

# Proyección del costo marginal y comercialización de la energía: desafíos para la minihidro



29 de junio de 2016



1. **Proyección del costo marginal**
  1. Contexto
  2. Metodología System
  3. Principales supuestos de la simulación
  4. Resultados y análisis
2. Alternativas de comercialización
  1. Mercado spot
  2. Mercado de clientes libres
  3. Precio estabilizado
  4. Licitaciones de suministro
3. Reflexiones finales

# Contexto del mercado actual



## 1 Incertidumbre en la tecnología de expansión

- Factores regulatorios y sociales (rechazo)
  - Incertidumbre en precios de combustible
- ⇒ ¿Carbón, GNL o ENRC?

## 2 Aumento del nivel de competencia

- Nuevos participantes en licitaciones de suministro
- Bajas en el costo de inversión de centrales ENRC

## 3 Cambios en la estructura del mercado

- Sistema nacional 500 kV (Crucero-Charrúa) e interconexión SIC-SING
- Baja en la proyección de crecimiento de demanda por menor crecimiento económico
- Regulación (derechos de agua, peajes transmisión, ambiental)
- Operador independiente del sistema

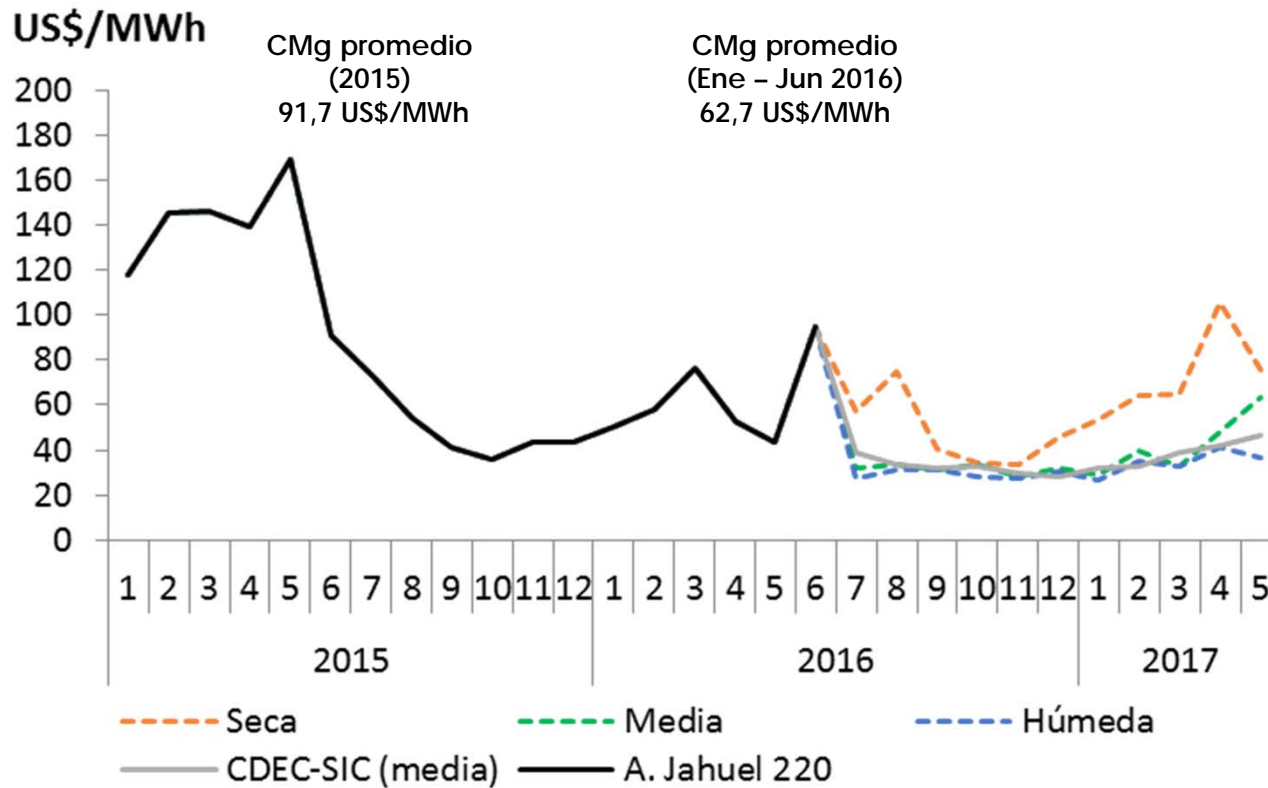
## 4 Efectos en la zona sur del SIC

- Desacoples en transmisión

# Contexto del mercado actual



- Costos marginales en el SIC (2015 – 2017)



Fuente: CDEC-SIC, System, 2016

# Metodología proyección costos marginales



**System** utiliza una metodología basada en el supuesto de **racionalidad económica** en el mercado

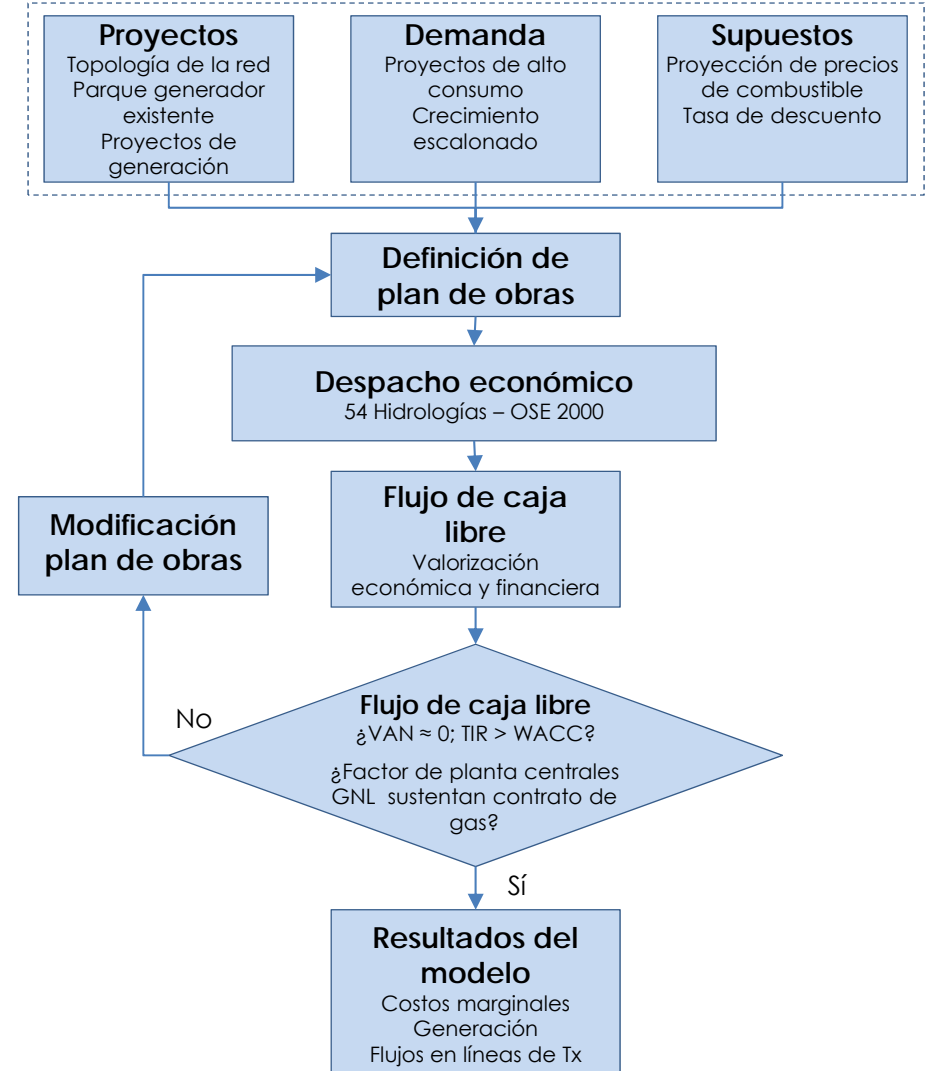


La fecha de entrada de centrales convencionales genéricas es ajustada de forma que se **rentabilice la inversión**, dadas condiciones mínimas de operación



