

ESTUDIO DE VARIABLES AMBIENTALES Y SOCIALES  
QUE DEBEN ABORDARSE PARA EL CIERRE O  
RECONVERSIÓN PROGRAMADA Y GRADUAL DE  
GENERACIÓN ELÉCTRICA A CARBÓN

Preparado para:



23 de octubre de 2018

# Objetivo

## **Levantar información, analizar y entregar recomendaciones**

respecto a las variables **ambientales** y **sociales** que deben abordarse para un cierre o reconversión programada y gradual de centrales de generación eléctrica a carbón.

# Experiencia reciente de inodú en aspectos regulatorios asociados a sustentabilidad & termoeléctricas (desafíos uso de agua y emisiones)



2014



2015



2016



2016



2016 - 2017



2017



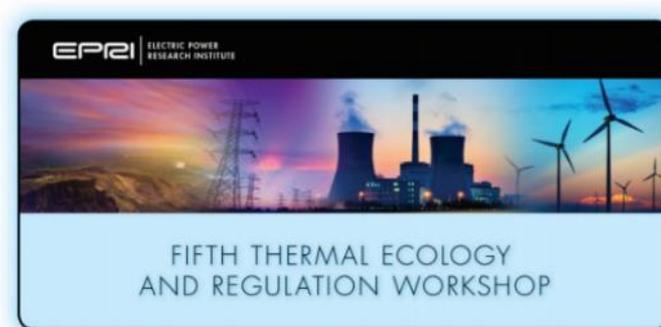
COMMUNICATING THE SCIENCE OF FISHERIES CONSERVATION TO DIVERSE AUDIENCES

AUGUST 19-23, 2018



MITsdm

2018



TENNESSEE AQUARIUM

CHATTANOOGA, TN

NOVEMBER 13-14, 2018

# Agenda

1. Contexto nacional e internacional de compromisos de cierre y reconversión de centrales a carbón
2. Centrales termoeléctricas a carbón en Chile y sus impactos
3. Regulación y recomendaciones internacionales para el proceso de cierre y/o reconversión de complejos termoeléctricos a carbón
4. Casos de experiencias internacionales
5. Desafíos y recomendaciones

# Contexto internacional

**192** países han comprometido una Contribución Determinada Nacionalmente (NDC, por sus siglas en inglés) de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en el marco del Acuerdo de París.

Algunos países han comprometido medidas para reducir las emisiones de GEI de sus centrales termoeléctricas. Los mecanismos utilizados se clasifican en:

1. Prohibición de generar con ciertos combustibles. | Regulación  
*command-and-control*
2. Estándares de emisiones de GEI.
3. Mercado de permisos de emisiones de GEI. | Regulación  
*cap-and-trade*
4. Impuestos a emisiones.
5. Acuerdos voluntarios público-privados.
6. Una combinación de los anteriores.

Cada mecanismo tiene ventajas y desafíos. En general, se observa una **gradualidad** en su implementación en el **tiempo**.

## Contexto internacional

### Países que han comprometido dejar de generar con carbón

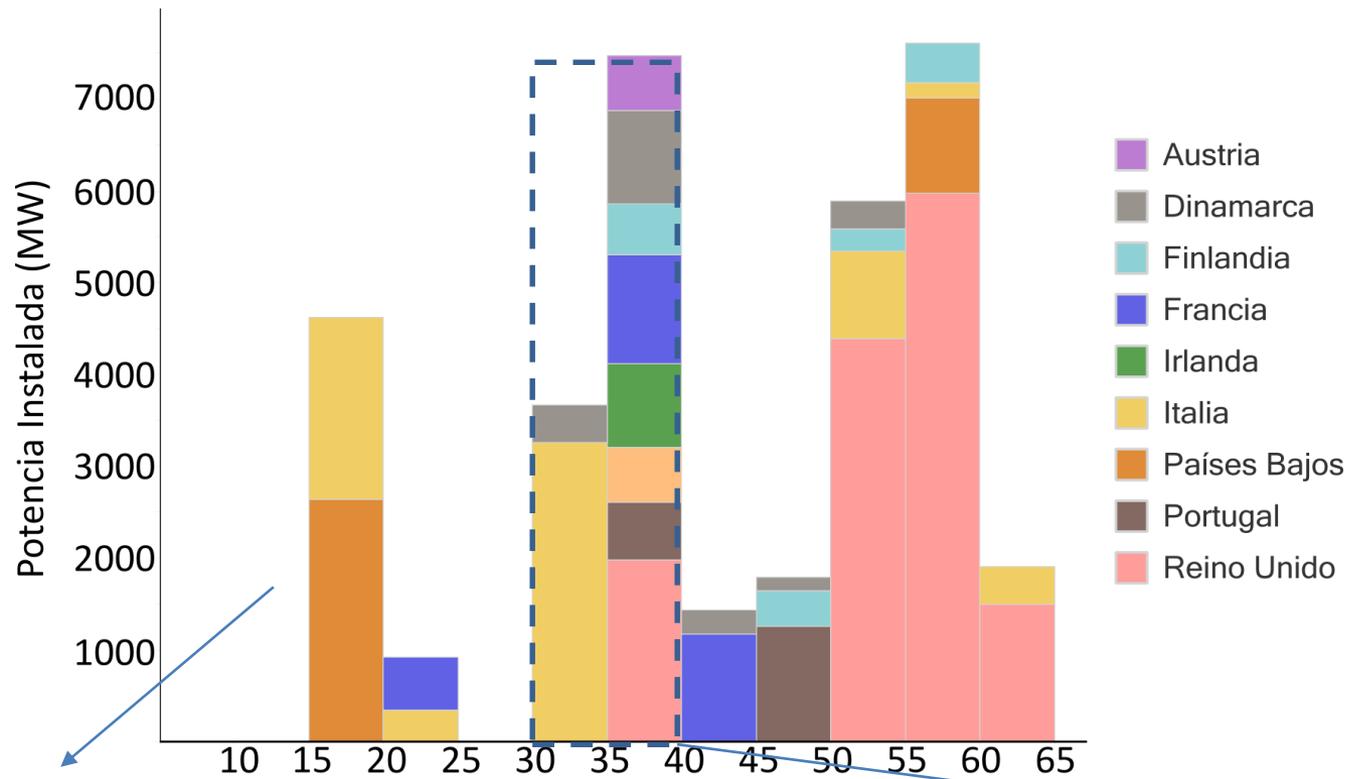
| País         | Año de cese comprometido | Generación a carbón actual* (%) |
|--------------|--------------------------|---------------------------------|
| Suecia       | 2022                     | <1                              |
| Francia      | 2021                     | 1                               |
| Reino Unido  | 2025                     | 7                               |
| Austria**    | 2025                     | 8                               |
| Finlandia    | 2030                     | 8                               |
| Dinamarca    | 2030                     | 14                              |
| Italia***    | 2025                     | 15                              |
| Irlanda      | 2025                     | 18                              |
| Portugal     | 2030                     | 25                              |
| Países Bajos | 2030                     | 36                              |

\*Puede ser porcentaje de la generación anual del 2016 o 2017, dependiendo de la disponibilidad de los datos.

\*\* Considerando adelantar al año 2020.

\*\*\*La *Strategia Energetica Nazionale* aprobada en noviembre de 2017 decreta que habrá un “compromiso político para el cese de la generación térmica a carbón en 2025”.

# Unidades a carbón en Europa tendrán más de 30 años cuando llegue el año en que países se comprometieron a dejar de generar con carbón



Italia y Países Bajos son los únicos países con unidades más recientes al momento de comprometer el cese de uso de carbón.

Antigüedad al año de cierre comprometido

Edad a partir de la que es probable que se requiera una **modificación mayor** a la unidad para seguir operando de manera confiable.

# Contexto internacional

## Canadá: Reducción mediante límite a las emisiones



Objetivos de reducción de emisiones de GEI:

**2020:** 17% respecto al año 2005.

**2030:** 30% respecto al año 2005.

**2012.** *Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations*, anexada al Canadian Environmental Protection Act de 1999, publicada en el Vol. 146, No. 19 del Canada Gazette.

Primera regulación en fijar límites de emisión de CO<sub>2</sub> por unidad de electricidad producida en centrales termoeléctricas a carbón, derivados de carbón o petcoke. El límite se determinó mediante un consenso de los diversos grupos de interés como un valor que pudiesen alcanzar los **ciclos combinados a gas natural** en Canadá.

Límite: **420 ton CO<sub>2</sub> /GWh**

Unidades nuevas que iniciaran su operación desde el 2015 estarían sujetas al límite de emisión **desde su inicio**.

Unidades antiguas (pre-2015) deberían cumplir el límite cuando cumplieran **50 años de operación (“vida útil”)\***

(\*) En caso de unidades previas a 1975, el límite se activaría a más tardar el 2020. En caso de unidades previas a 1986, a más tardar desde el 2030.

# Contexto internacional

## Canadá: Reducción mediante límite a las emisiones



Objetivos de reducción de emisiones de GEI:

**2020:** 17% respecto al año 2005.

**2030:** 30% respecto al año 2005.

**2012.** *Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations*, anexada al Canadian Environmental Protection Act de 1999, publicada en el Vol. 146, No. 19 del Canada Gazette.

Primera regulación en fijar límites de emisión de CO<sub>2</sub> por unidad de electricidad producida en centrales termoeléctricas a carbón, derivados de carbón o petcoke. El límite se determinó mediante un consenso de los diversos grupos de interés como un valor que pudiesen alcanzar los **ciclos combinados a gas natural** en Canada.

Límite: **420 ton CO<sub>2</sub> /GWh**

Unidades nuevas que iniciaran su operación desde el 2015 estarían sujetas al límite de emisión **desde su inicio**.

Unidades antiguas (pre-2015) deberían cumplir el límite cuando cumplieran **50 años de operación (“vida útil”)\***

**2018.** *Regulations Amending the Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations*, publicada en el Vol. 152, No. 7 del Canada Gazette.

Con el fin de **cumplir con el compromiso de reducción de emisiones al 2030**, se estableció que **todas** las unidades, independiente de su antigüedad, deberán cumplir el límite de emisiones a más tardar el año **2030**.

(\*) En caso de unidades previas a 1975, el límite se activaría a más tardar el 2020. En caso de unidades previas a 1986, a más tardar desde el 2030.

# Contexto internacional

## Canadá: Reducción mediante límite a las emisiones



### Criterios en la elaboración de la política

**Tensión** en la definición de “vida útil”

Inicialmente: 45 años  
Finalmente: 50 años

Parámetro relevante en regulación original de 2012, porque definía inicio de aplicación de límite para unidades existentes.

#### Público general y ONGs

Abogaron por una vida útil **reducida** para que todas las centrales se retiraran entre 2025 y 2030, para así contribuir significativamente a la reducción de emisiones comprometida al 2030.

#### Gobierno y organizaciones industriales

Abogaron por una vida útil **mayor** por preocupación del efecto en precios de energía y riesgo de pérdida de inversión y valor. Algunas compañías indicaron que al momento de suscribir un contrato de suministro tenían la expectativa de poder generar ingresos adicionales operando después de su vencimiento.

La regulación de 2018 reduce importancia del concepto de vida útil porque **el límite se aplica desde 2030** como máximo para todas las unidades.

# Contexto internacional

## Canadá: Reducción mediante límite a las emisiones



Criterios en la elaboración de la política

*¿Por qué se definió la regulación?*

Se indica que las estrategias de compromiso voluntario **no serían capaces de asegurar una reducción significativa** de emisiones y proveer la **certidumbre** necesaria para incentivar el desarrollo de inversiones.

*¿Por qué se implementó un límite (regulación “command-and-control”)?*

Se indica que la definición de un **límite** estándar de emisiones es **administrativamente más simple y más eficiente** de implementar que un sistema tipo *cap-and-trade*.

*¿Cómo se evaluó la política?*

Análisis costo-beneficio:

| Beneficios  | Costos  |
|---|---|
| Valor residual de inversiones                     | Nuevas Inversiones en Generación                |
| Ahorro inversión de mejoras de centrales a carbón | Mejora de Instalaciones mediante Inversiones    |
| Ahorro en costos de generación                    | Combustible (aumento de uso de gas)             |
| Fortalecimiento de recuperación de petróleo       | Costo variable de operación y mantenimiento     |
| Beneficios medioambientales                       | Costo fijo de operación y mantenimiento         |
| Reducción de GEI                                  | Disminución de exportación de energía           |
| Reducción de contaminantes al aire                | Aumento de importación de energía               |
| Reducción de emisiones de mercurio                | Aumento en costos de extracción de petróleo     |
| Menores hospitalizaciones                         | Aumento de emisiones por extracción de petróleo |
| Menor mortalidad                                  | Decomisionamiento de centrales a carbón         |
| Reducción de polvo en casas                       | Costos de administración regulatoria del Estado |
| Beneficios en la agricultura                      |   |
| Aumento de visibilidad                            |   |
| Menor contaminación por plomo                     |   |

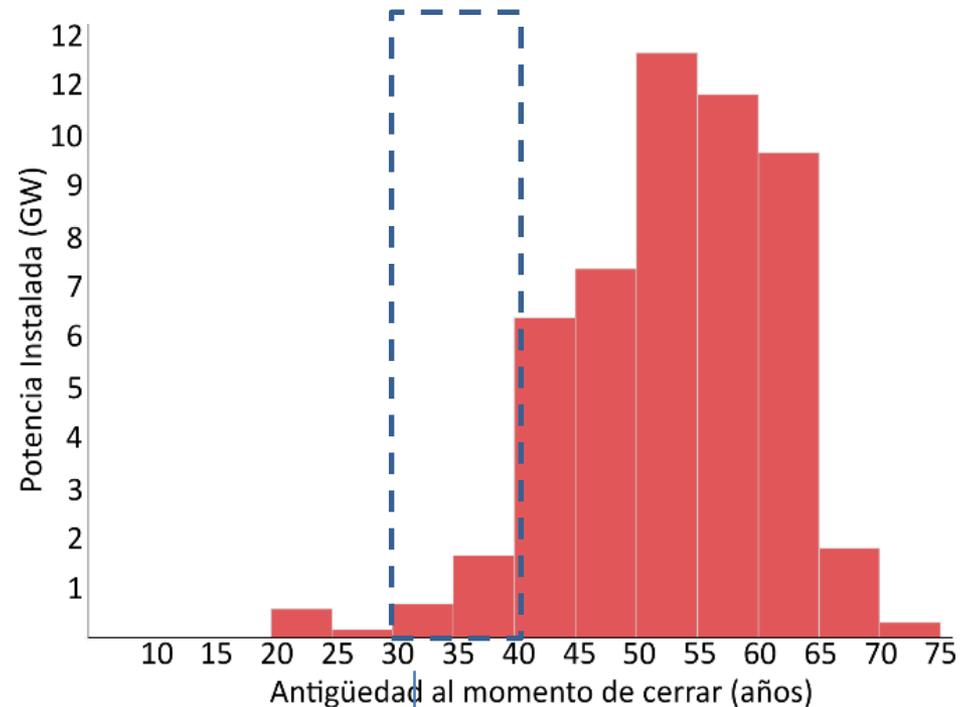
# Contexto Internacional

## EEUU: Reducción mediante condiciones del mercado



- Intención de reducir las emisiones de GEI al 2025 entre 26 y 28% bajo los niveles del 2005.
- No hay un plan nacional para el retiro de centrales a carbón.
- **Contexto de abundancia de gas:** La generación a gas se ha vuelto en parte más competitiva que a carbón.
- Empresas como Duke Energy y PNM han anunciado su intención de retirar sus centrales a carbón durante las próximas décadas.

### Unidades a carbón cerradas entre 2007 y 2016



Edad a partir de la que es probable que se requiera una **modificación mayor** a la unidad para seguir operando de manera confiable.

La mayor parte de las unidades se ha cerrado después de cumplir 40 años de operación.

