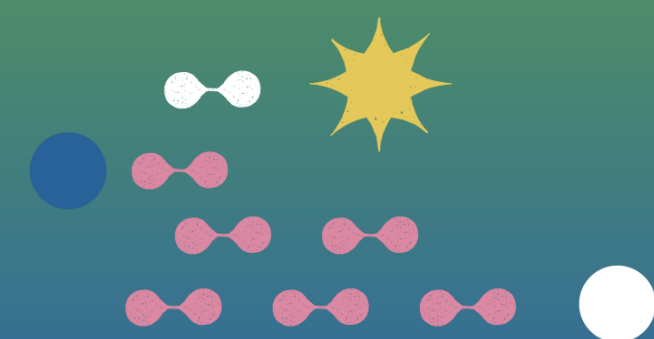




Sesión 2 Eje 1
Transmisión: Planificación y Tarifación

Plan de Descarbonización

9 de noviembre de 2023



Contenido

1

Objetivo
Sesión

2

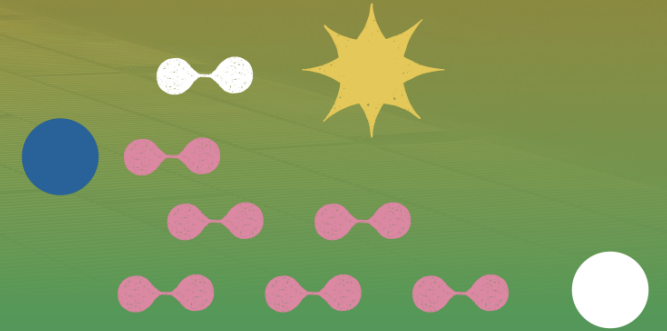
Contexto de la
conversación

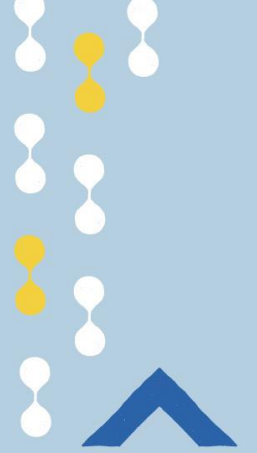
3

Presentación
Planificación y
Tarifas

4

Trabajo en grupos
y conversación

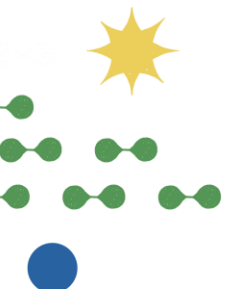




1

Objetivo Sesión





Objetivo

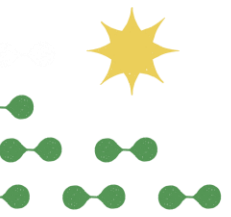


Objetivo Plan de Descarbonización:

Construcción de una **hoja de ruta para la descarbonización con foco al 2030**, a través de un trabajo técnico y de diálogo estratégico entre actores claves, abordando las condiciones que habiliten una descarbonización acelerada y la reducción progresiva de las emisiones globales y locales del sector eléctrico, **en línea con nuestras metas de mediano y largo plazo de carbono neutralidad**.

Objetivo Sesión de hoy:

Abrir la conversación en torno al mercado eléctrico y cómo éste se debe **adaptar y evolucionar** para permitir las inversiones y desarrollo necesario, además de una adecuada operación, en el marco de metas de descarbonización y carbono neutralidad.



Objetivo



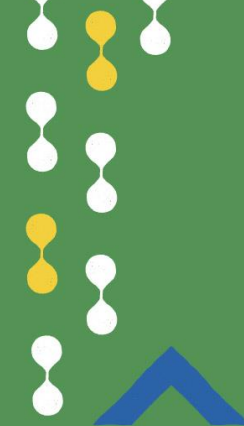
Pero para eso es necesario...

Los Objetivos de Largo Plazo ya están consensuados

Los objetivos de aquí al 2030+/- son los que debemos construir

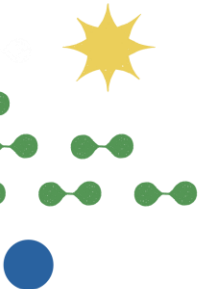
Debemos decir lo que pensamos de verdad hoy y en siguientes sesiones

Para ir avanzando a consensos que nos permitan tener una hoja de ruta



2

Contexto de la conversación



Mercado eléctrico y Descarbonización

Alcance del Eje 1



Generación

Mercado mayorista,
operación y señales
de inversión



Transmisión

Transmisión como
habilitante de la
descarbonización



Distribución



Consumidores

Serán abordados en instancias
paralelas, distintas a la mesa de
descarbonización

El sector eléctrico es clave y habilitante para alcanzar la carbono neutralidad



Ejes Temáticos

Modernización de la red y el mercado eléctrico e infraestructura

- Transmisión: Acceso abierto y señal de localización
- **Transmisión: Planificación de la transmisión y tarificación.**
- Mercado Mayorista: energía, potencia, SSCC.
- Mercado Mayorista: Transición hacia un nuevo mercado mayorista y modernización de la operación

Reconversión termoeléctrica y combustibles de transición

- Condiciones habilitantes y metas: gestión climática y ambiental.
- Alternativas de reconversión termoeléctricas: renovables y combustibles mixtos.
- Combustibles de transición.
- Seguridad de abastecimiento.

