



DIPLOMA

# Cambio climático y desarrollo bajo en carbono

UNIVERSIDAD DE CHILE

*Un desafío interdisciplinario*

The graphic features a central text area on a light grey background with a subtle grid. To the left is a square icon divided into four quadrants containing symbols for justice (scales), science (microscope), nature (sun), and education (book). To the right is a cluster of six colorful triangles (teal, orange, blue, red, green, pink) each containing a white icon: a leaf, a recycling symbol, a wind turbine, a factory, a bicycle, and a recycling symbol.

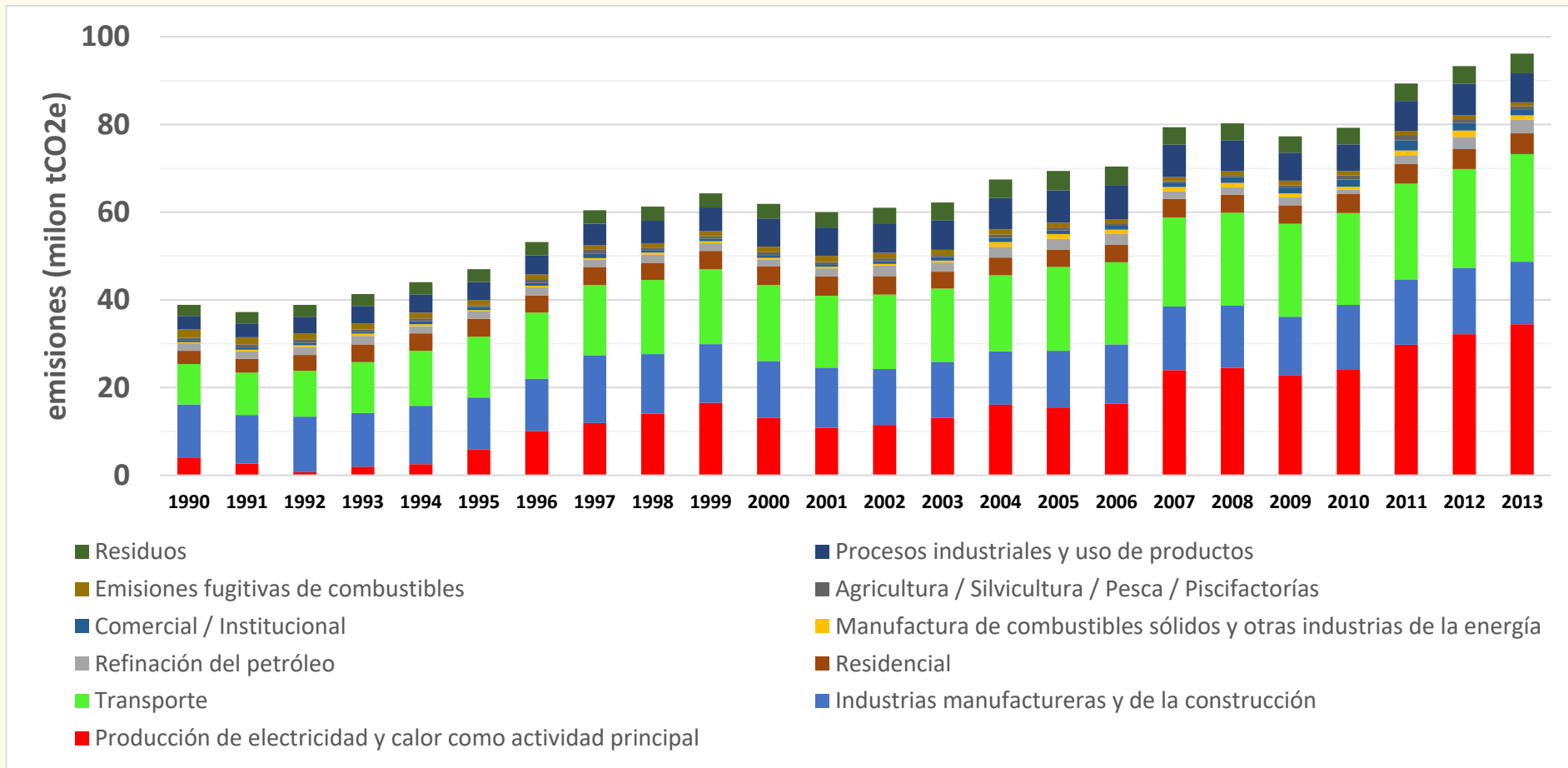
- Módulo 3** : **Modelación y mitigación**
- Tema** : **Sector generación eléctrica**
- Profesor** : **Carlos Benavides Farías, [cabenavi@centroenergia.cl](mailto:cabenavi@centroenergia.cl)**
- Fecha** : **Agosto 2018**

## Fuentes de emisión

- Las emisiones de GEI en el sector generación eléctrica se originan por la quema de combustibles fósiles en centrales termoeléctricas
- Combustibles utilizados: carbón, gas natural o GNL, diésel. petróleo combustible
- No se consideran las emisiones de CO<sub>2</sub> por quema de biomasa. Solo se consideran las emisiones de CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O

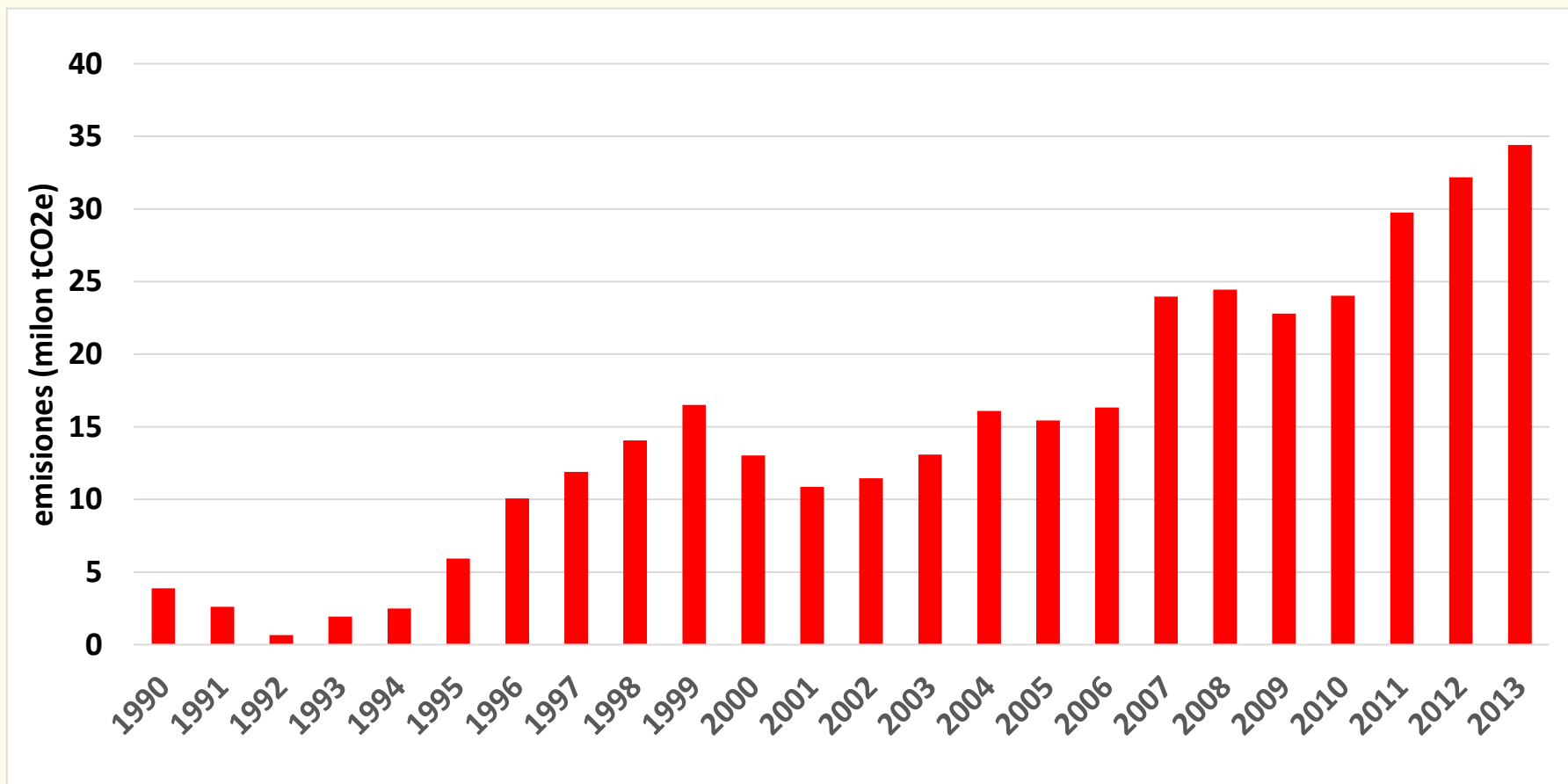


## ■ Fuentes de emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI)



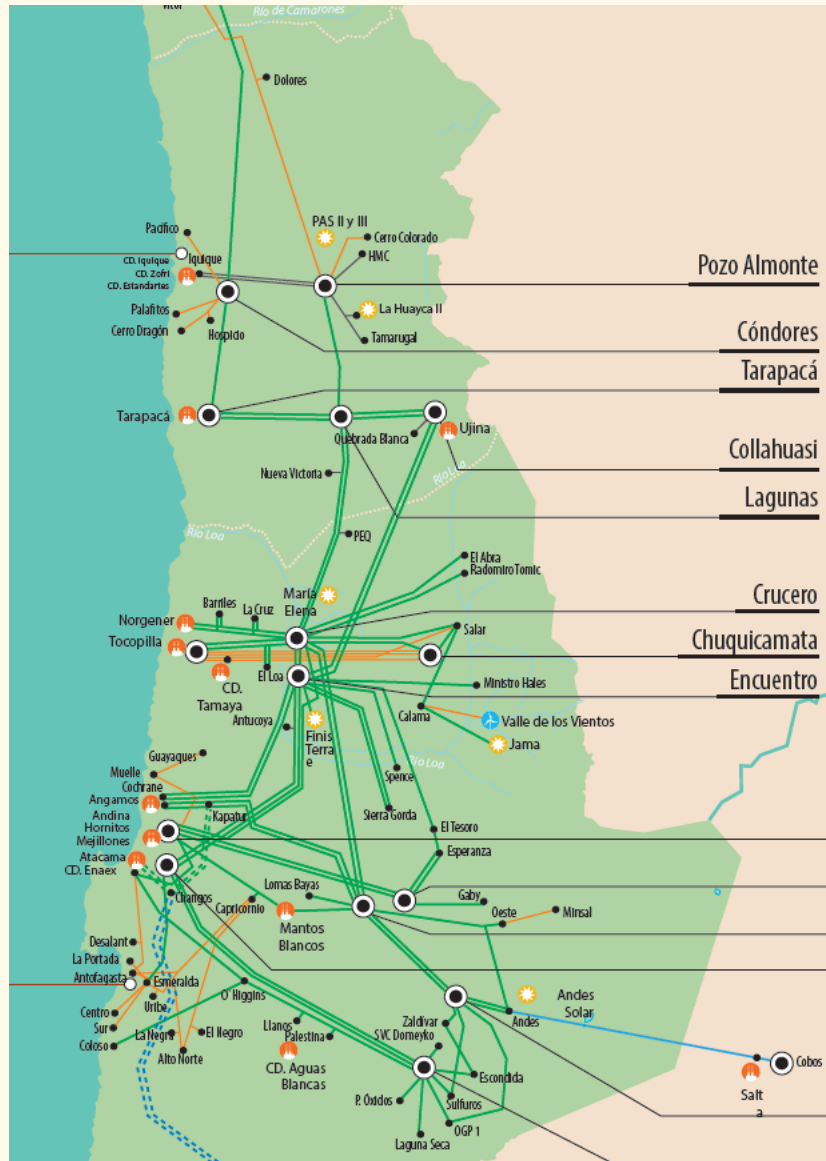
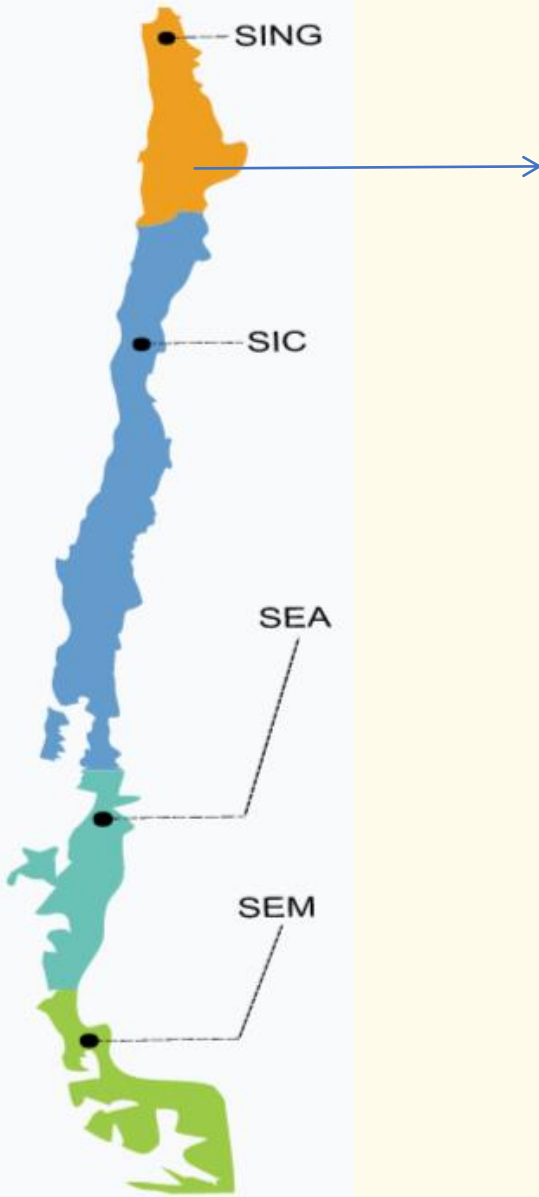
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de MMA, 3° Comunicación Nacional de Chile ante CMNUCC

