

Expansión nacional y regional y sus posibles efectos en los clientes libres

Asociación de Consumidores de Energía No
Regulados

6 de septiembre de 2017



- Contexto del mercado
- Efectos nueva Ley de Transmisión
- Perspectiva de mediano y largo plazo
- Interconexiones regionales
- Reflexiones finales



- **Contexto del mercado**
- Efectos nueva Ley de Transmisión
- Perspectivas de mediano y largo plazo
- Interconexiones regionales
- Reflexiones finales

Contexto actual



26 LA NACION 14 DE JUNIO DE 2017

Negocios

Mónica Madro, Federico Planchón, Santiago (C.D.), Andrés Romero (C.D.) y Rodrigo Canales (Empresas Eléctricas) en una reunión.

Inéditos precios bajos de licitación eléctrica anticipan nivel promedio en torno a US\$ 50 MWh

► Esto implicaría un descenso de 37% respecto del proceso previo (US\$ 79,3 MWh).
► El precio más bajo ofertado fue de US\$ 29 MWh, mientras que el más alto superó los US\$ 100 MWh.

Las restricciones que complican al creciente mercado de energías renovables

Autor: F. González / G. Álvarez

Según el CDEC-SIC, capacidad del sistema transmisión en la zona norte es el principal factor.

NUOVA TENDENZA

¿Por qué ocurre la migración de clientes regulados a libres?

Electricidad

lo de licitación sumidores sibilidad

Coordinador Eléctrico Nacional publicó complemento para la expansión de la transmisión

Publicado el 28 De Junio Del 2017

Se trata del primer informe realizado de acuerdo a la ley N° 20.936, dando inicio al proceso de planificación de la transmisión. La propuesta contempla un plan de desarrollo para el sistema compuesto por 21 proyectos con una inversión cercana a los US\$600 millones.

Grandes eléctricas ponen en pausa proyectos por 7.500 MW ante baja demanda

Autor: Gustavo Orellana

Caída en los precios de energía hace que gran parte de la cartera sea hoy poco rentable.

Proyectos eléctricos caen a su menor nivel a un año de licitación récord

En la industria llaman a monitorear esta serie de proyectos adjudicados en ese proceso.

Artículo Comentarios (0)

Compartir

Por **Jéssica Esturillo O.**

La radical transformación del mercado eléctrico desencadenada por la gran licitación de suministro eléctrico que en 2016 marcó mayores volúmenes de energía disponibles a los precios más bajos en la historia de este mecanismo, cada día revela nuevas facetas

Reforzamiento de la zona sur del SIC será un desafío después de la interconexión nacional

Publicado el 14 De Junio Del 2017

Ernesto Huber, gerente de Operaciones del Coordinador Eléctrico Nacional participó en la jornada del Mes de la Energía, organizada por el Colegio de Ingenieros, que abordó el sistema eléctrico, señalando que otro reto de la interconexión es mantener la continuidad operativa.

Compartir: Compartir 0 Twittear 0 Compartir

Enviar por email | Imprimir | Notas al editor | Suscribirse a newsletter

La continuidad operativa y la atención a la conexión de otros proyectos de transmisión son parte de los principales desafíos adicionales que plantea la interconexión SIC-SING al Coordinador Eléctrico Nacional, según señaló Ernesto Huber, gerente de Operaciones del organismo en la segunda jornada del Mes de la Energía, que organiza el Colegio de Ingenieros de Chile A.G.

Contexto actual



- Ley 20.805 (2015) permite que clientes entre 500 kW y 5.000 kW de potencia conectada puedan optar por un **régimen de tarifa regulada o de precio libre**, por un período mínimo de cuatro años de permanencia en cada régimen.
- Con el esquema libre aprovechan el poder de negociación que presentan, con una mayor exposición a riesgos, y a través de contratos de menor plazo, pero les permite acceder a las **beneficiosas condiciones de mercado que han dejado los últimos procesos de licitación**.
- Clientes que han migrado de estrategia comercial han sido cerca de +250, implicando alrededor de +1.200 GWh/año.

Fuente: <http://www.pulso.cl/opinion/beneficiosa-migracion-sector-electrico/>
<http://www.revistaei.cl/reportajes/ocurre-la-migracion-clientes-regulados-libres/>



- **Caso exitoso:** piloto de agregación de demanda de clientes industriales desarrollado en la Región del Biobío.
- El resultado de dicha licitación alcanzó **un precio de energía, en promedio, de US\$58/MWh**, valor muy por debajo al valor de los contratos vigentes para estos clientes.

Ejercicio de agregación de demanda logra ahorro sobre 40% en costo de energía

Publicado el 9 De Mayo Del 2017

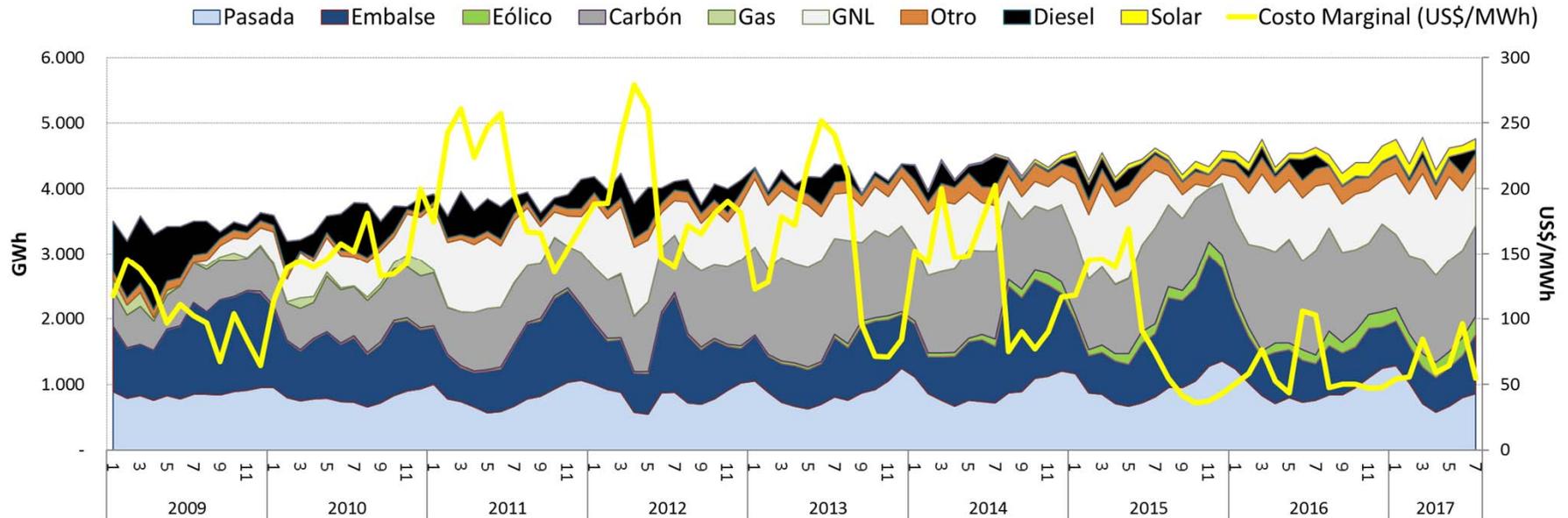


Desde la Secretaría Ministerial de Energía de la región se destacó la mejoría del poder de negociación en los contratos de suministro eléctrico de 13 clientes libres de la zona, por lo que el Ministerio de Energía evalúa replicar ejercicio en otras regiones.

Contexto actual



■ Mercado Eléctrico en el SIC:

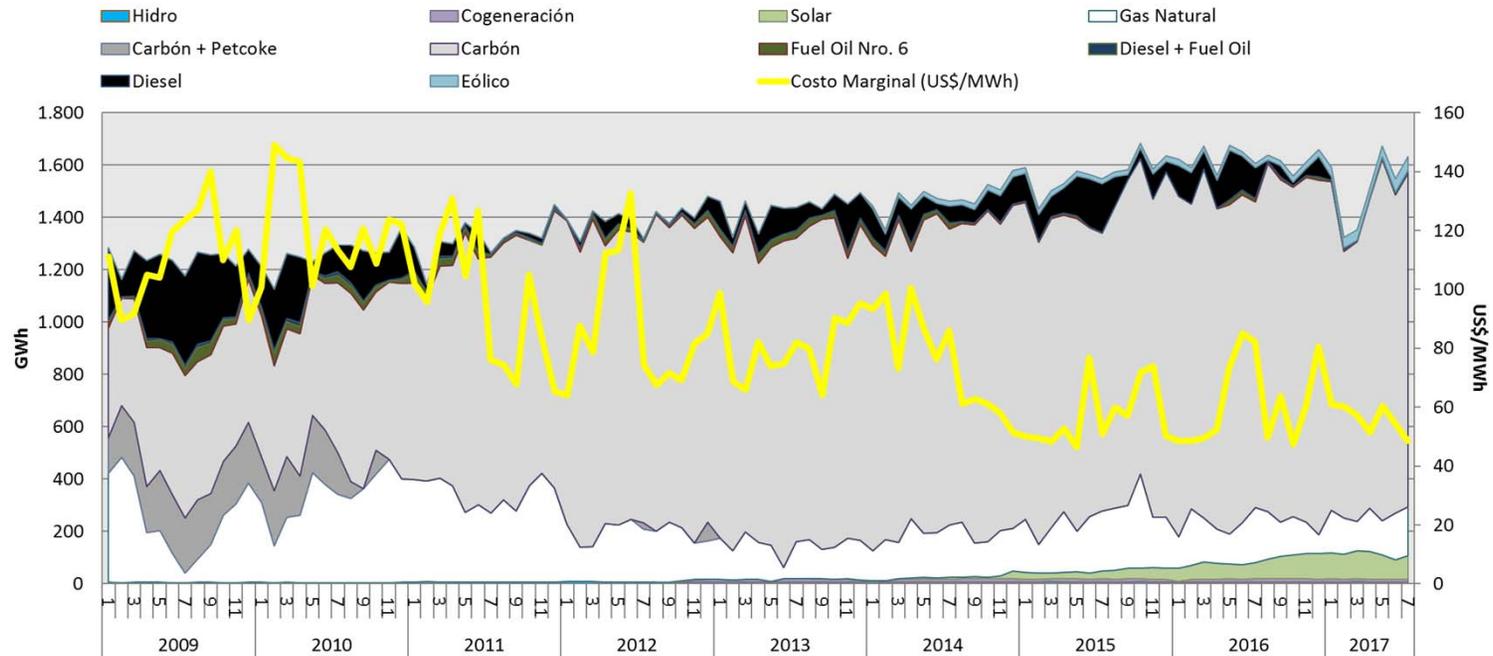


- En los últimos cinco años se han instalado más de 1.200 MW de centrales eólicas y solares, logrando congestionar el sistema de transmisión del norte del SIC.
- Para el mismo período, la generación a carbón ha incrementado su participación en un 4%.
- El costo marginal promedio ha registrado una reducción aproximada de 65% en los últimos cinco años.