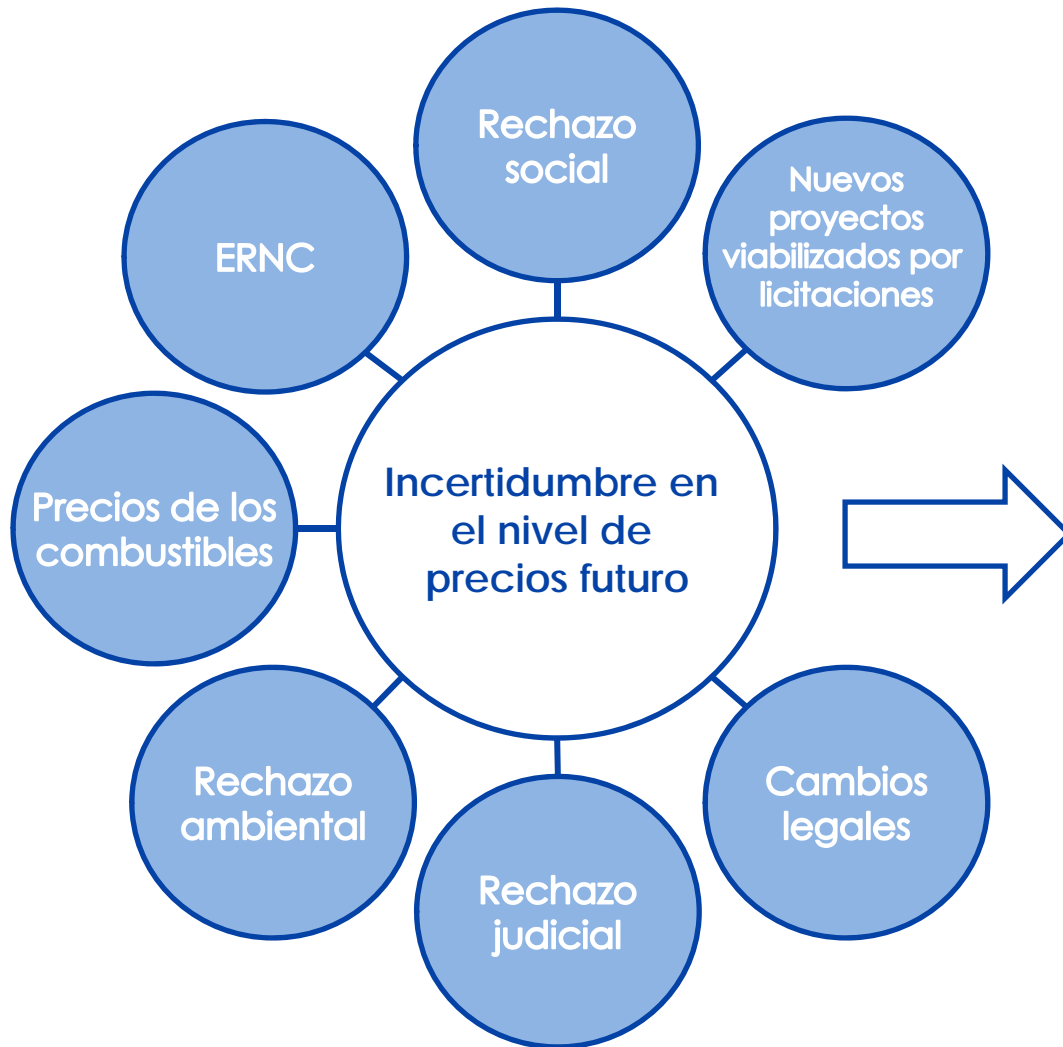
Los precios son determinados por un **balance entre oferta y demanda**, cumpliendo el requerimiento ERNC (20% al 2025)

## Definición de escenarios de expansión

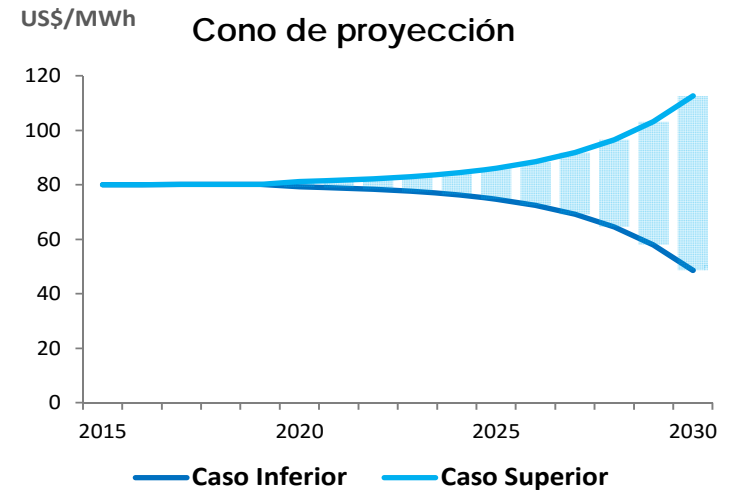


# Principales supuestos de la simulación

## Escenarios a simular



1. **Caso Inferior:** Los proyectos térmicos en base a carbón y proyectos hidráulicos serán la tecnología de expansión eficiente **71,0 – 90,9 US\$/MWh**



2. **Caso Superior:** Los proyectos térmicos en base a GNL serán la tecnología de expansión eficiente **88,6 – 112,9 US\$/MWh**

# Principales supuestos de la simulación

## Demanda del sistema



	Año/Periodo	Tasa de crecimiento de demanda SIC + SING [%]
Histórico	2001	5,8%
	2002	4,4%
	2003	6,9%
	2004	7,7%
	2005	3,6%
	2006	5,8%
	2007	4,7%
	2008	0,3%
	2009	0,5%
	2010	3,4%
	2011	5,9%
	2012	5,2%
	2013	3,4%
	2014	2,4%
	2015	2,7%
Proyectado	2016	3,5%
	2017 - 2020	3,1%
	2021 - 2030	3,6%

Fuente : CDEC-SIC, CDEC-SING & System

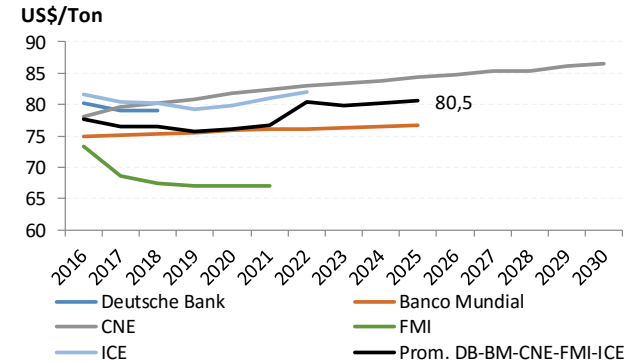
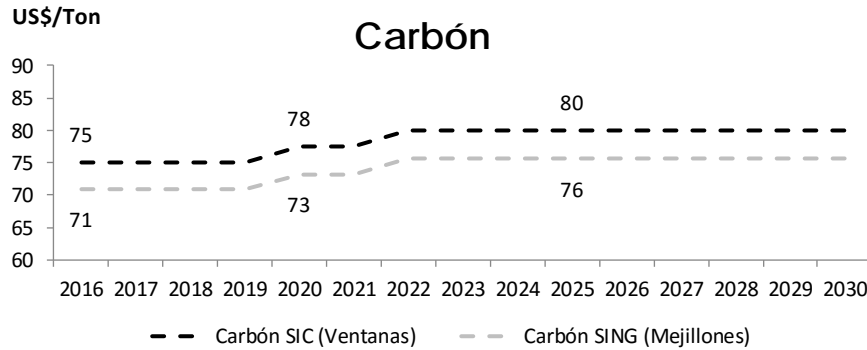
# Principales supuestos de la simulación

## Precio de los combustibles

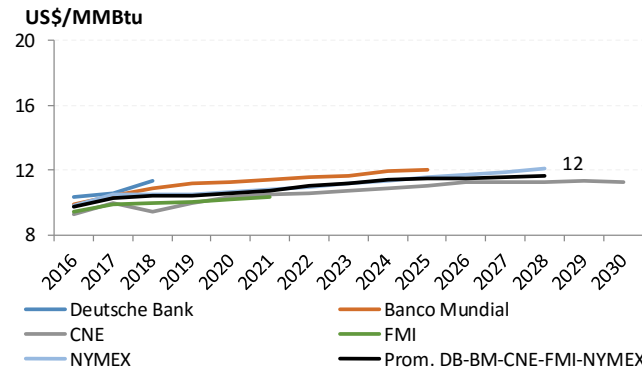
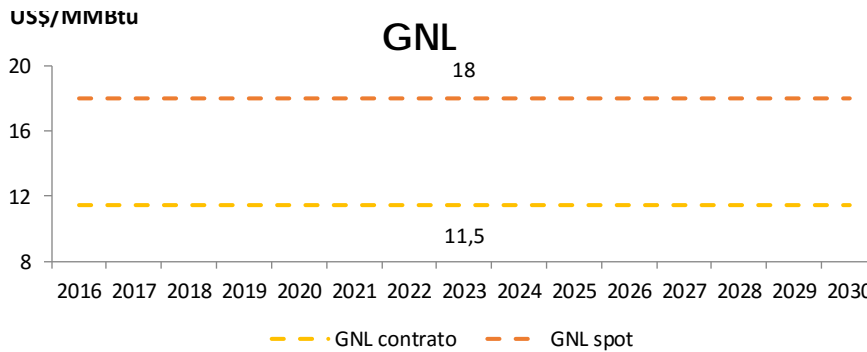


Promedio precio declarado Junio 2016

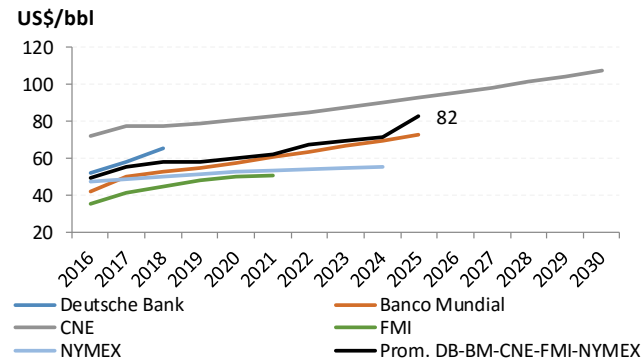
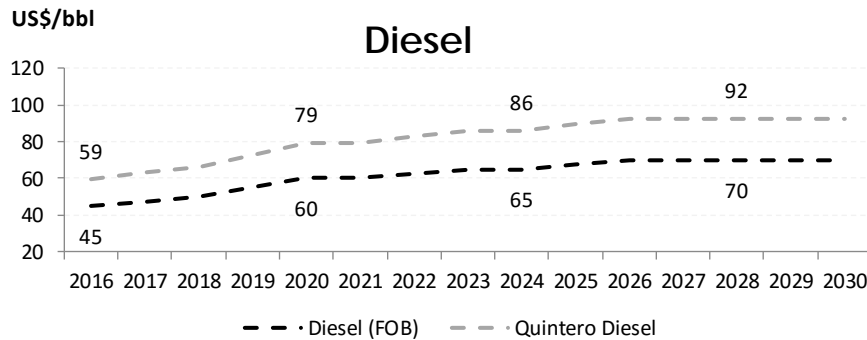
Nueva Ventanas 69,5 US\$/Ton



Nueva Renca GNL 11,5 US\$/MMBtu



Quintero Diesel 59,3 US\$/bbl



Fuentes: Deutsche Bank, Banco Mundial, CNE, FMI, NYMEX, e ICE. Elaboración: Systep, Marzo 2016