- El sector generación eléctrica emitió 34,4 millones tCO<sub>2e</sub> el año 2013



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de MMA, 3° Comunicación Nacional de Chile ante CMNUCC

# Sistema Interconectado del Norte Grande



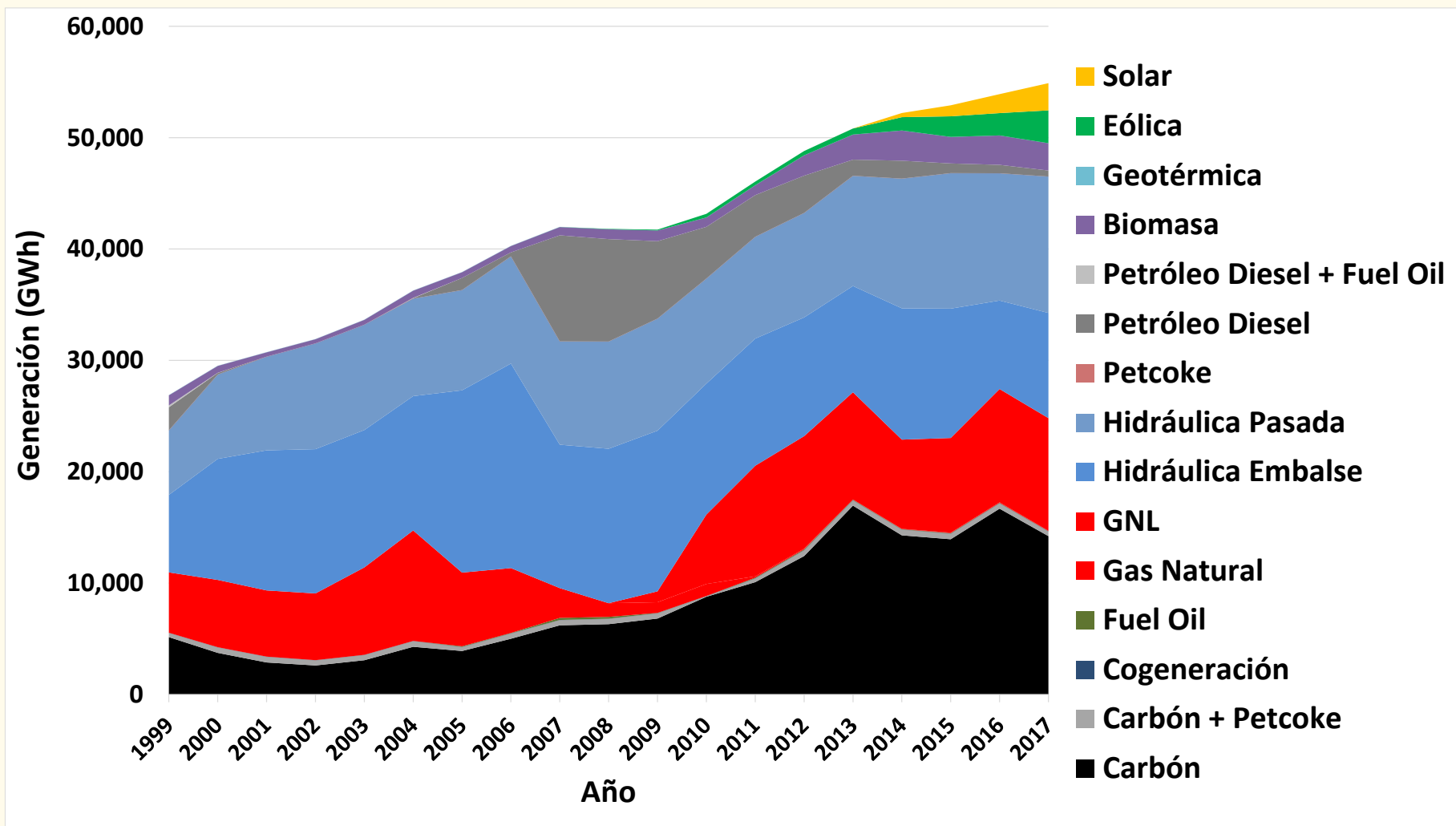
Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

# Sistema Interconectado Central



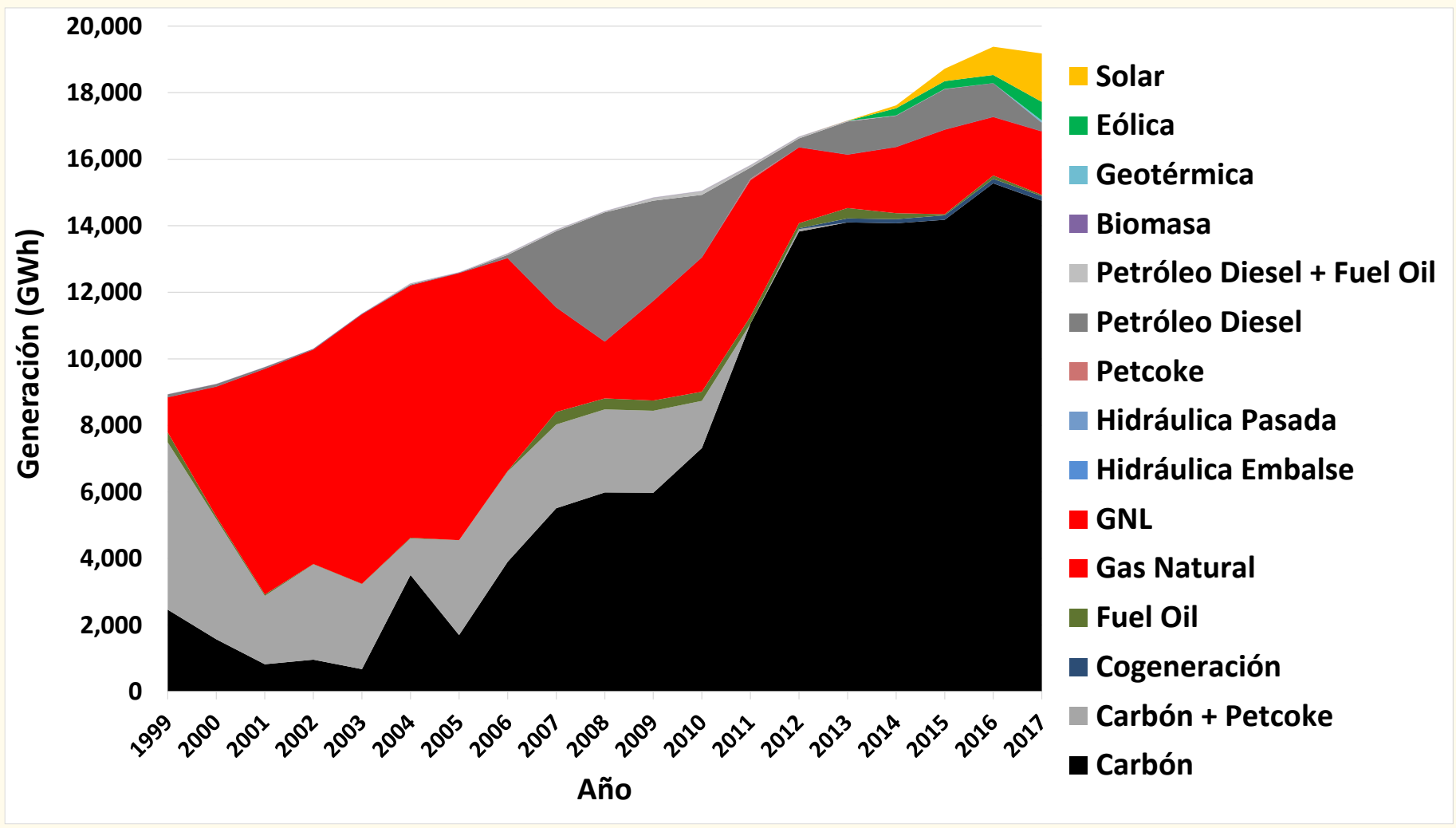
Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

## ■ Generación histórica Sistema Interconectado Central (SIC)



Fuente: Elaborado a partir de datos CNE

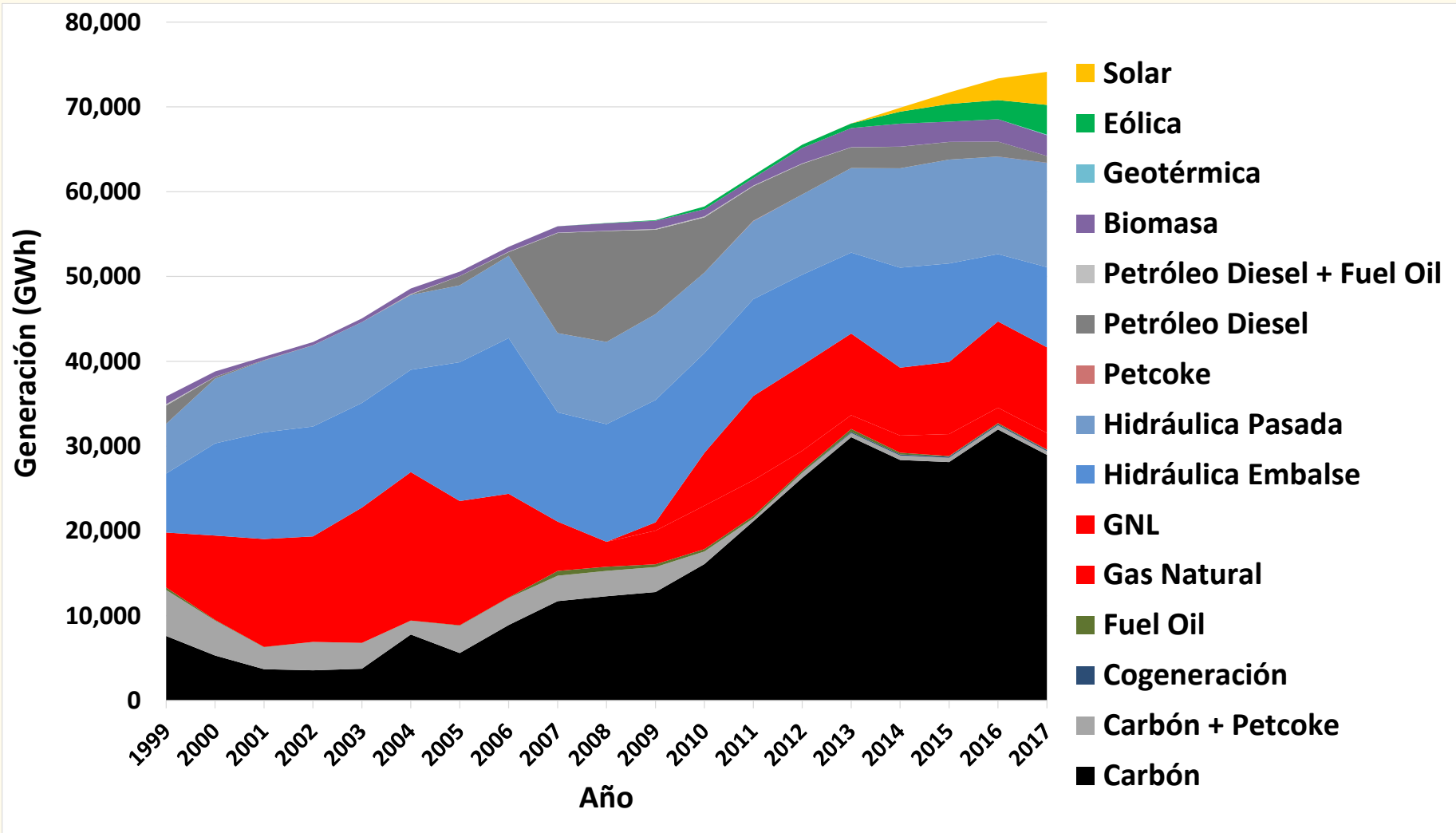
■ Generación histórica Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)



Fuente: Elaborado a partir de datos CNE

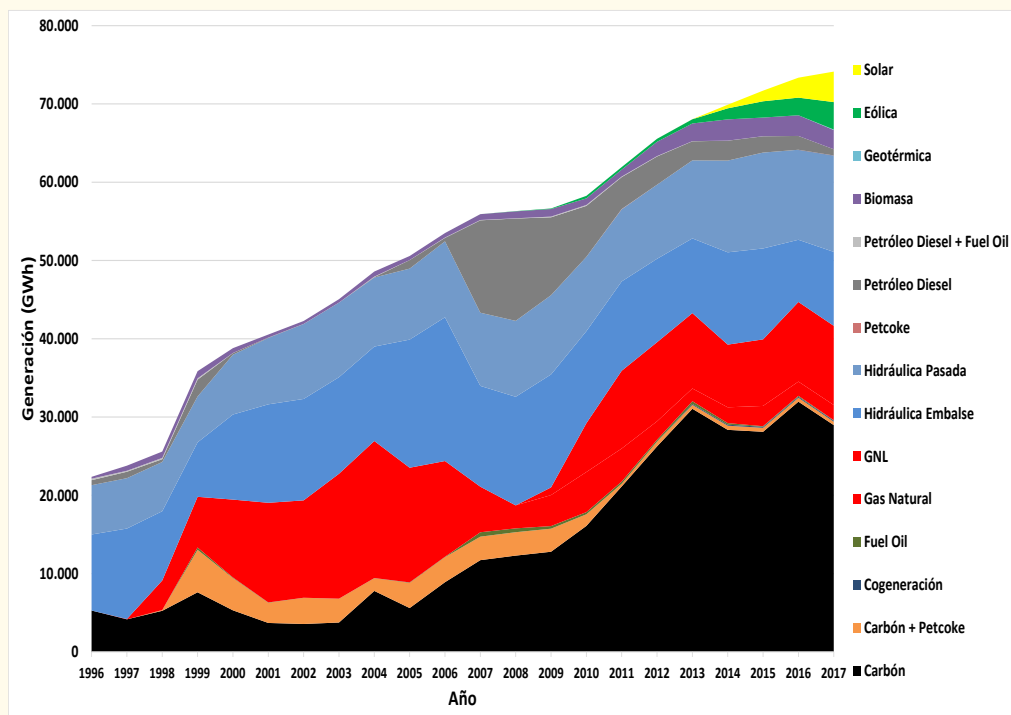


■ Generación histórica Sistema Eléctrico Nacional (SEN=SIC+SING)