Contexto actual



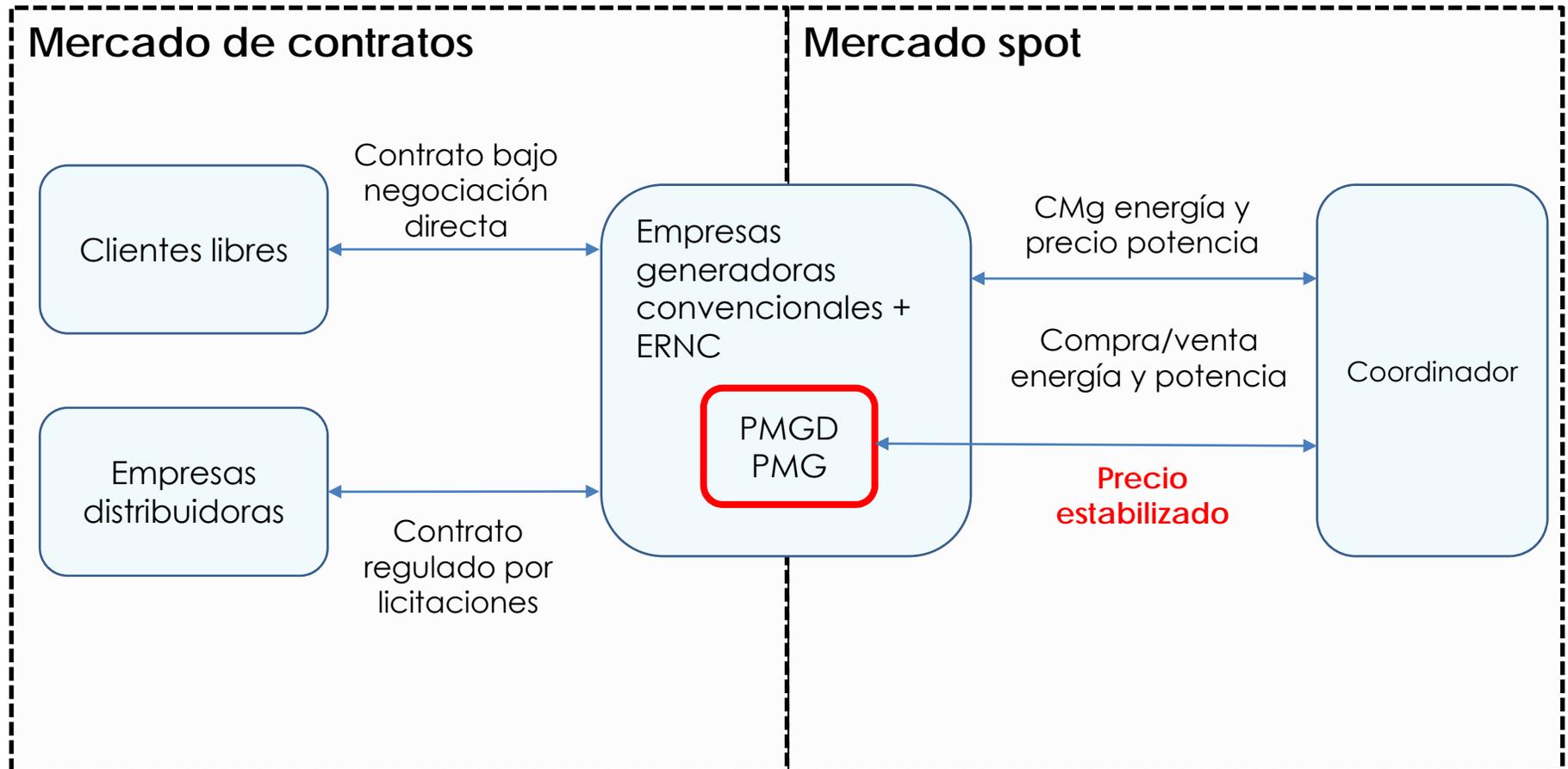
■ Mercado Eléctrico en el SING:



- En los últimos 5 años, la generación GNL ha disminuido su participación en un 5%.
- La generación solar y eólica han incrementado su participación en un 3% y 6% respectivamente, para el mismo período.
- El costo marginal promedio se ha reducido aproximadamente en un **34%** en los últimos cinco años.

Contexto actual

Alternativas de comercialización



Fuente: Systepl, 2017

Contexto actual

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 tengan el generador y el consumidor.
- Estos precios debiesen tender a la baja porque el mercado se ha tornado más competitivo luego de las últimas licitaciones.

Contexto actual



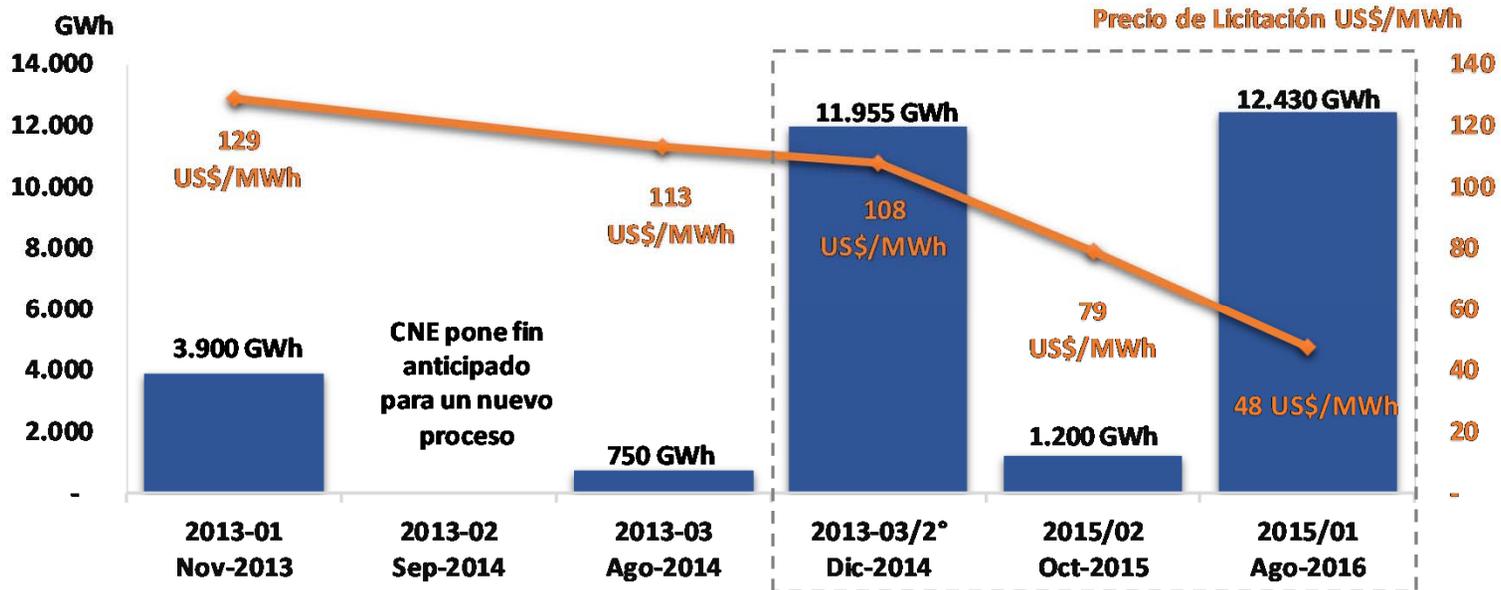
Licitación 2015/01

Energía Licitada **12.430 GWh**

Ofertas **84** Empresas **63**

Precio Reserva **94 USD/MWh**

Precio Medio Adjudicación **48 USD/MWh**



Contexto actual

Próxima licitación para clientes regulados



- La próxima licitación (2017/01), a desarrollarse el 11 Octubre 2017, agregará bloques estacionales que permiten reducir los riesgos de mercado de los proyectos hidroeléctricos. Se licitarán 2.200 GWh para el periodo 2024-2043.

Licitación 2017/01

Bloque de suministro	1A	1B	1C	2A	2B	2C	2D
Energía anual [GWh] (Base + Variable)	528	778	394	125	125	125	125
Horario de suministro	0:00 a 7:59 y 23:00 a 23.59	8:00 a 17:59	18:00 a 22:59	24 horas	24 horas	24 horas	24 horas
Subbloques	85	85	85	25	25	25	25
Fecha de suministro	01/ene - 31/dic	01/ene - 31/dic	01/ene - 31/dic	01/ene - 31/mar	01/abr - 30/jun	01/jul - 30/sep	01/oct - 31/dic
Periodo de suministro	2024-2043						

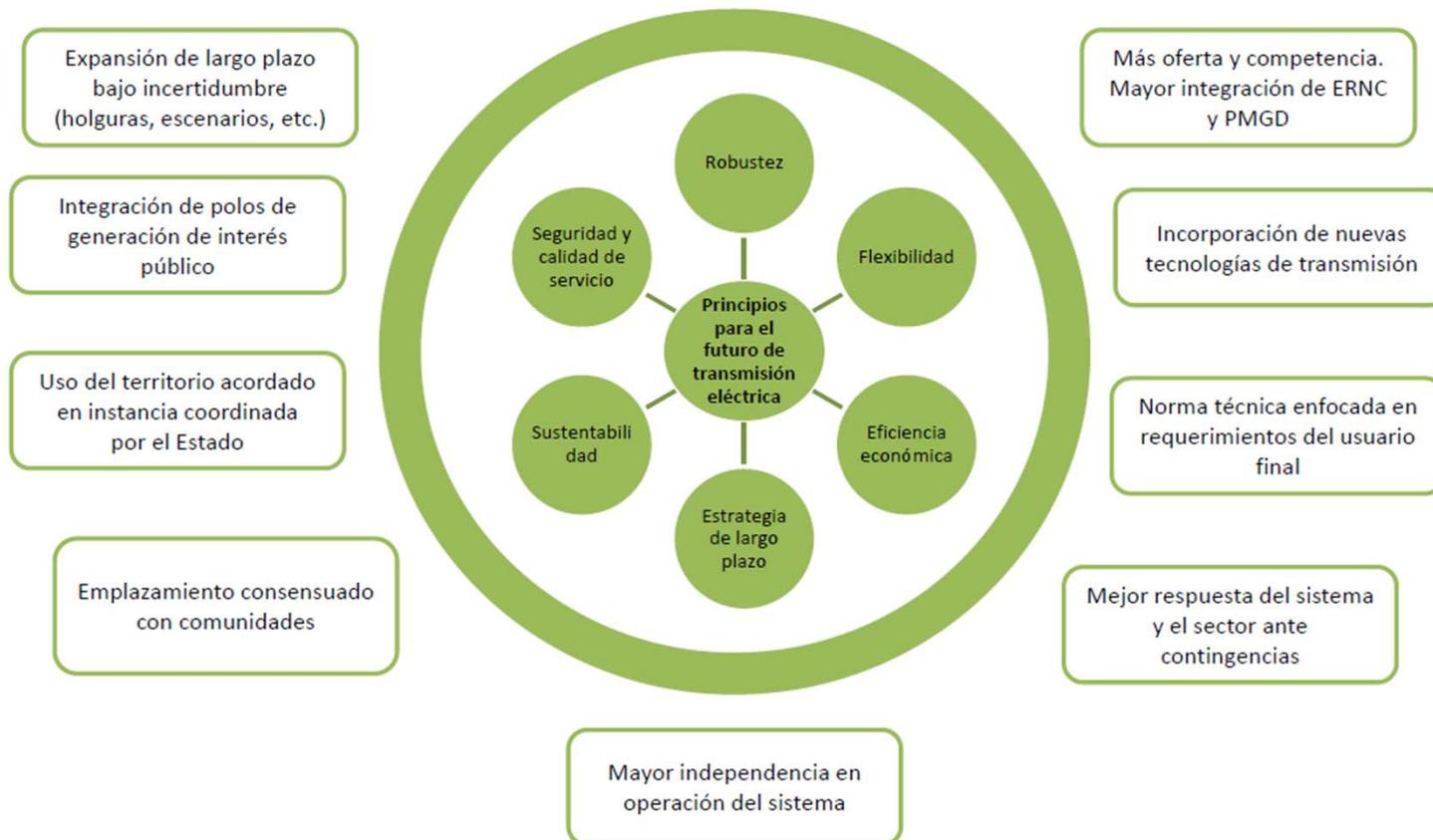
Fuente: CNE, 16 de Junio 2017



- Situación Actual
- Perspectivas de mediano y largo plazo.
- **Efectos nueva Ley de Transmisión**
- Interconexiones regionales
- Reflexiones finales