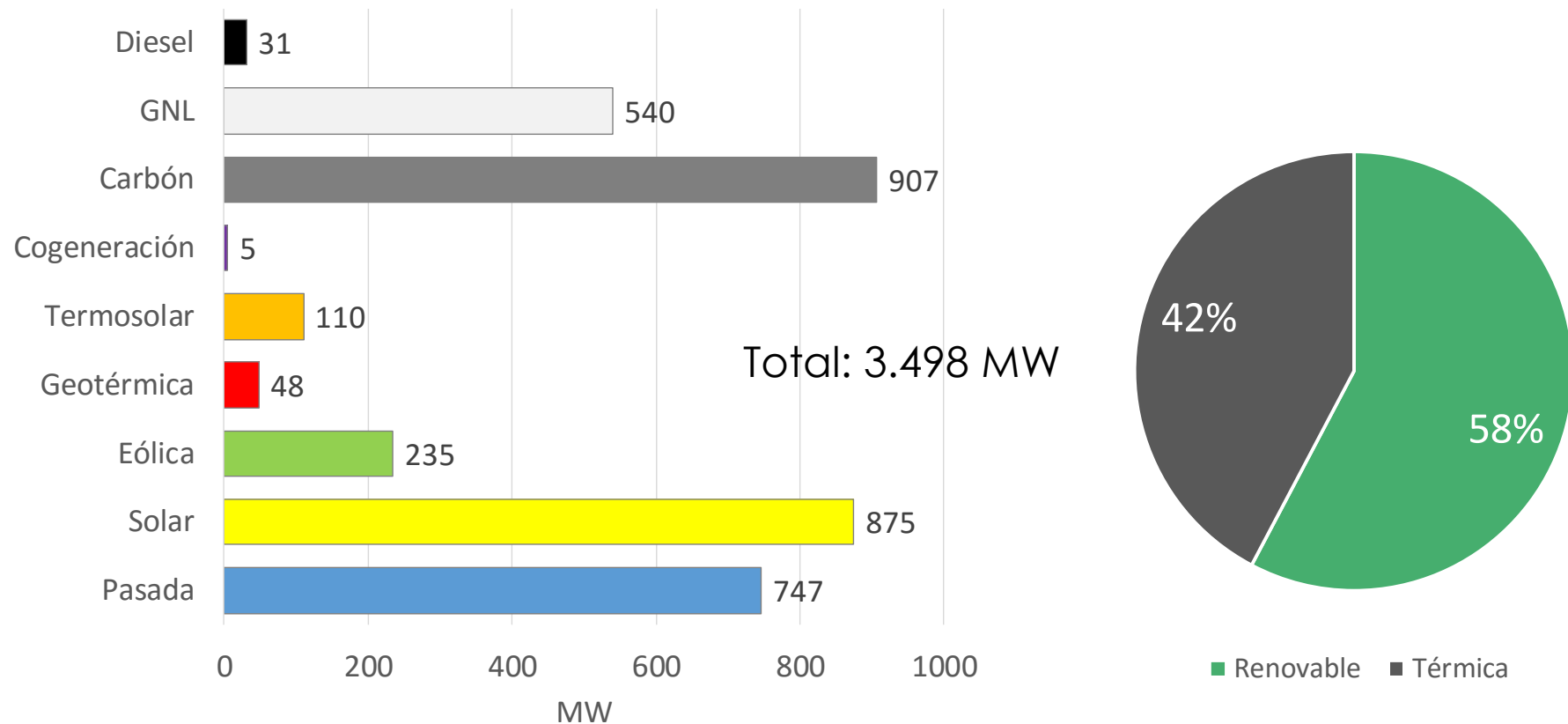


# Principales supuestos de la simulación

## Plan de obras de generación



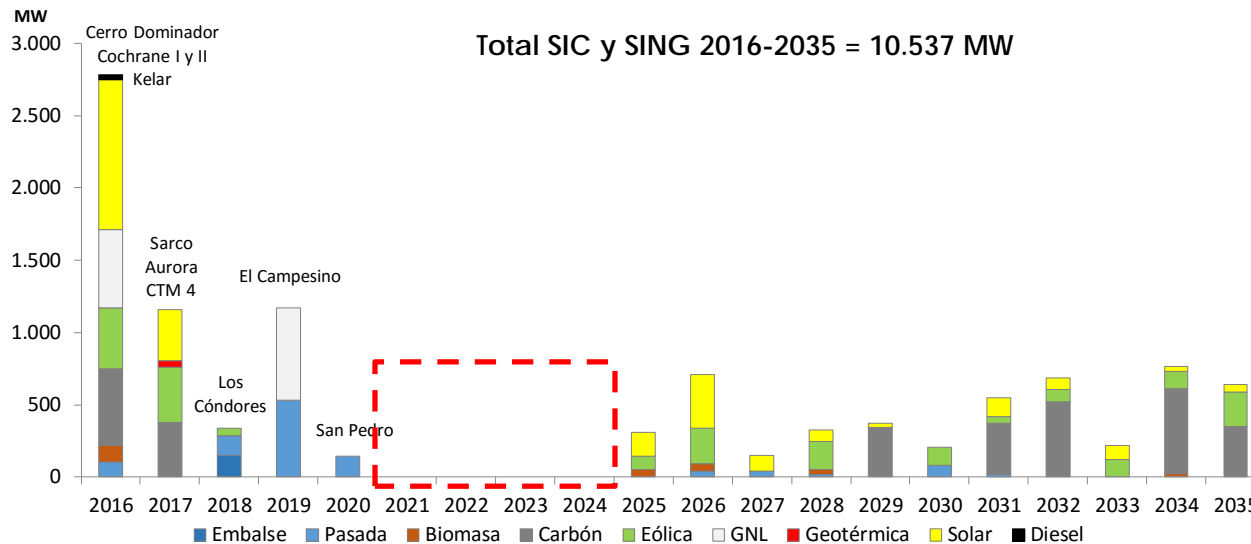
### Centrales en construcción 2016 a 2019 – SIC y SING



Fuente: Systepl, 2016

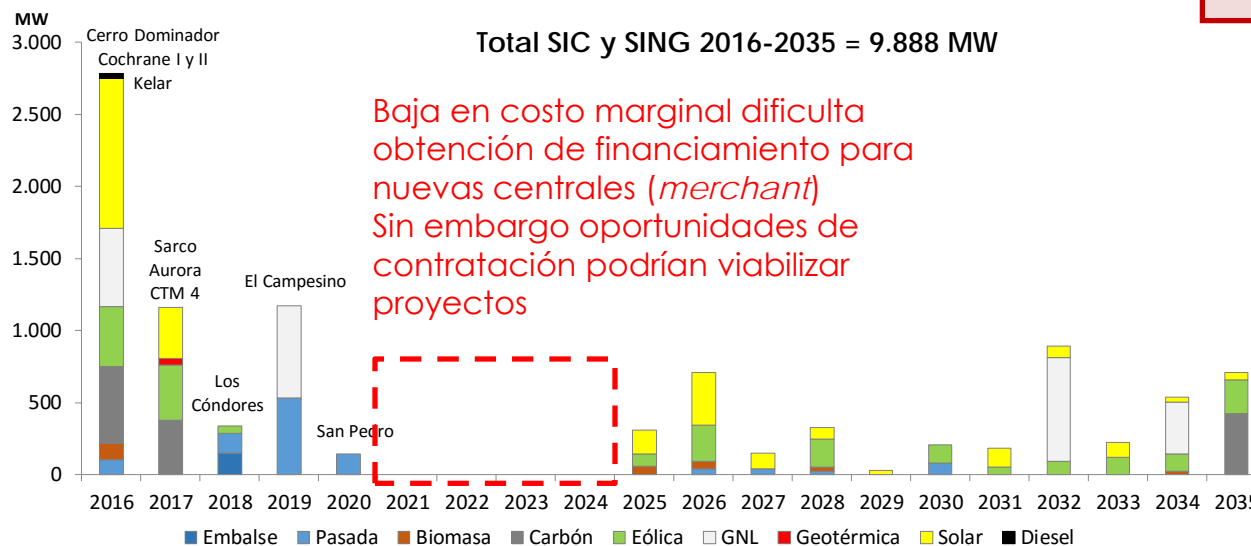
# Principales supuestos de la simulación

## Plan de obras de generación



**Caso Inferior:**  
Expansión en carbón

Dadas las condiciones del mercado (demanda, combustibles, proyectos en construcción, entre otros) disminuye la necesidad de proyectos térmicos de expansión hasta inicios de 2030