Fuente: Elaborado a partir de datos CNE

- Las emisiones de GEI se han estabilizado entre 2013-2017



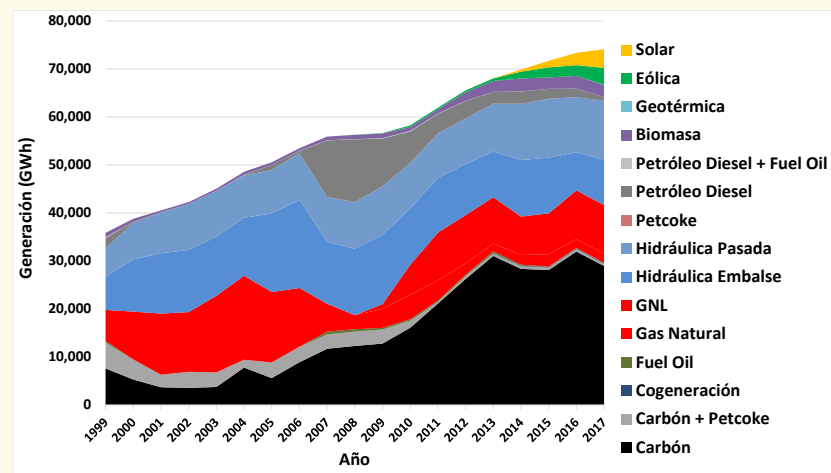
Tecnología	Generación (GWh)	
	2013	2017
Carbón	31053	28971
Carbón + Petcoke	495	436
Fuel Oil	349	51
Gas Natural	1629	1943
GNL	9629	10116
Petróleo Diesel	2437	793
Petróleo Diesel + Fuel Oil	48	1

- En 2018 entra en operación la central Infraestructura Mejillones

## ■ Capacidad instalada (SIC+SING)

Tecnología	Capacidad instalada MW		
	SIC	SING	SEN
Biogas	61	0	61
Biomasa	338	0	338
Biomasa-Petróleo N°6	88	0	88
Cogeneración	0	18	18
Eólica	1218	202	1420
Geotérmica	0	28	28
Solar	1494	671	2165
Mini Hidráulica Pasada	470	6	476
Hidráulica Embalse	3427	0	3427
Hidráulica Pasada	2814	11	2825
Carbón	1722	2672	4394
Carbón - Petcoke	760	0	760
Petcoke	75	0	75
Petróleo Diesel	2678	134	2812
Fuel Oil Nro. 6	0	148	148
Gas Natural	3013	1956	4969
Propano	15		15
<b>Total general</b>	<b>18173</b>	<b>5845</b>	<b>24018</b>

## ■ Generación histórica Sistema Eléctrico Nacional



Fuente: Elaborado a partir de datos CNE

- 1964-2007: 1948 MW
- Entre 2007 y 2016 se instalaron 2.865 MW de centrales a carbón

## Capacidad instalada (MW) en centrales a carbón entre 2009-2016

Central	2009	2010	2011	2012	2013	2016	2018	Total general
ANGAMOS_1			264					264
ANGAMOS_2			220					220
BOCAMINA2				316				316
CAMPICHE					272			272
COCHRANE_1_2						472		472
CT_ANDINA			153					153
CT_HORNITOS			154					154
Guacolda_05						152		152
GUACOLDA_3	152							152
GUACOLDA_4		152						152
INFRA_MEJILLONES							375	375
NUEVA_VENTANAS		244						244
SANTA_MARIA				314				314
Total general	152	396	791	630	272	624	375	3240

**CUADRO 2.2**

**FACTORES DE EMISIÓN POR DEFECTO PARA LA COMBUSTIÓN ESTACIONARIA EN LAS INDUSTRIAS ENERGÉTICAS (kg de gas de efecto invernadero por TJ sobre una base calórica neta)**

Combustible	CO <sub>2</sub>			CH <sub>4</sub>			N <sub>2</sub> O		
	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior
Gas/Diesel Oil	74 100	72 600	74 800	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Fuelóleo residual	77 400	75 500	78 800	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Gases licuados de petróleo	63 100	61 600	65 600	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Carbón de coque	94 600	87 300	101 000	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5
Otro carbón bituminoso	94 600	89 500	99 700	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5
Carbón sub-bituminoso	96 100	92 800	100 000	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5
Lignito	101 000	90 900	115 000	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5

Fuente: Guía IPCC 2006

# Fuentes de emisión

**CUADRO 2.2 (CONTINUACIÓN)**  
**FACTORES DE EMISIÓN POR DEFECTO PARA LA COMBUSTIÓN ESTACIONARIA EN LAS INDUSTRIAS ENERGÉTICAS (kg de gas de efecto invernadero por TJ sobre una base calórica neta)**

Combustible	CO <sub>2</sub>			CH <sub>4</sub>			N <sub>2</sub> O			
	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	
Alquitrán de hulla	n80 700	68 200	95 300	n 1	0,3	3	r 1,5	0,5	5	
Gases derivados	Gas de fábricas de gas	n44 400	37 300	54 100	n 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Gas de horno de coque	n44 400	37 300	54 100	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Gas de alto horno	n260 000	219 000	308 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Gas de horno de oxígeno para aceros	n182 000	145 000	202 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Gas natural	56 100	54 300	58 300	1	0,3	3	0,1	0,03	0,3	
Desechos municipales (fracción no perteneciente a la biomasa)	n 91 700	73 300	121 000	30	10	100	4	1,5	15	

Fuente: Guía IPCC 2006

## Fuentes de emisión

Central	Pmax (MW)	CE (ton/MWh)	FP	Energía Anual (MWh)	Energía (ton)	PCI (kcal/kg)	CE(Tcal)	FE (kgCO <sub>2</sub> /TJ)	millón tCO <sub>2</sub> e	FE (tCO <sub>2</sub> / MWh)
GUACOLDA 4	152	0.35	0.9	1.198.368	419429	6650	2789	94600	1.1	0.9
VENTANAS 2	204.2	0.42	0.9	1.609.913	668114	6650	4443	94600	1.8	1.1
CAMPICHE	272	0.38	0.9	2.144.448	814890	6650	5419	94600	2.2	1.0
SANTA_MARIA	314.2	0.35	0.9	2.477.153	867003	6650	5766	94600	2.3	0.9
BOCAMINA1	106.9	0.38	0.9	842.800	320264	6650	2130	94600	0.8	1.0
BOCAMINA2	315.7	0.35	0.9	2.488.979	876121	6650	5826	94600	2.3	0.9
GUACOLDA 5	152	0.40	0.9	1.198.368	484141	6650	3220	94600	1.3	1.1
TOCOPILLA U12	85	0.51	0.9	670.140	341771	6650	2273	94600	0.9	1.3
TOCOPILLA U13	85	0.48	0.9	670.140	321667	6650	2139	94600	0.9	1.3
COCHRANE 1 2	472	0.43	0.9	3.721.248	1581530	6650	10517	94600	4.2	1.1
INFRA_MEJILL	375	0.40	0.9	2.956.500	1172252	6650	7795	94600	3.1	1.0

FP= Factor de Planta

Energía Anual= Pmax x FP x 8760

CE= Consumo específico

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de distintas fuentes (CNE. IPCC 2006)

# Fuentes de emisión

Central	Pmax (MW)	CE (MMBTU/ MWh)	FP	Energía Anual (MWh)	Energía (MMBTU)	Consumo de combustible (TJ)	FE (kgCO2 /TJ)	millón tCO2e	FE (tCO2/ MWh)
NRENCA	304.5	8.0	0.9	2.400.678	19133404	20.090	56.100	<b>1.1</b>	<b>0.47</b>
TALTAL 1	117	11.7	0.9	922.428	10759277	11.297	56.100	<b>0.6</b>	<b>0.69</b>
NEHUENCO 1	326	7.3	0.9	2.570.184	18714840	19.651	56.100	<b>1.1</b>	<b>0.43</b>
NEHUENCO 2	376.1	6.7	0.9	2.965.172	19807212	20.798	56.100	<b>1.2</b>	<b>0.39</b>
SANISIDRO	342.7	7.5	0.9	2.701.847	20241914	21.254	56.100	<b>1.2</b>	<b>0.44</b>
TOCOPILLA_U1 6	400	7.5	0.9	3.153.600	23626395	24.808	56.100	<b>1.4</b>	<b>0.44</b>
TOCOPILLA_U1 6_TG	270	9.4	0.9	2.128.680	20094249	21.099	56.100	<b>1.2</b>	<b>0.56</b>
ATACAMA_CC2	391	6.7	0.9	3.082.644	20591916	21.622	56.100	<b>1.2</b>	<b>0.39</b>
KELAR	517	7.2	0.9	4.076.028	29380010	30.849	56.100	<b>1.7</b>	<b>0.42</b>
CAMPESINO	800	7.2	0.9	6.307.200	45462298	47.735	56.100	<b>2.7</b>	<b>0.42</b>

FP= Factor de Planta

Energía Anual= Pmax x FP x 8760

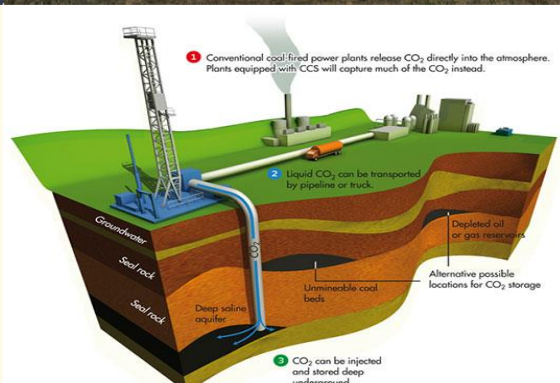
CE= Consumo específico

MMBTU=0.00105 TJ

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de distintas fuentes (CNE. IPCC 2006)



# Medidas de mitigación en el sector generación eléctrica



## Ley de ERNC (Ley 20257, año 2008)

- Cada empresa eléctrica que efectúe retiros de energía desde los sistemas eléctricos para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales deben acreditar que un **porcentaje proviene de fuentes ERNC**
- Porcentaje: 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en un 0,5% anual a partir del año 2015, hasta alcanzar **10% año 2024**.
- Aplica sobre empresas con capacidad instalada superior a 200 MW

## Ley de ERNC (Ley 20257, año 2008)

### Fuentes ERNC:

- ✓ Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la **energía de la biomasa**, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable
- ✓ Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la **energía hidráulica** y cuya **potencia máxima sea inferior a 20.000 kilowatts**.
- ✓ Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la **energía geotérmica**, entendiéndose por tal la que se obtiene del calor natural del interior de la tierra.
- ✓ Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la **energía solar**, obtenida de la radiación solar.
- ✓ Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la **energía eólica**, correspondiente a la energía cinética del viento.
- ✓ Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la **energía de los mares**, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares.

- Ejemplo práctico para calcular de manera simple la reducción de GEI de una medida de mitigación
- Se instalan 1000 MW de energía eólica ¿Cuál es la reducción de emisiones de GEI anuales?
  - Factor de planta =0,28
  - Energía generada anual (MWh) =  $1000 \times 0,28 \times 8760 = 2,452,800$
  - Suponiendo que reemplaza la entrada de central a carbón  
 $\Delta E = 2,452,800 \text{ (MWh)} \times 1 \text{ (tCO}_2\text{e/MWh)} = 2,5 \text{ millón tCO}_2\text{e}$
  - Suponiendo que reemplaza la entrada de central a gas natural  
 $\Delta E = 2,452,800 \text{ (MWh)} \times 0,46 \text{ (tCO}_2\text{e/MWh)} = 1,1 \text{ millón tCO}_2\text{e}$

## Ley de ERNC (Ley 20.698, ley 20/25, año 2013)

- Obligación será del 5% al año 2013, con incrementos del 1% a partir del año 2014 hasta llegar al 12% el año 2020, e incrementos del 1,5% a partir del año 2021 hasta llegar al 18% el año 2024, y un incremento del 2% al año 2025 para **llegar al 20% el año 2025**
- Nueva obligación para los contratos firmados con posterioridad al 1 de julio de 2013
- Para los contratos celebrados con posterioridad al 31 agosto de 2007 y con anterioridad al 1 de julio de 2013 la obligación equivale a 10% al año 2024

## Ley de ERNC (Ley 20.698, ley 20/25, año 2013)

### ■ Cuota ERNC

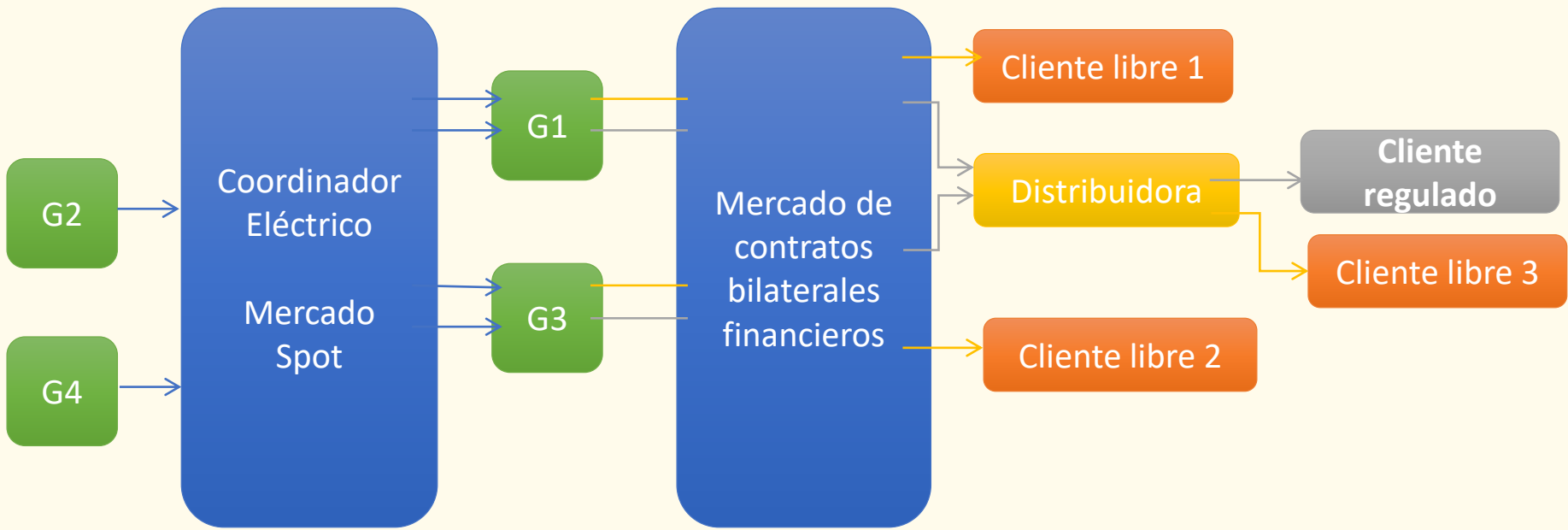
Año	Energía Proyectada [GWh]	Energía ERNC Estimada [GWh]	% ERNC
2017	68.236	3.834	5,62%
2018	70.178	4.545	6,48%
2019	72.253	5.371	7,43%
2020	74.320	6.371	8,57%
2021	76.574	7.850	10,25%
2022	78.940	9.283	11,76%
2023	81.246	10.734	13,21%
2024	83.555	12.279	14,70%
2025	85.986	14.842	17,26%
2026	88.356	15.597	17,65%
2027	90.791	16.457	18,13%
2028	93.214	17.192	18,44%
2029	95.696	17.841	18,64%