# Contexto internacional

## Algunos países que aún están definiendo mecanismos

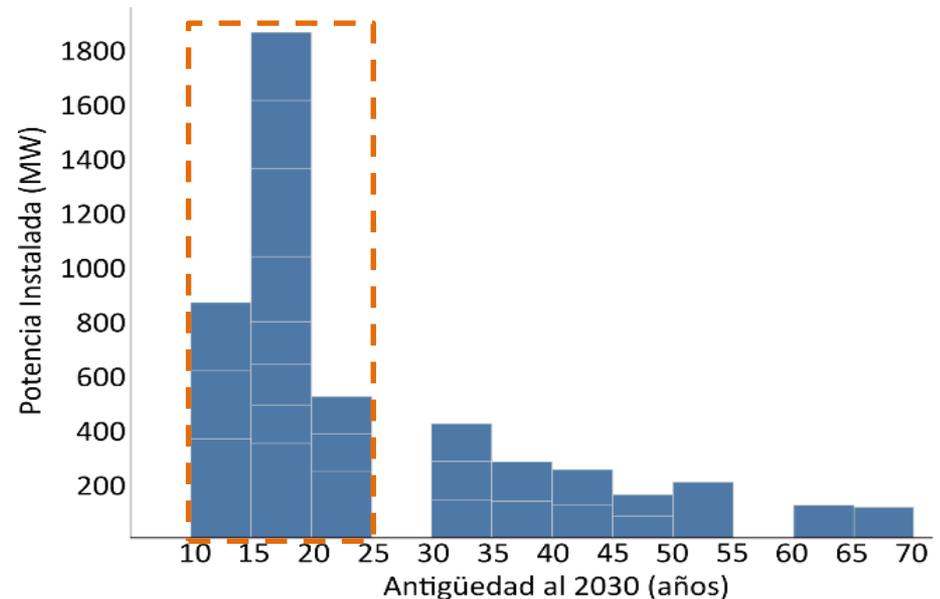
|  | <b>Objetivo<br/>Reducción de<br/>Emisiones de<br/>GEI 2020</b> | <b>Objetivo<br/>Reducción de<br/>Emisiones de<br/>GEI 2030</b> | <b>Contexto</b>  |
|--|--|--|--|
| <b>Alemania</b><br>    | 40% respecto a 1990  | 55% respecto a 1990  | Objetivo de largo plazo: Reducir emisiones en 70% al 2040 y entre 80-95% al 2050 (respecto a 1990).<br>Gobierno tiene planes de utilizar plantas de gas y de carbón modernas para la transición completa a renovables.<br>Desafíos significativos en prescindir simultáneamente de la generación nuclear y a carbón.   |
| <b>Australia</b><br>   | 13% respecto al 2005   | 26-28% respecto al 2005  | Se espera que durante los próximos años las emisiones de gases de efecto invernadero aumenten, principalmente debido al desarrollo de instalaciones de Gas Natural Licuado (GNL).<br>Aproximadamente la mitad de la flota de centrales a carbón (66% de la capacidad de producción) tiene más de 30 años.  |
| <b>Sudáfrica</b><br> | Emisiones entre 2025 y 2030 estarán entre 398 y 614 Mt CO2 eq. |  | El gobierno ha indicado que el país enfrenta una rigidez significativa en su economía y cualquier transición hacia una sociedad baja en emisiones de GEI debe considerar y enfatizar su prioridad en reducir la pobreza y desigualdad.<br>Existe una sobre oferta eléctrica causada por sobre inversión en nuevas centrales a carbón por parte de la empresa eléctrica del Estado (Eskom). |

# Contexto en Chile



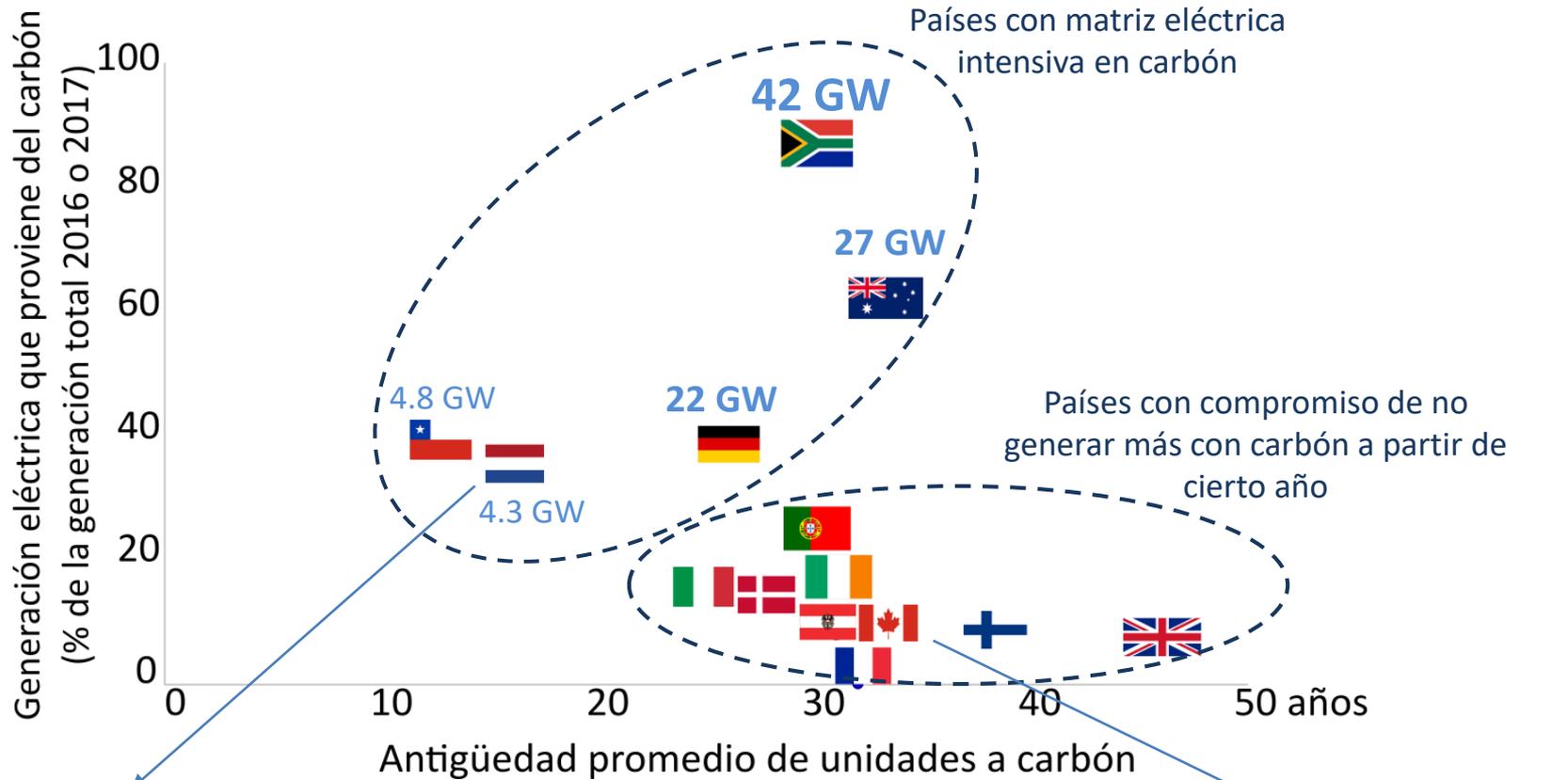
- Determinación de Contribución Nacional (NDC) por el Acuerdo de París: Reducción de 30% en emisiones de CO<sub>2</sub> al 2030 por unidad de PIB respecto al año base 2007 (compromiso ratificado el 2017).
- Ley 20.780: Impuesto de 5 USD/ton CO<sub>2</sub>.
- Anuncio posible Ley de Cambio Climático.
- Acuerdo voluntario público-privado para no desarrollar nuevos proyectos a carbón sin captura de carbono.
- Mesa de Descarbonización.

## Edad que tendrán las unidades de carbón en Chile al 2030 (año meta del compromiso de reducción de emisiones de Chile)



**2/3** de la capacidad existente tendrá menos de 25 años de antigüedad al 2030.

# Contexto internacional



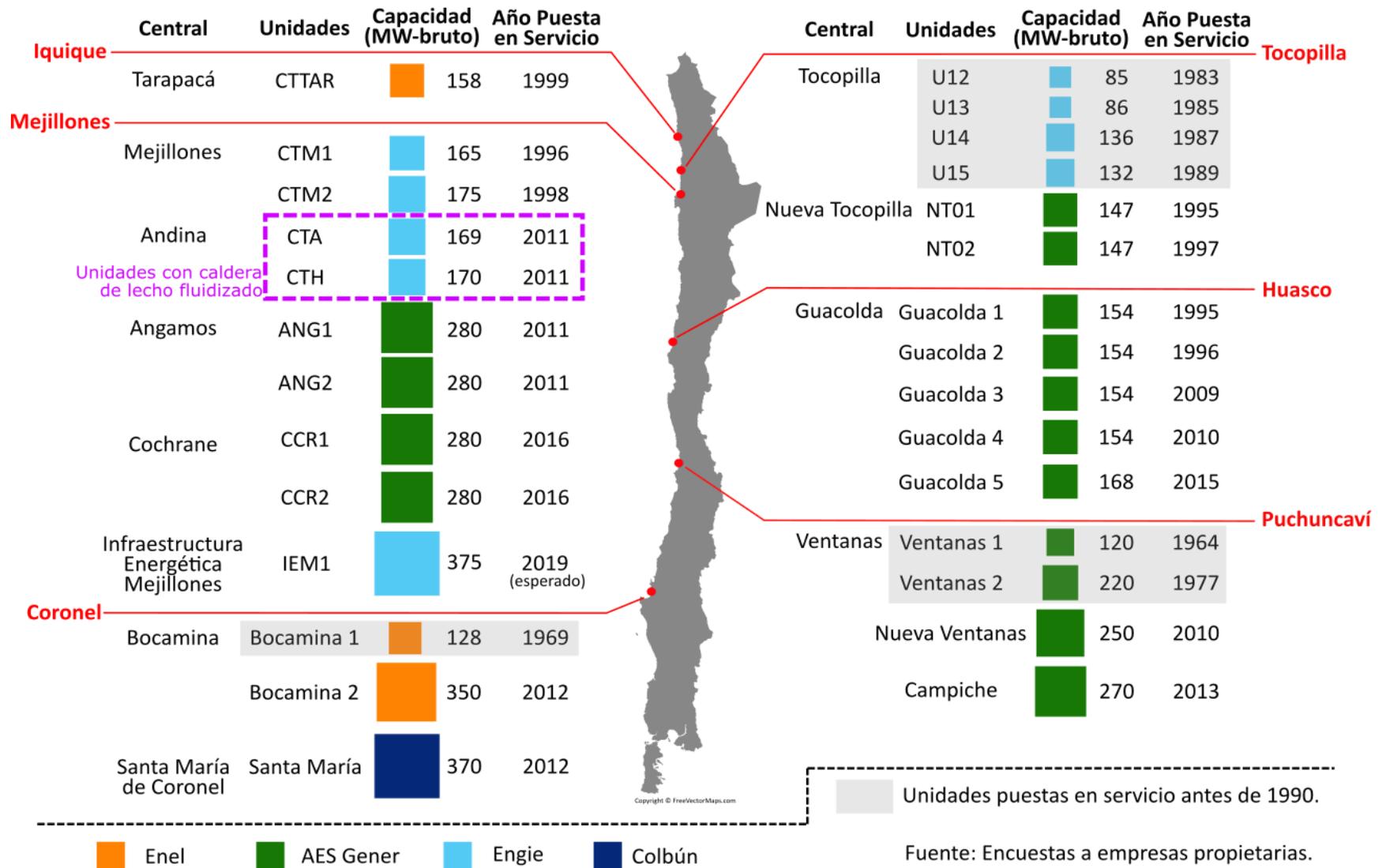
**Países Bajos:** Empresas alemanas construyeron 2 centrales en 2015 con 2,6 GW de capacidad. Se definió 2030 como año de cese en el uso de carbón.

**Canadá:** Estándar de emisiones de CO<sub>2</sub>.

# Agenda

1. Contexto nacional e internacional de compromisos de cierre y reconversión de centrales a carbón
2. Centrales termoeléctricas a carbón en Chile y sus impactos
3. Regulación y recomendaciones internacionales para el proceso de cierre y/o reconversión de complejos termoeléctricos a carbón
4. Casos de experiencias internacionales
5. Desafíos y recomendaciones

# Unidades termoeléctricas a carbón en Chile



# Unidades termoeléctricas de distintas generaciones conviven en el mismo sitio

“La Compañía Chilena de Electricidad, siguiendo una política diametralmente opuesta a la de la ENDESA ... construyó dos plantas termoeléctricas en fecha reciente: la de **Renca** y la de **Ventanas** ... las que permitieron salvar la actividad industrial del país hace dos años, cuando una **intensa sequía** azotó a Chile. Y no sólo permitió salvar la actividad industrial, sino que con un concepto bastante más elevado de lo que es el interés de Chile, **construyó plantas termoeléctricas que consumen carbón, dando así trabajo a miles de obreros que en los minerales de Lota y Coronel quedan cesantes progresivamente...**”

Fuente: Historia de la Ley Nº 17.323

Segundo Trámite Constitucional, 1970: Autoriza a la CORFO para adquirir todo o parte de las acciones y bienes de la Compañía Chilena de Electricidad Limitada



Campiche: 2013

Nueva Ventanas: 2010

Ventanas 1: 1964

Ventanas 2: 1977

# Unidades termoeléctricas de distintas generaciones conviven en el mismo sitio

“En manos privadas – y en una aflictiva situación económica – era el carbón el mayor problema, pues sus sindicatos manejaban un indiscutible poder debido a su gravitación en la zona de Concepción y Arauco. **El tema se transformó en una pugna entre una eventual cesantía en la zona carbonífera y un mayor costo del kWh si se utilizaba carbón preferentemente como combustible para centrales térmicas ....**

Endesa bregaba entonces por el financiamiento de su proyecto hidroeléctrico de El Toro.... A través de la Ley de Presupuesto de la Nación, en 1964 se obligó a Endesa a construir Bocamina para quemar finos del carbón, cuyo valor no resistía fletes de ninguna especie y sólo se podía ocupar en el mismo lugar de la extracción.

... Se emprendió, finalmente, la construcción simultánea de las dos centrales, ampliándose Bocamina a una potencia que permitiera una eficiencia más rentable y consumiendo carbón. **Quedaría, por último, como respaldo térmico del Sistema Interconectado”**

Fuente: ENDESA: 50 años. (1993). Ed. Lord Cochrane, Santiago de Chile.

Bocamina 1: 1970



Bocamina 2: 2012

Fuente: Enel Generación Chile

# Planes de cierre y/o reconversión de centrales existentes y sus vertederos de cenizas

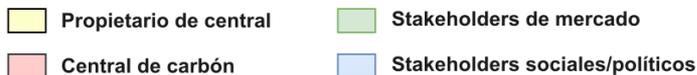
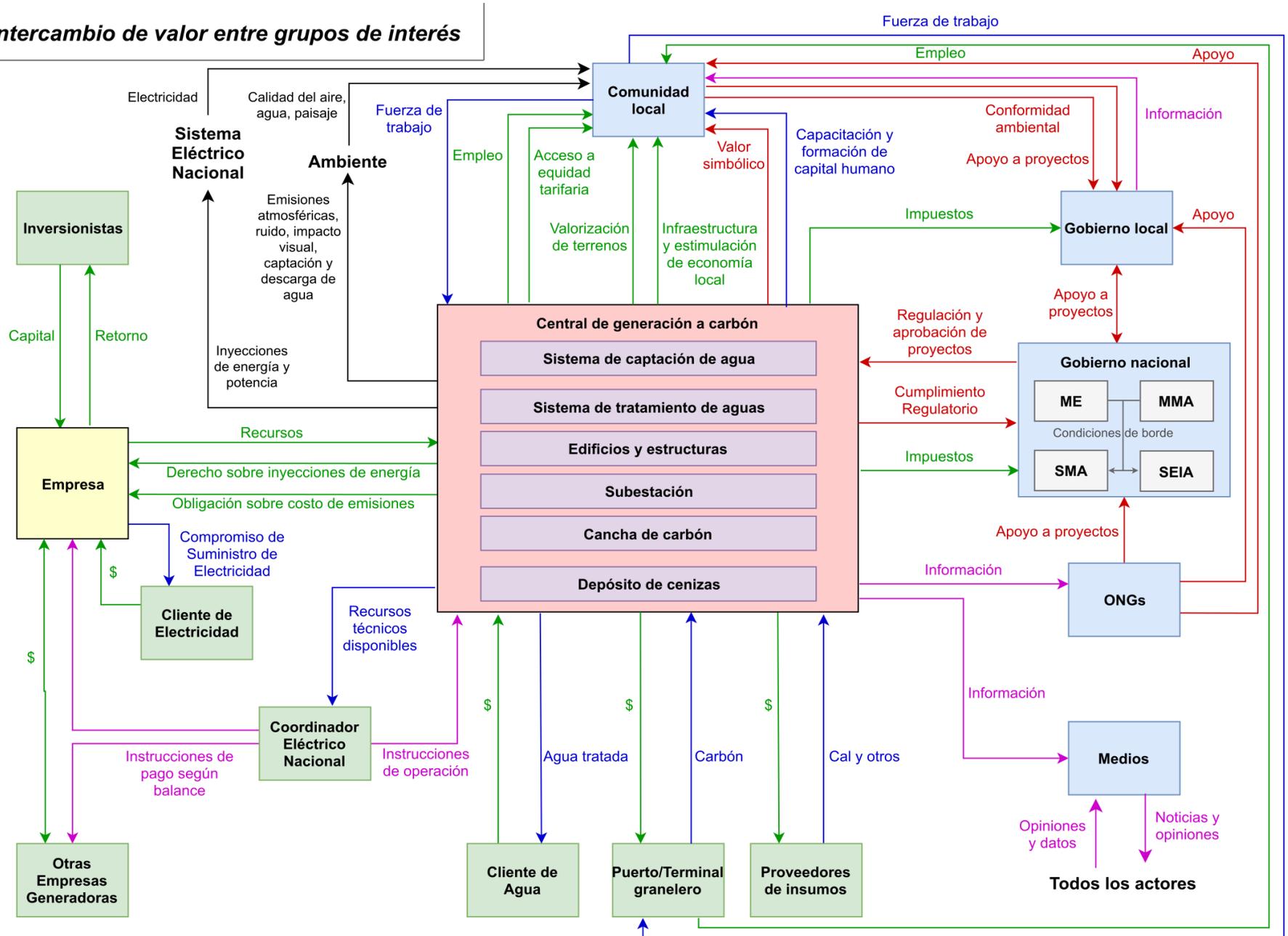
Aparte del cierre anunciado para las centrales U12 y U13 por parte de Engie, **no se han identificado nuevas iniciativas de reconversión o cierre de las centrales.**

Las medidas de cierre comprometidas para una unidad de generación o para un vertedero de cenizas son las que se especifican en la RCA de dichos proyectos o en las RCA de modificaciones a sus instalaciones en que se realicen compromisos respecto a instalaciones existentes.

Si se analizan las RCA originales de todas las centrales a carbón en Chile, se observa que:

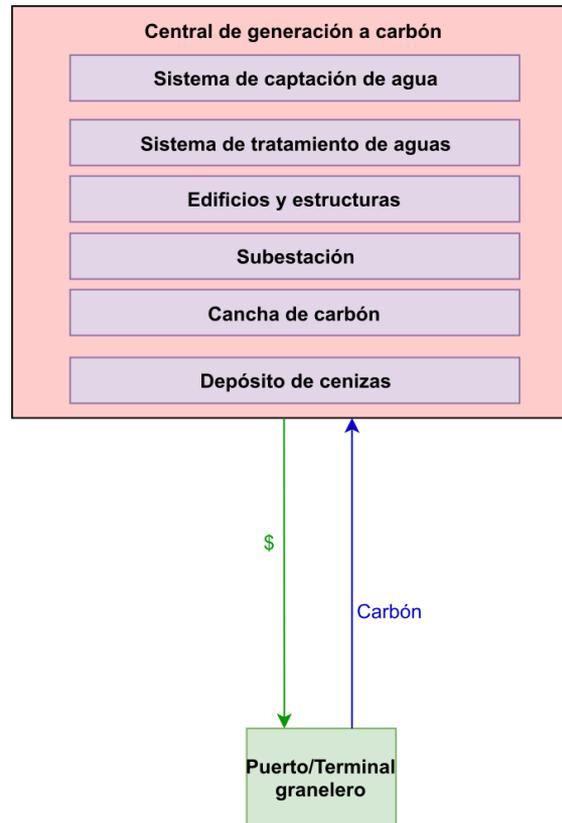
- **7** unidades no tienen RCA asociada al proyecto original, por lo que no tendrían plan de cierre comprometido.
- A **6** de las unidades se les exige presentar un plan de cierre cierto tiempo antes de iniciar el abandono (6 meses o 1 año antes).
- Las RCA relativas a las **15** unidades restantes indican que lo más probable es que las unidades se reacondicionen o que se reconviertan a otra tecnología de generación. En caso de que se requiera abandonar el sitio, se indica que se desmantelarán y retirarán las estructuras, equipos superficiales y marinos. El detalle de los planes presentados es variado.