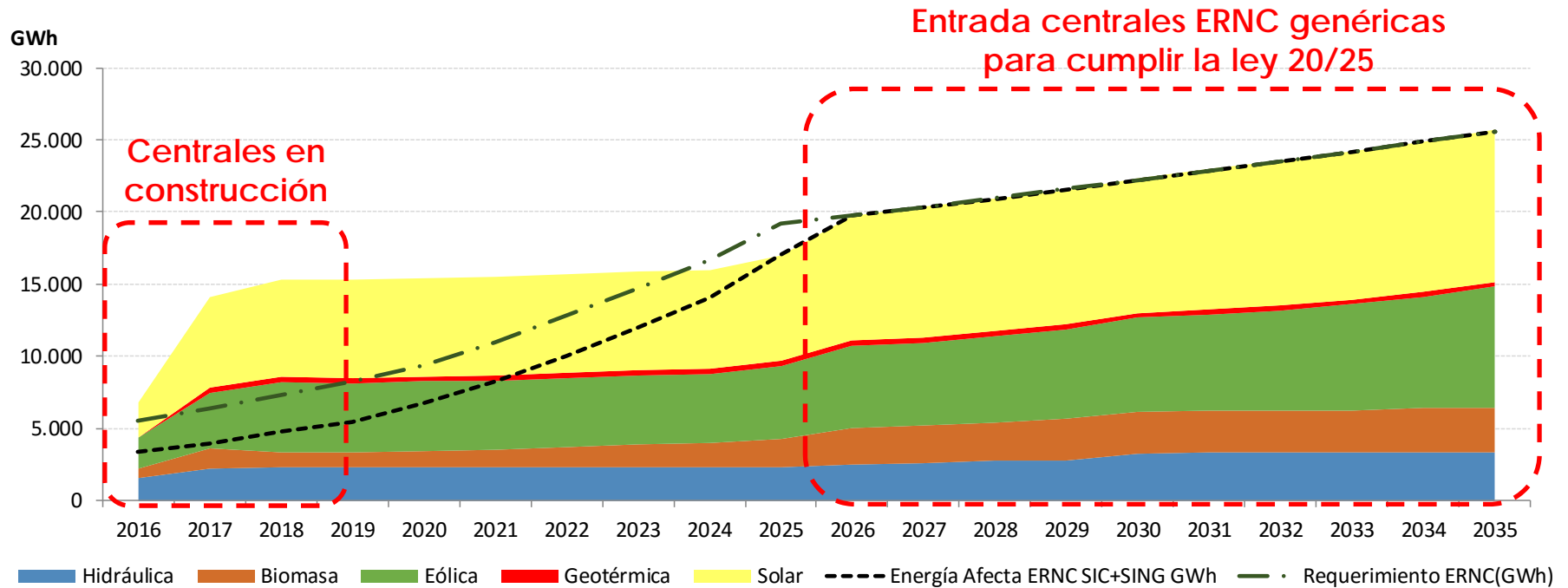
Baja en costo marginal dificulta obtención de financiamiento para nuevas centrales (*merchant*) Sin embargo oportunidades de contratación podrían viabilizar proyectos

**Caso Superior:**  
Expansión en gas SIC  
Expansión en carbón SING

Fuente: Systepl, 2016

# Principales supuestos de la simulación

## Participación ERNC



- El cumplimiento del requerimiento ERNC es **excedido hasta el año 2023** sólo considerando las unidades existentes y en construcción

Fuente: System, 2016

# Principales supuestos de la simulación

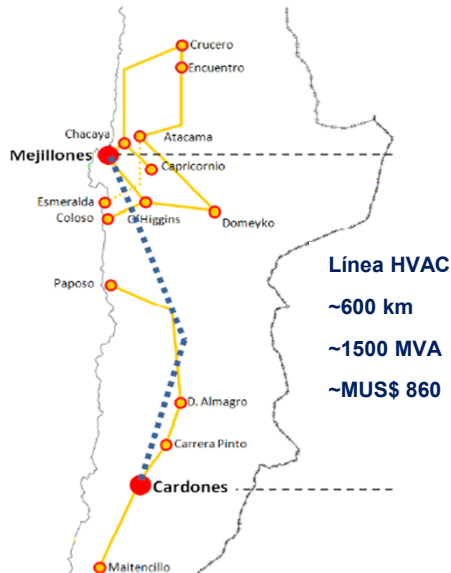
## Principales obras de transmisión



- Interconexión SIC - SING se considera a partir de enero de 2018 (Resolución Exenta N° 96.)
- Se consideran proyectos de transmisión incluidos en el Estudio de Transmisión Troncal (ETT)
- Obras genéricas posteriores al año 2022

### Interconexión SIC-SING

Cardones 500 kV – Kapatur 500 kV



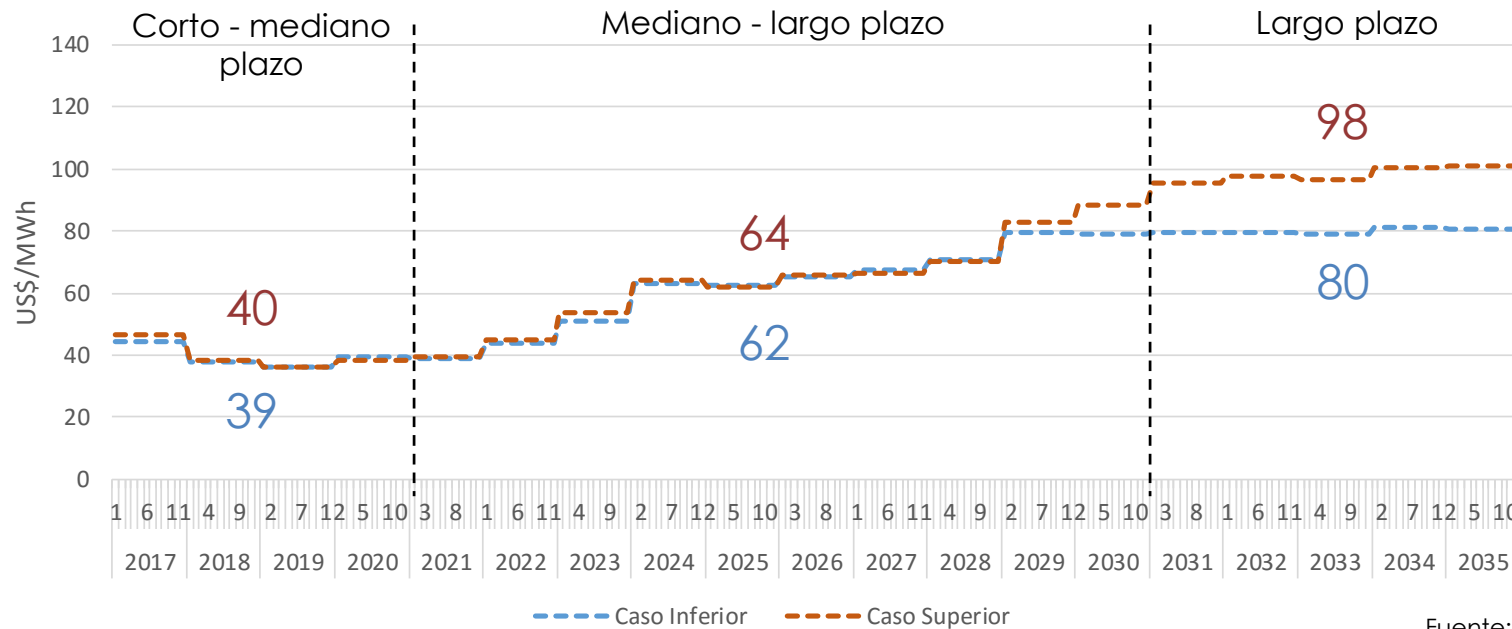
### Principales líneas de transmisión

Descripción	Responsable	Capacidad [MVA]	Puesta en servicio estimada
Maitencillo - Cardones 1x220 kV: aumento de capacidad	Transelec	260	sep-2016
Cardones - Diego de Almagro 2x220 kV (segundo circuito)	SAESA/Chilquinta	1x290	ene-2017
Encuentro - Lagunas 2x220 kV: nueva línea	ISA	2x290	abr-2017
Ciruelos - Pichirropulli 2x220 kV (incluye S/E Pichirropulli)	SAESA/Chilquinta	2x290	may-2018
Charrúa - Ancoa 1x500 kV: tercer circuito	Elecnor	1x1700	mar-2018
Nueva Charrúa - Charrúa 2x220 kV: nueva línea	Transelec	1000	nov-2018
Pichirropulli - Puerto Montt 500 kV	Abengoa	1x660	mar-2021

# Resultados proyección costos marginales



- Costo Marginal Alto Jahuel 220 kV, promedio estadístico anual de las 54 hidrologías simuladas



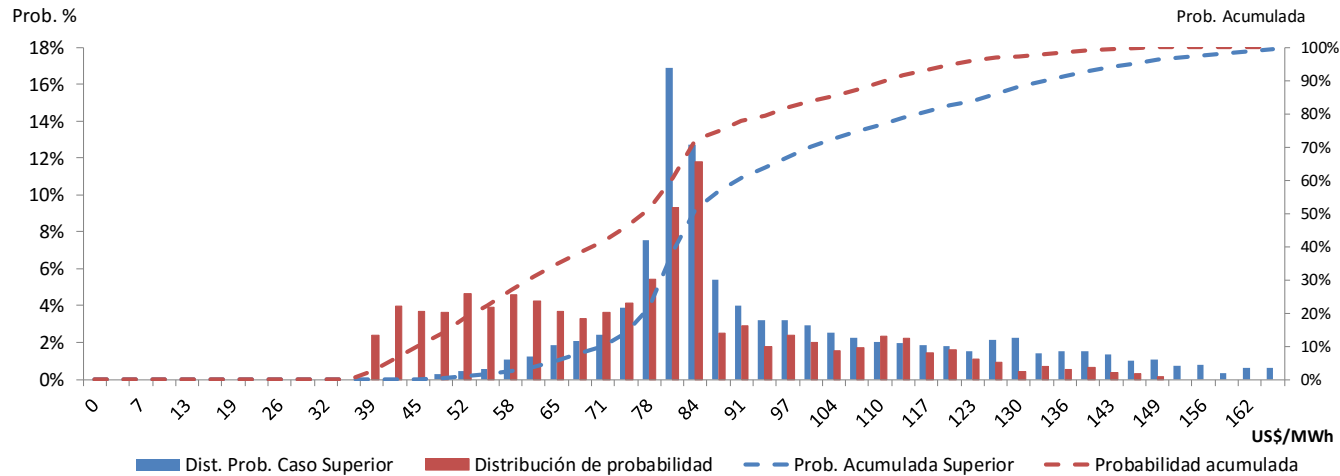
Fuente: System, 2016

- Costos marginales decrecen en el periodo 2018 – 2020 por:
  - Menor demanda proyectada
  - Menores precios de combustibles
  - Puesta en servicio de nuevos proyectos renovables y convencionales
  - Mejoras en el sistema de transmisión solucionan congestiones de transmisión

# Análisis hidrológico



- Distribución de probabilidad del costo marginal mensual de largo plazo en Charrúa 220 kV (2031 – 2035)