Fuente: CNE

- ¿Cuál es la reducción de emisiones de GEI esperada de esta medida?
- Calculo simplificado:

- Energía ERNC (MWh) = 14.842 GWh
- Suponiendo que reemplaza la entrada de central a carbón  
 $\Delta E = 14.842.000 \text{ (MWh)} \times 1 \text{ (tCO}_2\text{e/MWh)} = 14,8 \text{ millón tCO}_2\text{e}$
- Suponiendo que reemplaza la entrada de central a gas natural  
 $\Delta E = 14.842.000 \text{ (MWh)} \times 0,46 \text{ (tCO}_2\text{e/MWh)} = 6,8 \text{ millón tCO}_2\text{e}$

# Breve explicación de funcionamiento de mercado eléctrico



- > Contrato regulado (Licitaciones de suministro)
- > Contrato bajo negociación directa
- > Compra y venta al mercado spot

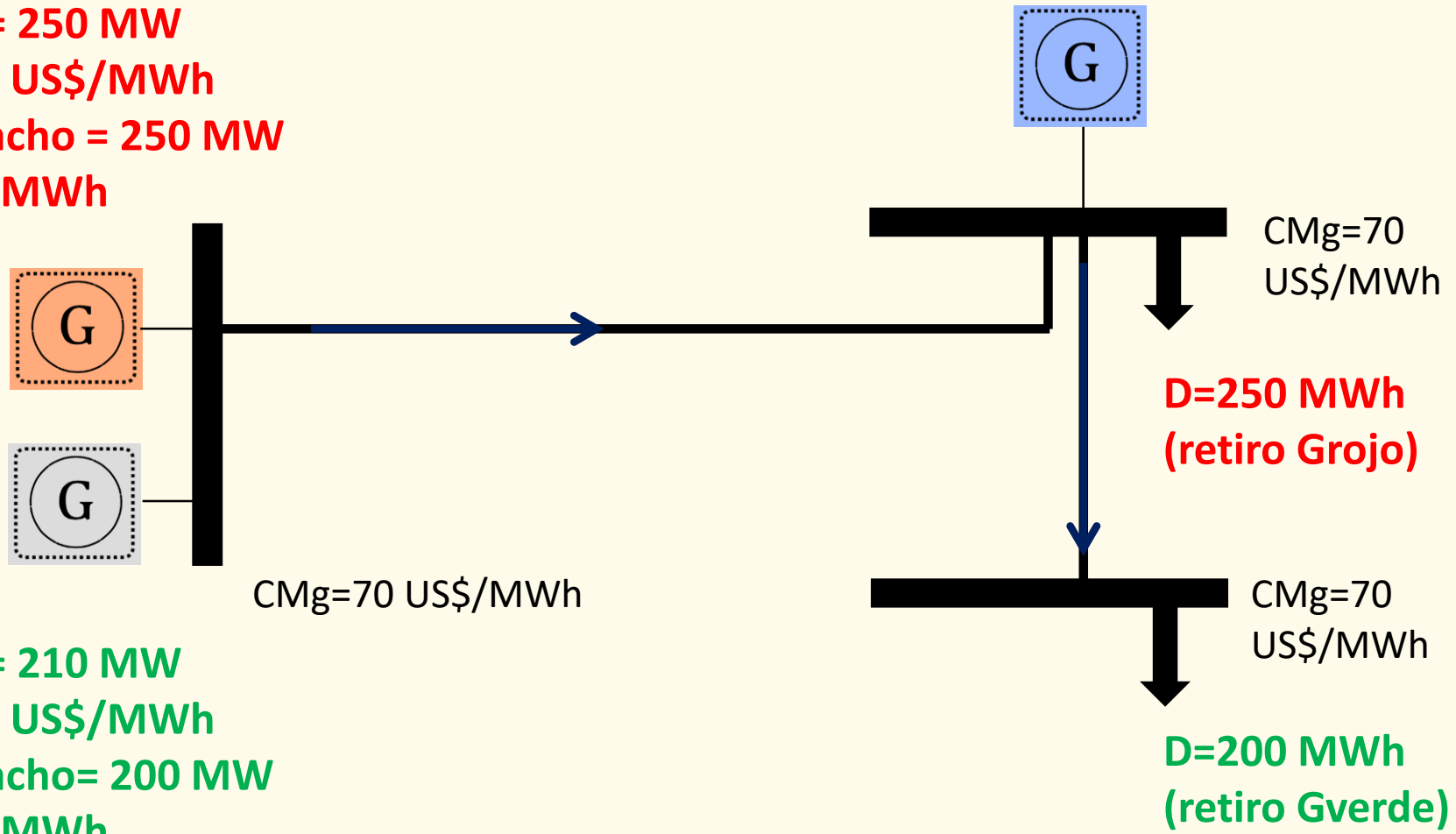
En inglés Power Purchase Agreement (PPA)



- Ejemplo mercado spot
- Pérdidas igual a 0

**$P_{max} = 60 \text{ MW}$**   
 **$CV = 140 \text{ US\$/MWh}$**   
 **$G = 0 \text{ MWh}$**

**$P_{max} = 250 \text{ MW}$**   
 **$CV = 35 \text{ US\$/MWh}$**   
 **$P_{despacho} = 250 \text{ MW}$**   
 **$G = 250 \text{ MWh}$**

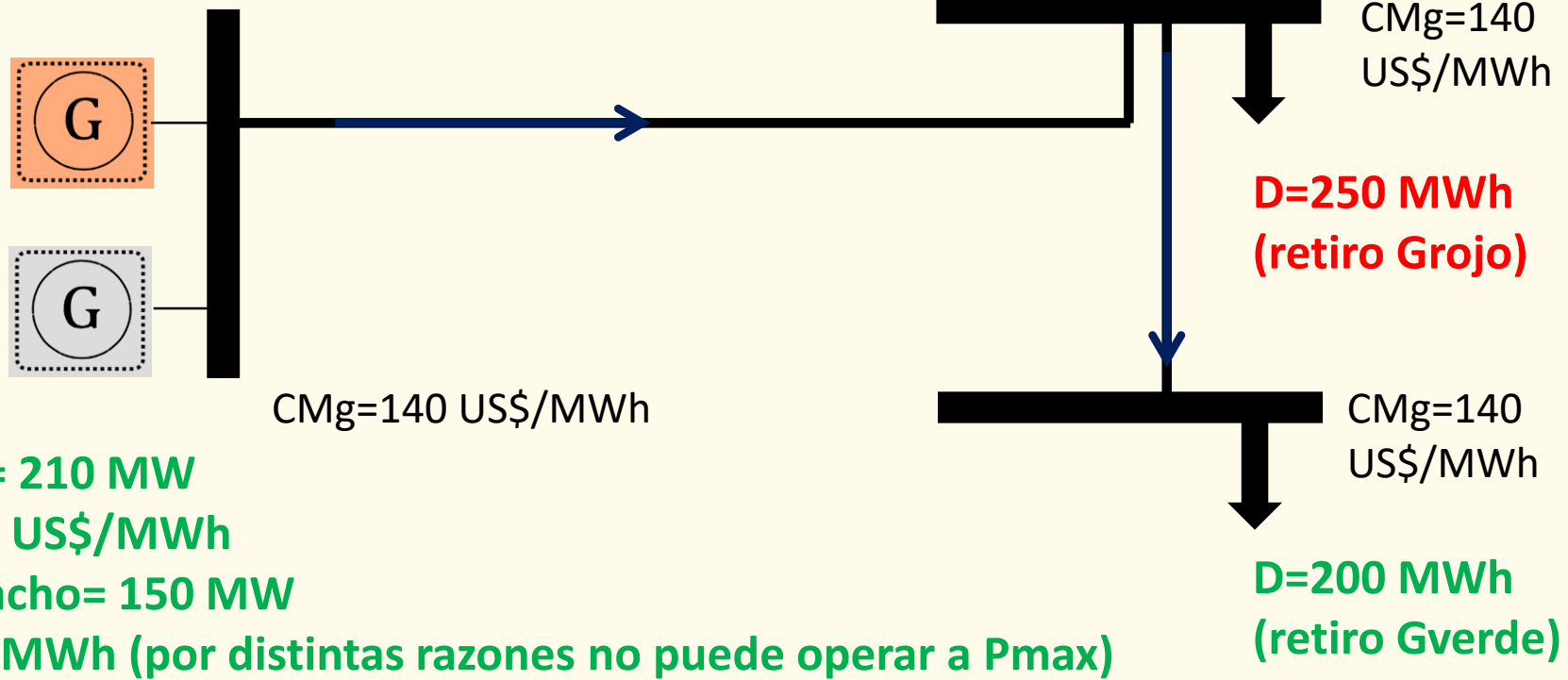


**$P_{max} = 210 \text{ MW}$**   
 **$CV = 70 \text{ US\$/MWh}$**   
 **$P_{despacho} = 200 \text{ MW}$**   
 **$G = 200 \text{ MWh}$**

- Ejemplo mercado spot
- Pérdidas igual a 0

**$P_{max} = 250 \text{ MW}$**   
 **$CV = 35 \text{ US\$/MWh}$**   
 **$P_{despacho} = 250 \text{ MW}$**   
 **$G = 250 \text{ MWh}$**

**$P_{max} = 60 \text{ MW}$**   
 **$CV = 140 \text{ US\$/MWh}$**   
 **$P_{despacho} = 50 \text{ MW}$**   
 **$G = 50 \text{ MWh}$**



**$P_{max} = 210 \text{ MW}$**   
 **$CV = 70 \text{ US\$/MWh}$**   
 **$P_{despacho} = 150 \text{ MW}$**   
 **$G = 150 \text{ MWh}$  (por distintas razones no puede operar a  $P_{max}$ )**

- Balance mercado spot generador rojo

- $$\text{Balance} = 250 \text{ (MWh)} \times 140 \text{ (US\$/MWh)} - 250 \text{ (MWh)} \times 140 \text{ (US\$/MWh)} = 0$$

- Balance mercado spot generador verde

- $$\text{Balance} = 150 \text{ (MWh)} \times 140 \text{ (US\$/MWh)} - 200 \text{ (MWh)} \times 140 \text{ (US\$/MWh)} = -7000 \text{ US\$}$$

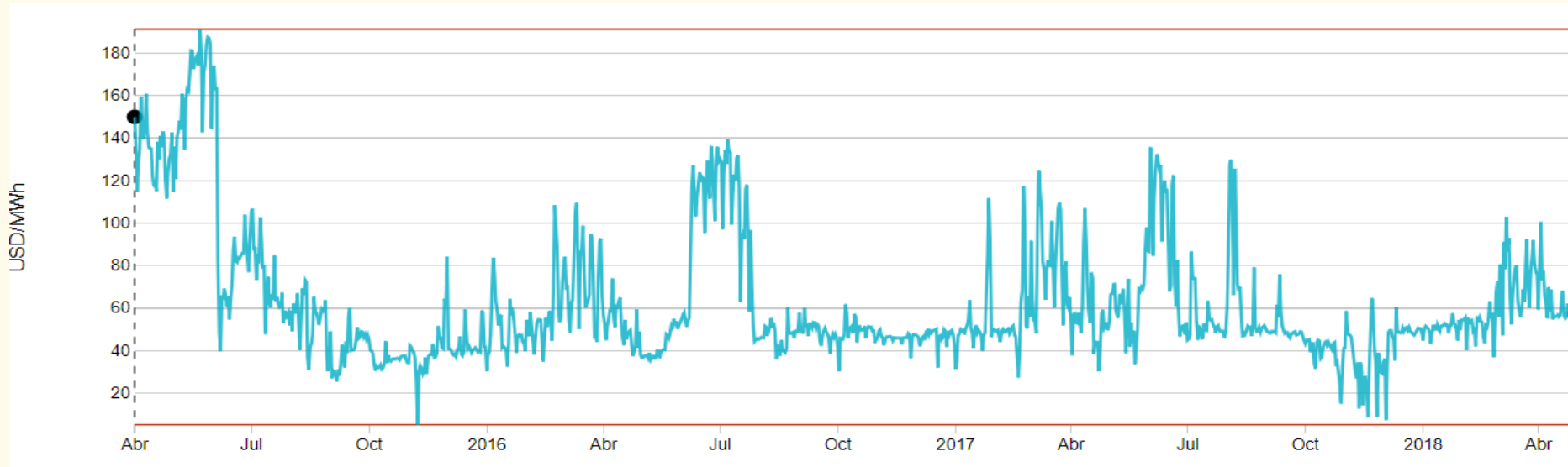
- Balance mercado spot generador azul (no tiene retiros)

- $$\text{Balance} = 50 \text{ (MWh)} \times 140 \text{ (US\$/MWh)} = 7000 \text{ US\$}$$