Visión de futuro de la transmisión

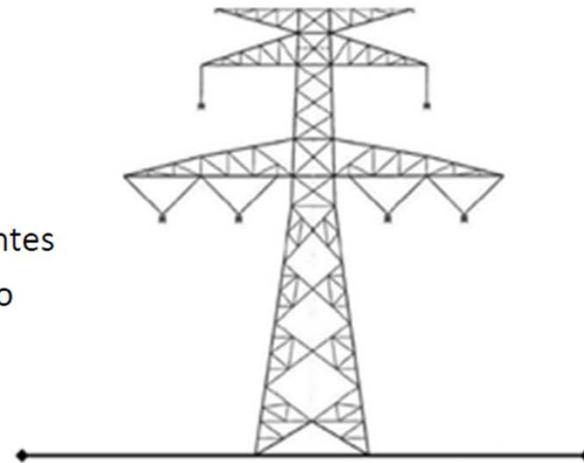




PLANIFICACIÓN DE LARGO PLAZO

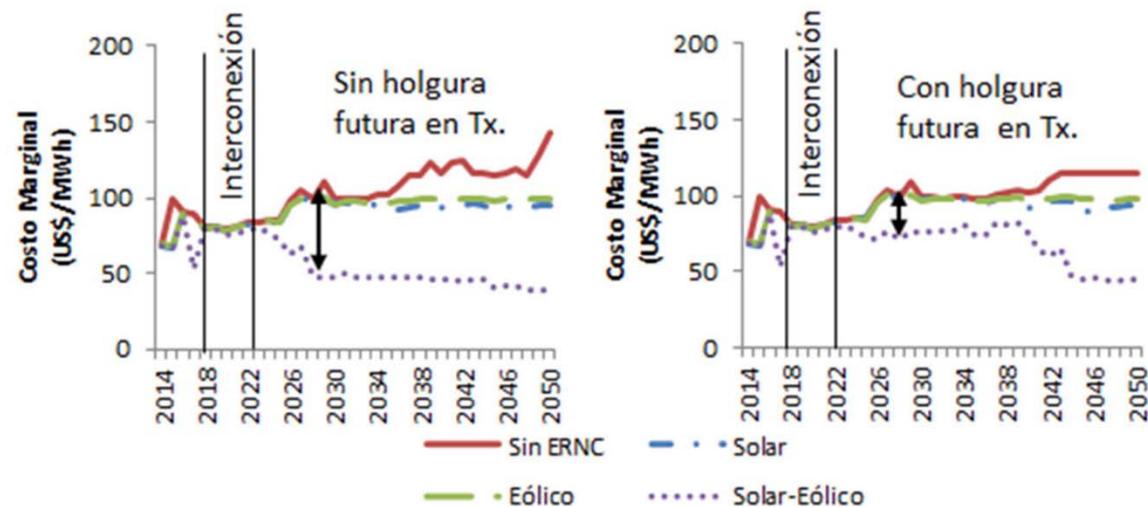
Transmisión robusta y segura

- **Planificación energética de largo plazo:** Nuevo proceso quinquenal de planificación energética de largo plazo, a cargo del Ministerio de Energía, para un horizonte de 30 años.
- **Planificación de la transmisión** en proceso anual de expansión de todo el sistema de transmisión (Nacional, Zonal, Polos Desarrollo), a cargo de la CNE y Operador, con horizonte de al menos 20 años.
- **Nuevos criterios de planificación:**
 - Minimización de los riesgos en el abastecimiento;
 - Creación de condiciones que promuevan oferta y faciliten competencia;
 - Instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico





EXPANSIÓN CON HOLGURAS



Menores precios de la energía en el largo plazo

- La transmisión reduce riesgo de variabilidad de los costos marginales del sistema
- A menor variabilidad de costos marginales disminuyen los precios de los contratos!
- Estudio de Fuentes-Bustos: por cada US\$/MWh menos en la variabilidad de los costos marginales (desviación estándar) los contratos reducen su precio en 1,6 US\$/MWh. Altísimos premios al riesgo

Fuente: Evaluación de Impactos Económicos Sociales de un Proyecto de Interconexión entre los Sistemas SIC y SING, 2014, J. Bustos y F. Fuente

Efectos Nueva Ley de Transmisión



Polos de Desarrollo:



Efectos Nueva Ley de Transmisión Tarificación



- **Se introduce un nuevo esquema de pagos de la transmisión**
 - Pago de los sistemas Nacional, Zonal y Dedicado utilizado por parte de clientes regulados es cubierto en un 100% por la demanda (clientes regulados y libres), en transitorio creciente al 2034.
 - Estampillado = $aVI + COMA - IT$ reales
 - Para cada sistema (N, Z, D y Polos de Desarrollo) se establece un cargo único por uso.
- **El nuevo Estudio de Valorización se realizará cada 4 años y se adjudicará en una licitación internacional abierta. Este deberá especificar y distinguir para instalaciones calificadas de N, Z, D y Polos de Desarrollo:**
 - El VI, aVI , COMA y VATT por tramo, y
 - La determinación de las correspondientes fórmulas de indexación y su forma de aplicación para los valores indicados anteriormente, durante el período de cuatro años.

Efectos Nueva Ley de Transmisión Remuneración



- **Cargo único por uso del Sistema (CU):**
 - Para cada sistema (N, Z, D y Polos de Desarrollo) se establece un cargo único por uso, de modo que la recaudación asociada a éste constituya el complemento a los ingresos tarifarios reales para recaudar el VATT.
 - El CU se calcula semestralmente, incluyendo ajustes que balancean las diferencias entre la recaudación esperada y la recaudación real del periodo anterior.

$$\text{CargoU} = \frac{VATT/2 - \sum_{i=1}^6 \text{InTaRe}_i}{\text{Energía semestral proyectada}}$$

Efectos Nueva Ley de Transmisión

Impacto en la tarificación



- **La tarifa tendrá la siguiente estructura:**
 - Cargo único por energía (\$/kWh): Precio de la energía del contrato entre cliente y suministrador.
 - Cargo por compras de potencia (\$/kW/mes).
 - Cargo por uso único del sistema (transmisión nacional, zonal, polos de desarrollo y transmisión dedicada utilizada por parte de clientes regulados)
 - Cargo por Servicio Público (\$/kWh): presupuesto del Coordinador, del Panel de Expertos y el estudio de franja financiado por la totalidad de usuarios finales, libres y sujetos a fijación de precios.

Efectos Nueva Ley de Transmisión

Impactos en la tarificación



- El CU del Sistema Nacional para clientes hasta 2 MW podría aumentar hasta 3 veces.
- El CU del Sistema Nacional para clientes entre 2 MW y 15 MW podría aumentar entre 2 y 7 veces.

CU del Sistema Nacional 2 MW (\$/kWh) 2016	CU del Sistema Nacional 15 MW (\$/kWh) 2016	CU del Sistema Nacional (\$/kWh) 2034
SIC - 1,243	SIC - 1,806	3,56
SING - 1,918	SING - 0,422	

- Estampillado implicaría un aumento hasta de un 4% en el VASTx (Zonal) en algunos subsistemas.

Fuente: *Decreto 5T



- Situación Actual
- Efectos nueva Ley de Transmisión
- **Perspectivas de mediano y largo plazo**
- Interconexiones regionales
- Reflexiones finales

Traspaso de Clientes Regulados a Libres



- Informe Final Licitaciones de Suministro Eléctrico (mayo 2017)

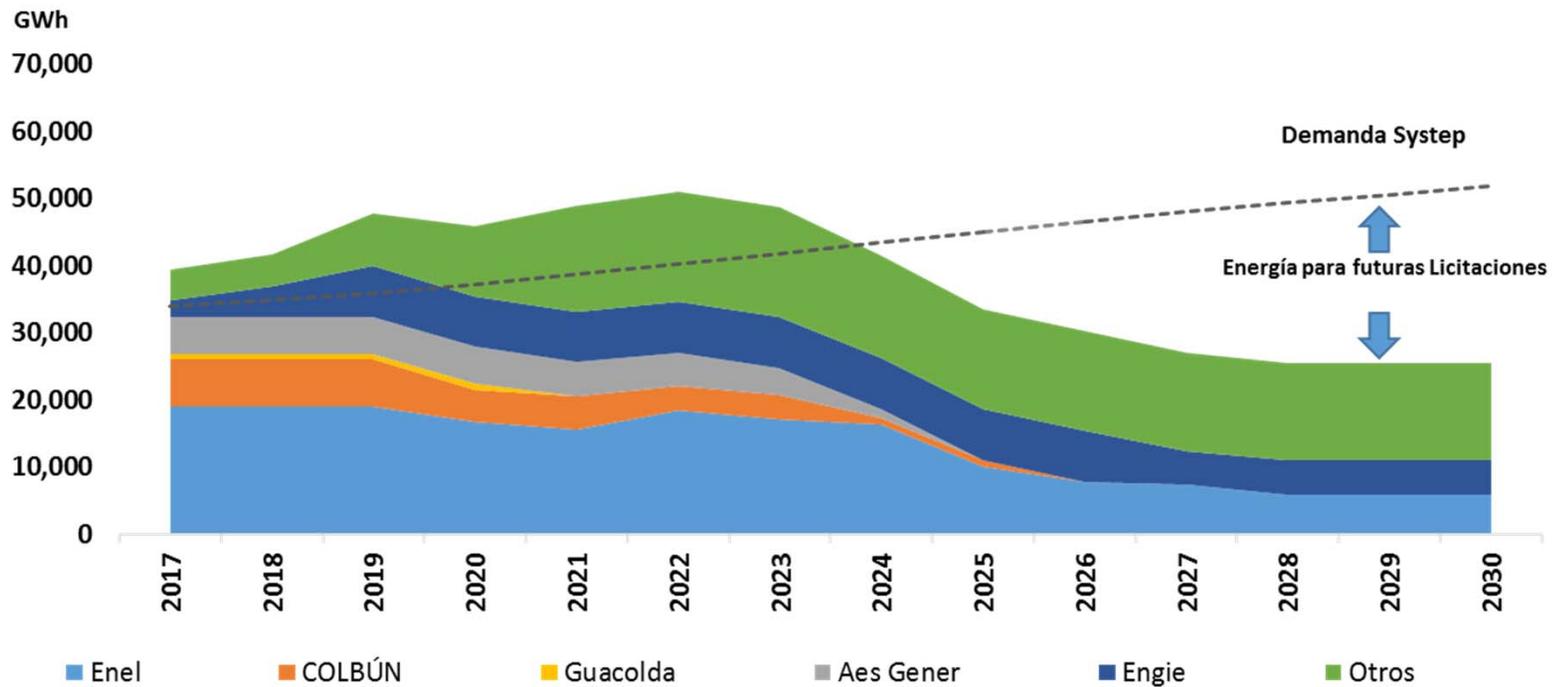
Cod Dx	Empresa Dx	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
3-SING	ELECDA SING	6	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	9	9	9	9
4	EMELAT	13	16	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	16	16	16	16	16	16
6	CHILQUINTA	185	248	264	268	269	268	268	267	265	263	261	260	258	256	254	252	250	248	247	246	244
7	CONAFE	78	118	128	130	130	130	130	130	129	128	127	126	125	124	123	122	122	121	120	119	119
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	539	1.839	2.163	2.243	2.262	2.262	2.257	2.251	2.234	2.216	2.205	2.191	2.177	2.160	2.143	2.127	2.111	2.095	2.084	2.072	2.061
12	EEC	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
14	EEPA	87	98	100	101	101	101	101	100	100	99	98	98	97	96	96	95	94	93	93	92	92
18	CGE DISTRIBUCIÓN	491	700	751	764	767	766	764	762	756	750	746	742	737	731	725	720	715	709	705	702	698
22	FRONTEL	89	110	115	116	117	116	116	116	115	114	113	113	112	111	110	109	109	108	107	107	106
23	SAESA	216	291	310	315	316	315	315	314	311	309	307	305	303	301	299	296	294	292	290	289	287
28	EDECSA	6	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	7
34	COELCHA	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	21	21	21	21	21	21	21	20	20	20
	TOTAL	1.734	3.460	3.889	3.995	4.021	4.019	4.009	3.997	3.968	3.936	3.916	3.891	3.867	3.836	3.806	3.777	3.749	3.722	3.701	3.681	3.661