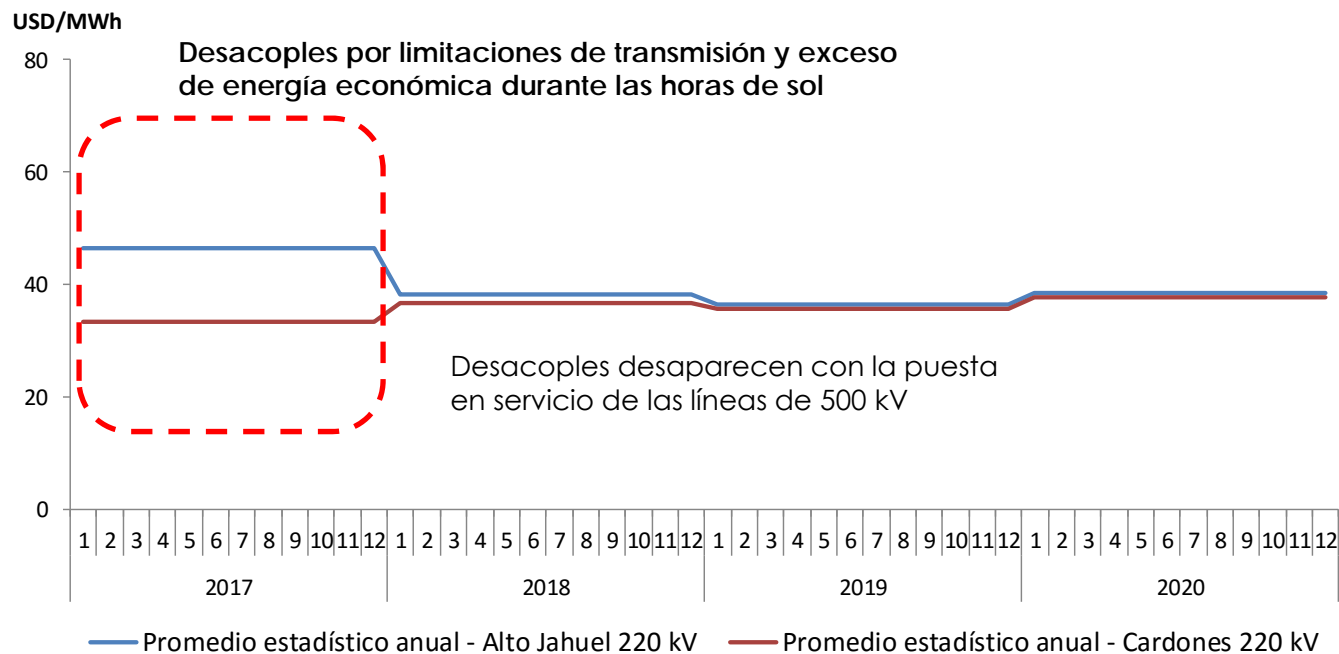
Costos Marginales [US\$/MWh]	Largo plazo (2031 - 2035)	
	Caso Inferior	Caso Superior
Promedio	76,1	94,0
Desviación estándar	23,9	24,8
Mínimo	35,6	39,1
Máximo	149,0	174,7
5% menor	40,8	63,7
5% mayor	120,3	145,3

- Análisis estadístico considera todos los valores posibles de las 54 hidrologías simuladas

# Análisis de congestiones



- Efectos de congestiones Zona Norte – Centro en los costos marginales

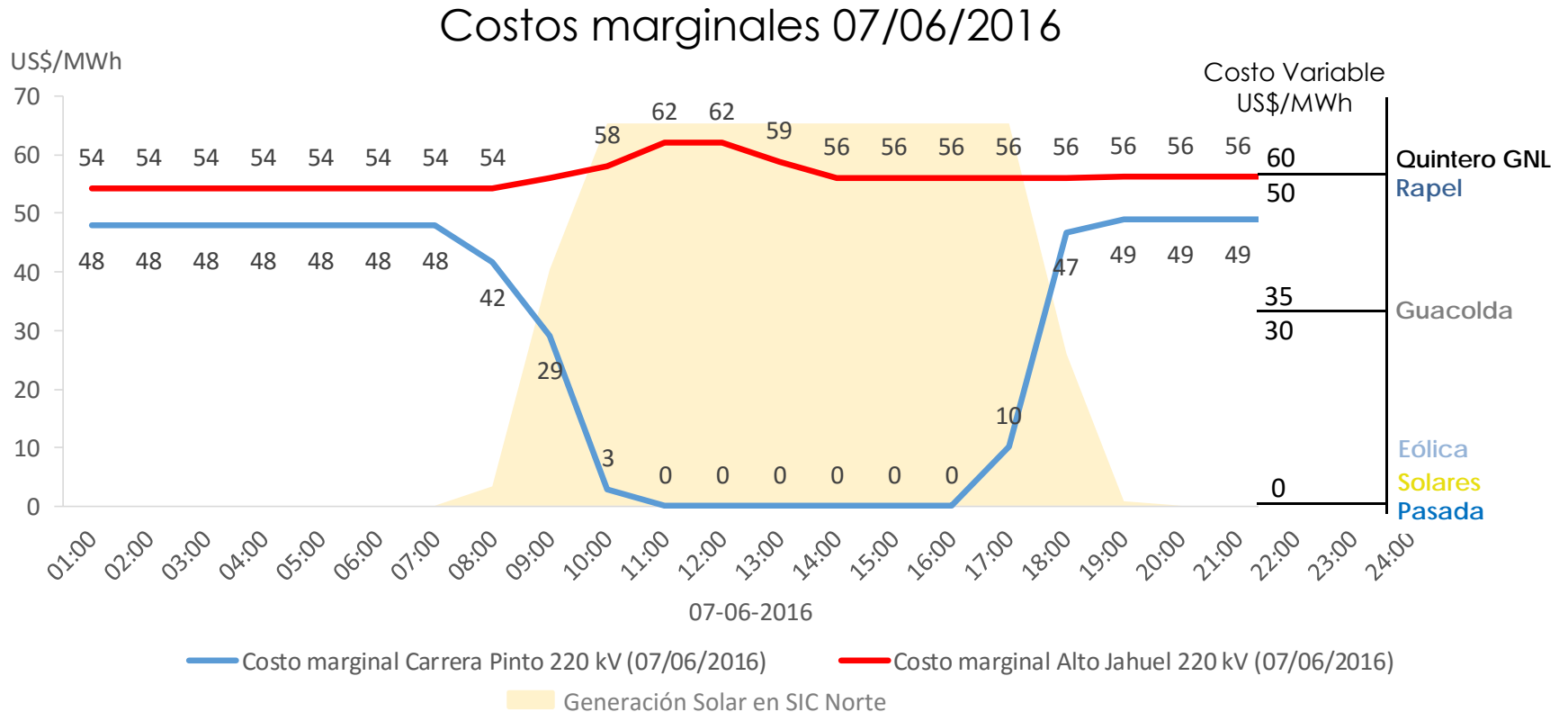


- Desde el 2018, costos marginales vuelven a acoplarse
- A partir de esa fecha, habría capacidad de transmisión suficiente para transportar energía económica ubicada en el SIC Norte

# Análisis de congestiones



- Efectos en los costos marginales de congestiones Zona Norte – Centro



- Actualmente existen desacoples de costos marginales entre la zona norte y centro
- Ocurren principalmente durante las horas de sol, dados los altos niveles de penetración ERNC (solar FV y eólica)