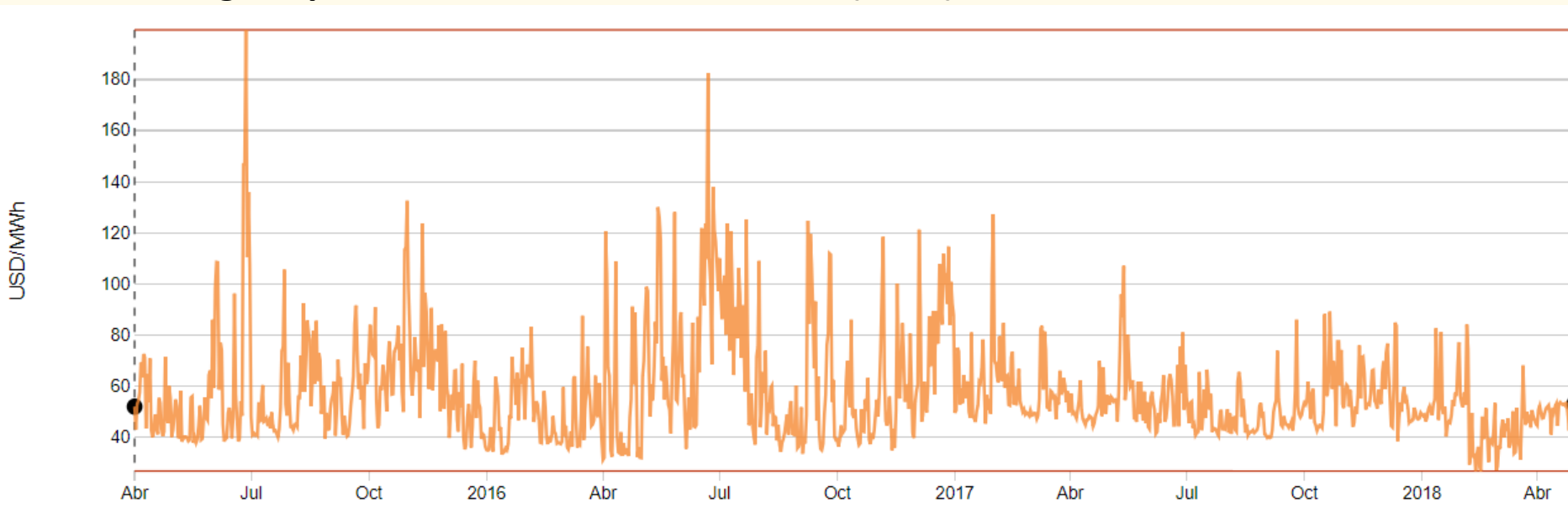
**Transferencia de energía y transferencia monetaria**

## Costo marginal promedio diario Quillota 220 kV (SIC)



## Costo marginal promedio diario Crucero 220 kV (SING)

Fuente: Energía Abierta, CNE



## Licitación de suministro bloques horarios

- Licitación de bloques horarios para licitaciones de suministro eléctrico de distribuidoras eléctricas (a partir de 2013)
- Bloques horarios:
  - 00:00-07:59
  - 08:00-17:59
  - 18:00-22:59
  - 23:00-23:59
- Licitación de “Bloques Horarios” con el objeto de promover el desarrollo de tecnologías que solo pueden generar en determinadas horas, como es la energía solar y eólica
- Previo a esta medida, las ERNC debían ofertar un bloque completo, lo que las obligaba a comprar energía spot en los horarios que no podían generar

## Licitación de suministro bloques horarios



### Licitación de suministro marca oferta récord de US\$21,48 MWh con tecnología fotovoltaica

Publicado el 31 De Octubre Del 2017

 Electricidad

Enel generación Chile mostró esta propuesta, junto a Gas Natural Fenosa, a través de su filial Global Power Generation que presentó US\$24,8 MWh. Este jueves se dará a conocer a las empresas que se adjudicarán los bloques para suministrar energía desde 2024.

## Impuesto a las emisiones

- Actualmente el impuesto es de 5 US\$/tCO<sub>2</sub> a las emisiones de CO<sub>2</sub>
- Diversos estudios nacionales han evaluado incrementar el impuesto a las emisiones:

✓ MAPS-Chile: **20 US\$/tCO<sub>2</sub>** a partir de 2017



✓ “Alternativas de diseño y medidas complementarias para un sistema más integral de precios al carbono, 2017” (Proyecto PMR, Min. Energía) -> **40 US\$/tCO<sub>2</sub> a 2030**



✓ Ministerio de Desarrollo Social: Precio social del carbono igual a **32,5 US\$/tCO<sub>2</sub> (2017)**



## Impuesto a las emisiones

- Para fuentes con potencia mayor o igual a 50 MWt
- No afecta el costo marginal (US\$/MWh) -> no afecta despacho
- Si costo variable + impuesto > costo marginal, diferencia de inyecciones se paga entre todas las empresas que realizan retiros de energía
- Si el impuesto no afecta el despacho de las centrales, entonces el impacto de esta medida para reducir las emisiones de GEI se debería a:

### 1. **Afecta la competitividad de nuevos proyectos (aumenta costo medio de desarrollo)**

Para una central a carbón  $40 \text{ US\$/tCO}_2 \approx 40 \text{ US\$/MWh}$

### 2. **Podría incentivar el retiro de centrales en operación**



## Sistemas de Emisiones Transables (ETS)

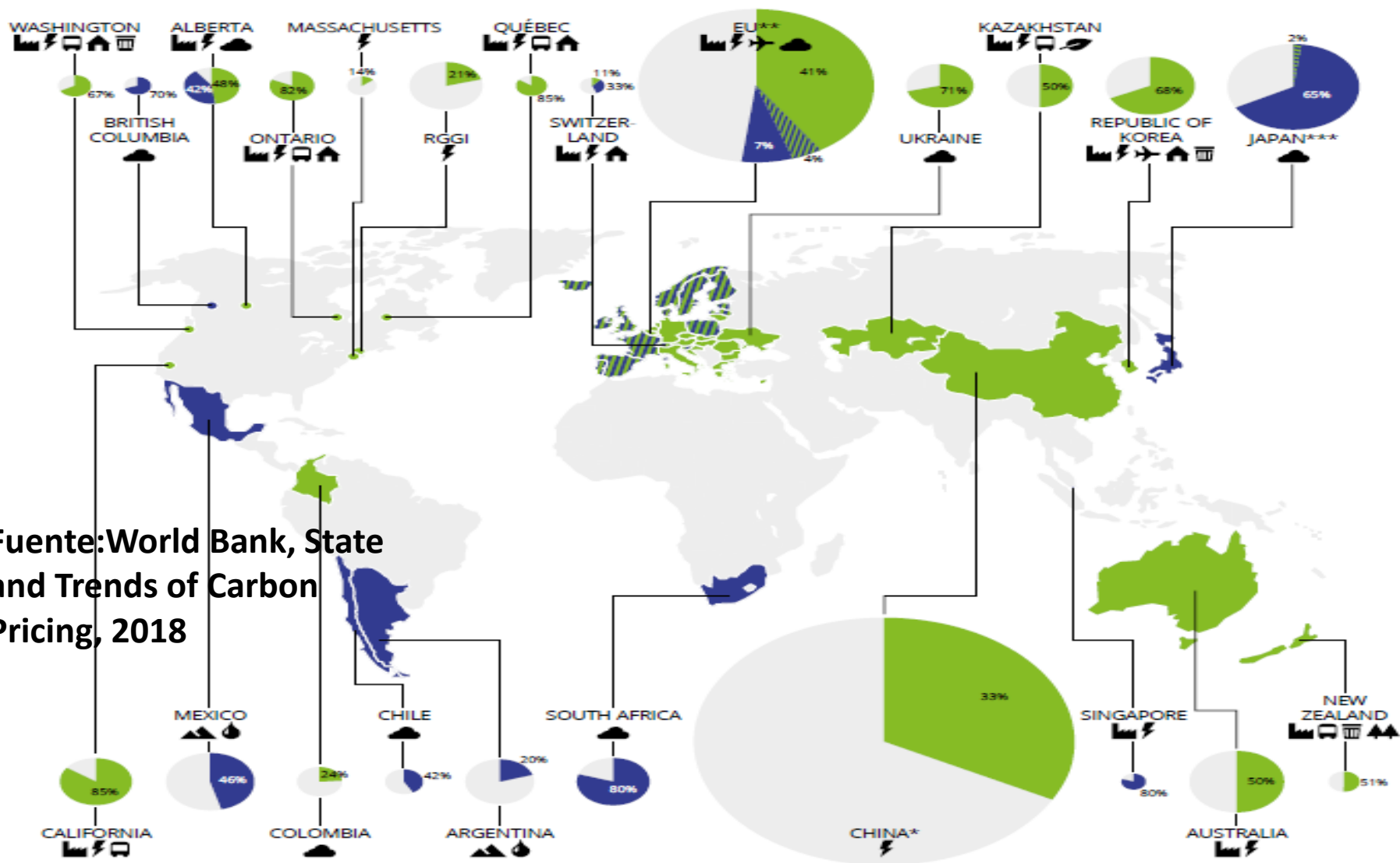
- Se fija el número máximo de emisiones anuales que pueden emitir todas las empresas que participan de este sistema (cap)
- La asignación inicial de derechos de emisiones puede ser gratuita o subastada
- El propietario de cada “allowance” tiene derecho a emitir 1 tCO<sub>2</sub>.
- En EU ETS los derechos de emisión del sector generación eléctrica se subastan
- Si una empresa necesita emitir más de la cantidad que le permiten de sus derechos tiene 2 opciones:
  1. **implementar medidas de mitigación para reducir sus emisiones**
  2. **comprar derechos de emisión en el mercado en el cual se transan (trade).**
  3. **Compensar sus emisiones en sectores que no participan de ETS (offset)**

## Sistemas de Emisiones Transables (ETS)

Sectores  
incluidos en  
sistemas  
implementados



# Medidas de mitigación en sector generación



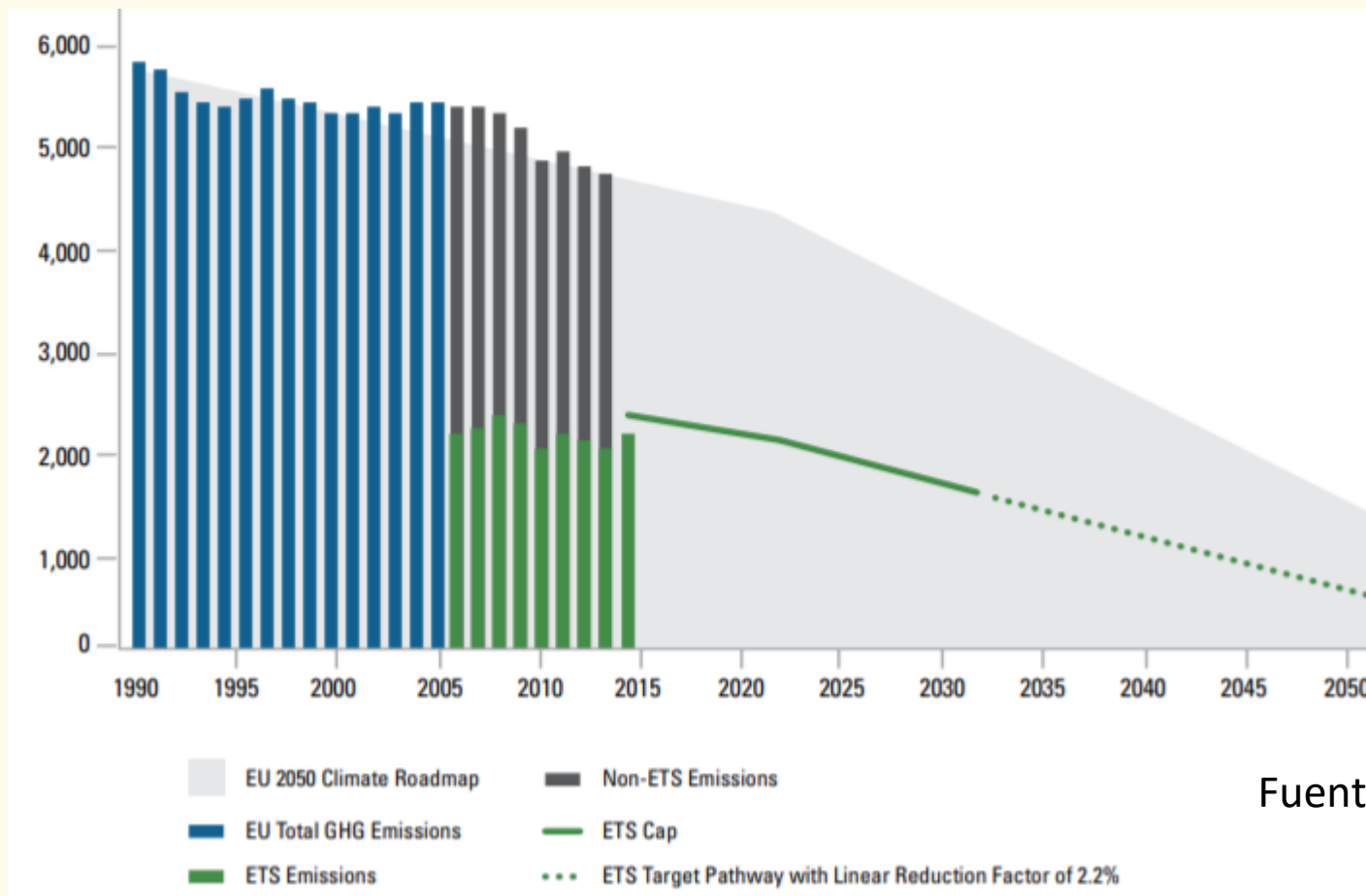
Fuente: World Bank, State and Trends of Carbon Pricing, 2018

● ETS implemented or scheduled for implementation  
● Carbon tax implemented or scheduled for implementation  
● ETS and carbon tax implemented or scheduled  
 40% Estimated coverage

⚙️ Industry  
⚡ Power  
🚗 Transport  
✈️ Aviation  
🏠 Buildings  
♻️ Waste  
🌳 Forestry  
🌿 Agriculture  
☁️ All fossil fuels (tax only)  
⛛️ Solid fossil fuels  
💧 Liquid fossil fuels  
🚢 Shipping