# Intercambio de valor entre grupos de interés

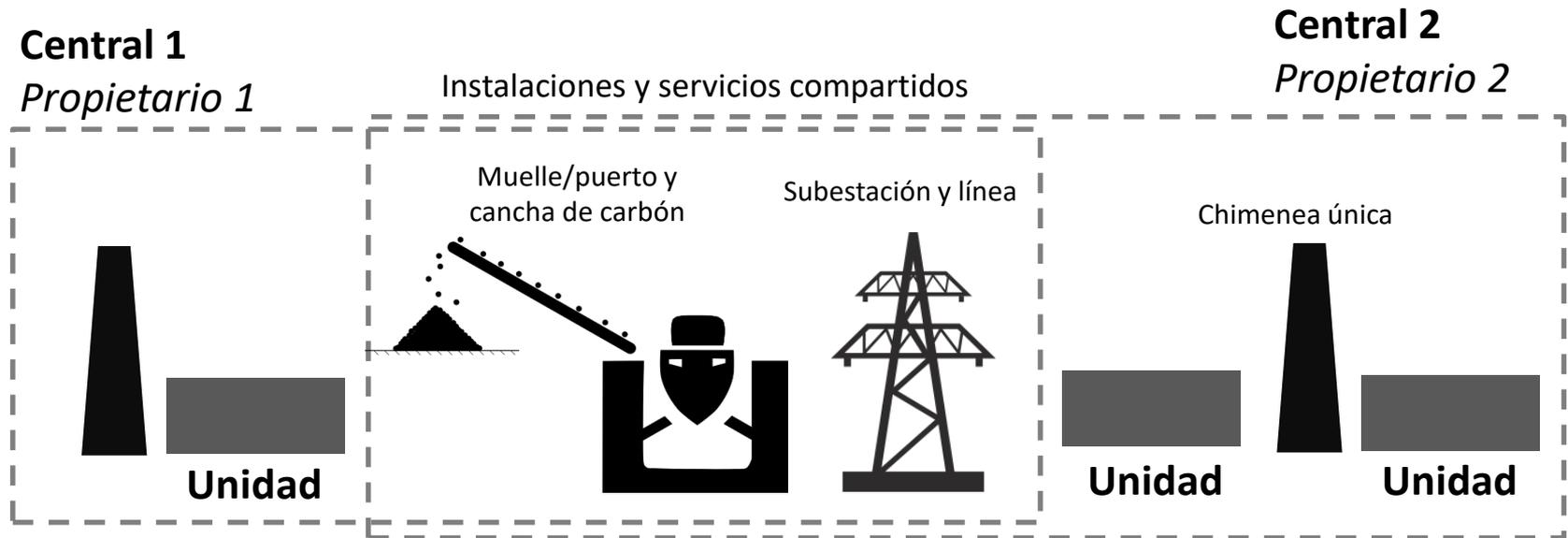


# Central termoeléctrica a carbón

## Infraestructura



# Unidades a carbón generalmente comparten servicios e infraestructura



Unidades de generación agrupadas en centrales pueden compartir infraestructura y servicios, incluso siendo de distintos propietarios.

**Inversiones y operaciones interrelacionadas.**

# Centrales Angamos y Cochrane

## Caso de vertedero de cenizas compartido

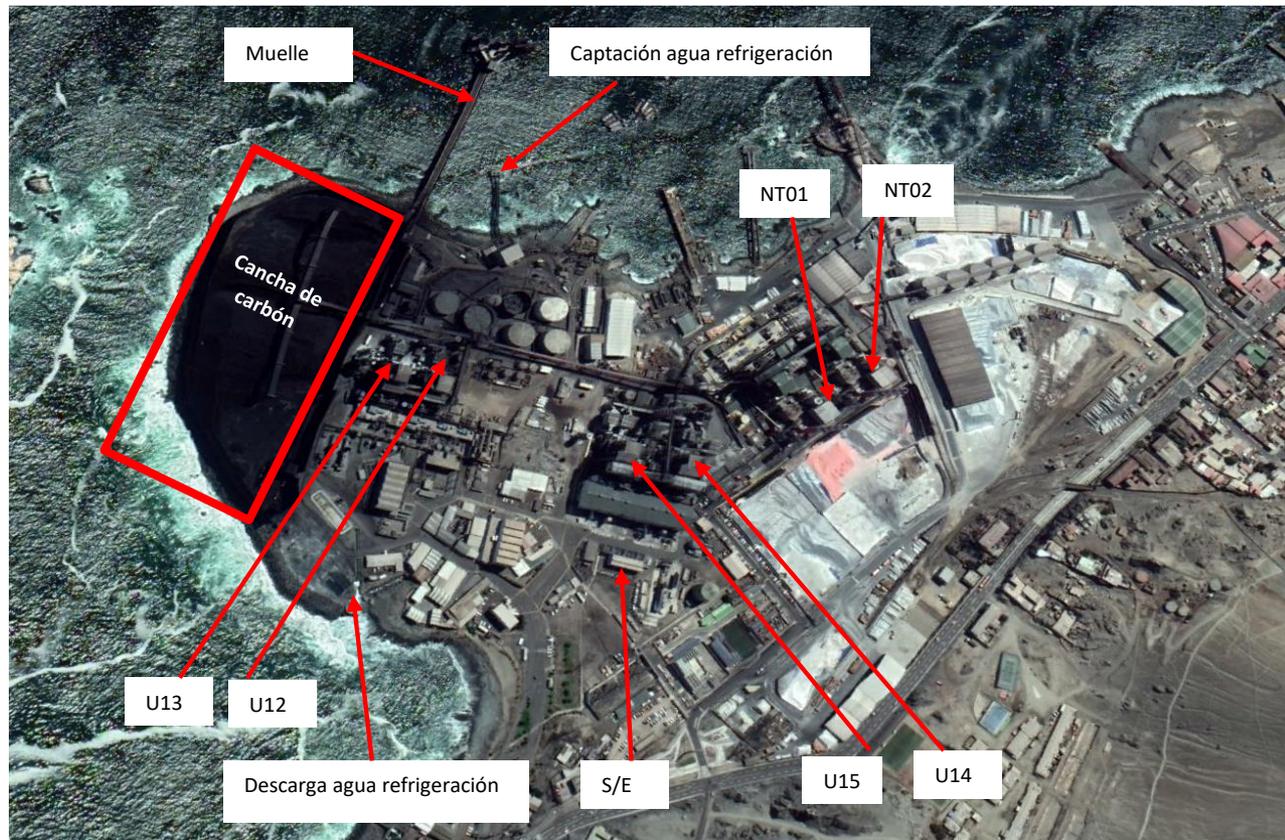
Cochrane  
Angamos



Vertedero  
Cerro Gris

# Centrales Tocopilla y Nueva Tocopilla

## Caso de infraestructura compartida entre centrales



Centrales de AES Gener y Engie  
comparten uso de:

- Subestación\* y línea de transmisión
- Muelle
- Cancha de carbón

\*Distintos paños.

# Central Tarapacá

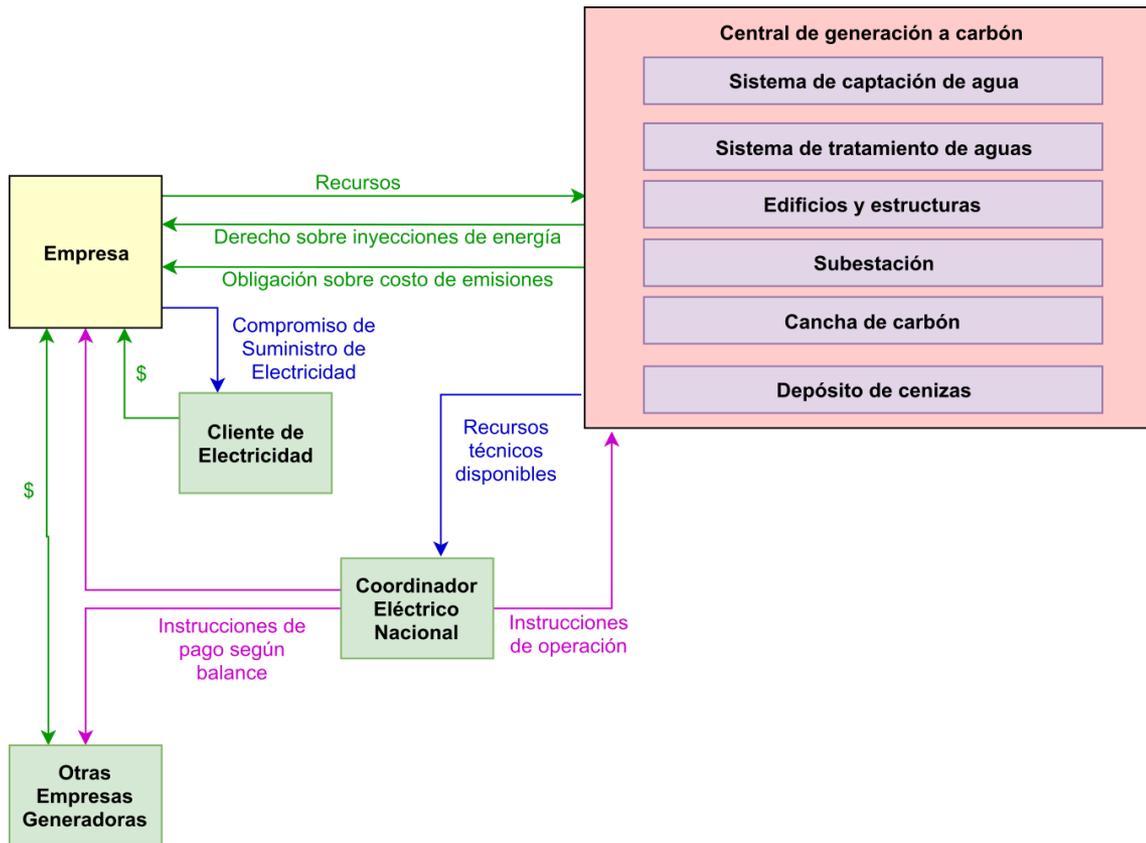
## Caso de infraestructura compartida con otras industrias



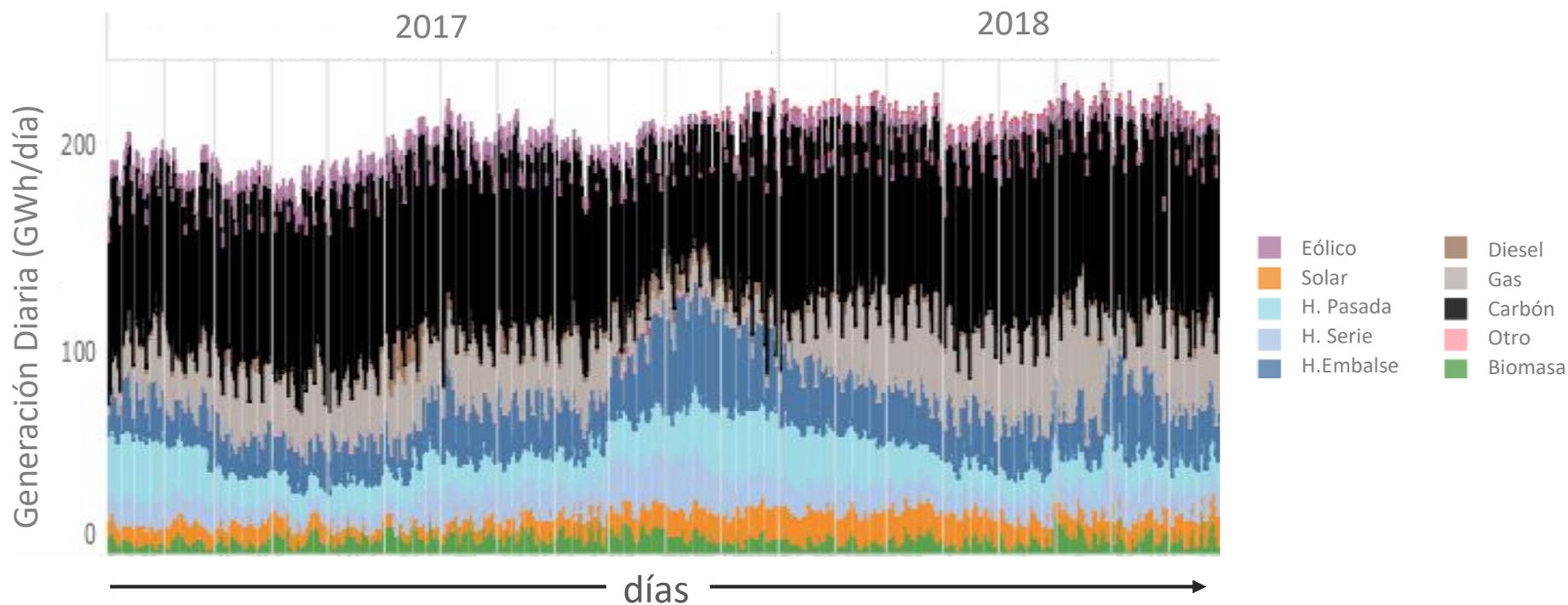
Terminal Marítimo Patache, propiedad de Compañía Minera Cordillera, es usado para el **embarque de sal** y para la **descarga de carbón**.

# Central termoeléctrica a carbón

## Impactos en la red y mercado eléctrico

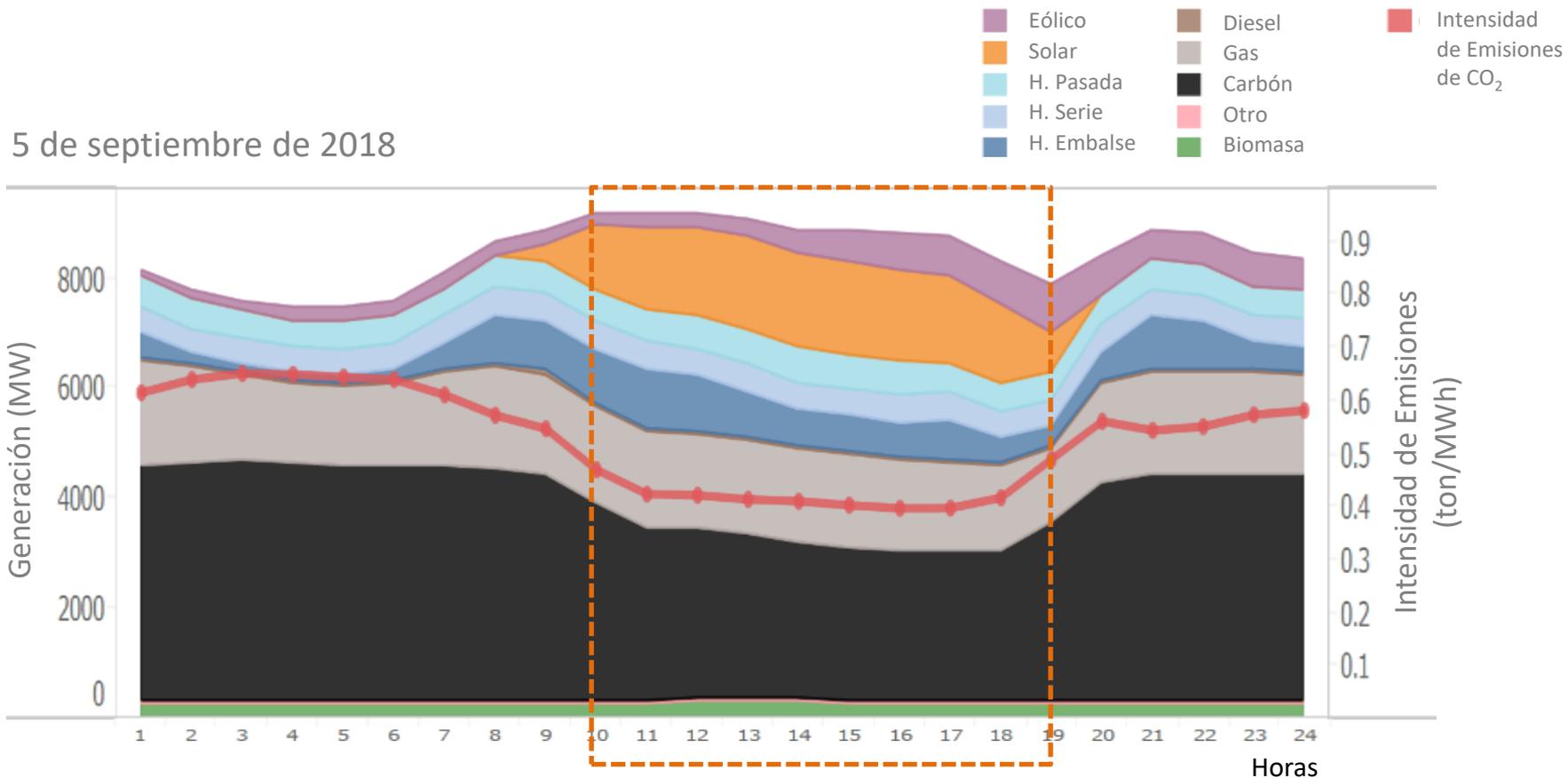


# Carbón como fuente principal de generación eléctrica 2017/8



**40%** de la generación total el 2017 y 2018(hasta agosto) provino del carbón.  
61% de la generación a carbón fue producida en el SEN Norte.