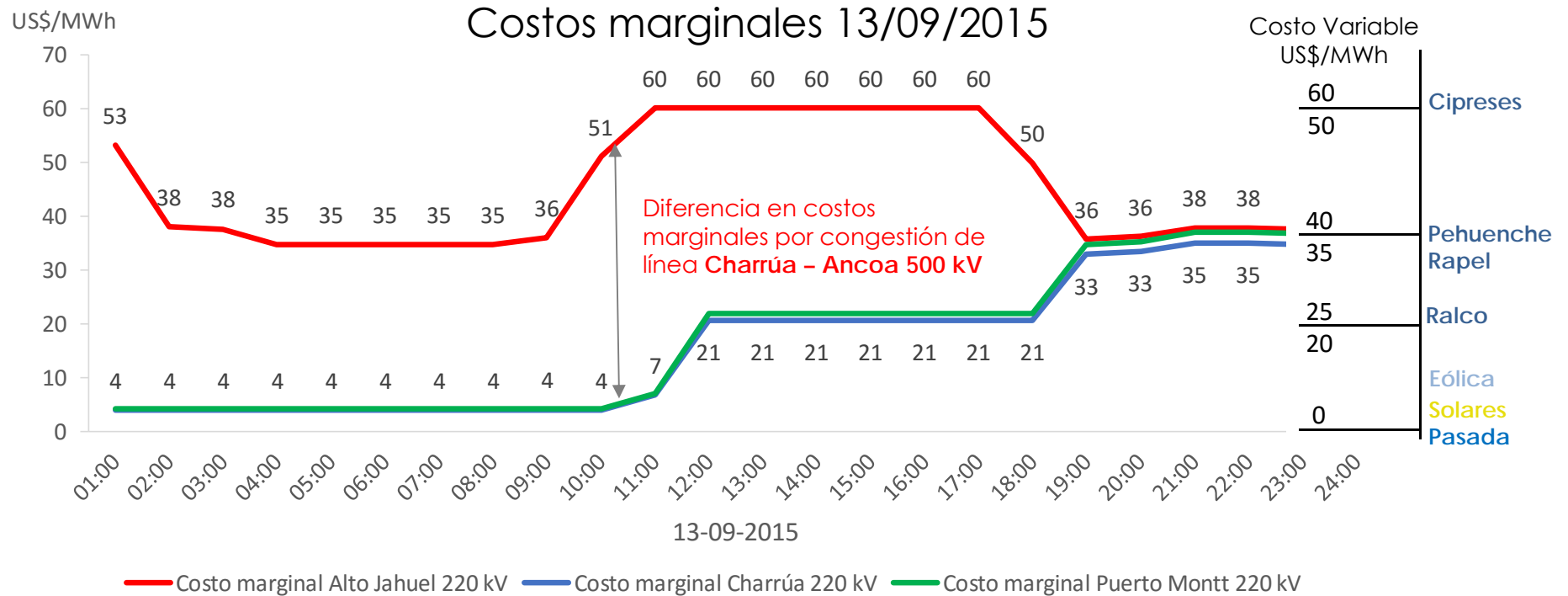
Fuente: CDEC-SIC, 2016



# Análisis de congestiones



## ■ Efectos en los costos marginales de congestiones Zona Centro – Sur



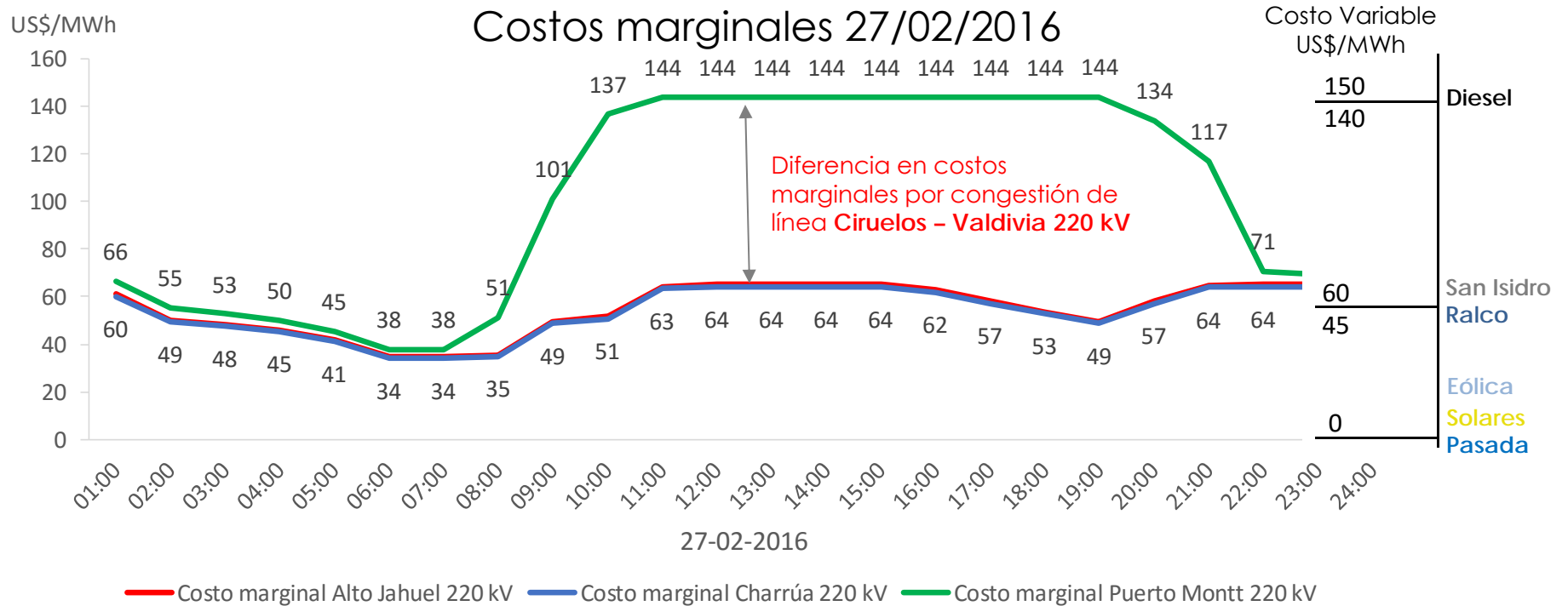
- 2015 – 2017: Desacoples de línea Charrúa – Ancoa 500 kV durante los meses de lluvia en la zona centro sur del país
- Exceso de energía económica zona sur no se puede transportar a los centros de consumo
- Situación disminuiría con la puesta en servicio del tercer circuito entre Charrúa y Ancoa 500 kV (2018)

Fuente: CDEC-SIC, 2016

# Análisis de congestiones



## ■ Efectos en los costos marginales de congestiones Zona Centro – Sur



- 2015 – 2016: Desacople de línea Ciruelos – Valdivia 220 kV por bajas precipitaciones en zona sur del país (cercanías a Puerto Montt)
- Disminuye la energía económica en zona Puerto Montt y congestión impide el transporte de energía desde Charrúa
- Situación disminuiría con un mayor nivel de precipitaciones en esa zona, el seccionamiento del segundo circuito de la línea Cautín - Valdivia 220 kV (2017) y la puesta en servicio de las líneas asociadas a la subestación Pichirropulli 220 kV (2018)

Fuente: CDEC-SIC, 2016



# Resumen análisis costos marginales

## Factores relevantes para proyección de marginales

Corto mediano plazo		Mediano largo plazo	Largo plazo
(2017-2020)		(2021-2030)	(2031-2035)
Alto Jahuel	Inf: 39,5 Sup: 39,9	62,1 63,7	80,0 98,1
Charrúa	Inf: 36,8 Sup: 36,9	59,3 60,9	76,1 94,0

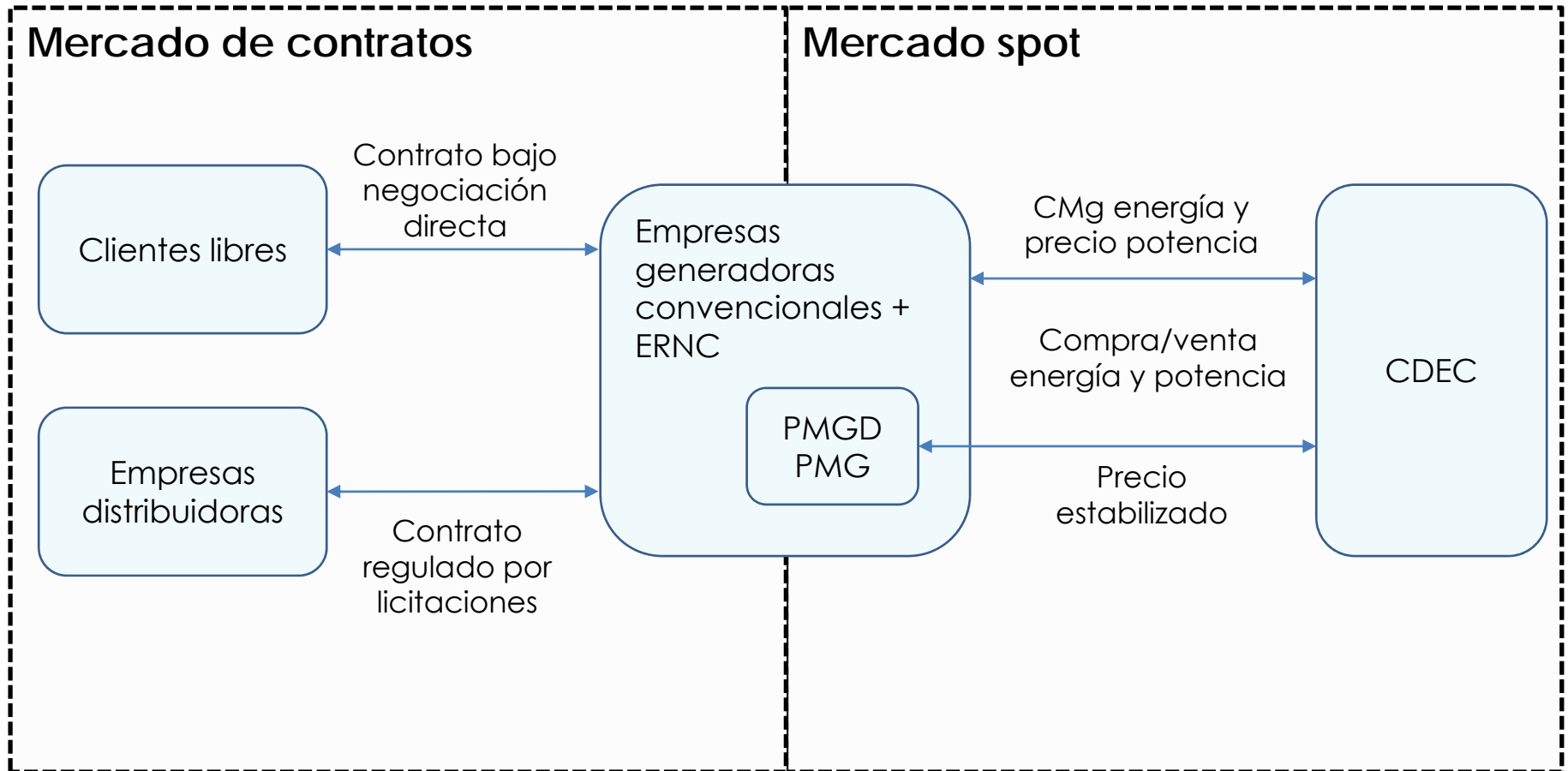
<p><b>Menor demanda proyectada</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Retaso toma de carga proyectos de demanda</li> </ul>	<p><b>Retraso proyectos de demanda</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Retraso proyectos de demanda</li> </ul>	<p><b>Alternativas de expansión</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Mejoras tecnológicas</li> <li>Disminución costos de inversión</li> </ul>
<p><b>Entrada nuevas obras generación</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Centrales en construcción</li> <li>Centrales licitadas</li> </ul>	<p><b>Futuras obras viabilizadas por el proceso de licitación 2015</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Futuras obras viabilizadas por el proceso de licitación 2015</li> <li>Sobre inversión/ exceso oferta</li> </ul>	<p><b>Factores regulatorios y sociales</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>¿Carbón, GNL o ERNC?</li> <li>¿Nueva ley requerimiento ERNC?</li> <li>Impuesto a las emisiones</li> </ul>
<p><b>Expansión de transmisión</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Interconexión SIC-SING</li> <li>Sistema de 500 kV</li> </ul>		<p><b>Tasa de descuento (WACC)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>¿Cuál será el perfil de riesgo de los desarrolladores?</li> </ul>
<p><b>Incertidumbre costo de combustible</b></p>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>Disminución en costos de combustibles</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Recuperación costos de combustibles</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Estabilización de precios de combustibles (esperada)</li> </ul>