## Sistemas de Emisiones Transables (ETS)

- Ejemplo: Sistema Europeo de Comercio de Derechos de Emisión (EU ETS)
- Reducción del 21%, en comparación con los niveles de 2005, para las emisiones incluidas en los sectores cubiertos por el (EU ETS)



Fuente: ICAP

## Retiro de centrales a carbón

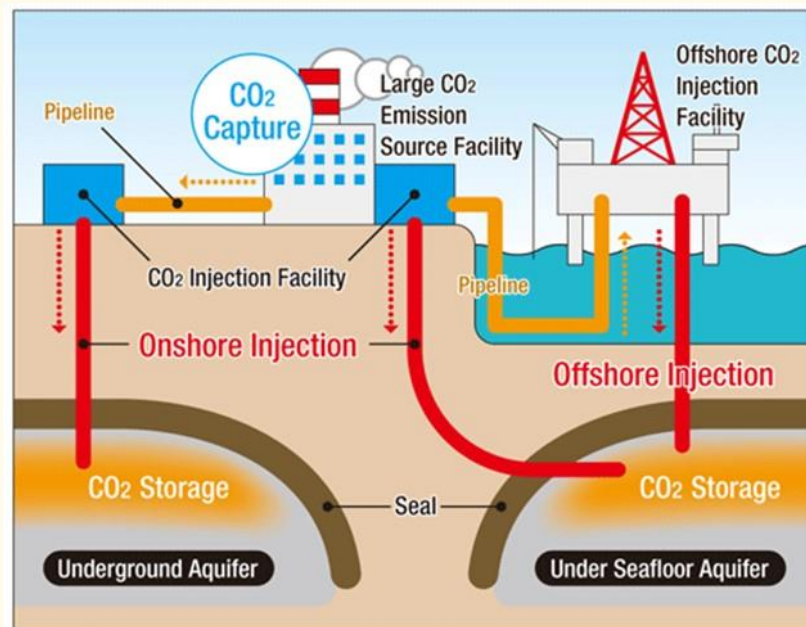
- En enero del 2018, el Gobierno de Chile y las empresas socias de la Asociación de Generadoras de Chile, AES Gener, Colbun, Enel y Engie acordaron **no iniciar nuevos proyectos a carbón** que no cuenten con sistemas de captura y almacenamiento de carbono.
- Asimismo, acordaron establecer un cronograma y las condiciones para el **cese programado de las centrales a carbón en operación** que no cuenten con sistemas de captura y almacenamiento de carbono u otras tecnologías equivalentes.

## Sistemas de captura y almacenamiento de carbono

- La tecnología de captación y almacenamiento de dióxido de carbono (en inglés *Carbon Capture Storage* o CCS)) consta de tres fases: captación, transporte y almacenamiento.
- La captación consiste en la separación del CO<sub>2</sub> de otros productos gaseosos producidos cuando los combustibles fósiles son quemados para la generación de energía u otros procesos de la industria.
- Según el estado del arte de la tecnología de CCS, sería posible capturar entre el **85% y el 95%** del CO<sub>2</sub> emitido por una planta termoeléctrica (Endesa, 2013). De esta forma, se evita la liberación del CO<sub>2</sub> a la atmósfera.

## Sistemas de captura y almacenamiento de carbono

- Existen varias alternativas para el almacenamiento del CO<sub>2</sub>, entre las cuales destaca
  - ✓ Inyección en formaciones geológicas subterráneas (como los yacimientos de petróleo y gas, las minas de carbón no explotables y las formaciones salinas profundas)
  - ✓ Inyección en los fondos oceánicos profundos (liberación directa en la columna de agua oceánica o en el fondo oceánico)
  - ✓ Fijación industrial en carbonatos inorgánicos.



Fuente: Toyo Engineering Corporation

# Medidas de mitigación en sector generación

oferta

## Alta penetración de energías renovables

ERNC: Solar, eólica, geotermia, marina, minihidro.

Hidroelectricidad sustentable

CCS en centrales termoeléctricas  
Centrales a carbón de baja emisión

Energía nuclear

demanda

Autogeneración a partir de fuentes renovables

Eficiencia energética

Derribar barreras sistema de transmisión

Interconexión regional  
Disminución de pérdidas Tx Dx

Flexibilidad:

Oferta

Sistema de almacenamiento  
Control de la demanda  
Redes inteligentes

Fomento a tecnologías bajas en CO2



Instrumentos específicos:

Mercado del carbono  
Impuesto al carbono  
Cuotas de ERNC-ER

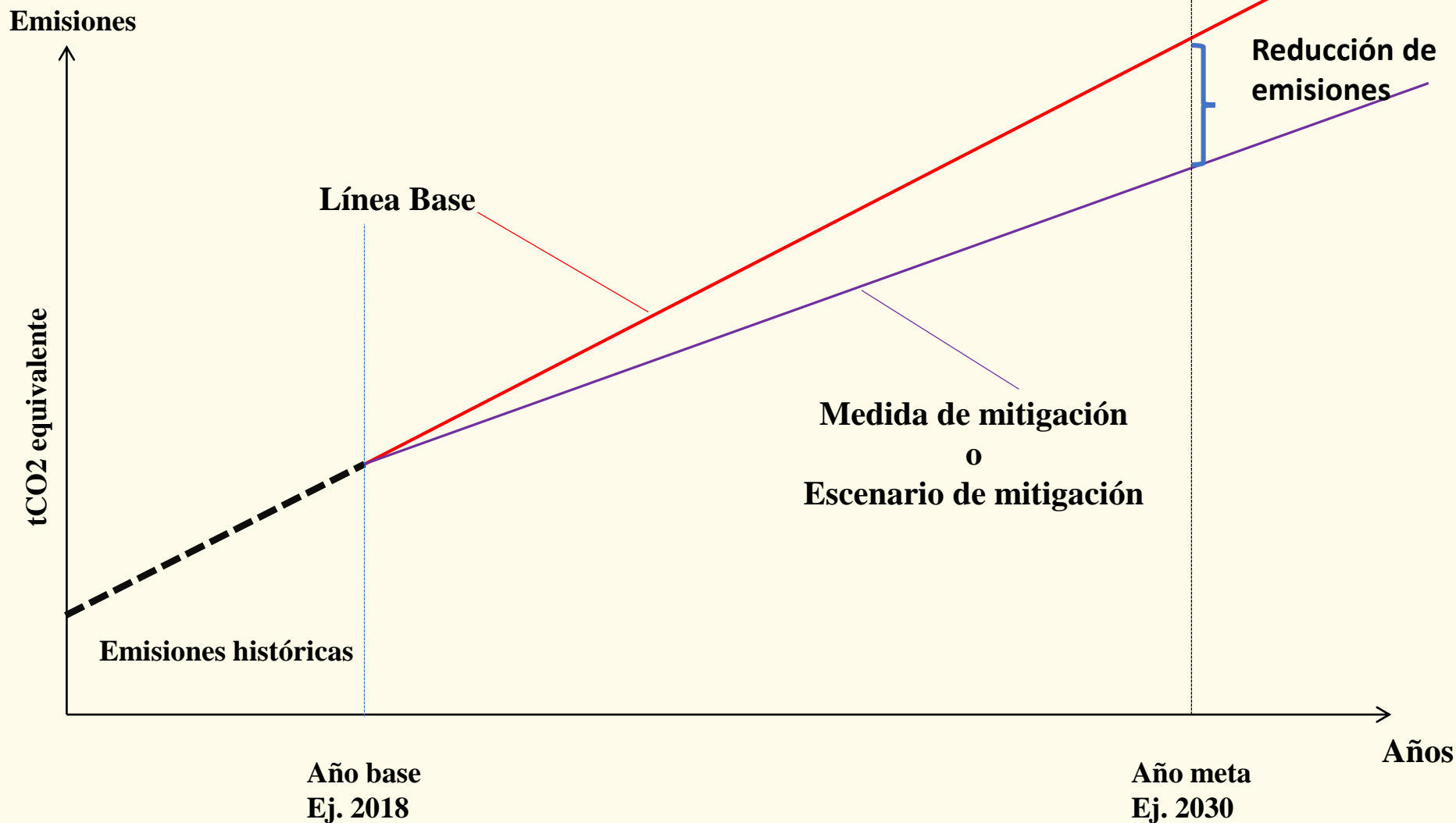
Levantar barreras:

Aspectos sociales

Aspectos ambientales



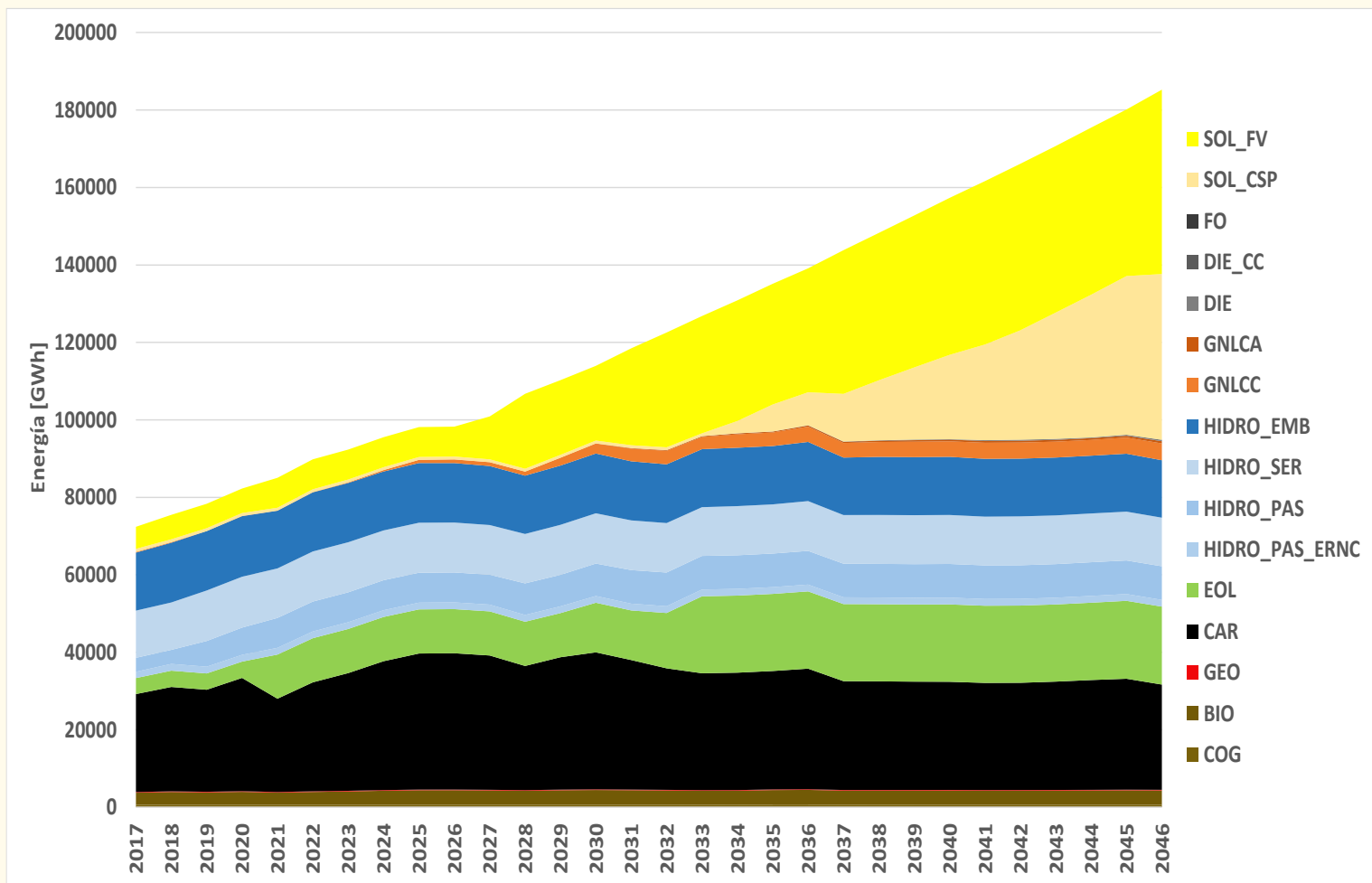
# Modelos de proyección



- Línea Base= Proyección de emisiones de GEI sin incluir medidas de mitigación
- Escenario de mitigación= Proyección de emisiones de GEI incluyendo el impacto de medidas de mitigación
- Medida de mitigación= Cualquier acción que tienen como efecto directo o indirecto una reducción de emisiones de GEI
- Pueden existir distintos criterios para definir un escenarios mitigación
- Por ejemplo, escenario de mitigación podría incluir solo las medidas implementadas y adoptadas

- La evaluación de medidas es más compleja que los ejercicios anteriores
- Ejemplo de dificultades:
  - ✓ Supuestos utilizados para proyectar Línea base. Supuestos: proyección demanda, costos de inversión de distintas tecnologías, precio de combustibles, etc.
  - ✓ ERNC podrían reemplazar distintos tipos de tecnologías (carbón, GNL, diésel)
  - ✓ ERNC podrían reemplazar incluso otras fuentes bajas en emisiones de GEI (hidroelectricidad)
  - ✓ Restricciones de operación de centrales y sistema de transmisión (mínimos técnicos de centrales, congestión Tx, etc.)

- Proyección de energía esperada. ¿Cómo se realizan estas proyecciones?