- Se espera importantes traspasos (GWh) de regulados a libres entre 2017 y 2037 de acuerdo a proyecciones de la CNE

Energía contratada - clientes regulados



Energía contratada para clientes regulados por empresa generadora y proyección de demanda de System

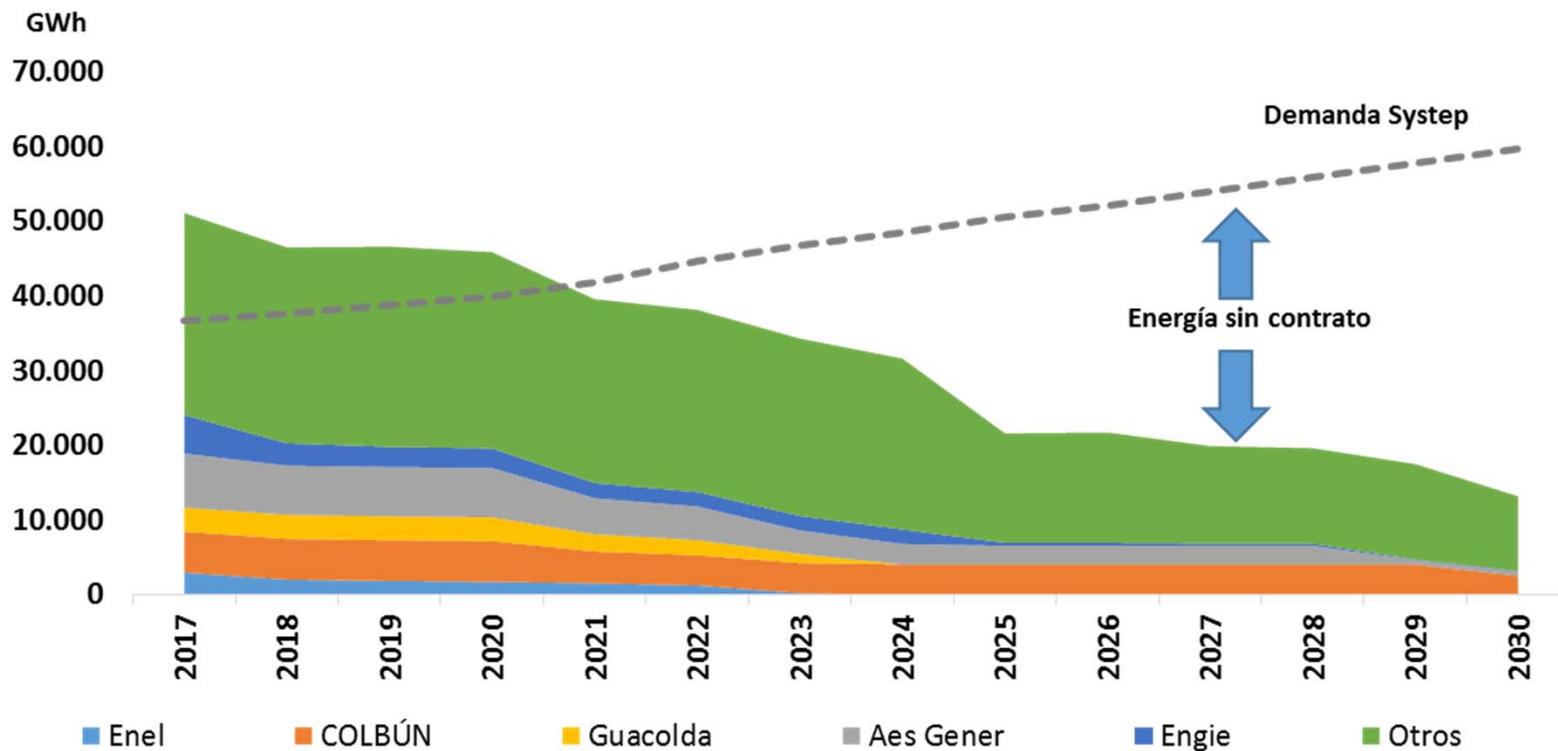


Año	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Sobrecontratación (%)	16%	20%	33%	23%	27%	27%	17%

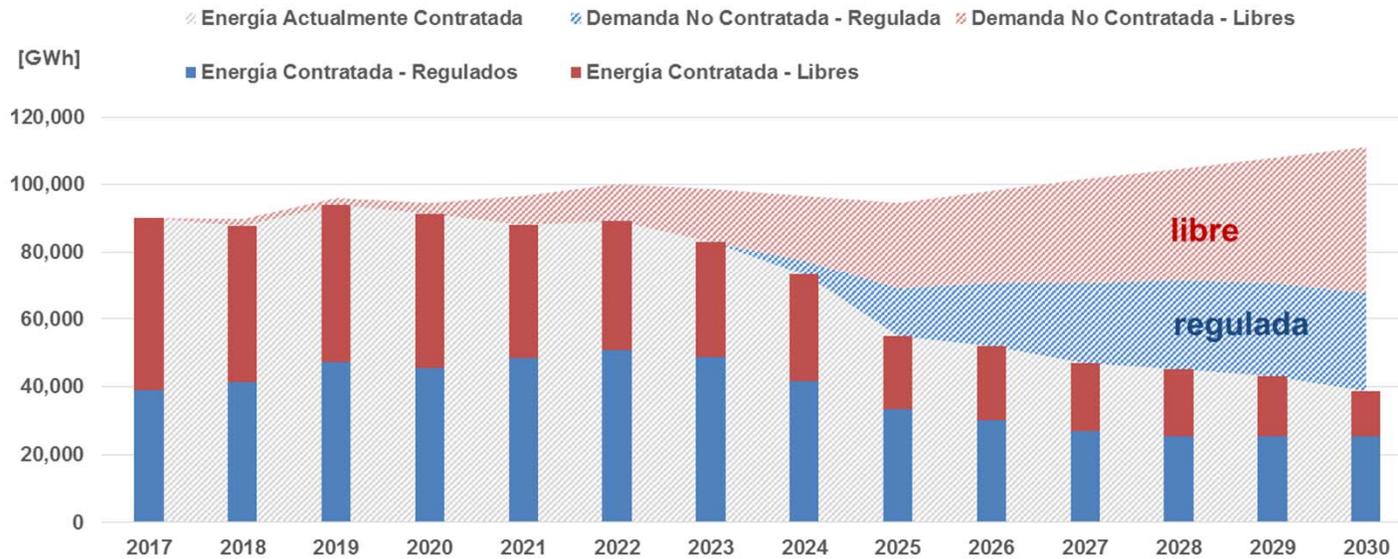
Energía contratada - clientes libres



Energía contratada de clientes libres por empresa generadora y proyección de demanda de SysteP



Energía contratada y proyección de demanda

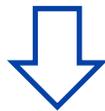


- A partir del 2017 hay demanda libre no contratada producto del vencimiento de contratos, del ingreso de nuevos consumos y de la migración de clientes regulados a libres.
- En base a la proyección System, a partir del año 2023 se observa demanda regulada no contratada que crece y es importante al 2024/25 (licitación se cambió del 2023 al 2024).

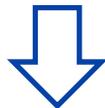
Metodología Systep de proyección de mediano y largo plazo



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

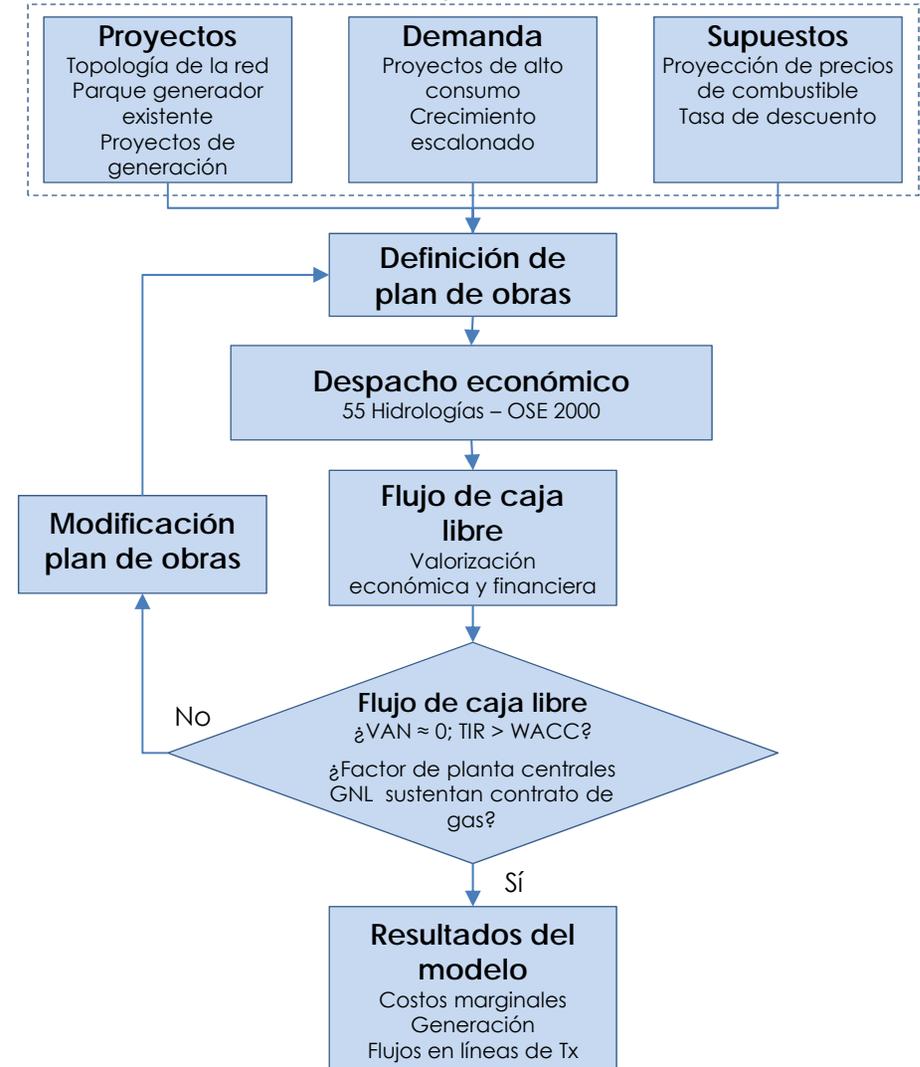


La fecha de entrada de centrales convencionales genéricas es ajustada de forma que se **rentabilice la inversión**, dadas condiciones mínimas de operación

