a más de 51 US\$/MWh.



Declaran inconstitucionales los DU 001-2011 y 002-2011

El 30 de setiembre se publicó la Sentencia del Tribunal Constitucional que declara inconstitucional los Decretos de Urgencia DU 001-2011 y 002-2011

- Se pone en riesgo la ejecución de proyectos energéticos contemplados por dichos Decretos de Urgencia y que están en pleno proceso:
 - Reserva Fría de Generación, Diversas Línea de Transmisión, Gasoducto a Trujillo, Sistema de distribución de gas natural para el Sur, Sistema de abastecimiento de LNG para Mercado Nacional.
- Endesa en Perú no tiene inversiones en proyectos afectados por esta medida.

El Gobierno apoya concesiones de Generadores a 30 años con reversión al Estado

- 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.**



Contratos:

- Gx: Mantener clientes libres. Contratar energía dentro del volumen óptimo. Baja de marginales permite arriesgar un poco más.
- Especial énfasis en 2012 y 2013.



Contratos:

- Gx: Ventas en volumen óptimo.
- Desarrollo de nuevos proyectos

Gas:

- Gestionar acceso de terceros al GNL.
- 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, y,
 - las ventas a terceros.



Contratos:

- Gx: Aumentar y mantener clientes libres con traspaso de riesgo.
- Intermediar energía de terceros.
- Nuevas inversiones (Quimbo).

Interconexión Panamá:

- Aumentar y diversificar proveedores de carbón/líquidos.



Contratos:

- Potenciar alternativas (proyectos) de recuperación dineros inciso C.
- Mantener cartera de contratos MAT.
- Lograr márgenes positivos en contratos MAT, en relación al precio de mercado.

Combustibles

- Mantener diversificada la cartera de contratos de GNL.
- Implementar la estructura financiera ("Fideicomiso") para compra de líquidos.



luz · gas · personas

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.