Fuente: Centro de Energía para Informe Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), Escenario B

- En caso de Chile típicamente se han utilizados modelo de optimización para proyectar matrices de generación de largo plazo
- Función objetivo: Minimizar costo de inversión en nuevas centrales, mantenimiento anual y costos variable de operación

$$\begin{aligned}
 & \sum_{i \in \text{Nuevas}, t} P_{i,t}(\text{MW}) \times AVI \left( \frac{\text{US\$}}{\text{kW}} \right) \times 1000 + \sum_{i,t} P_{i,t}(\text{MW}) \times COMA \left( \frac{\text{US\$}}{\text{kW}} \right) \times 1000 \\
 & + \sum_{i,t,m,b} G_{i,t,m,b}(\text{MWh}) \times CV_{i,t} \left( \frac{\text{US\$}}{\text{MWh}} \right)
 \end{aligned}$$

**Index:**

***i* = índice asociado a centrales**

***t* = índice asociado a años**

***m* = índice asociado a meses**

***b* = índice asociado a bloques**

**Variables del problema de optimización**

$P_{i,t}(\text{MW})$       Potencia instalada nuevas centrales

$G_{i,t,m,b}(\text{MWh})$       Generación eléctrica

## Restricciones (modelo simplificado)

### Balace de energía

$$\sum_{i \in N} G[i,t,m,b] = \text{dem}[t,m,b];$$

### Generación máxima por central

$$G[i,t,m,b] \leq p_{\max}[i] * f_{\text{plant}}[i,t,m,b] * \text{duration}[t];$$

### Generación máxima para nuevas centrales

$$G[i,t,m,b] \leq P[i,t] * f_{\text{plant}}[i,t,m,b] * \text{duration}[t];$$

### Cuota de energías renovables no convencionales (ERNC):

$$\sum_{i \in N: \text{ERNC}[i]=1} G[i,t] \geq q_{\text{ERNC}}[t] * \text{dem}[t];$$

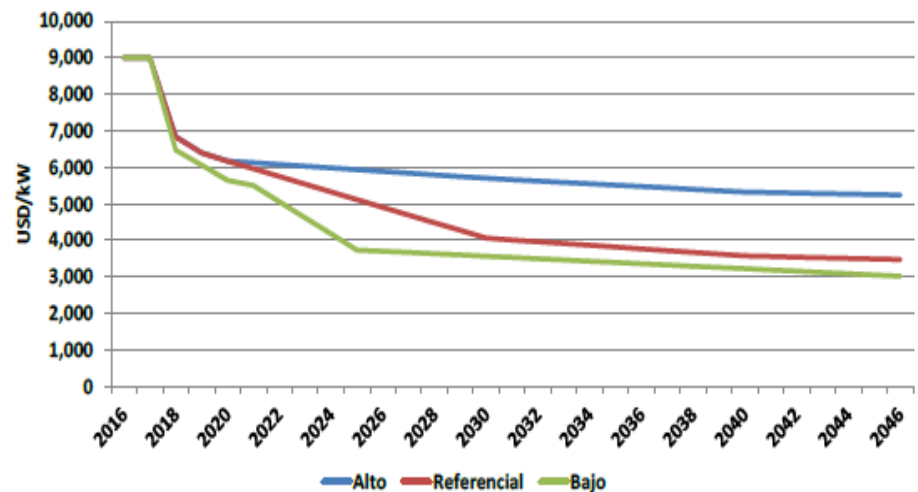
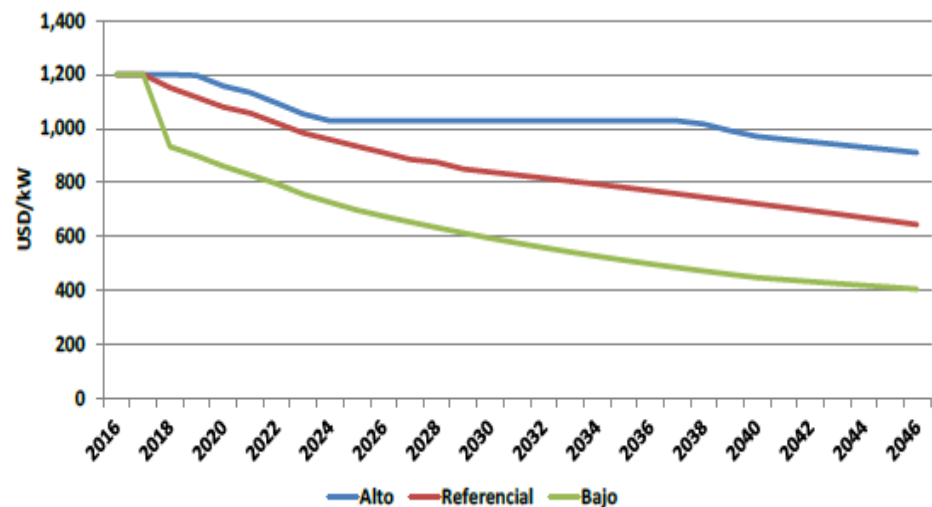
### Entrada máxima de nuevas centrales:

$$P[i,t] - P[i,t-1] \leq \text{maxinv}[i,t];$$

# Planificación energética de largo plazo (PELP)

## costo de inversión solar fotovoltaica

## costo de inversión solar CSP



## costo de inversión eólica

## costo de inversión baterías

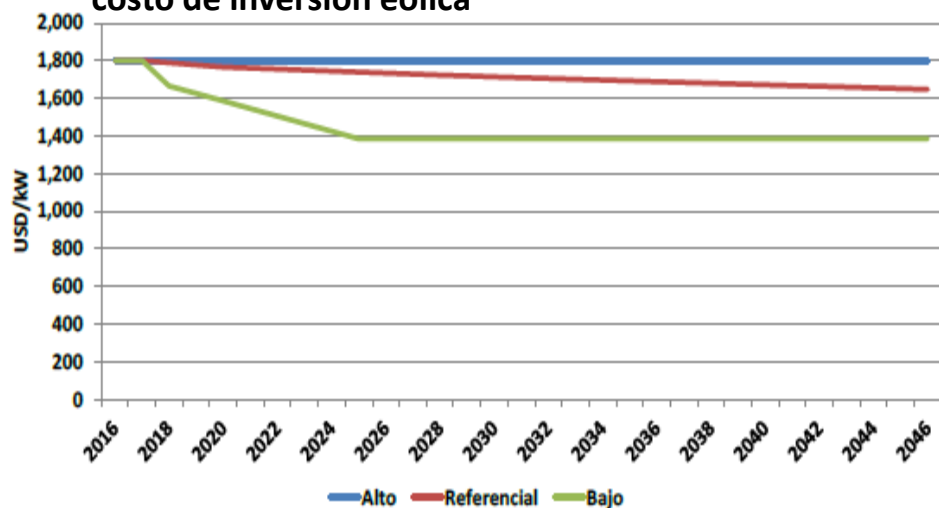
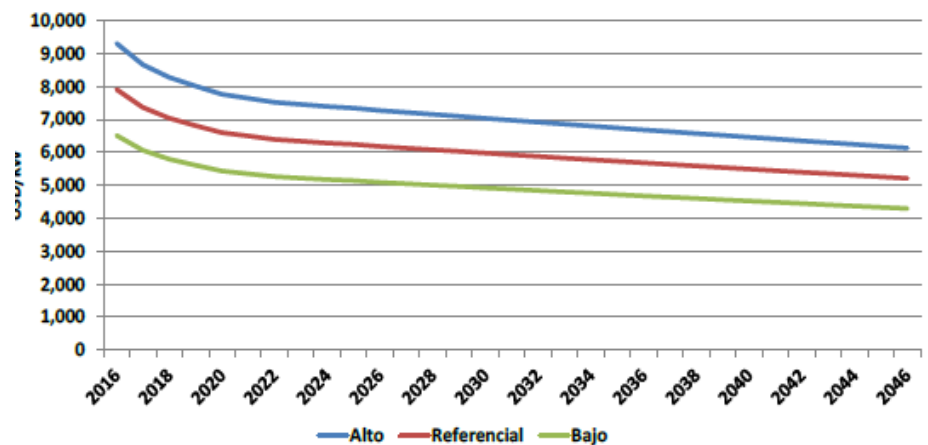


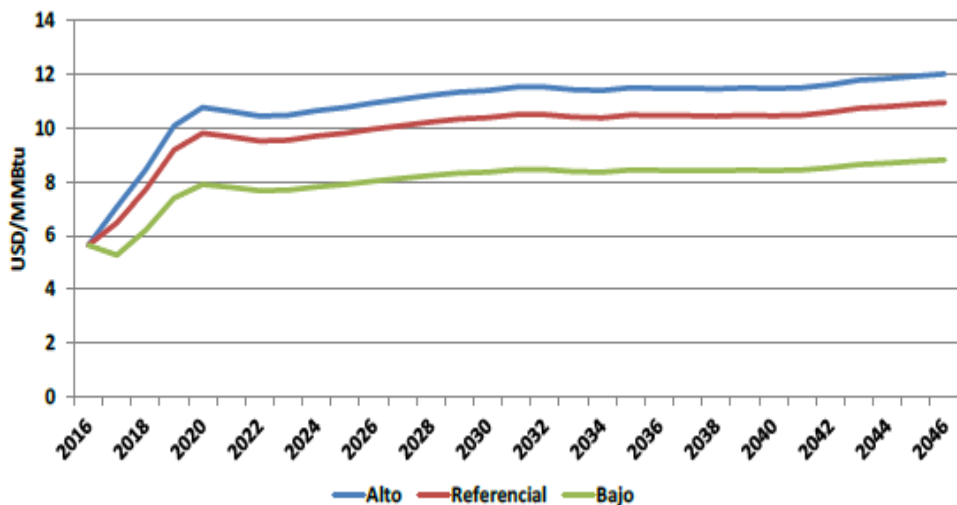
Figura 8: Proyecciones del costo de inversión, USD/kW: almacenamiento en baterías



Fuente: Informe PELP. Ministerio de Energía

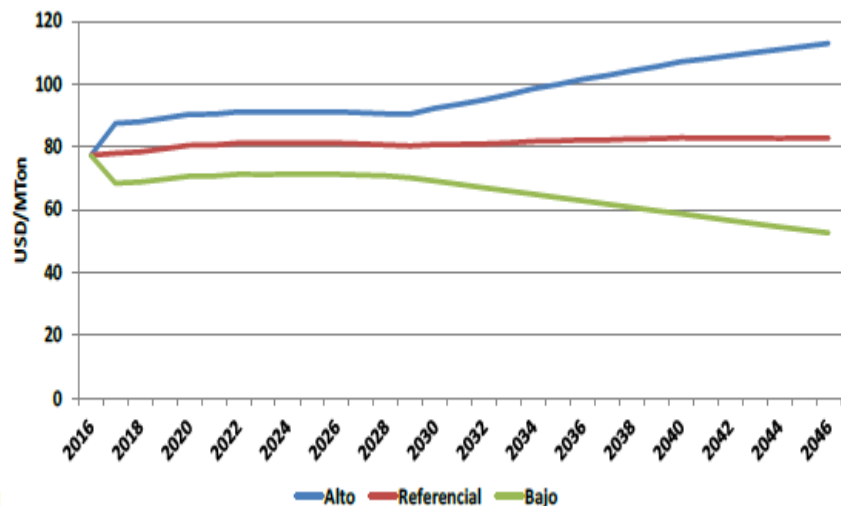
# Planificación energética de largo plazo (PELP)

## Precio de GNL

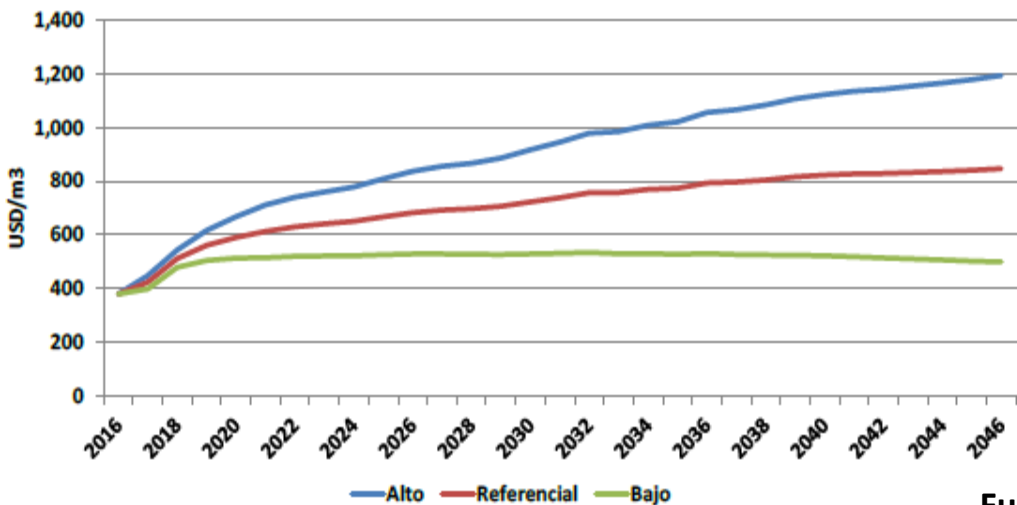


## Precio carbón

Figura 11: Proyecciones de precios de Carbón



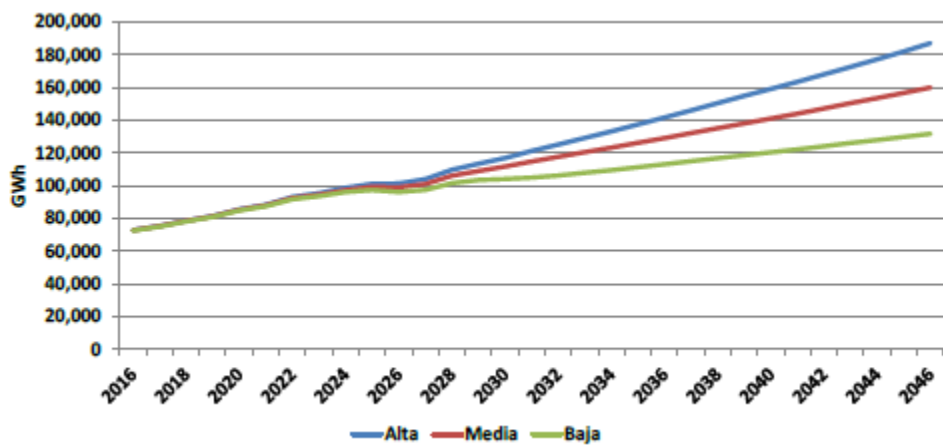
## Precio diesel



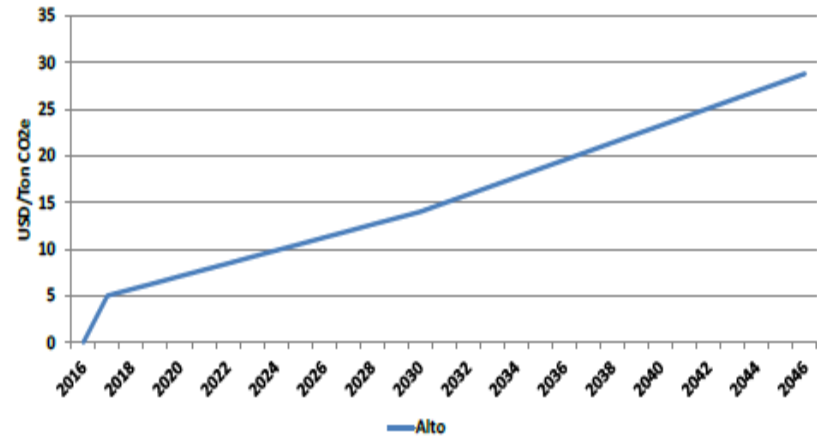


# Planificación energética de largo plazo (PELP)

## Demanda eléctrica



## Impuesto a las emisiones de CO2



Fuente: Informe Preliminar PELP. Ministerio de Energía

## Salidas del modelo de optimización:

- Plan de expansión ( $P[i,t]$ )
- Energía generada por tecnología ( $G[i,t,m,b]$ )

- **Emisiones de GEI:**

$G[i,t,m,b] \times \text{Consumo Específico} \times \text{Poder Calorífico} \times \text{factor} \times \text{FE (kg CO}_2/\text{TJ)}$

$G[i,t,m,b] \times \text{FE (tCO}_2/\text{MWh)}$

- Costos marginales
- Etc.