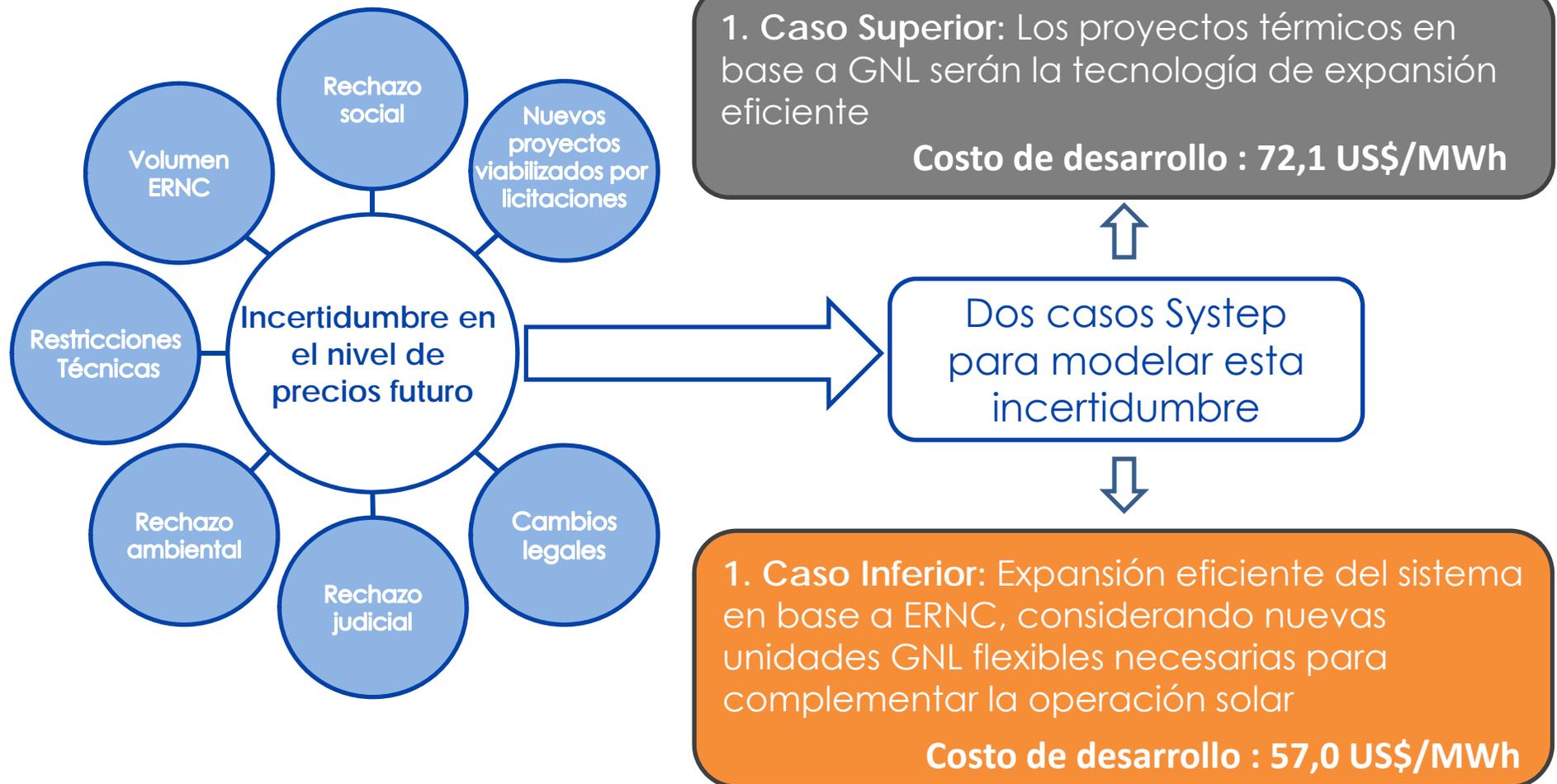


Los precios son determinados por un **balance entre oferta y demanda**, cumpliendo como mínimo el requerimiento ERNC (20% al 2025)

Definición de escenarios de expansión



Supuestos de la simulación Casos Syste

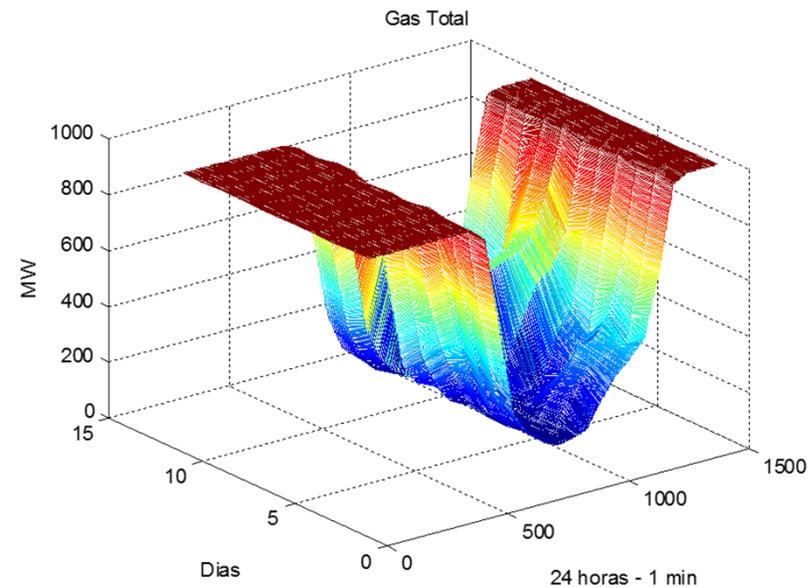
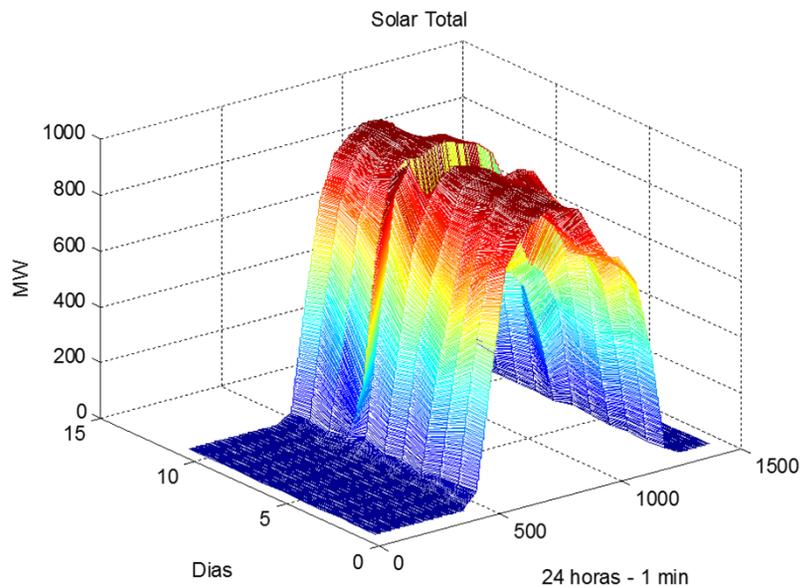


Supuestos de la Simulación: Caso Inferior



- Se considera una expansión eficiente del sistema en base a **ERNC** con una penetración mayor a la requerida en la ley, la cual está limitada por criterios técnicos que permitan complementar de forma económica la **variabilidad intradiaria de las centrales renovables**.
- Se considera que en el largo plazo el escenario debe ser rentable para desarrolladores que posean en su **cartera de proyectos tanto centrales solares como centrales a gas**

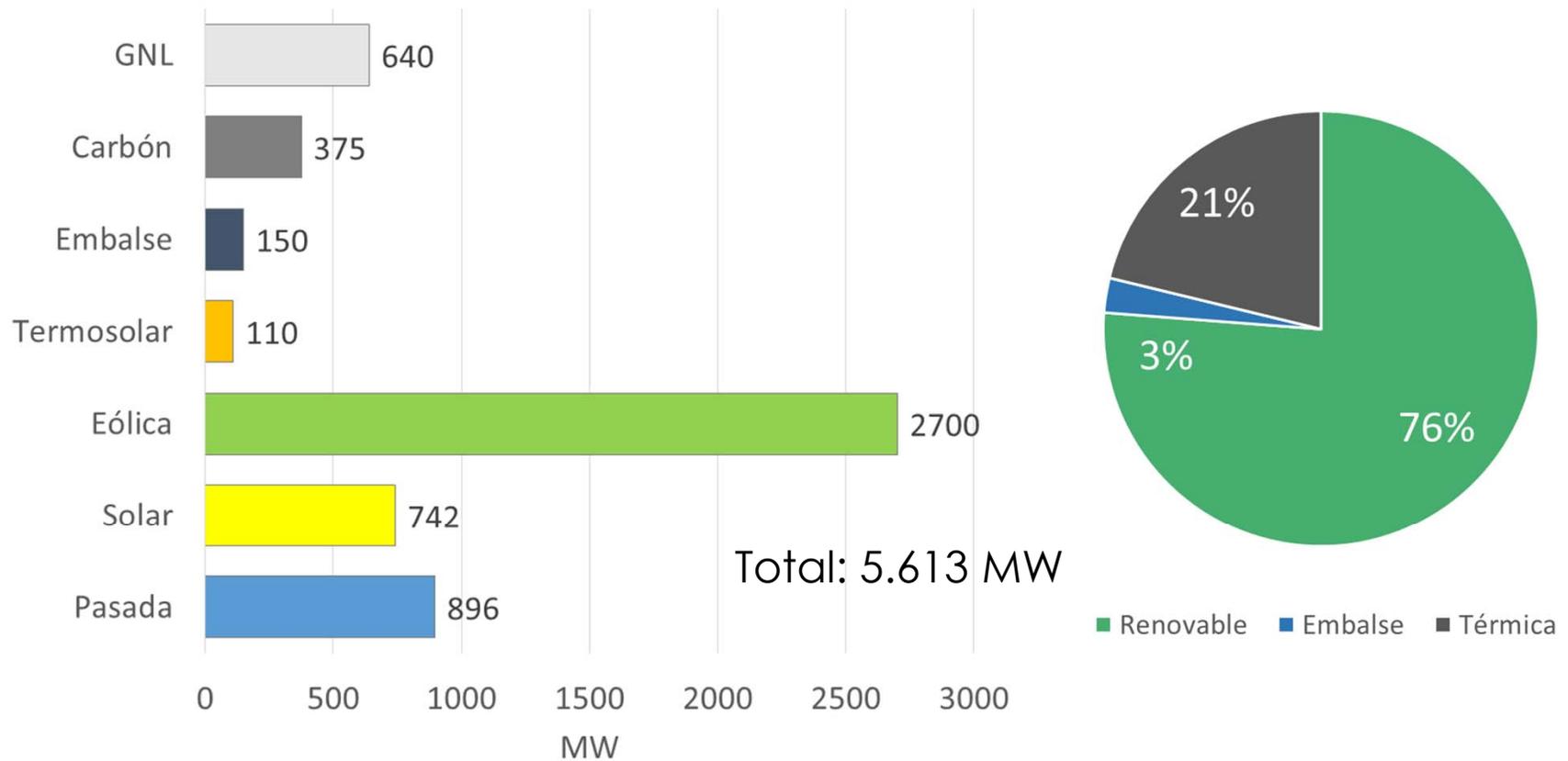
Balance intradiario entre la generación solar y GNL