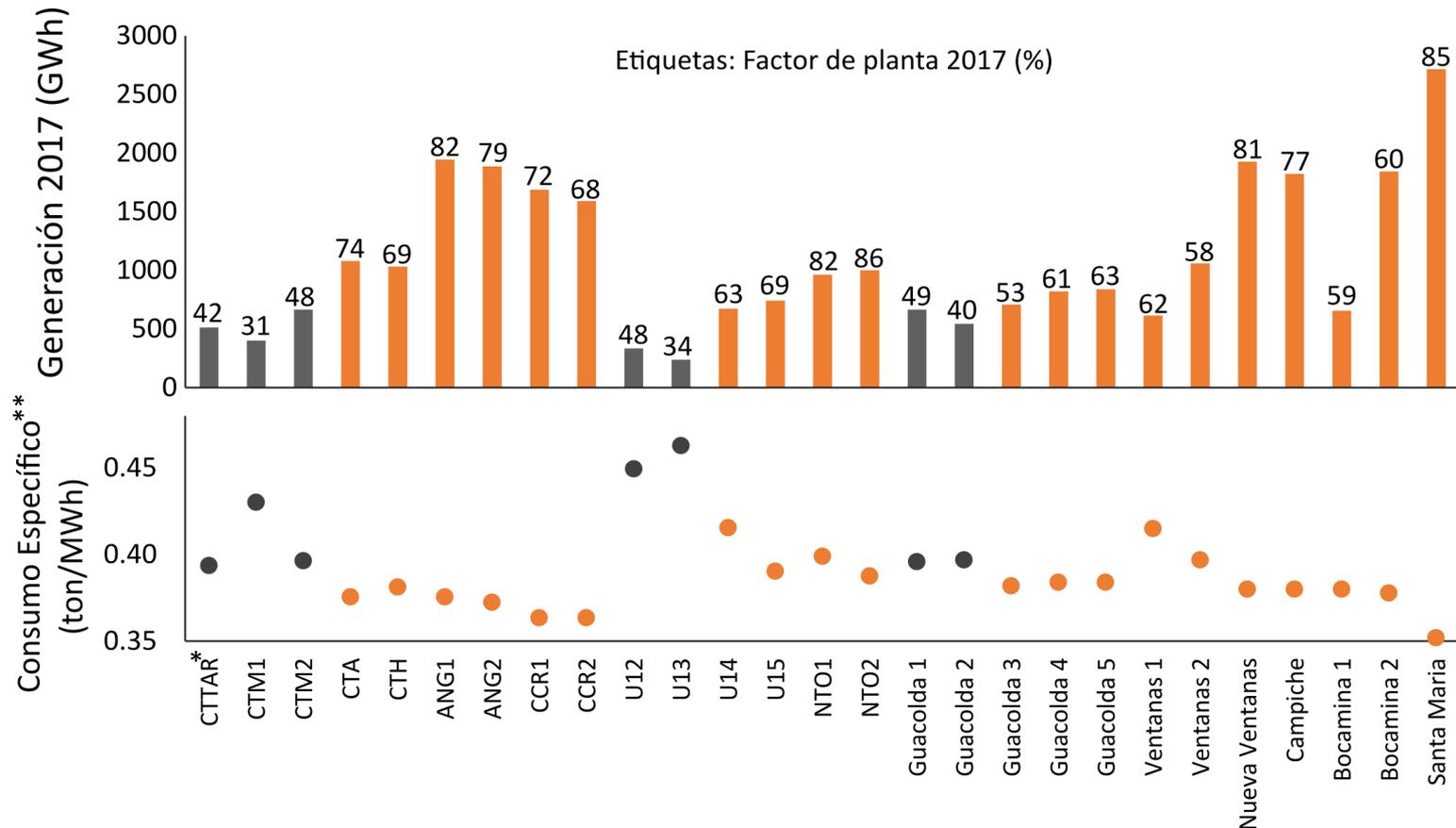
# Desafío de descarbonizar el suministro eléctrico durante la noche



La actual generación solar fotovoltaica permite que, a nivel sistémico, la intensidad de emisiones de CO<sub>2</sub> durante el **día** sea **1/3** menor que durante la **noche**.

# Producción de energía

$$\text{Factor de planta} = \frac{\text{Energía generada en el año}}{\text{Energía generable a potencia máxima en el año}}$$

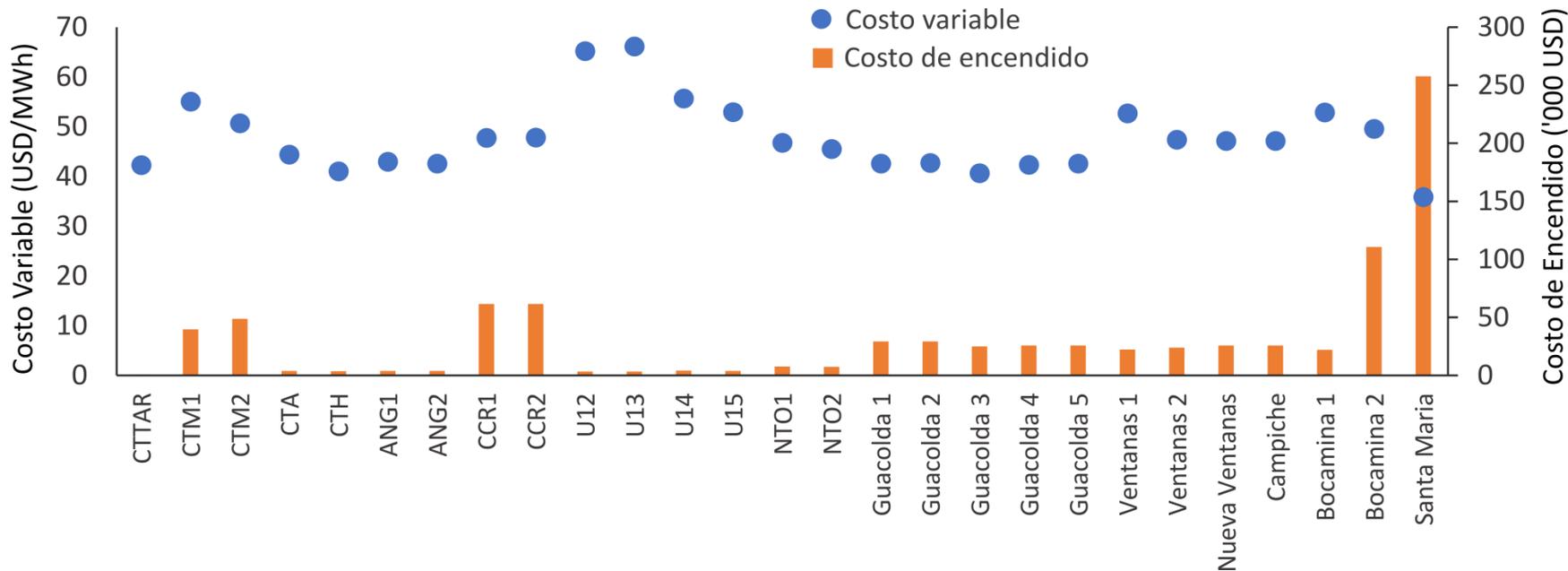


Durante el 2017, las 7 unidades con menor factor de planta son previas al año 2000.  
Todas ubicadas en zonas de alta penetración solar.

\*Unidad CTTAR en modernización.

\*\*El consumo específico es inversamente proporcional a la eficiencia.

# Costos de producción de energía (agosto 2018)

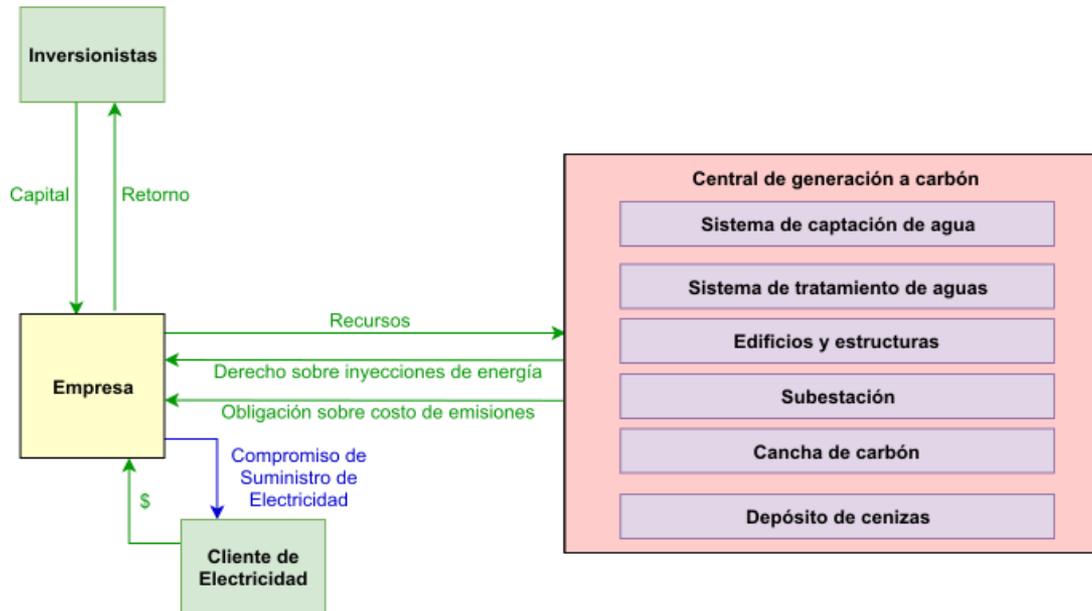


En agosto de 2018, 6 de las 7 unidades con mayor costo variable son previas a 1990.

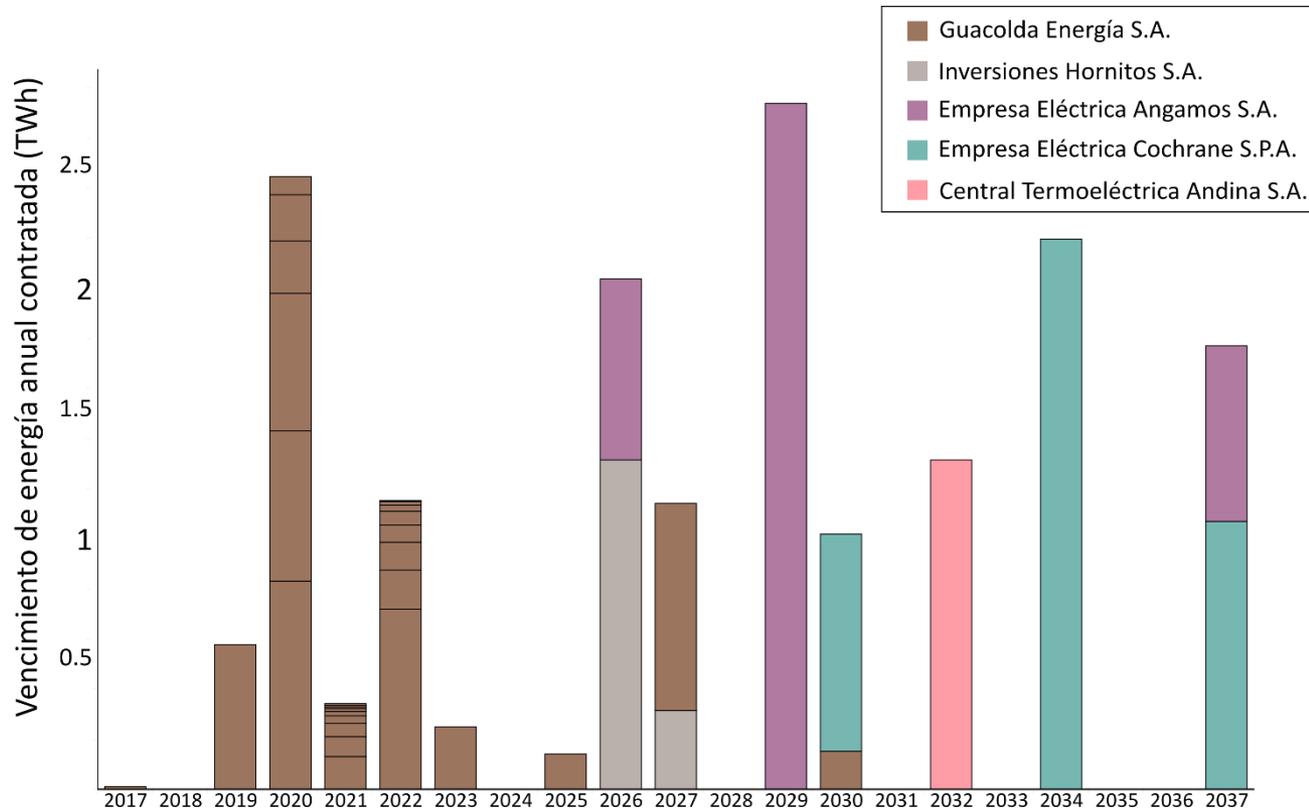
Fuente: Programación del día 28 de agosto de 2018 del Coordinador Eléctrico Nacional.

# Central termoeléctrica a carbón

## Relación con clientes e inversionistas (deuda)



# Contratos de suministro vigentes con clientes **libres** respaldados directamente con centrales de carbón



Compromisos comerciales vigentes se irán extinguiendo en el tiempo.  
Existen otros contratos de suministro asociados a centrales de carbón que no son atribuibles a una central específica.

## Nuevos contratos de suministro con clientes **regulados** respaldados con centrales de carbón

En tres de las últimas cuatro licitaciones reguladas de suministro que ha desarrollado la CNE se han adjudicado contratos a oferentes que han informado en sus documentos administrativos la intención de respaldar el contrato con activos de generación a carbón:

| <b>Licitación</b> | <b>Oferente</b> | <b>Proyectos informados que respaldan oferta</b> | <b>Vigencia contrato adjudicado</b> |
|-------------------|-----------------|--|-------------------------------------|
| 2013/03           | Engie           | IEM  | 2018- <b>2032</b>                   |
| 2015/01           | Enel            | Bocamina I y II                                  | 2022- <b>2041</b>                   |
| 2017              | Enel            | Bocamina I y II                                  | 2024- <b>2043</b>                   |

# Compromisos de financiamiento: Deuda

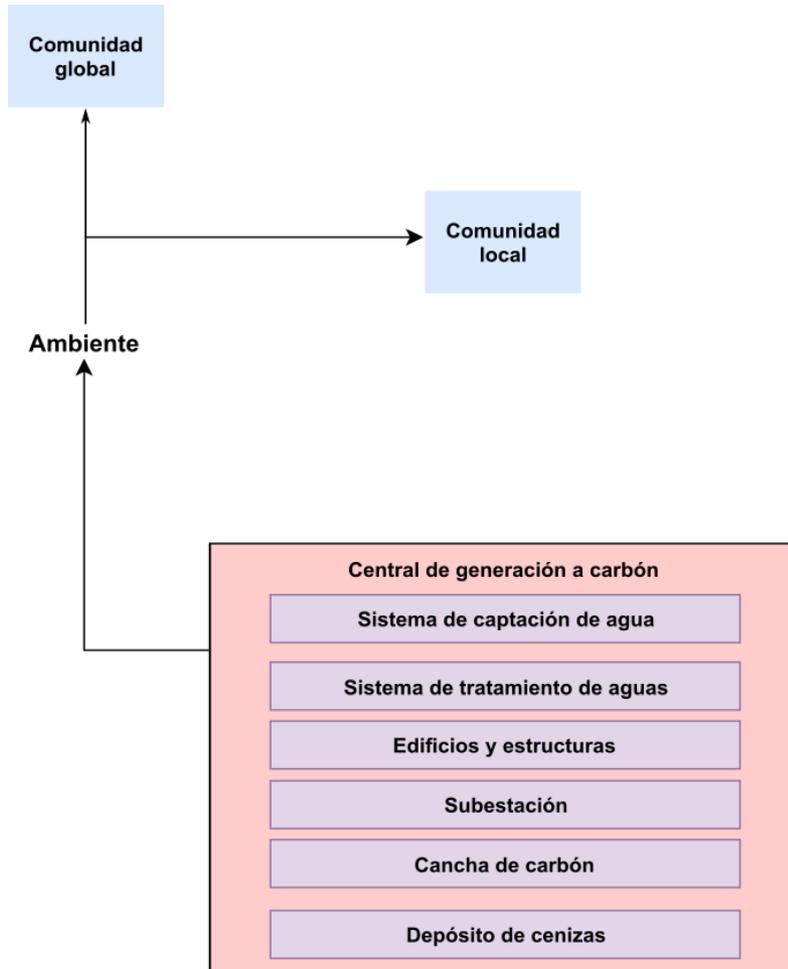
De acuerdo a información reportada por las compañías, la mayor parte de la deuda utilizada para financiar proyectos termoeléctricos tendría una **duración inferior a 15 años.**

Sólo **una** empresa tendría compromisos de deuda en plazos superiores a **20** años.

Fuente: Memorias, presentaciones a inversionistas y clasificadores de riesgo.

# Central termoeléctrica a carbón

## Impactos ambientales



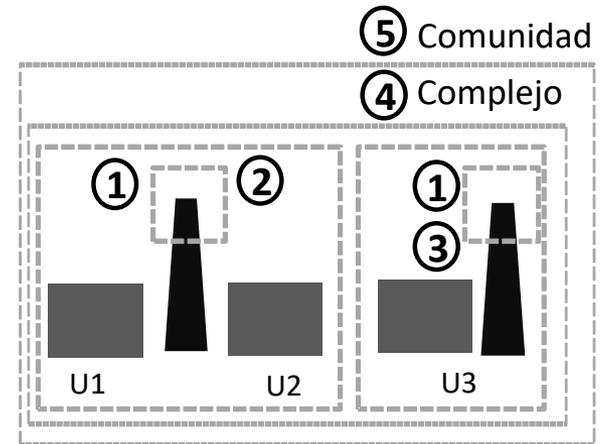
1. Emisiones atmosféricas.
2. Captación y descarga de agua.
3. Residuos de la combustión del carbón.
4. Otros residuos sólidos.
5. Potencial derrame de sustancias peligrosas durante vida útil.