- Ejemplos: PET (Power Electricity Timetable), LEAP, TIME, TIME-MARKAL, MAED, MESSAGE, etc.

## GAMS > OPTIMIZATION <

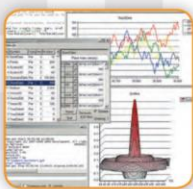
### GENERAL ALGEBRAIC MODELING SYSTEM

**High-Level Modeling**

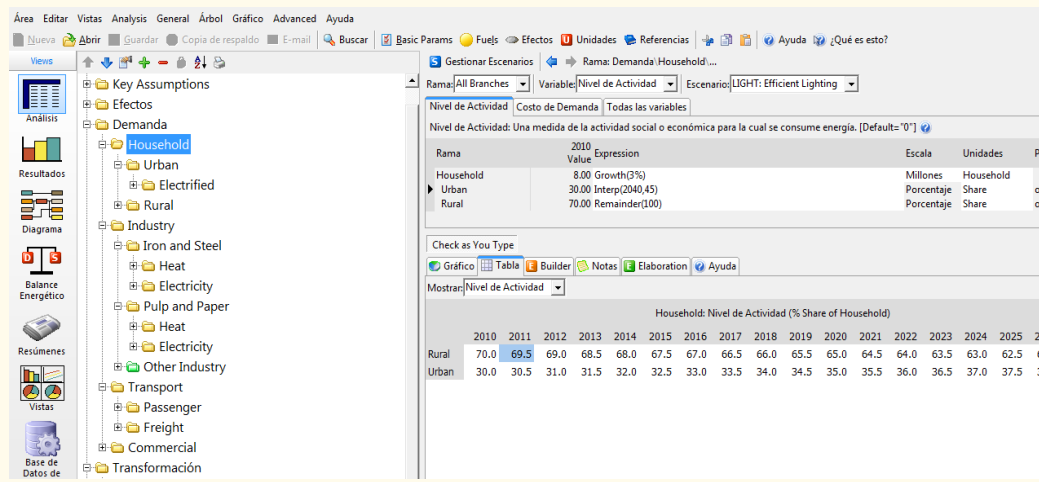
The General Algebraic Modeling System (GAMS) is a high-level modeling system for mathematical programming problems. GAMS is tailored for complex, large-scale modeling applications, and allows you to build large maintainable models that can be adapted quickly to new situations. Models are fully portable from one computer platform to another.

**State-of-the-Art Solvers**

GAMS incorporates all major commercial and academic state-of-the-art solution technologies for a broad range of problem types.



GAMS Integrated Developer Environment for editing, debugging, solving models, and viewing data.



Área Editar Vistas Analysis General Árbol Gráfico Advanced Ayuda  
 Nueva Abrir Guardar Copia de respaldo E-mail Buscar Basic Params Fuegos Efectos Unidades Referencias Ayuda ¿Qué es esto?

Rama: All Branches Variable: Nivel de Actividad Escenario: LIGHT: Efficient Lighting

Nivel de Actividad Costo de Demanda Todas las variables

Nivel de Actividad: Una medida de la actividad social o económica para la cual se consume energía. [Default= '0']

Rama	2010 Value	Expression	Escala	Unidades	Po
Household	8.00	Growth(3%)	Millones	Household	of
Urban	30.00	Interp(2040,45)	Porcentaje	Share	of
Rural	70.00	Remainder(100)	Porcentaje	Share	of

Check as You Type  
 Gráfico Table Builder Notas Elaboration Ayuda

Mostrar: Nivel de Actividad

Household: Nivel de Actividad (% Share of Household)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Rural	70.0	69.5	69.0	68.5	68.0	67.5	67.0	66.5	66.0	65.5	65.0	64.5	64.0	63.5	63.0	62.5	62.0
Urban	30.0	30.5	31.0	31.5	32.0	32.5	33.0	33.5	34.0	34.5	35.0	35.5	36.0	36.5	37.0	37.5	38.0

## IAEA

International Atomic Energy Agency

ABOUT US ▾
OUR WORK
NEWS CENTRE ▾
PUBLICATIONS ▾
SCIENTIFIC RESOURCES

[Home](#) / [Publications](#) / [Scientific and Technical Publications](#) / [Modelo para el Análisis de la Demanda de Energía \(MAED-2\) ...](#)

COLECCIÓN DE MANUALES DE INFORMÁTICA N° 183

### Modelo para el Análisis de la Demanda de Energía (MAED-2)

Manual del Usuario

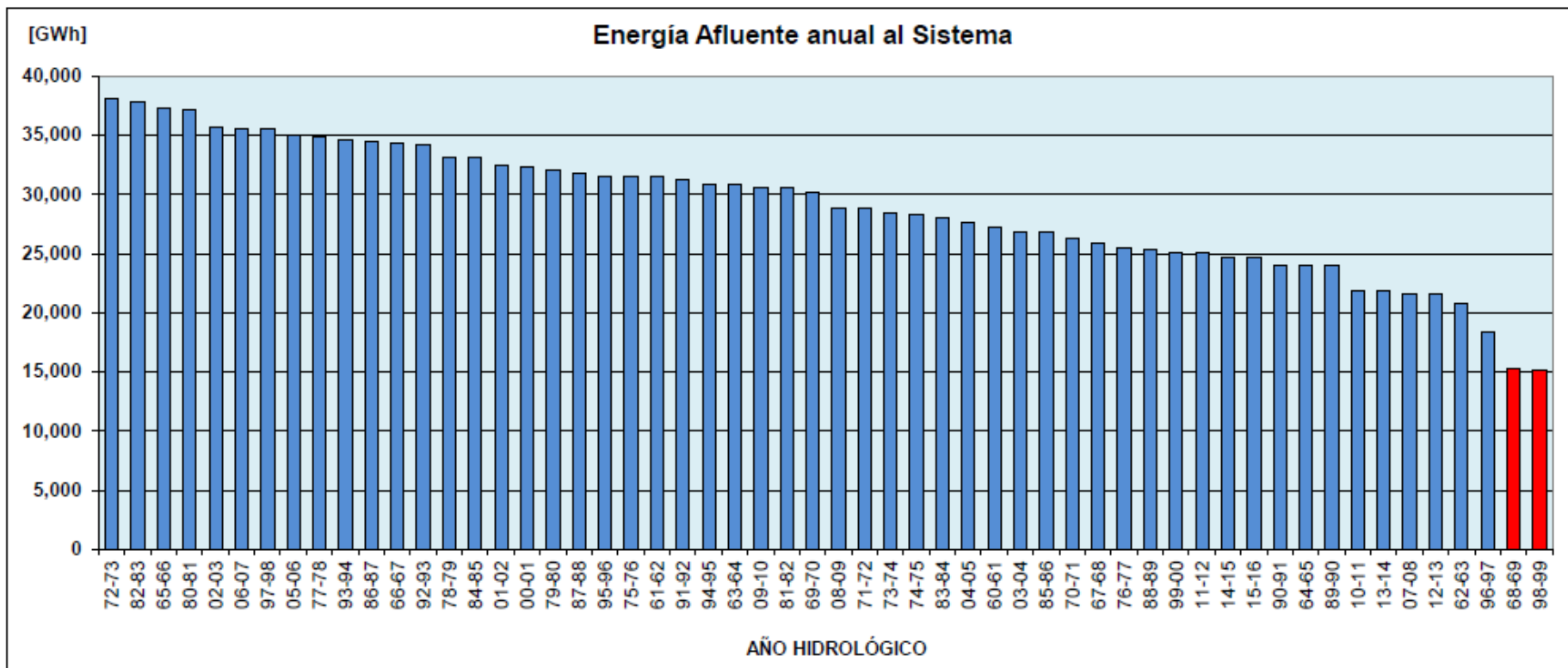
**Modelo para el Análisis de la Demanda de Energía (MAED-2)**  
 Spanish Edition  
 Computer Manual Series No. 18  
**Subject Classification:** -  
Spanish IAEA/CMS/18; Date Published: 2007

Download PDF (1.86 MB)



For further information please contact Ignacio Alarcón - ialarcon@megaprisma.com

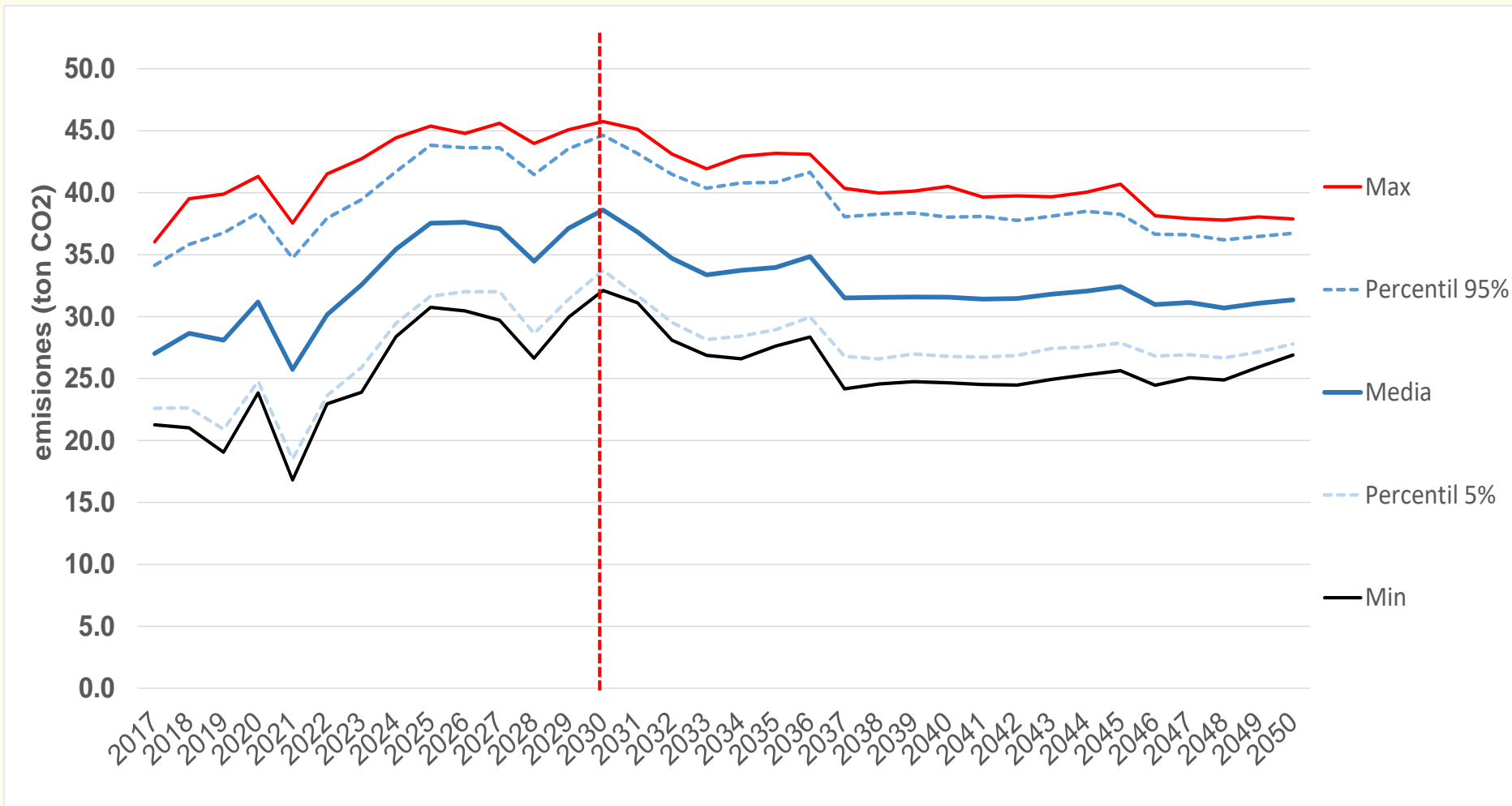
- Modelos de coordinación hidrotérmica permiten representar en la incertidumbre hidrológica



Fuente: CNE, Informe de Precio Nudo Segundo Semestre 2017

# Impacto de hidrología en emisiones

- Impacto de la condición hidrológica en las emisiones de GEI del sector generación eléctrica
- Simulaciones realizadas con el modelo de Programación de Largo Plazo **PLP**



Fuente: Centro de Energía, utilizando modelo PLP

DIPLOMA

# Cambio climático y desarrollo bajo en carbono



UNIVERSIDAD DE CHILE

*Un desafío interdisciplinario*

- Módulo 3** : **Modelación y mitigación**
- Tema** : **Sector generación eléctrica**
- Profesor** : **Carlos Benavides Farías, [cabenavi@centroenergia.cl](mailto:cabenavi@centroenergia.cl)**
- Fecha** : **Agosto 2018**