Perspectivas de mediano plazo



Capacidad instalada de nuevas centrales periodo 2017 a 2022 – SEN

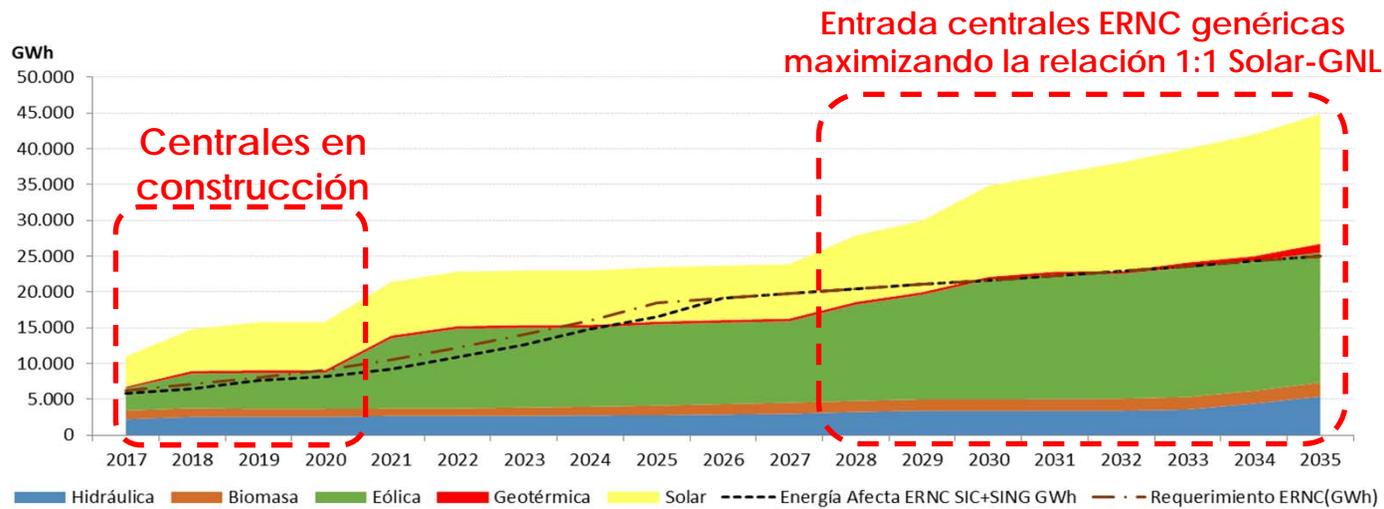
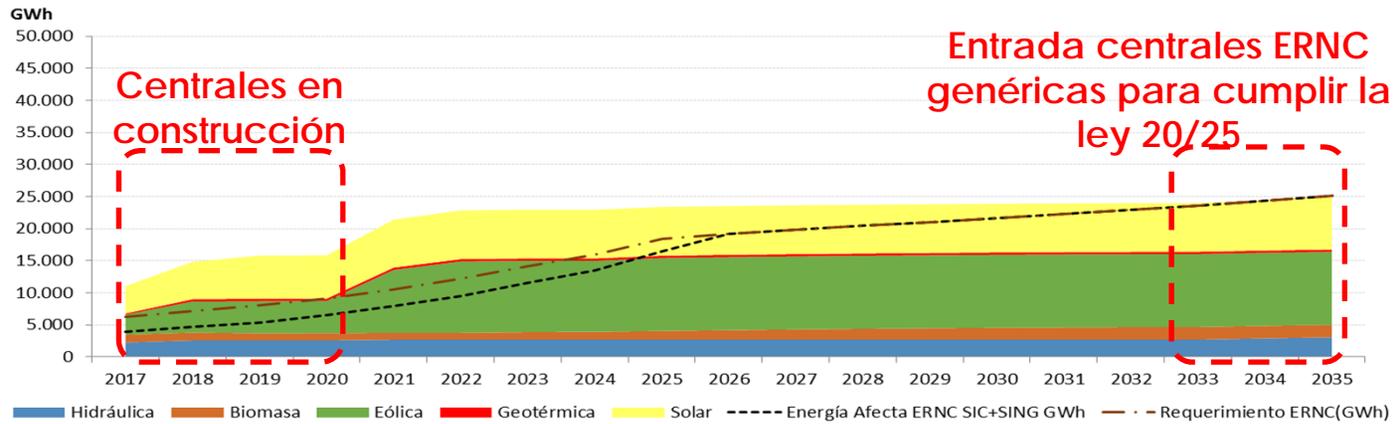


Fuente: System, 2017

Perspectivas de mediano y largo plazo



El cumplimiento del requerimiento ERNC es excedido hasta el año 2034 sólo considerando las unidades existentes y en construcción



Caso superior

Caso inferior

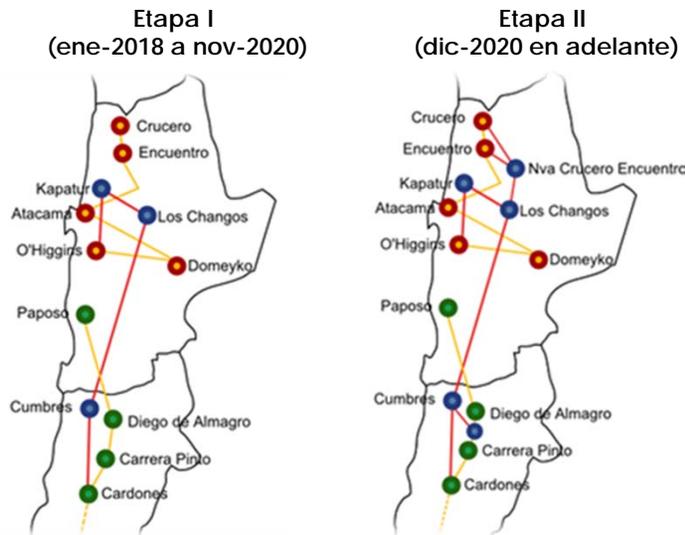
Fuente: System, 2017

Supuestos de obras de transmisión



- Interconexión SIC - SING se considera a partir de **enero de 2018**.
- Cardones – Pan de Azúcar 500 kV a partir de enero 2018 y Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV a partir de **julio 2018**.
- Se consideran proyectos de transmisión incluidos en el Estudio de Transmisión Troncal (ETT)
- Obras no consideradas actualmente, sólo entrarían en servicio después del 2025.

Interconexión SIC-SING



Principales líneas de transmisión

Descripción	Responsable	Capacidad [MVA]	Puesta en servicio estimada
Ciruelos - Pichirropulli 2x220 kV (incluye S/E Pichirropulli)	SAESA/Chilquinta	2x290	may-18
Charrúa - Ancoa 1x500 kV: tercer circuito	Elecnor	1x1700	mar-18
Nueva Charrúa - Charrúa 2x220 kV: nueva línea	Transec	1000	dic-18
Pichirropulli - Puerto Montt 500 kV	Abengoa	1x660	jul-21
Pan de Azúcar - Punta Sierra - Los Pelambres 220 kV	A licitar	2x580	jun-22

Plan de Expansión de la Transmisión

Proyectos de transmisión de la zona sur periodo 2019-2024



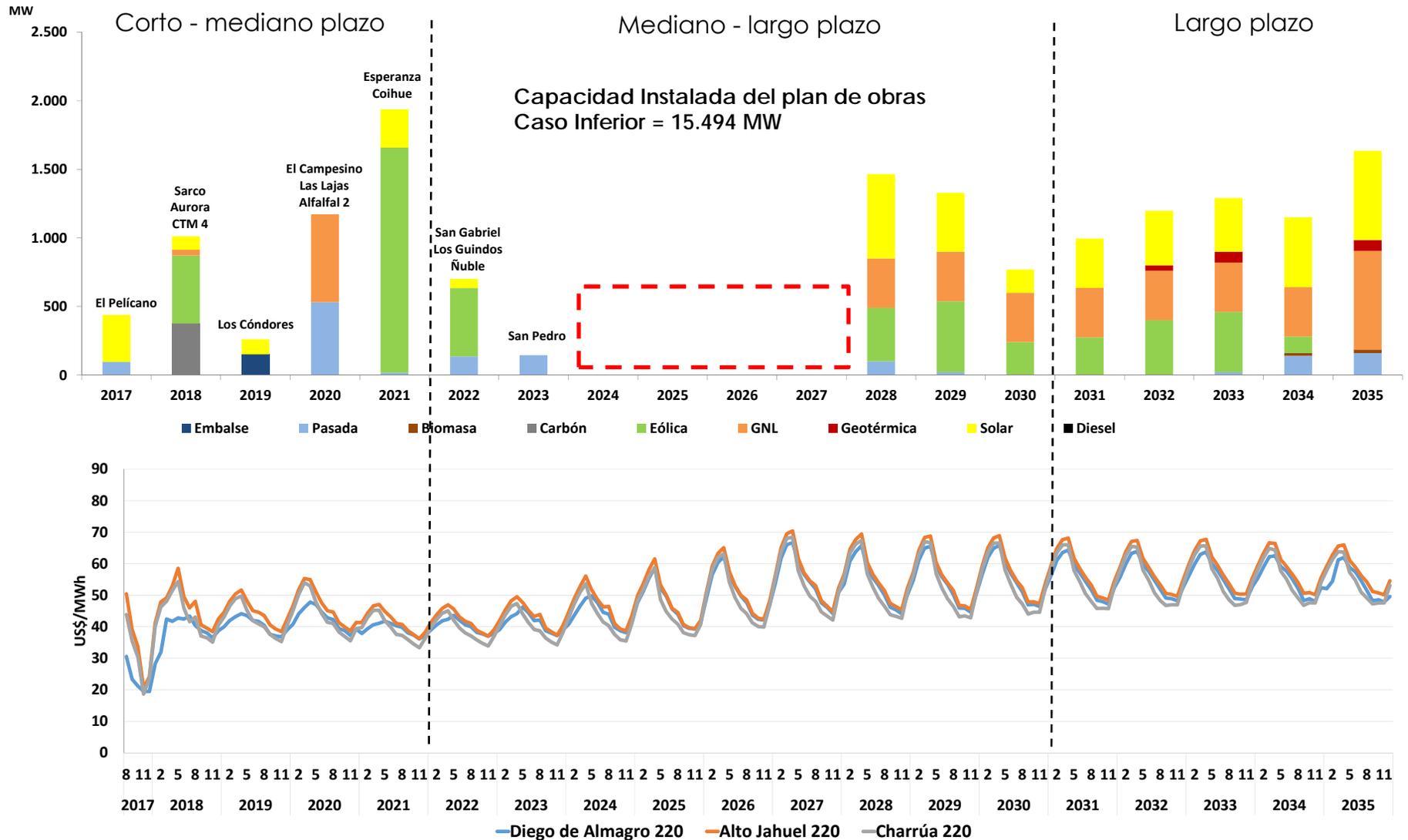
- En los últimos planes de expansión del Sistema de Transmisión Troncal se proponen obras de transmisión que ayudan a aliviar las congestiones de la zona.