# 1. Emisiones atmosféricas

## Emisiones locales

Instrumentos de gestión ambiental vigentes imponen requerimientos en distintos niveles:

- DS N°13: Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas (1)
- Resoluciones de Calificación Ambiental (2, 3 y 4)
- Planes de Descontaminación Atmosféricos (4)
- Normas de Calidad Ambiental (5)



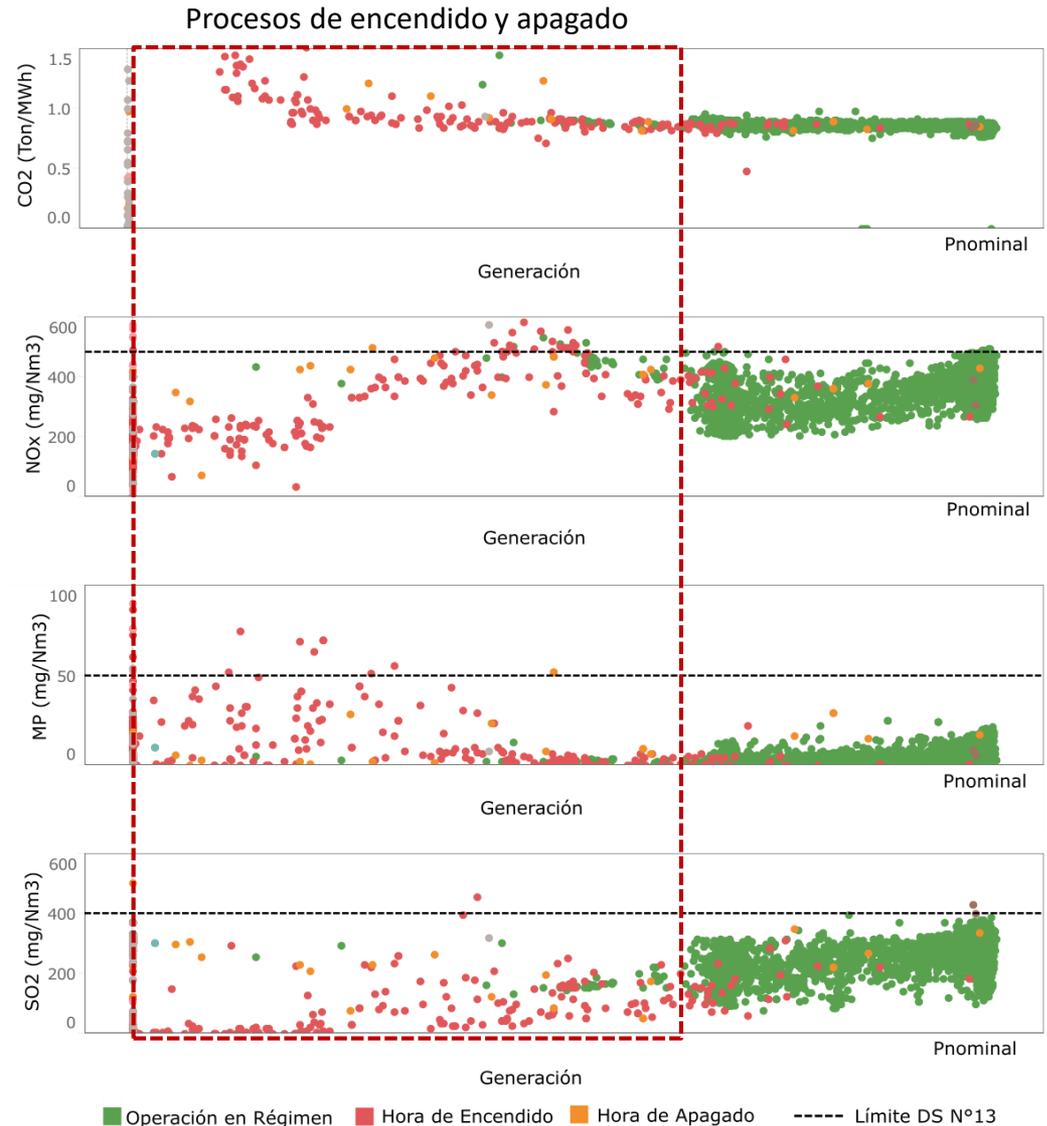
# Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas

## Desafíos del DS13

Esta norma de emisiones tiene requerimientos más exigentes que normas en EEUU y Europa respecto de la operación durante periodos de encendido o apagado de centrales.

La medición y el control de emisiones de MP, SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> durante los **procesos de partida** son complejos.

También, dependen en gran medida de los sistemas de control específicos que estén instalados.



# Sistemas de control de emisiones instalados en centrales a carbón

| Sistema de Control, Eficiencia y Flujo de diseño |  |   |   |
|--|--|---|---|
| Unidad   | MP   | SO <sub>2</sub>                                     | NO <sub>x</sub>                                   |
| CTTAR  | Filtro de mangas (99,6%, 1150k m <sup>3</sup> /h)                | FGD   |   |
| U12  | Filtro de mangas (99,95%, 370k m <sup>3</sup> /h)                | FGD seco (87,86%, 450k m <sup>3</sup> /h)           | Quemadores Low NOx                                |
| U13  | Filtro de mangas (99,95%, 370k m <sup>3</sup> /h)                | FGD seco (87,86%, 450k m <sup>3</sup> /h)           | Quemadores Low NOx                                |
| U14  | Filtro de mangas (99,95%, 570k m <sup>3</sup> /h)                | FGD seco (87,86%, 570k m <sup>3</sup> /h)           | Quemadores Low NOx                                |
| U15  | Filtro de mangas (99,95%, 570k m <sup>3</sup> /h)                | FGD seco (87,86%, 570k m <sup>3</sup> /h)           | Quemadores Low NOx                                |
| NTO1   | Filtro de mangas (45 mg/Nm <sup>3</sup> 580k Nm <sup>3</sup> /h) | FGD seco (95%, 580kNm <sup>3</sup> /h)              | Quemadores Low NOx (500 mg/m <sup>3</sup> )       |
| NTO2   | Filtro de mangas (45 mg/Nm <sup>3</sup> 580k Nm <sup>3</sup> /h) | FGD seco (95%, 580kNm <sup>3</sup> /h)              | Quemadores Low NOx (500 mg/m <sup>3</sup> )       |
| CCR1   | Filtro de mangas (99,9973%, 1228k m <sup>3</sup> N/h)            | FGD seco (90,9441%, 1269k m <sup>3</sup> N/h)       | SCR (50%, 785k m <sup>3</sup> N/h)                |
| CCR2   | Filtro de mangas (99,9973%, 1228k m <sup>3</sup> N/h)            | FGD seco (90,9441%, 1269k m <sup>3</sup> N/h)       | SCR (50%, 785k m <sup>3</sup> N/h)                |
| ANG1   | Filtro de mangas (99,99%, 1375k m <sup>3</sup> /h)               | FGD (88,6%, 1375k m <sup>3</sup> /h)                |   |
| ANG2   | Filtro de mangas (99,99%, 1375k m <sup>3</sup> /h)               | FGD (88,6%, 1375k m <sup>3</sup> /h)                |   |
| CTM1   | Filtro de mangas (99,95%, 560k m <sup>3</sup> /h)                | FGD seco (76,44%, 560k m <sup>3</sup> /h)           | Quemadores Low NOx                                |
| CTM2   | Filtro de mangas (99,95%, 600k m <sup>3</sup> /h)                | FGD seco (76,44%, 600k m <sup>3</sup> /h)           | Quemadores Low NOx                                |
| CTA  | P. Electrostático (99,9%, 520k m <sup>3</sup> /h)                | Inyección de caliza (99,9%, 520k m <sup>3</sup> /h) | L. fluidizado mantiene baja T° de caldera.        |
| CTH  | P. Electrostático (99,9%, 520k m <sup>3</sup> /h)                | Inyección de caliza (99,9%, 520k m <sup>3</sup> /h) | L. fluidizado mantiene baja T° de caldera.        |
| IEM  | P. Electrostático o F. de mangas                                 | FGD húmedo  | Quemadores Low NOx y SCR                          |
| Guacolda 1                                       | Filtro de mangas (99,85%, 610km <sup>3</sup> N/h)                | FGD seco (91,0%, 610 km <sup>3</sup> N/h)           | SCR (89,91%, 610 km <sup>3</sup> N/h)             |
| Guacolda 2                                       | Filtro de mangas (99,85%, 610km <sup>3</sup> N/h)                | FGD seco (91,0%, 610 km <sup>3</sup> N/h)           | n/a   |
| Guacolda 3                                       | P. Electrostático (99,85%, 638k m <sup>3</sup> N/h)              | FGD húmedo (90,5%*, 618k m <sup>3</sup> N/h)        | Quemadores Low NOx (30%**)                        |
| Guacolda 4                                       | Filtro de mangas (99,85%, 610k m <sup>3</sup> N/h)               | FGD seco (87,5%, 610k m <sup>3</sup> N/h)           | SCR (83%, 567k m <sup>3</sup> /h)                 |
| Guacolda 5                                       | P. Electrostático (99,9%, 617km <sup>3</sup> N/h)                | FGD húmedo (90,5***, 572k m <sup>3</sup> N/h)       | SCR (83,30%, 463k m <sup>3</sup> N/h)             |
| Ventanas 1                                       | Filtro de mangas (99,9%, 500k m <sup>3</sup> /h)                 | FGD CDS (90%, 500k m <sup>3</sup> /h)               | Quemadores Low NOx (~50%)                         |
| Ventanas 2                                       | Filtro de mangas (99,9%, 1055k m <sup>3</sup> /h)                | FGD SW (80%, 1055k m <sup>3</sup> /h)               | Quemadores Low NOx (45%, 1095k m <sup>3</sup> /h) |
| Nueva Ventanas                                   | Filtro de mangas (99,99%, 936k m <sup>3</sup> /h)                | FGD SDA (74,5%, 912k m <sup>3</sup> /h)             | Quemadores Low NOx (50%, 936k m <sup>3</sup> /h)  |
| Campiche   | Filtro de mangas (99,99%, 936k m <sup>3</sup> /h)                | FGD SDA (74,5%, 912k m <sup>3</sup> /h)             | Quemadores Low NOx (50%, 936k m <sup>3</sup> /h)  |
| Bocamina 1                                       | Filtro de mangas (99%, 700k m <sup>3</sup> /h)                   | FGD SDA   |   |
| Bocamina 2                                       | Filtro de mangas (99%, 1303 m <sup>3</sup> /h)                   | FGD (98%, 1215k m <sup>3</sup> /h)                  |   |
| Santa María                                      | P. Electrostático (99,7%, 1500 m <sup>3</sup> /h)                | FGD húmedo (78%, 1500k m <sup>3</sup> /h)           | Quemadores Low NOx (50%, 1500k m <sup>3</sup> /h) |

SCR: Selective Catalyst Reduction

FGD: Flue Gas Desulphurization

SW: Sea Water

SDA: Spray-dry Absorber

CDS: Circulating Dry Scrubber

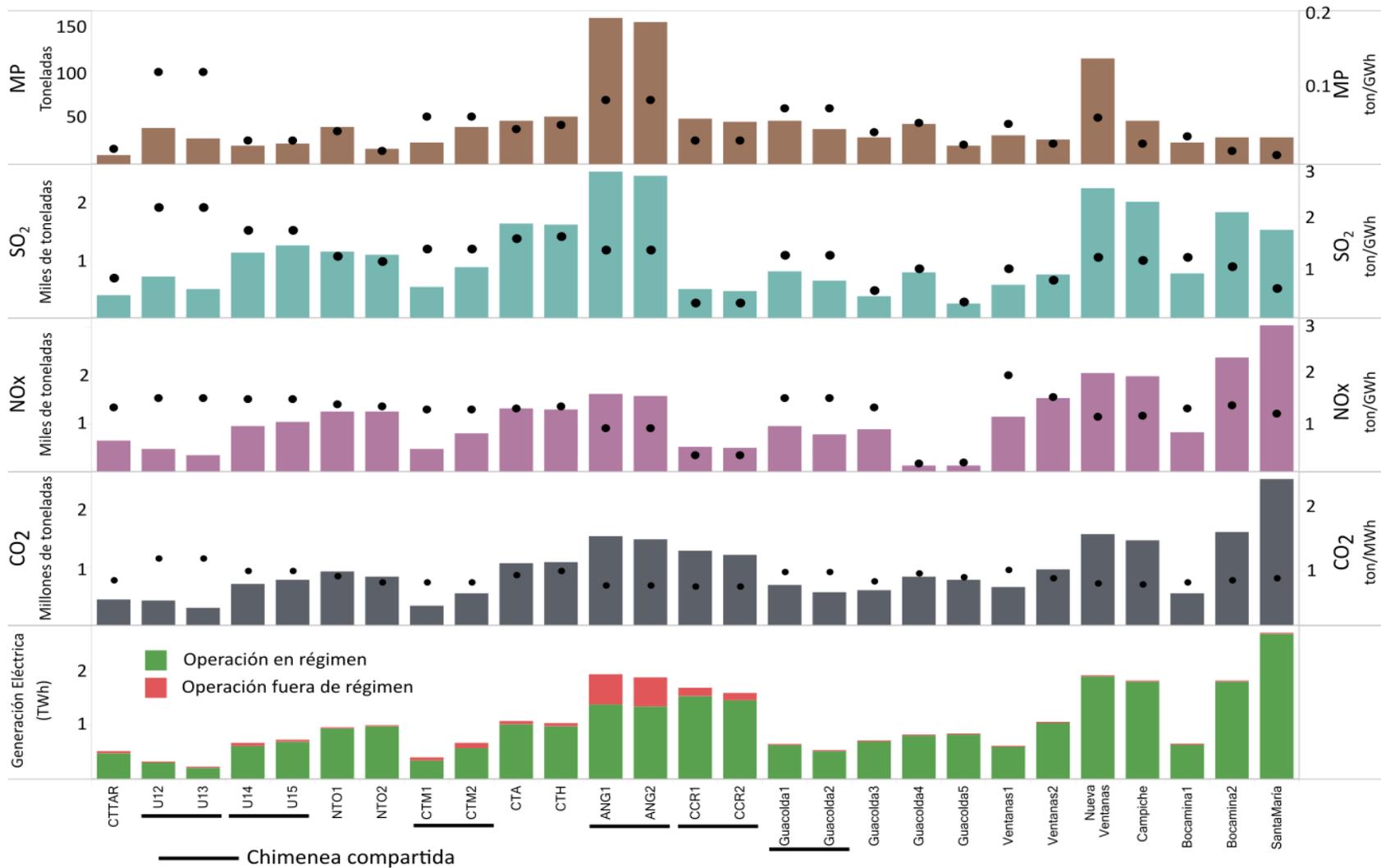
\* valor garantizado de 10.8 t/d a la salida.

\*\* valor garantizado de 8.8 t/d a la salida.

\*\*\* valor garantizado de 200 mg/m<sup>3</sup>N a la salida, base seca.

# Emisiones de centrales a carbón

■ Barras: Cantidades totales producidas el 2017 ● Círculos: Cantidad promedio por unidad de energía generada el 2017



Fuente: Sistema Nacional de Información de Fiscalización Ambiental.

Emisiones de unidades con chimenea compartida fueron prorrateadas según energía generada el 2017.

## 2. Captación y descarga de agua

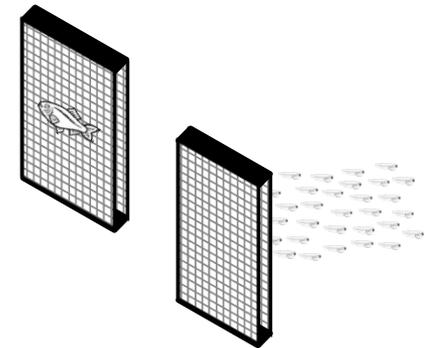
El **100%** de las centrales a carbón capta **agua de mar**.  
La cantidad requerida para enfriamiento depende solo de:

1. Tamaño de la central (Potencia)
2. Eficiencia de la central
3. Tipo de sistema de enfriamiento

Promedio de retiro de agua en Chile según sistema de enfriamiento:  
Abierto: 131 m<sup>3</sup>/MWh  
Cerrado: 6 m<sup>3</sup>/MWh

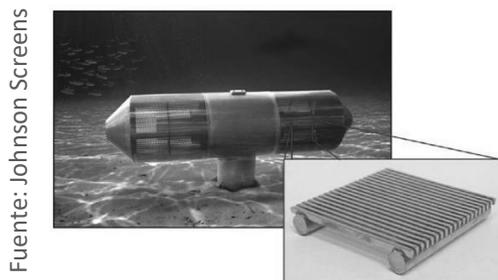
### Impactos por captación de agua:

1. **Atrapamiento** de peces o crustáceos en la parte exterior de la apertura del sistema de captación o contra la rejilla de protección.
2. **Arrastre** de peces o crustáceos que pasan a través del sistema de captación de agua y el circuito de refrigeración.



**Magnitud** del impacto depende de factores ingenieriles de **diseño** y de factores **biológicos** de la población (**Estimación de Pérdidas de Adulto Equivalente**).

### Existen tecnologías que reducen estos impactos



### 3. Residuos de la combustión del carbón

La operación de una central a carbón puede producir tres residuos sólidos de la combustión:

- Cenizas volantes (*fly ash*): Polvo fino que es transportado en los gases de combustión.
- Cenizas de fondo (*bottom ash y boiler slag*): Partículas pequeñas que se depositan en la caldera.
- Yeso: Producido por el sistema de desulfurización de gases de escape.

Los residuos de la combustión del carbón han sido catalogados como residuos **no peligrosos** en **Europa** y los **EEUU**.

De manera similar, en Chile se define que las “cenizas volátiles de centrales eléctricas de carbón” son residuos peligrosos solo si es que contienen ciertos constituyentes “en concentraciones que hagan que el residuo presente alguna característica de peligrosidad” (DS 148 de 2003, art. 90). Según los Estudios de Impacto Ambiental y anexos asociados de todas las centrales de carbón en Chile, las pruebas de laboratorio verifican que las cenizas que producen **no tienen características de peligrosidad**.

Los residuos que no son reutilizados se almacenan en depósitos secos o húmedos. Todos los depósitos en Chile son de tipo **seco**.