1. Proyección del costo marginal
  1. Contexto
  2. Metodología System
  3. Principales supuestos de la simulación
  4. Resultados y análisis
2. **Alternativas de comercialización**
  1. Mercado spot
  2. Mercado de clientes libres
  3. Precio estabilizado
  4. Licitaciones de suministro
3. Reflexiones finales

# Alternativas de comercialización

## Mercado de contratos y Mercado spot

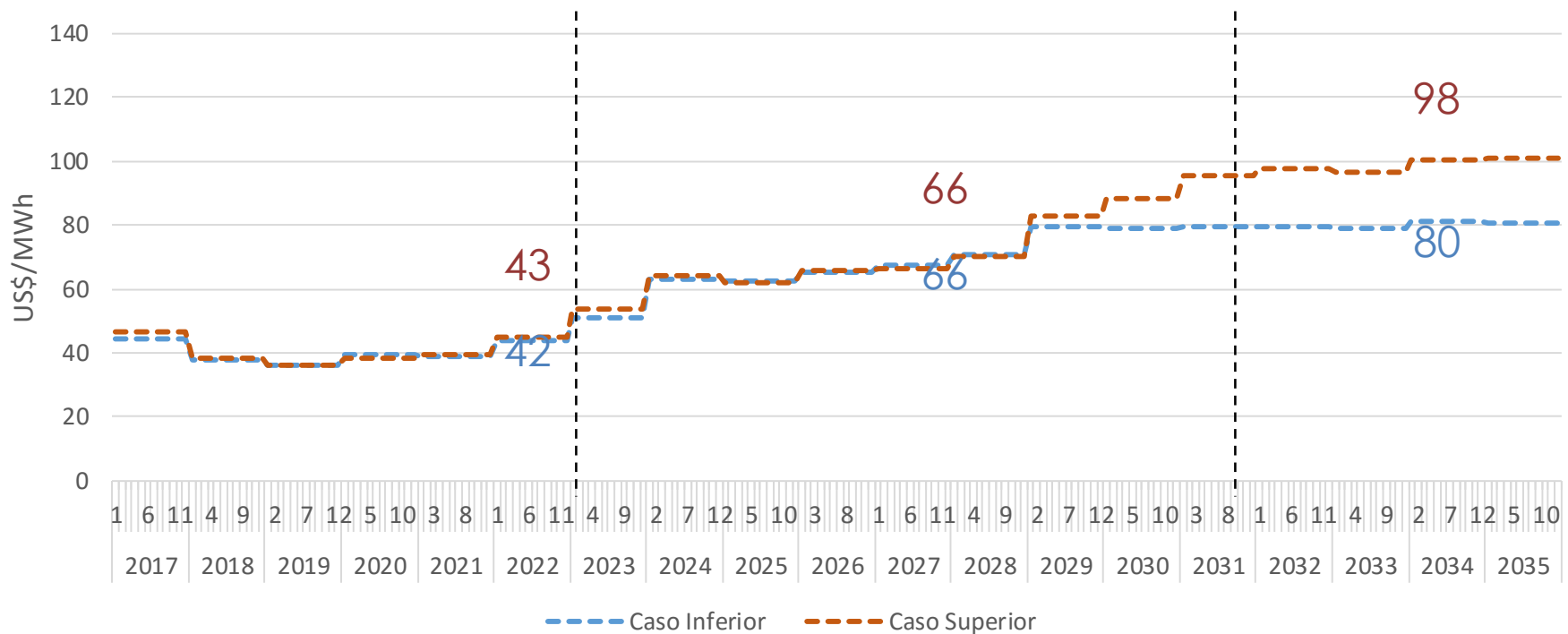


Fuente: Systepl, 2016

# Mercado spot-proyección costos marginales



- Costo Marginal Alto Jahuel 220 kV, promedio estadístico anual de las 54 hidrologías simuladas



Fuente: Systep, 2016

## Mercado de contratos – Clientes libres

---



- Posibilidades de contratación por la entrada de nuevos proyectos de consumo (ej: proyectos mineros) o por vencimiento de contratos existentes
- Precio de contrato estará dado por la visión de precios futuros que tenga el generador y el consumidor
- Estos precios debiesen tender a la baja por mercado más competitivo

# Régimen de precio estabilizado (PE)



- Origen de PE
  - Decreto Supremo 244 de 2005 - Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación
- Requisitos de acceso a PE:
  - Central debe ser PMGD o PMG
    - Generación menor a 9 MW
    - PMGD: Conectada a red de distribución
    - PMG: Conectada a transmisión troncal, subtransmisión o transmisión adicional



# Régimen de precio estabilizado (PE)

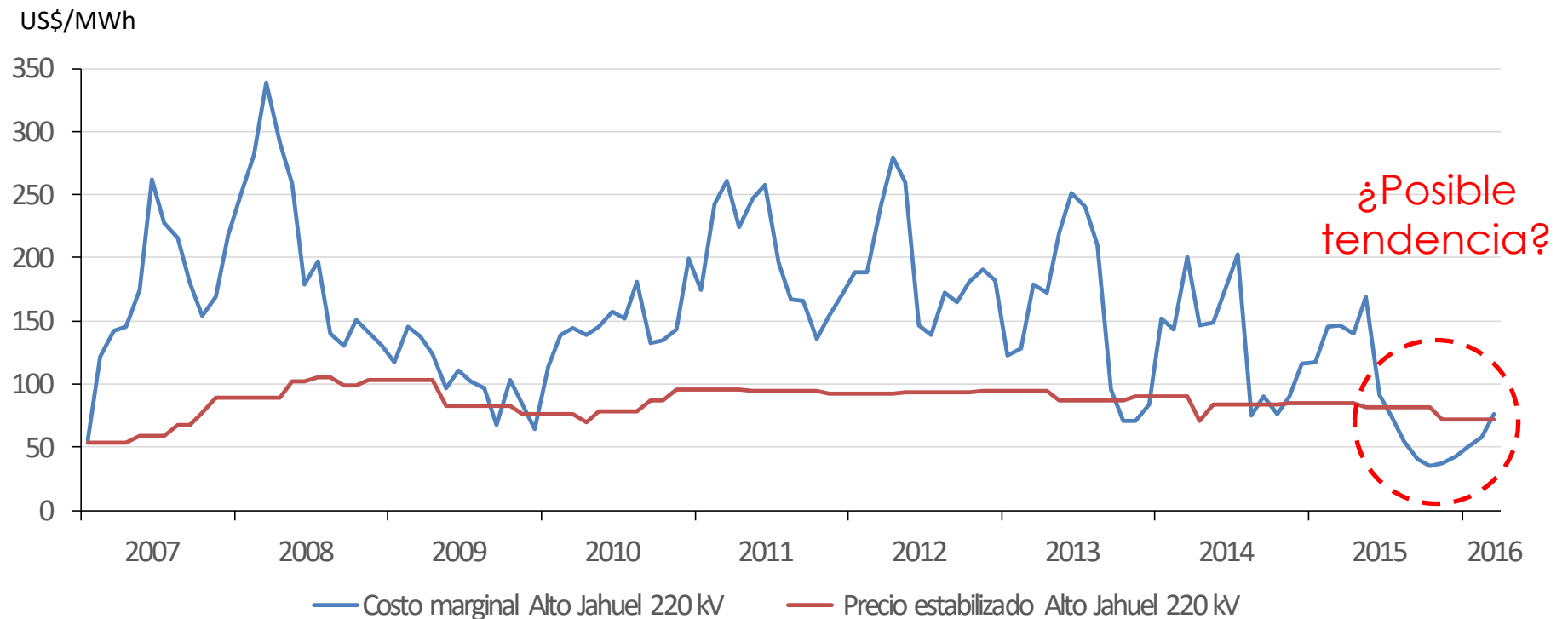


- Condiciones:
  - Precio estabilizado definido en el decreto de precio de nudo
  - Elección entre CMg y precio estabilizado debe ser avisada 6 meses antes de la fecha de comisionamiento
  - Tiempo de estadía mínimo en régimen de precios elegido: 4 años
  - Para cambiarse de régimen se debe avisar con 12 meses de anticipación
- Otras ventajas PMG/PMGD:
  - Si además es ERNC, no paga peaje troncal (límite de 5% de la energía del sistema)
  - Entre 9 MW y 20 MW, ERNC paga parte del peaje troncal

# Mercado spot v/s régimen de precio estabilizado



- Precio estabilizado v/s costo marginal histórico Alto Jahuel 220



- Históricamente, el precio estabilizado ha sido menor que el costo marginal.
- Sin embargo, eso no significa que esa tendencia continúe en el futuro