Descripción	Tipo	Capacidad MVA	Puesta en servicio estimada	Estado
Ampliación S/E Mulchén	Subestación	-	Ago-19	Aprobada CNE
Río Toltén: Nueva subestación (seccionamiento Cautín - Ciruelos 2x220 kV)	Subestación	-	Nov-19	Aprobada CNE
Ampliación S/E Ciruelos 220 kV	Subestación	-	Nov-19	Aprobada CNE
Pichirropulli - Puerto Montt 500 kV: nueva línea, primer circuito a 220 kV	Línea	1x660	Jul-21	Adjudicada
Nueva Puerto Montt - Nueva Ancud 2x500 kV: nueva línea	Línea	2x1500 MVA	Jun-23	Aprobada CNE
Ciruelos - Nueva Cautín 2x500 kV: nueva línea	Línea	2x1700 MVA	May-24	En evaluación CNE
Charrúa - Ancoa 1x500 kV: cuarto circuito	Línea	1x1700	-	En evaluación CNE

- A partir del 2025 se asume que es posible construir las expansiones de transmisión necesarias para que el sistema opere sin restricciones.

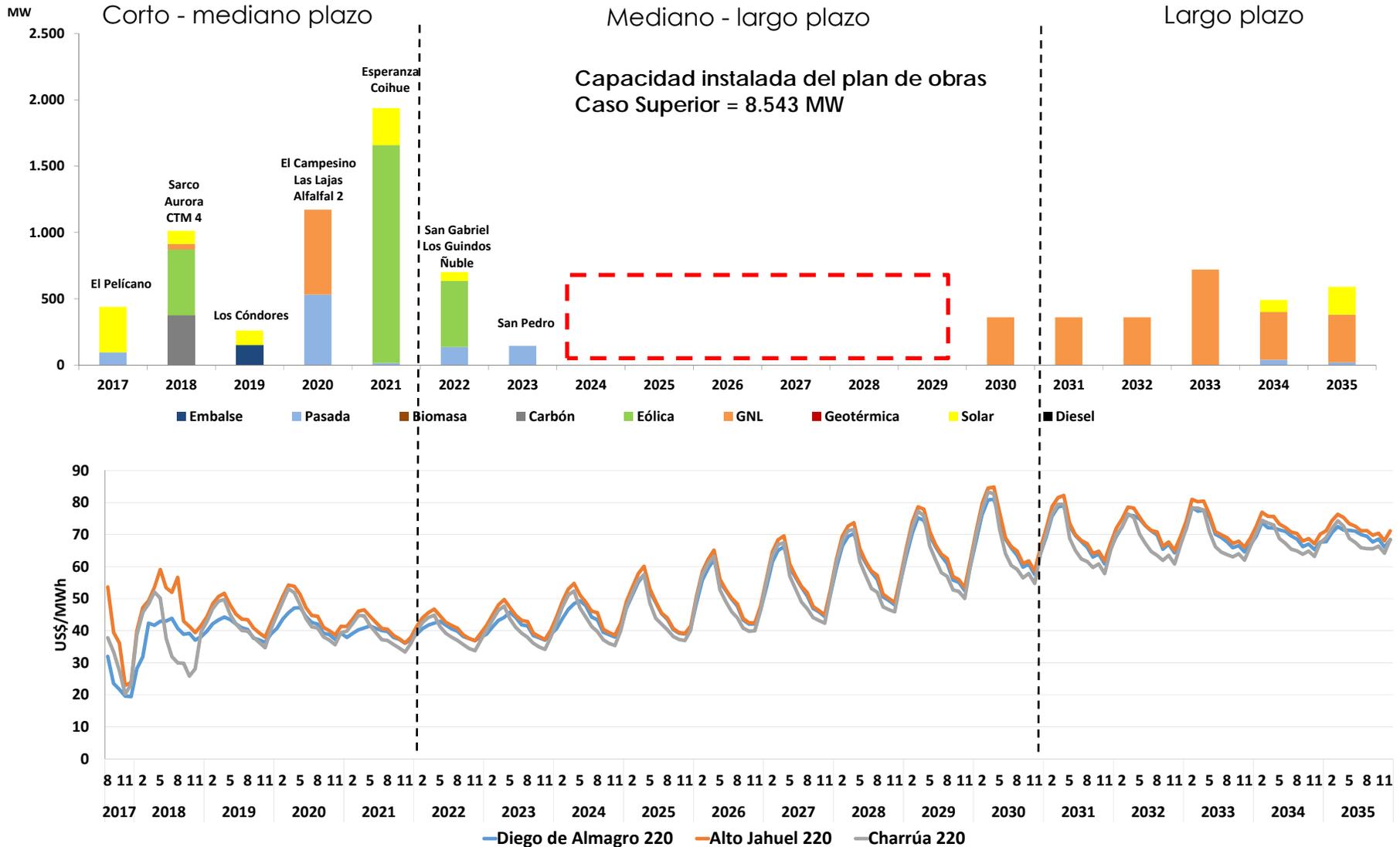
Plan de obras de generación

Costos Marginales Caso Inferior



Plan de obras de generación

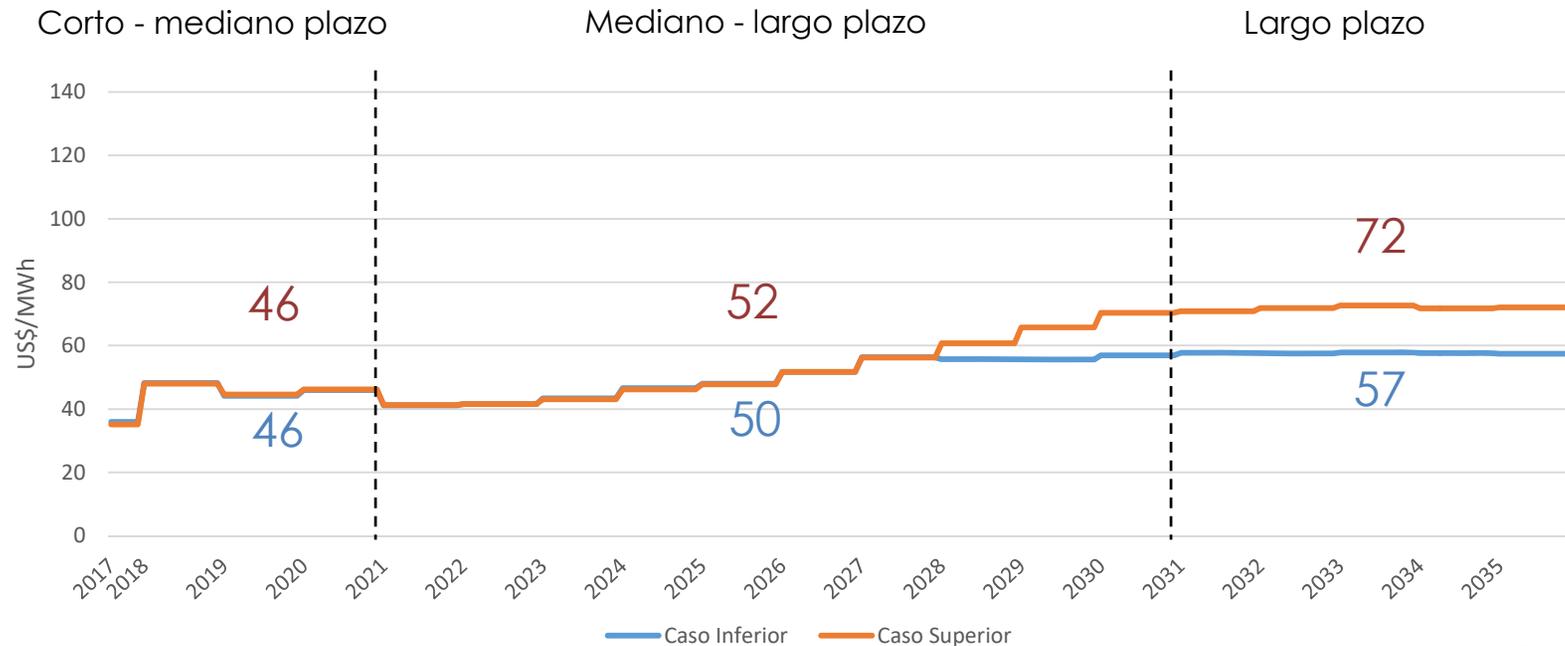
Costos Marginales Caso Superior



Proyección costos marginales de corto, mediano y largo plazo



Costo Marginal en Alto Jahuel 220, promedio anual de las 55 hidrologías simuladas



Fuente: System, 2017

- Costos marginales decrecen en el periodo 2018 – 2021 por:
 - Menor demanda proyectada
 - Menores precios del carbón
 - Puesta en servicio de nuevos proyectos renovables y convencionales
 - Mejoras en el sistema de transmisión solucionan congestiones de transmisión

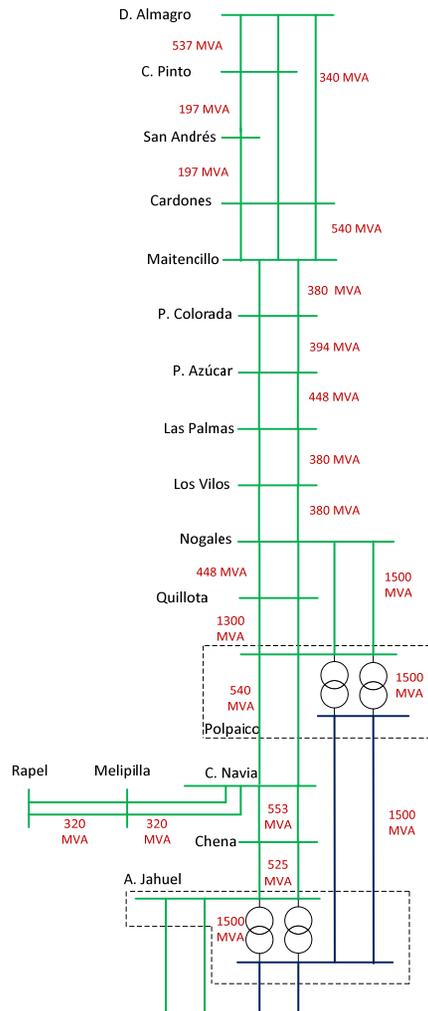
Comentarios Resultados Proyección Costos Marginales



La entrada de nuevos proyectos de generación ha provocado una mayor competencia en el mercado, el nuevo equilibrio resultante entre mayor oferta de generación y menor demanda eléctrica, anticipa un difícil desarrollo de nuevos proyectos de generación en el mediano plazo.

Dadas las condiciones del mercado (demanda, combustibles, proyectos en construcción, entre otros), disminuye la necesidad de proyectos térmicos de expansión hasta inicios de 2028 en ambos casos, inferior y superior.