## 4, 5. Otros residuos y sustancias peligrosas

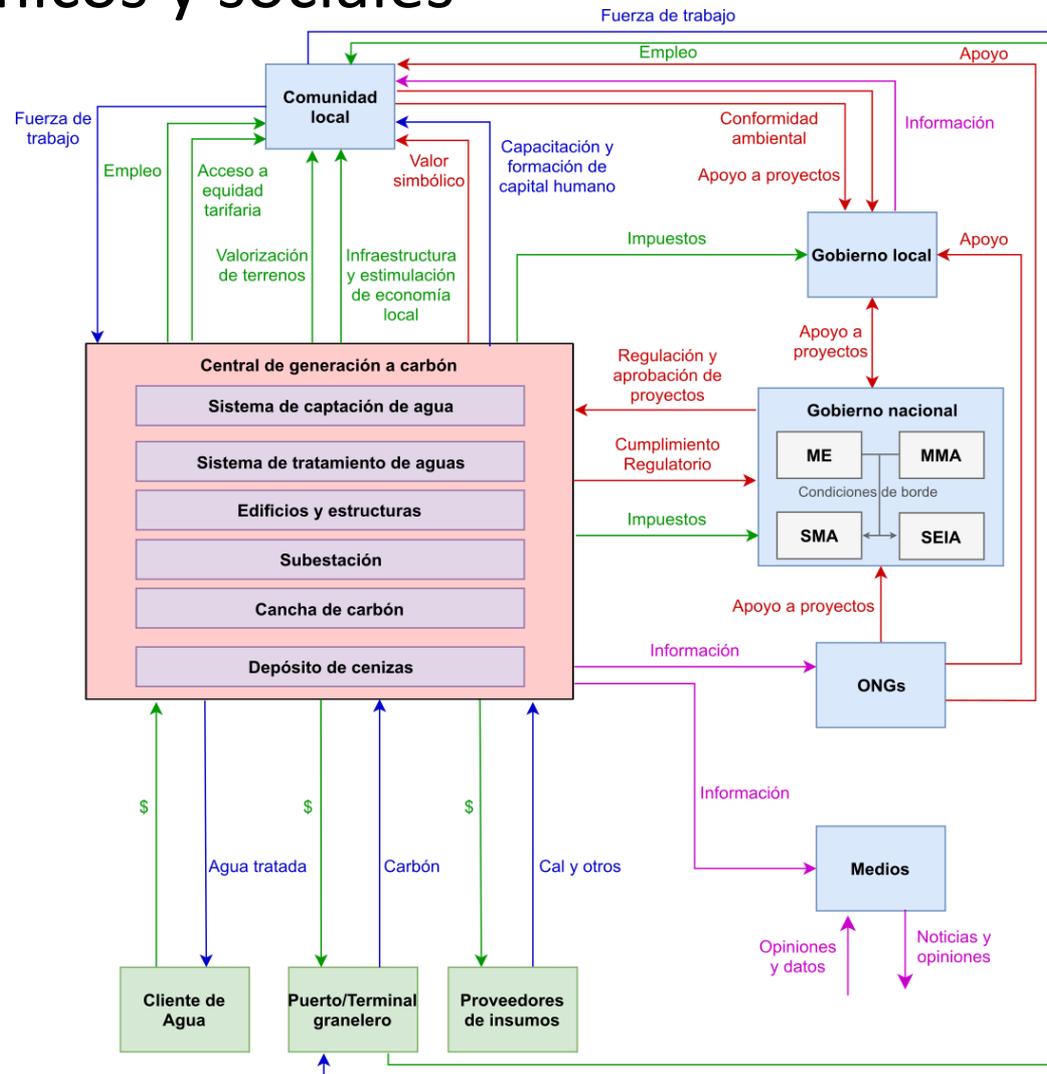
| Sustancia                                  | Uso                       | Clase Norma Chilena            |
|--|---------------------------|--------------------------------|
| <b>Combustibles derivados del petróleo</b> | Procesos de partida       | Inflamable                     |
| <b>Hidracina</b>                           | Desmineralización de agua | Tóxico                         |
| <b>Ácido sulfúrico</b>                     | Desmineralización de agua | Corrosivo                      |
| <b>Soda cáustica</b>                       | Desmineralización de agua | Corrosivo                      |
| <b>Fosfatos disódicos y trisódicos</b>     | Desmineralización de agua | Tóxico (No clasificado en NCh) |

Los equipos, estructuras de transporte y almacenamiento de los insumos líquidos peligrosos se diseñan, operan y mantienen con el fin de evitar el contacto de estas sustancias con el ambiente, pero **pueden ocurrir accidentes durante la operación de la planta que produzcan derrames o filtraciones de estas sustancias al suelo o a cuerpos de agua.**

Los operadores de las centrales usualmente tienen planes de contingencia para controlar y remediar los impactos de estos accidentes, pero un **historial de accidentes puede indicar potencial contaminación remanente en el sitio.**

# Complejos termoeléctricos a carbón

## Impactos económicos y sociales



# Uso de infraestructura portuaria de terceros

Existe actividad portuaria dependiente de la actividad de las centrales a carbón:

| Central                 | Empresa que provee el servicio                              | Otros Usos   |
|-------------------------|---|--|
| <b>Tarapacá</b>         | Terminal Marítimo Patache (de Compañía Minera Cordillera)   | Compañía Minera Cordillera embarca sal. Actualmente el puerto tiene capacidad de carga de sal, carbón y ácido sulfúrico.   |
| <b>Nueva Tocopilla</b>  | Engie (Muelle de Central Tocopilla)                         | Engie (para carbón de Central Tocopilla), Oxy Chile, Copec.  |
| <b>Cochrane-Angamos</b> | Terminal Graneles del Norte S.A. (filial de Puerto Angamos) | 100% utilizado para AES Gener  |
| <b>Ventanas</b>         | Puerto Ventanas (filial de Sigdo Koppers)                   | El puerto se utiliza también para clientes como Codelco (Andina, Teniente, Ventanas), Anglo American, Melón, Importadora de Granos G9, Graneles de Chile, ADM, Enex y Enap.                                      |
| <b>Bocamina</b>         | Portuaria Cabo Froward (del Grupo de Empresas Navieras SA)  | Bocamina representa el 30% del tonelaje transferido el 2017 en muelles de Coronel. Otros usos con clientes en área forestal, hidrocarburos, Industrial (cemento y aceite de pescado), Agroindustrial y Acuícola. |
| <b>Santa María</b>      | Puerto Coronel  | Hasta el momento se utiliza en un 100% para alimentar a Central Santa María.   |

Fuentes: Encuestas a empresas generadoras,  
<http://www.tmp.cl/caracteristicas.htm>  
<http://www.froward.cl/qsomos/fecus/2017/Memoria%20PCF%202017.pdf>

# Otras interacciones económicas



## **Cal: Insumo para abatimiento de emisiones**

Dependiendo del contenido de azufre del carbón utilizado y las características de la central, se utiliza entre 4 y 20 kg/MWh de cal para abatir emisiones de SO<sub>2</sub>. Entre los proveedores de cal para centrales termoeléctricas se tiene a Inacal, Soprocal, Lhoist, entre otros. El precio de la cal se puede encontrar en el rango de 170 – 400 USD/ton.



## **Carbón: Uso de combustible local**

El yacimiento de carbón actualmente explotado más grande en Chile es la Mina Invierno, ubicada en Isla Riesco. El 60% de sus ventas es destinada al mercado chileno, estando AES Gener y Engie entre sus clientes. El carbón que produce es subbituminoso, de 4.200 kcal/kg.



## **Agua desalada y desmineralizada: Venta a terceros**

Actualmente, 3 complejos de la zona norte realizan ventas de agua desalada y desmineralizada a pequeña escala a clientes industriales. En 3 instalaciones se ha identificado la intención de iniciar o aumentar la escala de comercialización de agua desalada y desmineralizada en un plazo de 2 a 5 años. Se identifica un caudal potencial entre 190 l/s a 1400 l/s en distintas zonas.



## **Fortalecimiento de la comunidad local**

Los propietarios de centrales a carbón contribuyen a las comunidades donde están emplazadas mediante el desarrollo de fondos concursables para instituciones sociales, educacionales y deportivas; fondos territoriales para desarrollo de proyectos de mejoramiento urbano menores; convenios con federaciones de pesca; becas de estudio; apoyo a establecimientos educacionales; fomento de innovación para el emprendimiento; programas de visitas a la central; entre otros.

# Empleo asociado a las centrales termoeléctricas

En general, los empleos asociados a centrales termoeléctricas entregan mejores sueldos y mayores oportunidades de desarrollo laboral que otros de la zona.

**A nivel nacional**, las centrales a carbón proveen al menos los siguientes empleos\*:

|                  |                                |                                |
|------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| 1500             | 2600                           | 1500                           |
| Empleos directos | Empleos indirectos permanentes | Empleos indirectos esporádicos |

**Por unidad**, esto se traduce a un promedio de:

|                     |                                |                                |
|---------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| 54                  | 93                             | 54                             |
| Empleos directos    | Empleos indirectos permanentes | Empleos indirectos esporádicos |
| Min: 37<br>Max: 149 | Min: 29<br>Max: 198            |                                |

De los empleados directos e indirectos permanentes, entre un **3%** y un **67%** vive en la **misma comuna** donde está emplazada la central.

Cifra agregada a nivel país  
Fuente: Encuestas a empresas generadoras.

# Impuestos

## Emisiones atmosféricas

La generación eléctrica representa aproximadamente un 30% de las emisiones de gases de efecto invernadero de Chile.

El año 2017 comenzó a aplicarse el impuesto a emisiones al aire establecido en el artículo 8° de la ley 20.780, mediante el cual se gravan las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>) y dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) provenientes de fuentes emisoras fijas de 50 MW térmicos o más.

La primera recaudación por concepto de este impuesto fue de **191 millones de USD**, de los cuales casi 135 millones de USD (~70%) se explican por la operación de **centrales termoeléctricas a carbón y petcoke**.

## Locales

Durante el año 2017, considerando el pago de patentes comerciales, contribuciones, concesión marítima y patentes de camionetas, la máxima contribución de una empresa en impuestos locales a una comuna por la operación de un complejo de generación termoeléctrica fue de **900 mil USD**.

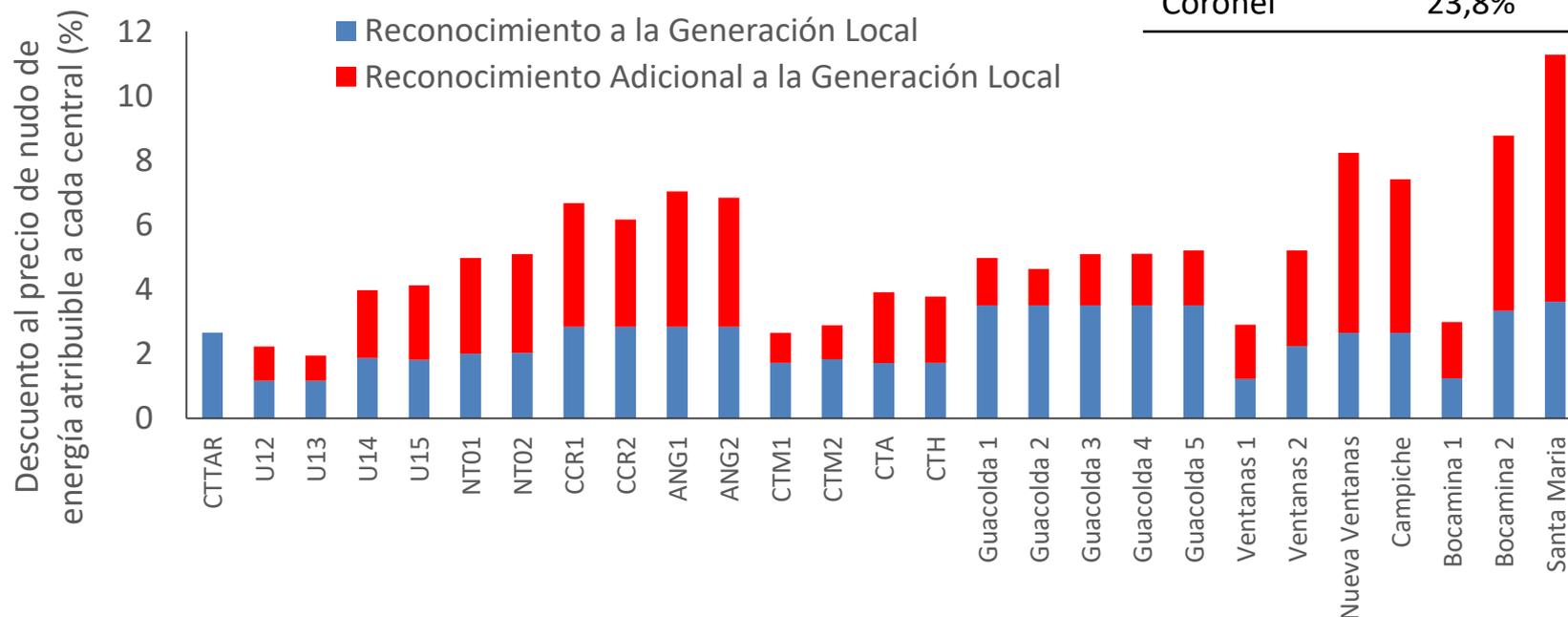
# Contribución a Equidad Tarifaria

Ley 20.928: Establece mecanismos de equidad tarifaria de servicios eléctricos

Descuentos a la componente de energía del precio de nudo que las distribuidoras traspasan a los clientes regulados en comunas que son “intensivas en generación eléctrica”:

## Descuento por Reconocimiento a la Generación Local ITD Precio de Nudo Julio 2018

|            |       |
|------------|-------|
| Iquique    | 4,4%  |
| Tocopilla  | 32,5% |
| Mejillones | 60,0% |
| Huasco     | 25,0% |
| Puchuncaví | 23,8% |
| Coronel    | 23,8% |



Reconocimiento a la Generación Local fue atribuido según la razón entre la capacidad neta de la unidad y la capacidad neta total instalada en la comuna. Reconocimiento Adicional a la Generación Local fue atribuido según la razón entre la generación de la unidad y la generación eléctrica total de la comuna (últimos 12 meses anteriores al mes en que comenzó el proceso de fijación del Precio de Nudo).

# Rol de los medios de comunicación y redes sociales

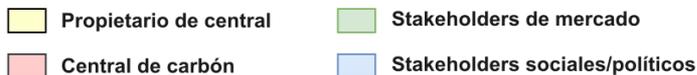
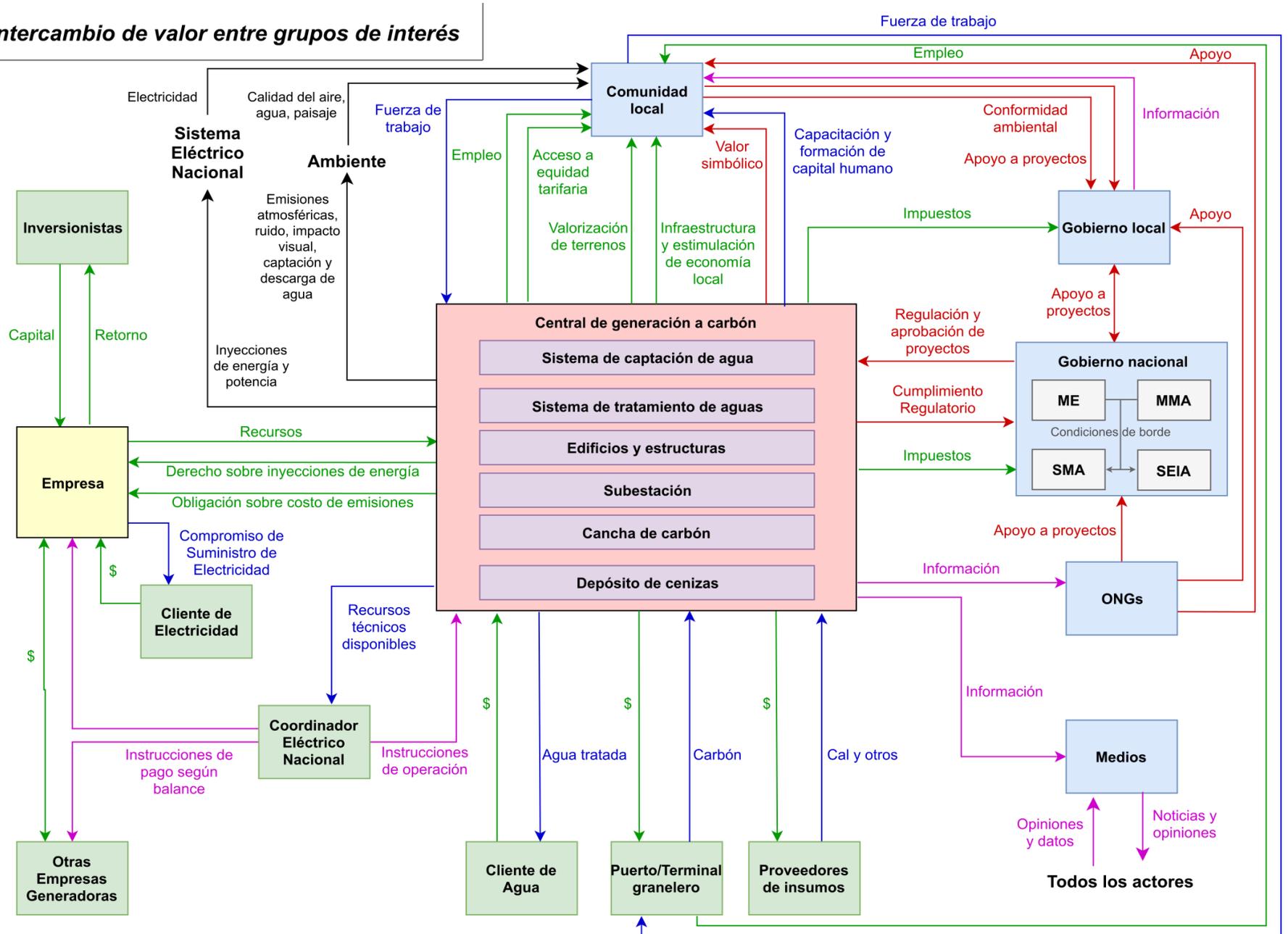
El carácter de los desafíos o disputas medioambientales está fuertemente **influenciado** por el **contexto comunicacional** en que emergen.

Los medios deben contar con **personal capacitado** para informar apropiadamente sobre los desafíos asociados a la descarbonización y procesos de reconversión/cierre de centrales, debido a su complejidad y carácter sistémico.

Existe una constante tensión entre **reflejar la opinión pública** y ser una de las fuentes que **la influencia**.



# Intercambio de valor entre grupos de interés



# Agenda

1. Contexto nacional e internacional de compromisos de cierre y reconversión de centrales a carbón
2. Centrales termoeléctricas a carbón en Chile y sus impactos
3. Regulación y recomendaciones internacionales para el proceso de cierre y/o reconversión de complejos termoeléctricos a carbón
4. Casos de experiencias internacionales
5. Desafíos y recomendaciones

# Definir un nuevo propósito para un complejo de generación

## Opciones del propietario de un complejo de generación que saldrá de servicio

### Mantener unidades en reserva estratégica (*mothballing*)

- Mantenimiento básico.
- Capacidad de volver al servicio en algunos días.