Fuente: CDEC-SIC, System 2016



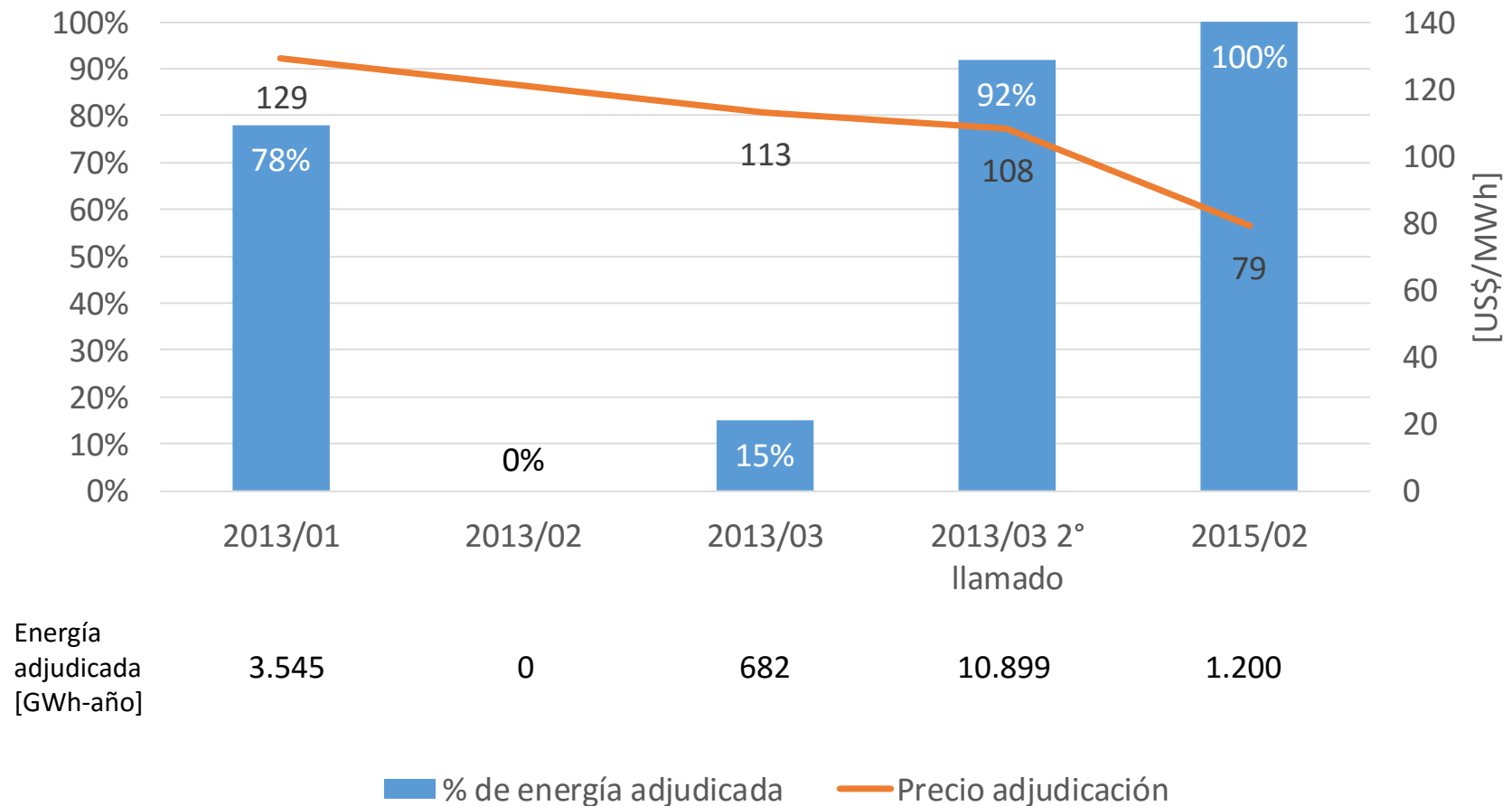
## ▪ Licitación 2015/01

Bloque de suministro	1	2-A	2-B	2-C	3
Energía anual [GWh] (Base + Variable)	3.080	680	1.000	520	7.150
Horario de suministro	24 horas	0:00 a 7:59 y 23:00 a 23:59	8:00 a 17:59	18:00 a 22:59	24 horas
Periodo de suministro	2021-2040	2021-2040	2021-2040	2021-2040	2022-2041

- Dados los resultados de la licitación 2015-02, en cuanto al número de participantes (incluyendo Endesa, AES Gener y Colbún), se prevé que la licitación 2015-01 será muy competitiva.

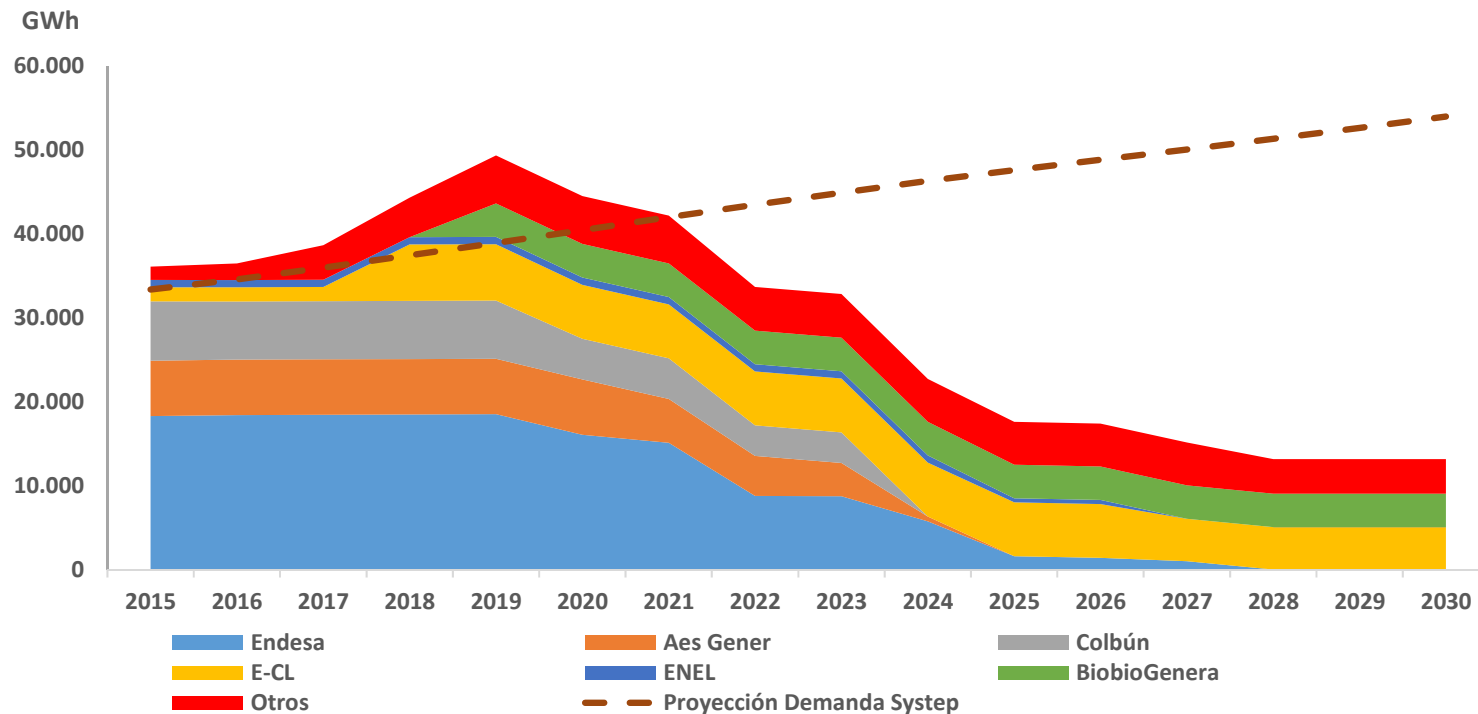


## Resultados de últimas licitaciones





- Energía contratada clientes regulados por empresa generadora



- Dado el vencimiento de contratos de grandes empresas generadoras se anticipa alta competitividad en la licitación 2015/01



## 1 Incertidumbre en la tecnología de expansión

- System utiliza como mínimo 2 escenarios de expansión de manera de entregar un rango de valores posibles para los costos marginales futuros
- Análisis adicionales con sensibilidades para efecto del precio de combustibles (incertidumbre de precios) y otras variables.

## 2 Aumento del nivel de competencia

- Disminución costos marginales (corto-mediano plazo), producto de una gran penetración de nuevos proyectos convencionales y ERNC con importantes reducciones de costos
- Procesos de licitación como principal motor de inversión, permitiendo la entrada de nuevos participantes al mercado

# Reflexiones finales



## 3 Cambios en la estructura del mercado

- Proyectos de transmisión permiten descongestionar problemas de capacidad, acoplando los costos marginales del sistema
- Interconexión SIC-SING permitirá transportar energía económica de un sistema a otro
- Cambios regulatorios que impliquen una mayor penetración de proyectos (Ej: peajes de transmisión pagados por los retiros)

## 4 Efectos en la zona sur del SIC

- En el corto plazo se ven desacoples en los costos marginales producto de restricciones de transmisión
- Desacoples generan efectos distintos según la zona: el costo marginal baja de Charrúa a Ciruelos 220 kV, pero sube en las barras al sur de Valdivia 220 kV



## 5 Necesidad de contratos para financiamiento

- Bajos retornos en el mercado spot (corto y mediano plazo)
- Contratos vía licitaciones de distribuidoras como buena alternativa, aunque alta competencia
- Contratos libres debieran seguir tendencia a reducción
- Precio estabilizado como interesante alternativa, a reevaluar en 4 años (banca considerándolo atractivo como PPA con precio relativamente estable)



# Más información sobre el sector energía



- Publicaciones sobre el sector energía
- Reporte mensual del sector eléctrico
- Estadísticas del sector
  
- [www.system.cl](http://www.system.cl)

## Reporte System

Reporte Mensual del Sector Eléctrico  
SIC y SING

Junio 2016 [Volumen 9, número 6]

Contenido

Editorial	2
SIC	3
Análisis de operación del SIC	3
Proyección de costos marginales System	4
Análisis por empresa	5
SING	6
Análisis de operación del SING	6
Proyección de costos marginales System	7
Análisis por empresa	8
Suministro a clientes regulados	9
Energías Renovables No-Convencionales	9
Monitoreo regulatorio y hechos relevantes	10
Proyectos en SEA	10

# Proyección del costo marginal y comercialización de la energía: desafíos para la minihidro



29 de junio de 2016