Perspectivas de mediano plazo-norte SIC



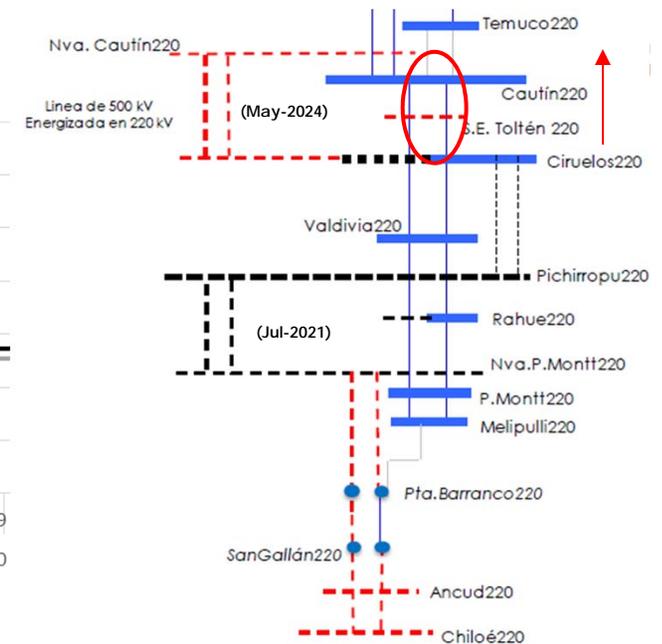
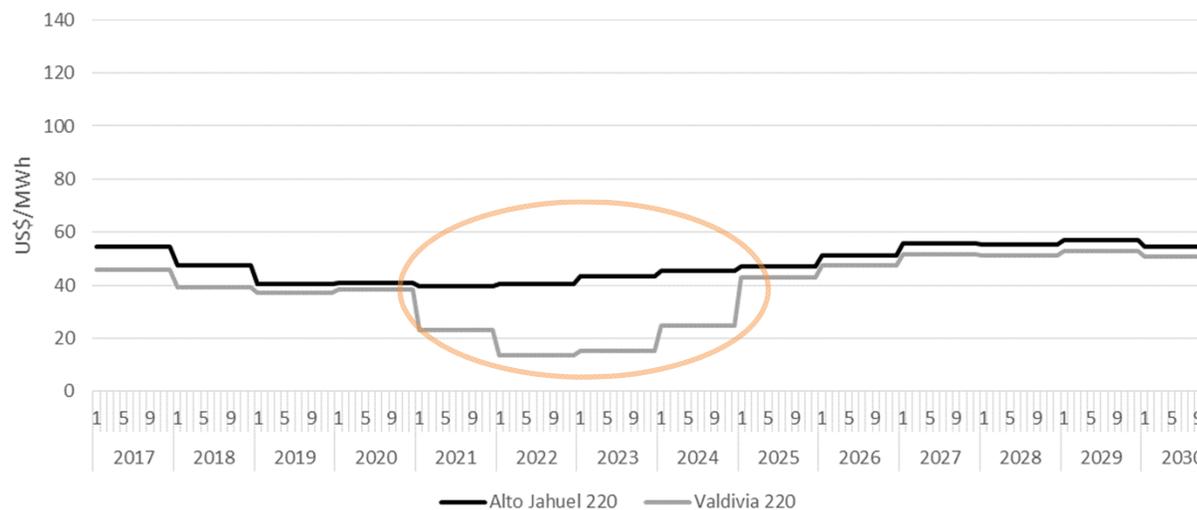
Situación en el norte del SIC:

- La puesta en servicio de la interconexión SIC-SING y el sistema de transmisión en 500 kV entre Cardones-Polpaico solventará las congestiones presentadas, y por consiguiente los desacoples de precios. Se espera que estos sistemas estén totalmente en servicio para el 2do. semestre del 2018.
- Debido al incremento de la generación renovable en la zona, se espera que las centrales térmicas eficientes incrementen sus niveles de cycling.

Perspectivas de mediano plazo-sur SIC



- Con el aumento de la generación de base eficiente en la zona sur del SIC, en parte adjudicados en las últimas licitaciones, se producen congestiones en la línea Cautín – Ciruelos 220 kV (destacada en el esquema).
- Los nuevos proyectos ERNC al sur de SE Ciruelos (San Pedro, Caman, Esperanza y Puelche Sur) suman 628 MW, que entrarían en operación en el periodo 2021-2022.
- Los costos marginales podrían llegar a valores cero, produciendo vertimientos de centrales eólicas y de pasada durante los meses de invierno entre los años 2021-2024





Incertidumbre asociada a la proyección de demanda:

- **Cambio de calificación de los clientes en función de las señales de precios del mercado:** actualmente de regulado a libre, y hasta hace unos años de libre a regulado.
- **Efecto de la electromovilidad:** considerado en el Informe de Planificación Energética de Largo Plazo. Se estima un aumento de la demanda eléctrica producto de la incorporación de vehículos eléctricos en el país, para el tipo de transporte caminero.

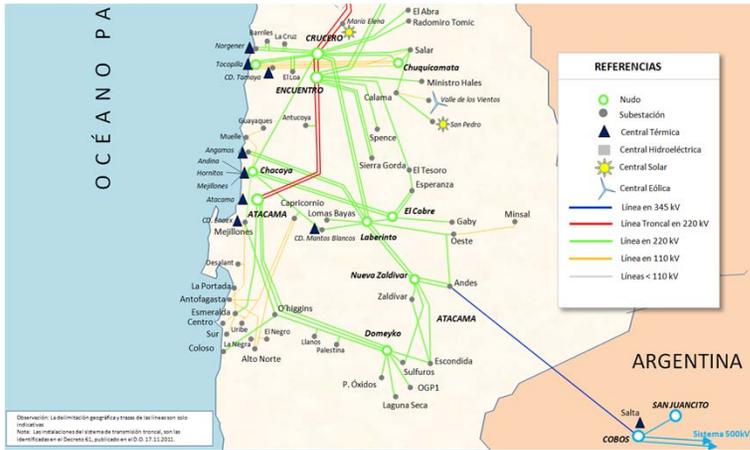


- Situación Actual
- Efectos nueva Ley de Transmisión
- Perspectivas de mediano y largo plazo
- **Interconexiones regionales**
- Reflexiones finales

Interconexiones Regionales

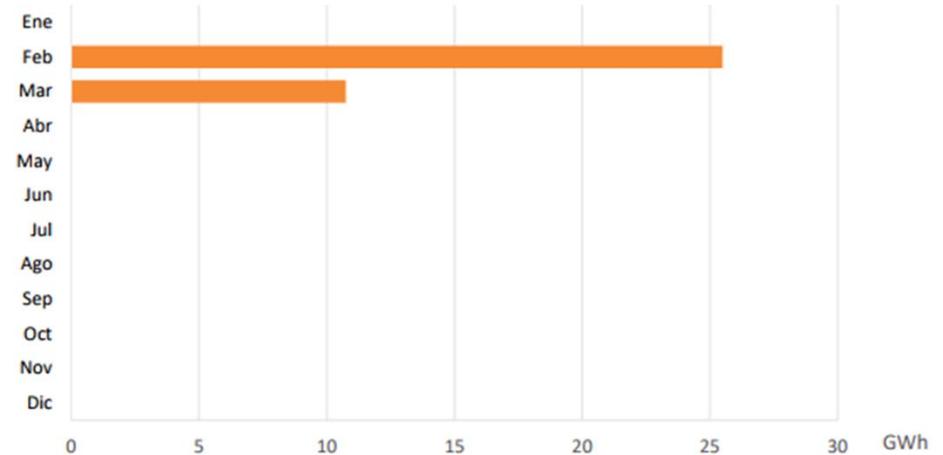


Interconexión SING-SADI:



- Exportaciones se iniciaron en Febrero 2016.
- Las transferencias de potencia se limitaron a 150 MW.
- Protocolo operacional entre el SING y CAMMESA

- Se instalaron PMU's en las S/E Andes y Cobos
- La programación de la exportación no altera la programación del SING.
- El SING determina las centrales que generarán la energía a exportar.



Intercambios de energía (GWh) SING-SADI 2017



Beneficios de la Interconexión SING-SADI:

- CAMMESA dispone de energía adicional, con lo cual puede evitar racionamientos de demanda.
- El SING obtiene una mejor respuesta dinámica ante fallas, evitando energía no servida en los transitorios, dado que el sistema tiene una pobre respuesta dinámica, debido a la respuesta lenta de las centrales térmicas de carbón. Adicionalmente, la interconexión incrementa la reserva primaria, lo cual favorece la operación de centrales ERNC.



Interconexión Chile-Perú:

- Chile y Perú son parte del SINEA (países Comunidad Andina más Chile), en donde se han estado estudiando los efectos de las interconexiones eléctricas entre los países.
- El Informe Preliminar de Planificación Energética identifica dos proyectos de interconexión:
 - Interconexión corta, entre Arica y Tacna (450 MW): proyecto más avanzado que ya tiene los términos de referencia aprobados.
 - Interconexión larga, entre Crucero y Montalvo (1.000 MW): actualmente se está trabajando en propuesta de modelo regulatorio, que sería entregada antes de marzo de 2018.

Interconexiones Regionales



- Las interconexiones entre Argentina y Perú, presentan características técnico-económicas diferentes, mientras que la interconexión con Argentina se utiliza para exportar excedentes de generación del SING, la interconexión con Perú permitirá realizar importaciones de excedentes de este país al SING.
- El desarrollo de estas interconexiones permitirán que los sistemas eléctricos sean más robustos, con una mejor respuesta ante contingencias, y que permita la complementariedad de los recursos primarios entre los países.
- Adicionalmente, las interconexiones incrementan el nivel de reserva primaria del sistema, permitiendo una mayor integración de centrales ERNC intermitentes.



- Situación Actual
- Efectos nueva Ley de Transmisión
- Perspectivas de mediano y largo plazo
- Interconexiones regionales
- **Reflexiones finales**

Reflexiones finales



1 Consecuencias en clientes no regulados

- Expansión de la Transmisión Nacional y Regional permitirá lograr sistema descongestionado. Clientes libres podrían enfrentar problemas de acceso a costos marginales más altos o más bajos, dependiendo del punto de retiro y del periodo de tiempo.

2 Cambios en el 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.
- El mercado eléctrico en los próximos años incrementará el número de participantes, incluyendo usuarios finales realizando transacciones de compra y venta de energía, lo que implica enormes retos desde el punto de vista de la operación.



3 Desafíos de transmisión en la zona sur del SIC

- En el corto-mediano plazo se observan desacoples en los costos marginales de SE Ciruelos al sur producto de restricciones de transmisión de la zona
- Los costos marginales podrían llegar a cero, durante los meses de invierno, en las barras al sur de la línea Cautín – Ciruelos 220.
- Las restricciones de transmisión podrían generar vertimientos de centrales eólicas y de pasada en la zona.

4 Interconexión regional

- Permitirá que el nuevo sistema interconectado sea más robusto, con una mejor respuesta ante contingencias, y permitiendo la complementariedad de los recursos primarios entre los países.
- Se incrementaría el nivel de reserva primaria del sistema, permitiendo una mayor integración de centrales ERNC intermitentes.

Expansión nacional y regional y sus posibles efectos en los clientes libres

Asociación de Consumidores de Energía No
Regulados

6 de septiembre de 2017