### Retiro en “frío y oscuro”

- Remediar y cerrar parcialmente.
- Asegurar y monitorear.
- Futuro incierto.

### Vender complejo

- Nuevo propietario evalúa opciones.

### Repotenciar activo de generación

- Remediar, salvar y demoler.
- Construir nuevo activo de generación.

### Reconversión a uso industrial

- Remediar, salvar y demoler.
- Remediar hasta condición de *brownfield*.
- Venta o desarrollo.

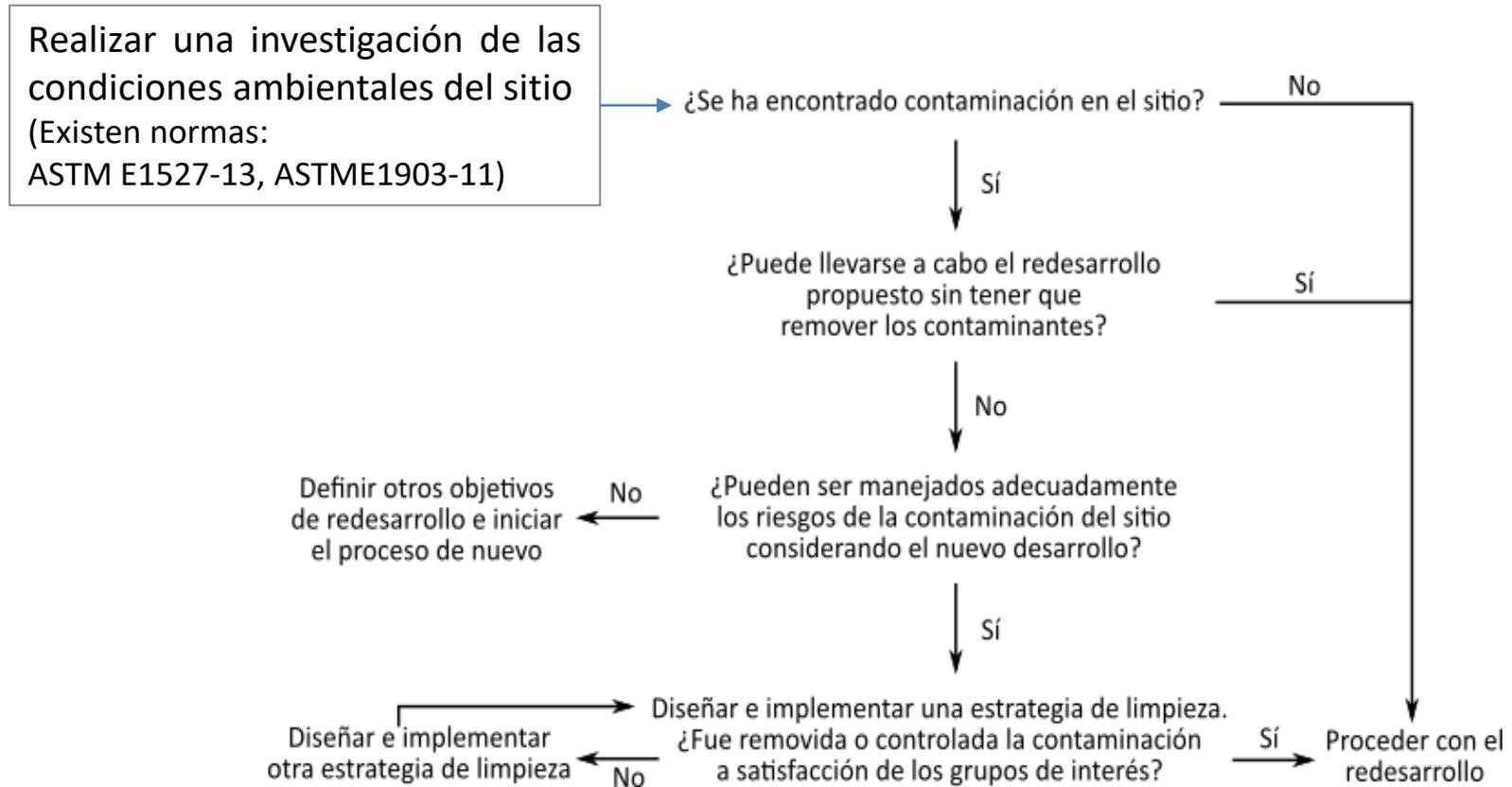
### Reconversión a residencial o mixto

- Remediar, salvar y demoler.
- Remediar hasta condición de *greenfield*.
- Venta o desarrollo.

(Traducido de Raimi, 2017)

# Remediación ambiental del sitio

Después de que se ha decidido el nuevo propósito del sitio



(US EPA, 2017)

# Proceso de desmantelamiento de una central

## Recomendaciones internacionales

- Levantamiento de requerimientos asociados a la regulación ambiental a la que está sujeto el sitio
- Investigación ambiental del sitio
  - ASTM E1527-13, ASTM E1903-11
- Planificación
  - Determinar alcance de acciones de remediación ambiental
  - Identificar situaciones que requerirán atención especial
- Suscripción de contratos y solicitud de permisos
- Apagado de planta
  - Coordinación con operador del sistema
  - Intentar vaciar almacenamientos de insumos y *pipng*
- Preparación del sitio
- Desmantelamiento
  - Reciclar y revender lo que sea posible
  - Excavación de fundaciones y piping solo hasta donde sea necesario.
- Remediación y restauración del sitio

La remediación ambiental puede implicar hasta **1/3** del costo de desmantelamiento de una central. Principales ítems:

- Limpieza de cancha de carbón.
- Cierre de depósito de cenizas.
- Limpieza de terreno bajo estanques y líneas de combustible.
- Remoción de asbestos.

Fuentes: EPRI, Burns & McDonnell.

# Capítulo 40 CFR Parte 257: Regulación EPA respecto a Desechos de la Combustión del Carbón (DCC)

## Sobre el cierre de los depósitos secos (vertederos)

Los DCC están clasificados por la EPA como residuos **no** peligrosos.

Un depósito se puede clausurar de dos formas:

1. **Remoción** de los DCC y transporte a otro depósito.
2. **Cierre** del depósito con cubierta de cierre. En este caso, se definen requerimientos de diseño y monitoreo específicos.

Para cerrar un vertedero, se exige un plan de cierre por escrito con:

- Descripción del cierre del vertedero o del **procedimiento** para retirar los DCC.
- Una estimación de la máxima **cantidad** de DCC que se depositará en el vertedero.
- Una estimación de la máxima **área** que requerirá ser cerrada.
- Un **cronograma** de las actividades necesarias para cumplir con los criterios de clausura.

La regulación también establece obligaciones para el **inicio** y duración de las actividades de cierre, dependiendo de la situación de uso del vertedero.

# Agenda

1. Contexto nacional e internacional de compromisos de cierre y reconversión de centrales a carbón
2. Centrales termoeléctricas a carbón en Chile y sus impactos
3. Regulación y recomendaciones internacionales para el proceso de cierre y/o reconversión de complejos termoeléctricos a carbón
4. Casos de experiencias internacionales
5. Desafíos y recomendaciones

# Casos internacionales de reconversión estudiados

- i. Central de Salem Harbor, Estados Unidos  
Sitio reutilizado para un ciclo combinado a gas natural
  
- ii. Central Pietro Vannucci (“Bastardo”), Italia  
En proceso de definición de nuevo propósito del sitio
  
- iii. Central de Hazelwood, Australia  
En proceso de desmantelamiento

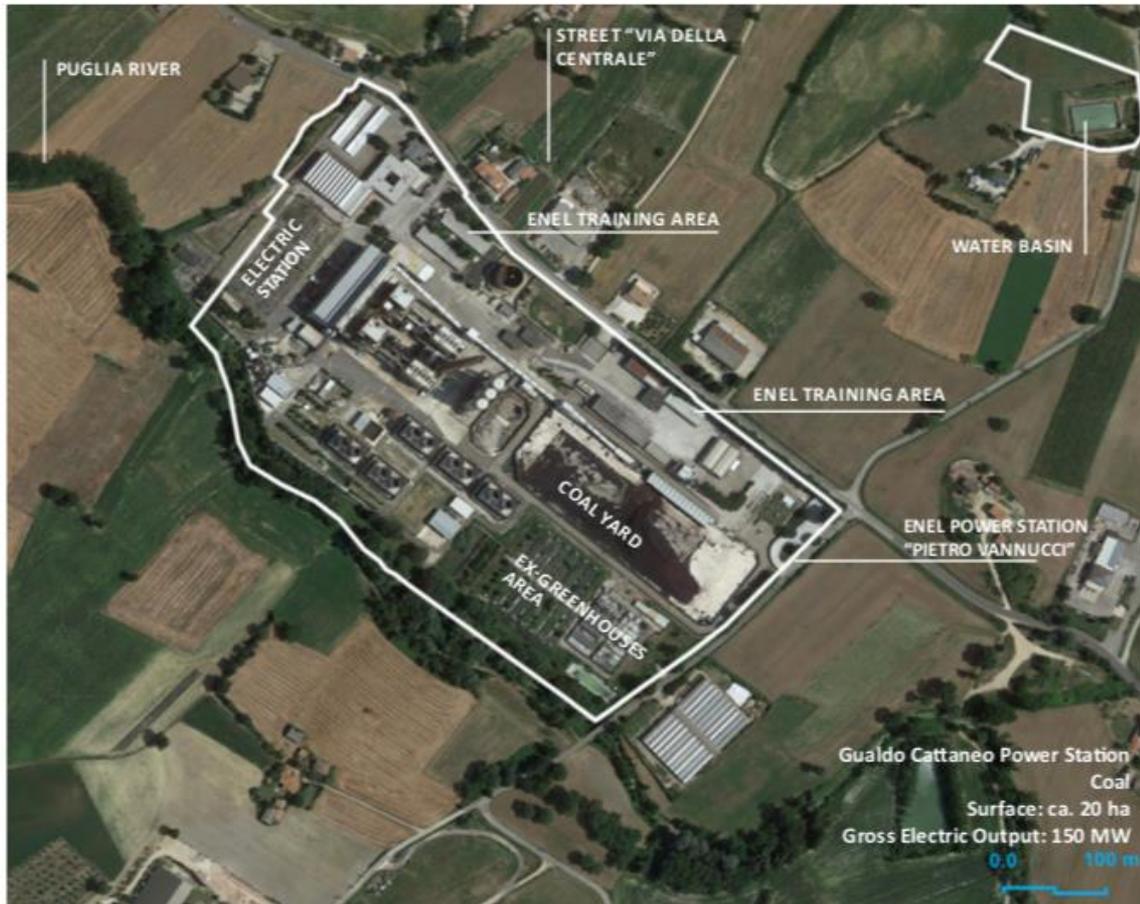
# 1. Central de Salem Harbor



- 748 MW en 3 calderas de carbón pulverizado y 1 de petróleo.
- Ubicada en el borde costero, cerca de la ciudad de **Boston**.
- **Gobierno de la ciudad** estableció un grupo de trabajo para definir alternativas de redesarrollo del sitio.
- **Compra por un desarrollador** (Footprint Power), quien reutilizó el sitio para un ciclo combinado a gas natural de 674 MW. Empresa realizó un proceso de *visioning* para entender prioridades locales de la zona.

Fuente: Salem Harbor Revitalization Task Force.

## 2. Central Pietro Vannucci (“Bastardo”)



- 2 unidades de 75 MW de carbón pulverizado (lignito) con aerocondensadores.
- Propiedad de Enel
- Ubicada en zona interior de provincia rural
- Se está llevando a cabo un proceso de reconversión participativo, donde se reciben propuestas de redesarrollo (Programa Futur-e).

Fuente: Enel, Dossier, p.6

# 3. Central de Hazelwood



- 8 unidades de 200 MW de carbón pulverizado (lignito)
- Propiedad de Engie
- Ubicada en zona interior
- En proceso de desmantelamiento
- Anuncio de cierre en noviembre de 2016 y comienzo del cierre en marzo de 2017.
- Proceso de cierre, demolición, desmantelamiento y rehabilitación durará 6 años.

Fuente: Fuente: Engie, Hazelwood: The life of Hazelwood and its people, 1964-2017, p.20.

# Recomendaciones a partir de estudio de los casos

- **Comunicar con suficiente anticipación** a la comunidad sobre la intención de cierre de la central.
- **Definición temprana de nuevo propósito** del sitio. Reduce ansiedad y da certeza a todos los grupos de interés involucrados.
- Realizar una **investigación ambiental temprana** en el sitio para determinar si es que existe contaminación que deba ser remediada.
- Establecer grupos *multi-stakeholder* para **identificar posibles nuevos usos** del sitio y/o asesorar a estudios.
- Evaluar oportunidad de que **terceros planteen alternativas de desarrollo** junto a su intención de financiamiento, ya sea de manera privada o mediante un proceso abierto.

# Recomendaciones a partir de estudio de los casos

- Abordar las principales **preocupaciones** de los grupos de interés de las **comunidades locales** permite procesos de reconversión/cierre más expeditos y menos costosos:
  - Deseos de desarrollo de uso mixto de actividad industrial, portuaria, comercial y/o pública (como, por ejemplo, acceso al borde costero).
  - Preocupación por los impactos asociados a los trabajos de demolición y reconstrucción (tráfico, ruido, material particulado).
  - Preocupación por la remediación ambiental de parte del sitio y priorización de la demolición de la(s) chimenea(s).
  - Desafíos en capacitación / re-empleabilidad de personas con muchos años de carrera en la central.
  - Nueva fuente de financiamiento de la comuna y posible disminución de calidad de servicios públicos (educación, salud, etc).

# Recomendaciones a partir de estudio de los casos

- Crear planes de estímulo económico para **desarrollar nuevas capacidades**.
- El rol activo de autoridades locales en abogar por un proyecto debe ser **coherente con la visión de desarrollo del territorio**.
- Definir los **límites de responsabilidad** de la empresa que realiza el cierre, relativos a restauración del sitio y relación con la comunidad.
- **Manejar de manera realista las expectativas** de creación de empleos y llegada de nuevas industrias que pudiesen suplir tanto en cantidad como calidad los empleos perdidos.

# Agenda

1. Contexto nacional e internacional de compromisos de cierre y reconversión de centrales a carbón
2. Centrales termoeléctricas a carbón en Chile y sus impactos
3. Regulación y recomendaciones internacionales para el proceso de cierre y/o reconversión de complejos termoeléctricos a carbón
4. Casos de experiencias internacionales
5. Desafíos y recomendaciones

# Revisión de prácticas de cierre y/o reconversión

- **Resources for the Future** publicó en 2017 un reporte que compila experiencias en decomisionamiento de centrales de generación en los EEUU.
- **Delta Institute** ha publicado diversos documentos que sirven de guía a autoridades municipales en los Estados Unidos para redesarrollar complejos de generación a carbón.
- El **Electric Power Research Institute** ha publicado ciertas indicaciones que deberían ser consideradas en el caso de que el nuevo propósito de un complejo de generación a carbón requiera el desmantelamiento parcial o total de los equipos y estructuras.
- La **EPA** desarrolló la regulación 40 CFR Parte 257 sobre el manejo de desechos de la combustión del carbón. Se puede rescatar requerimientos para vertederos secos.
- En función del análisis de casos de Salem Harbor (USA), Bastardo (Italia) y Hazelwood (Australia), inodú preparó recomendaciones para procesos de cierre / reconversión de centrales (*slides 62 a 64*).

# Desafío: Contexto de centrales en Chile

- Es crítico notar que en el país existe un conjunto relevante de unidades a carbón construidas hace menos de 10 años que en varios casos están emplazadas junto a unidades más antiguas, compartiendo infraestructura y servicios de soporte.

**La reconversión o el cierre programado de algunas unidades más antiguas se desarrollará en un terreno donde continúa estando operativa una unidad más nueva.**

- Durante los próximos años, diversos factores podrían reducir la rentabilidad de las centrales a carbón en el mercado, lo que podría inducir el cierre de algunas unidades. Estos cierres podrían ocurrir cuando se requiera un mantenimiento o reparación mayor, a no ser que se hayan definido mecanismos regulatorios para establecer un retiro más predecible.
- Al revisar el contexto de Europa y Estados Unidos, se concluye que las centrales Maasvlakte 3 (unidades 1 y 2) y Eemshaven (unidades A y B) en los Países Bajos, y las centrales Torrealvaldaglia (unidades 2, 3 y 4) y Sulcis (unidad 2) en Italia enfrentan un desafío similar al de algunas unidades en Chile, en términos de años de operación esperados al 2030.

# Desafío: Contratos con Clientes Regulados

**Cambios sustanciales y no transitorios en la normativa sectorial o tributaria que tengan un efecto directo y demostrable en una variación de más de 2% en los costos de capital o de operación para la ejecución de un contrato puede llevar a la activación del mecanismo de revisión de precios.**

Un aspecto crítico es dar una mayor precisión al concepto “costos de operación para la ejecución del contrato” que se incluye en la cláusula de revisión de precios de los contratos de suministro regulados.

Dado que los costos de comercialización de energía en el mercado eléctrico corresponden a los costos de retiro en el mercado spot, **podría darse el caso** que aún aquellas empresas que se adjudicaron contratos de licitación durante los procesos 2015/01, 2015/02 y 2017, y no cuenten con activos de generación a carbón, **puedan solicitar revisar el precio del contrato debido a cambios a sustanciales y no transitorios en la normativa sectorial que tengan por efecto directo y demostrable una variación de más del 2% en los costos de capital o de operación para la ejecución del contrato.**

# Desafío: Análisis costo-beneficio de la descarbonización depende parcialmente de criterios ambientales usados en la PELP

## PELP: Planificación Energética de Largo Plazo

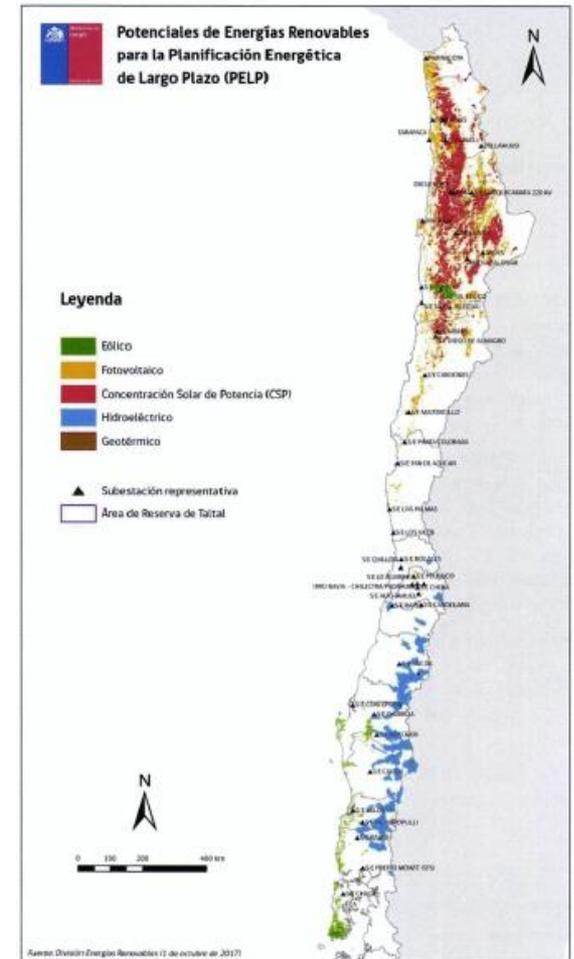
Estimación de potenciales de generación renovable por zona **deben reflejar adecuadamente la ubicuidad de la energía solar fotovoltaica.**

Algunos de los **criterios arbitrarios** utilizados para estimar el potencial por región de proyectos solares fotovoltaicos son:

- Requieren de al menos **200 hectáreas continuas** de terreno plano.
- Deben tener un **factor de planta mínimo de 24%** (seguimiento en un eje).

Estos “Criterios y Variables Ambientales y Territoriales” invariablemente resultan en una oferta de energía solar fotovoltaica **presente solo en la zona norte.**

Los Criterios inevitablemente crean una necesidad de **nueva capacidad de transmisión hacia la zona central.**



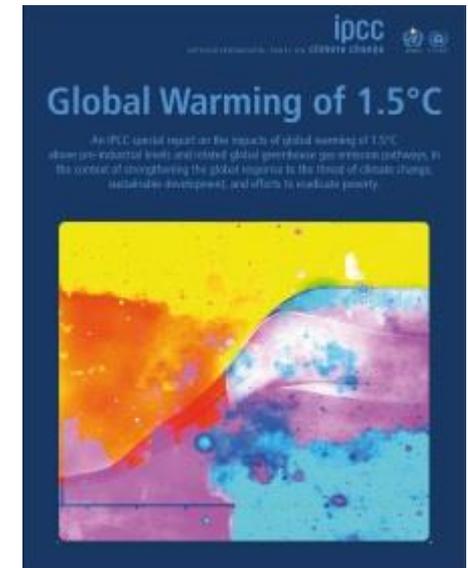
# Desafíos: Basados en experiencia de Canadá

- En Canadá se han tomado acciones concretas para el retiro de centrales a carbón desde 2012. Se definieron límites de emisión de **420 ton CO<sub>2</sub>/GWh** para unidades termoeléctricas a carbón y el concepto de vida útil, equivalente a 50 años. Unidades existentes estarán **sujetas al límite de emisión al cumplirse su vida útil o desde 2030**; lo que ocurra primero.
- Al momento de definirse esta política, se indicó que las estrategias de compromiso voluntario **no serían capaces de asegurar una reducción significativa de emisiones** y proveer la **certidumbre necesaria para incentivar el desarrollo de inversiones** requeridas para continuar suministrando las necesidades crecientes de consumo eléctrico, pero al mismo tiempo facilitando reducciones significativas en emisión de gases de efecto invernadero.
- La definición del límite de emisión consideró el rendimiento de las unidades de **ciclo combinado** instaladas en el país, la que fue considerada como la tecnología de reemplazo por defecto. Tal definición debiese también considerar los **modos de operación** esperados de las centrales reguladas, como condición de operación a potencia nominal, operación a mínimo técnico y frecuencia de partidas y detenciones.

*“Human activities are estimated to have caused approximately 1.0°C of global warming above pre-industrial levels, with a likely range of 0.8°C to 1.2°C.*

*Global warming is likely to reach 1.5°C between 2030 and 2052 if it continues to increase at the current rate.”*

*Global Warming of 1.5 °C, IPCC, 2018*



La definición de objetivos de descarbonización, reconversión y cierre de centrales a carbón se debe realizar con ambición, perspectiva de largo plazo, coherencia de señales regulatorias y de mercado, realismo y objetivos de crecimiento económico.

ESTUDIO DE VARIABLES AMBIENTALES Y SOCIALES  
QUE DEBEN ABORDARSE PARA EL CIERRE O  
RECONVERSIÓN PROGRAMADA Y GRADUAL DE  
GENERACIÓN ELÉCTRICA A CARBÓN

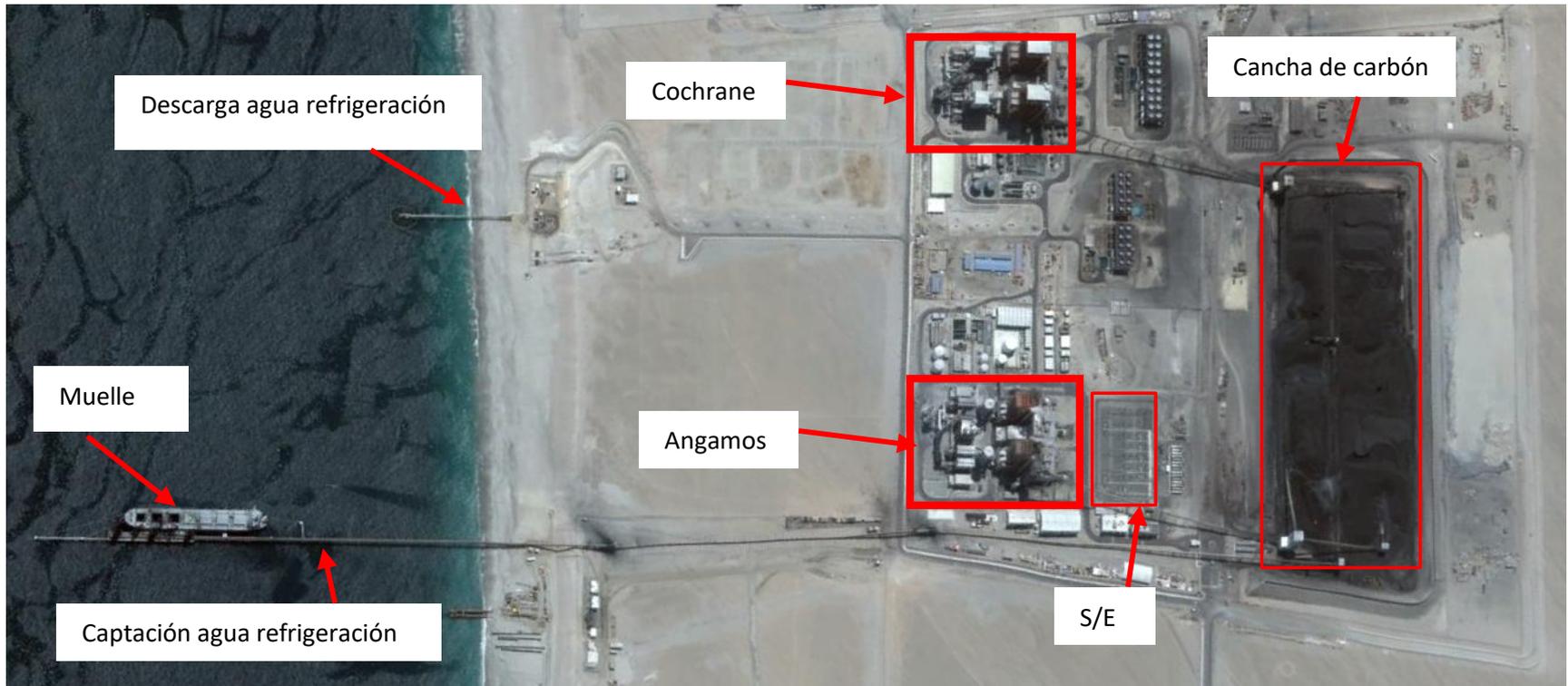
Preparado para:



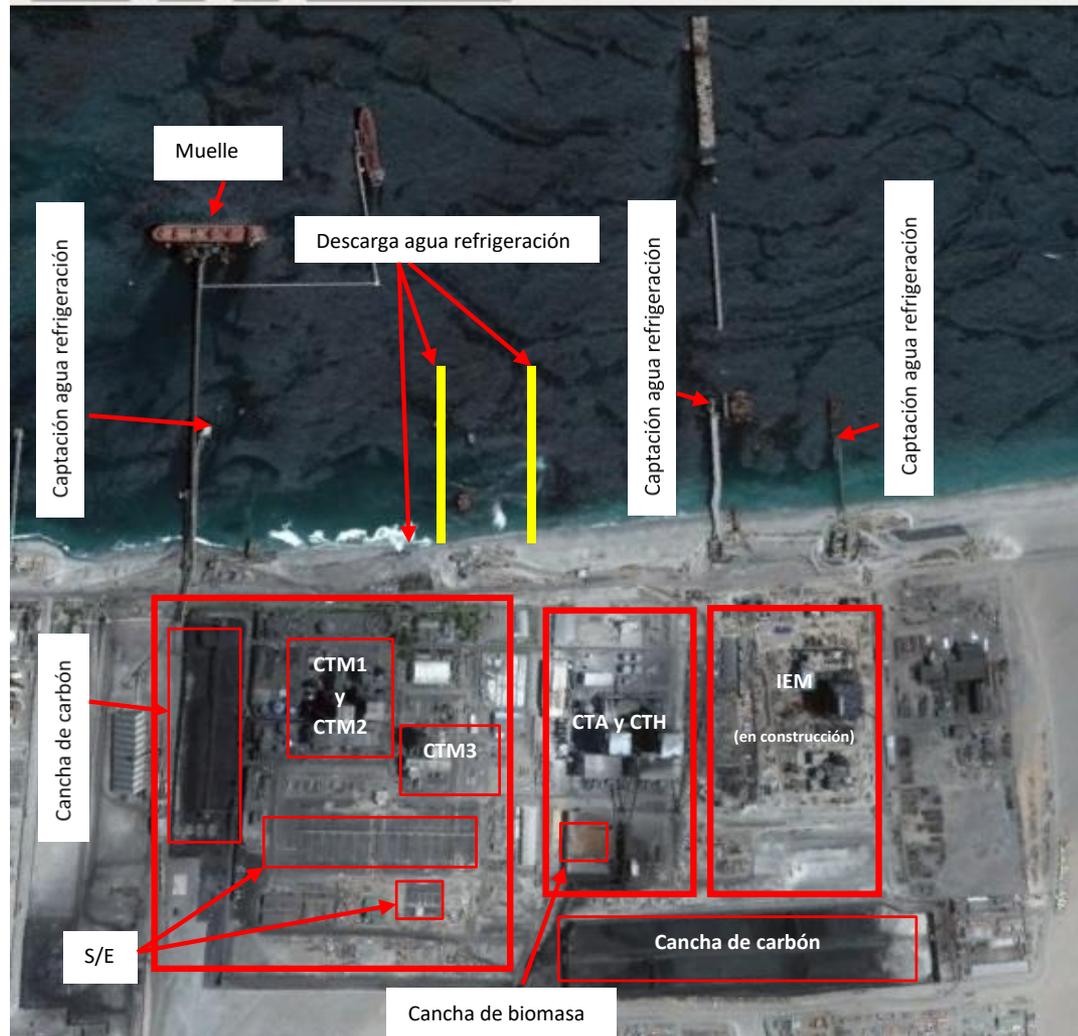
23 de octubre de 2018

# Anexos

# Centrales Angamos y Cochrane



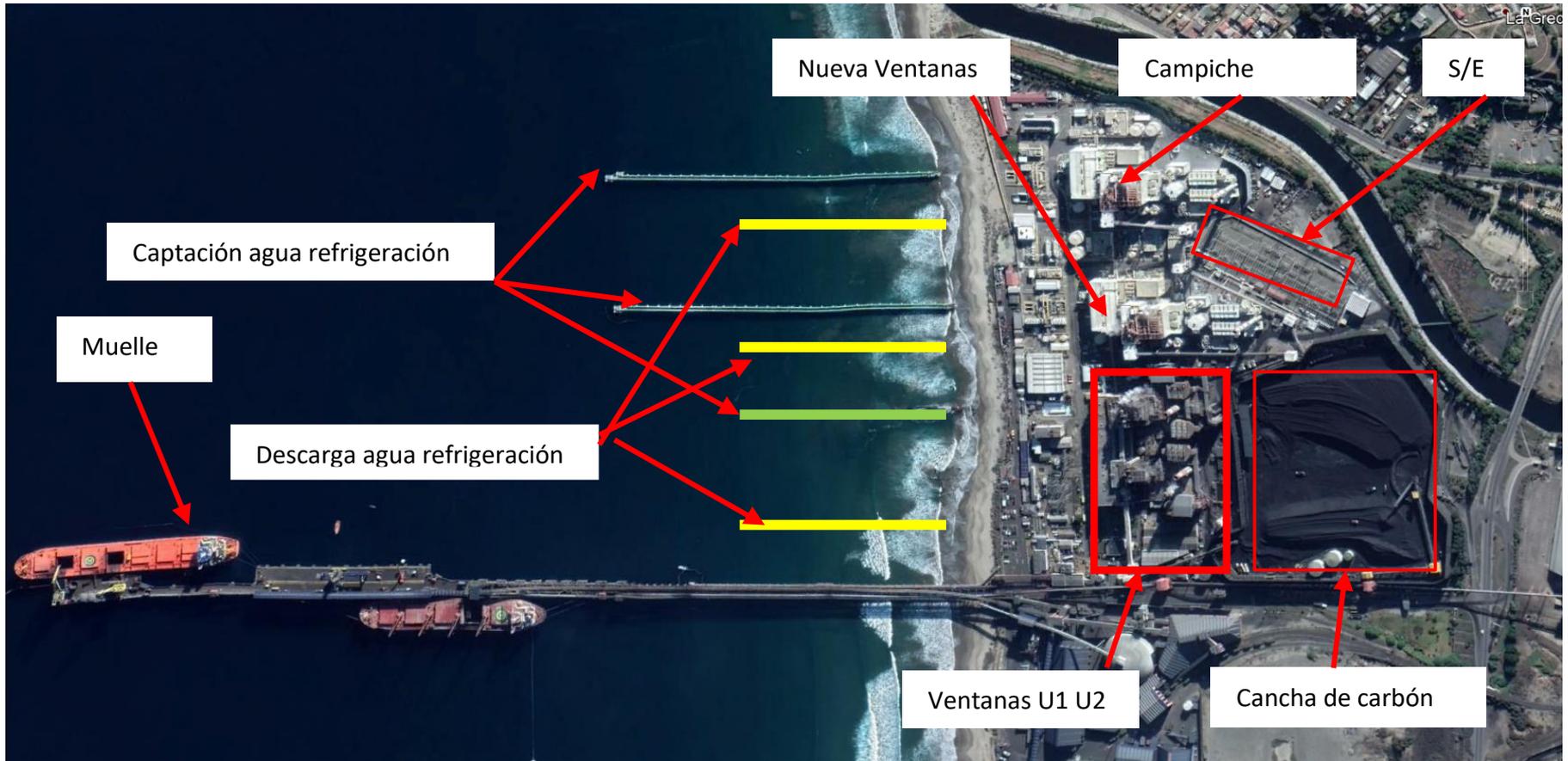
# Centrales Mejillones, Andina e IEM



# Central Guacolda



# Centrales Ventanas y Nueva Ventanas



# Central Bocamina



# Central Santa María de Coronel



# Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas

## Requerimientos DS N° 13

### Fuentes emisoras **existentes**

| Combustible | Material Particulado (MP) | Dióxido de Azufre (SO <sub>2</sub> ) | Óxidos de Nitrógeno (NO <sub>x</sub> ) |
|-------------|---------------------------|--------------------------------------|--|
| Sólido      | 50                        | 400                                  | 500                                    |
| Líquido     | 30                        | 30                                   | 200                                    |
| Gas         | N/A                       | N/A                                  | 50                                     |

Todos los límites definidos en **mg/Nm<sup>3</sup>** en condiciones normales (25 °C y 1 atm).

Además, los límites se deben corregir por oxígeno (O<sub>2</sub>) en base seca (caldera 6%, turbinas y ciclos combinados 15%).

|   |  |
|---|--|
| <b>Material Particulado (MP)</b>            | Cumplimiento 95% de las horas de funcionamiento<br>No cumplimiento 5% de las horas (encendido, apagado, fallas). |
| <b>Dióxido de Azufre (SO<sub>2</sub>)</b>   | Cumplimiento 95% de las horas de funcionamiento<br>No cumplimiento 5% de las horas (encendido, apagado, fallas). |
| <b>Óxidos de Nitrógeno (NO<sub>x</sub>)</b> | Cumplimiento 70% de las horas de funcionamiento  |

### Fuentes emisoras **nuevas**

| Combustible | Material Particulado (MP) | Dióxido de Azufre (SO <sub>2</sub> ) | Óxidos de Nitrógeno (NO <sub>x</sub> ) |
|-------------|---------------------------|--------------------------------------|--|
| Sólido      | 30                        | 200                                  | 200                                    |
| Líquido     | 30                        | 10                                   | 120                                    |
| Gas         | N/A                       | N/A                                  | 50                                     |

Límite máximo de emisión de **mercurio** (Hg) para fuentes emisoras existentes y nuevas que utilicen carbón y/o petcoke: **0,1 mg/Nm<sup>3</sup>**.

|   |  |
|---|--|
| <b>Material Particulado (MP)</b>            | Cumplimiento 95% de las horas de funcionamiento<br>No cumplimiento 5% de las horas (encendido, apagado, fallas). |
| <b>Dióxido de Azufre (SO<sub>2</sub>)</b>   | Cumplimiento 95% de las horas de funcionamiento<br>No cumplimiento 5% de las horas (encendido, apagado, fallas). |
| <b>Óxidos de Nitrógeno (NO<sub>x</sub>)</b> | Cumplimiento 95% de las horas de funcionamiento<br>No cumplimiento 5% de las horas (encendido, apagado, fallas). |