Transición Energética Justa y Comunidades

- Planificación Territorial participativa.
- Estándares ambientales y sociales e involucramiento ciudadano.
- Beneficios compartidos.
- Reconversión productiva en zonas de transición

Mercado eléctrico y Descarbonización

Horizonte temporal

2030

Metas de descarbonización de la matriz energética

Planificación y sustentabilidad | Transición Energética
Infraestructura estratégica cumplir mandato legal
Transmisión eléctrica es clave (**LGSE**)

2050

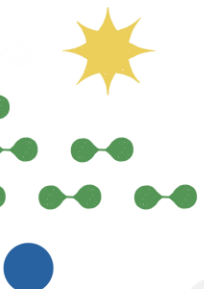
Carbono Neutralidad y Resiliencia (**LMCC**)
Sistema eléctrico 100% libre de emisiones (**PEN**)

Medidas de corto plazo:

- Promoción a la gestión temporal de las energías limpias
- Flexibilidad operacional
- Mejora en la gestión de riesgos
- Mejoras en el desarrollo de proyectos de transmisión

Medidas de mediano-largo plazo:

- Modificaciones regulatorias que promuevan un desarrollo sistémico en línea con la carbono neutralidad
- Señales de inversión de generación
- Promoción de la competencia y manejo de riesgos
- Incentivos al desarrollo de red eficiente y a tiempo



Segmento de Transmisión

Algunas modificaciones que introdujo la Ley 20.936

1

Desarrollo de red

a) Planificación centralizada

- Visión de largo plazo
- Holgura
- Mercado común
- Asegurar desarrollo de la red

2

Competencia

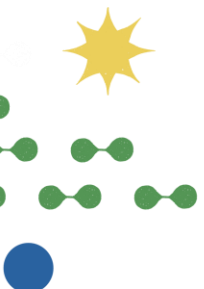
b) Acceso abierto y nuevos actores

c) Remuneración transparente y simplificada

- Imparcialidad
- Transparencia
- Simplicidad

Impulso a las energías renovables y nuevos actores

A 7 años de su implementación ¿Se cumplieron los objetivos propuestos?
¿Siguen siendo estos los objetivos que habiliten la descarbonización y la carbono neutralidad? ¿Se requieren características adicionales?



Diagnóstico general Transmisión

Acceso y Mercado común

- Acceso abierto
- Señal de localización y uso de red
- ¿Requerimos elementos de cobertura de riesgo?
- ¿Señal de localización/pago de peaje compartido?

Planificación y Desarrollo de red

- Planificación
- Polos de desarrollo
- Desarrollo de obras

Tarificación

- Calificación
- Remuneración de instalaciones
- Valorización

De urgente resolución:

Proyecto de Ley de Transición Energética

Medidas de fondo:

Plan de Descarbonización



Planificación de la Transmisión

Elementos estructurales que requieren cambios regulatorios/legales:

Obras complementarias al plan de expansión

- Mecanismos de materialización de las obras diferentes al plan de expansión (norma técnica, obras menores, modificaciones no relevantes).

Tecnología red de transmisión

- Incorporación de tecnología a la red
- Remuneración e incentivos de mejoras de red no estructurales
- Nuevos riesgos operacionales asociados a tecnologías
- Holguras

Elementos de corto o mediano plazo y/o procedimentales:

Tiempos del proceso de planificación

- Retrasos por gran cantidad de análisis requeridos durante el plan
- Tiempo insuficiente para proyectos complejos
- Tiempos de adjudicación y ejecución de obras

Criterios de planificación zonal

- Dificultad de establecer criterios homogéneos por particularidades propias del territorio de las instalaciones.

Consideración de PMGD

- Criterios de ampliaciones de red ante inversiones de flujo

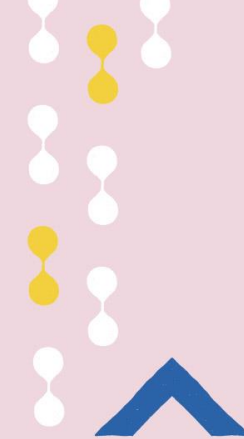
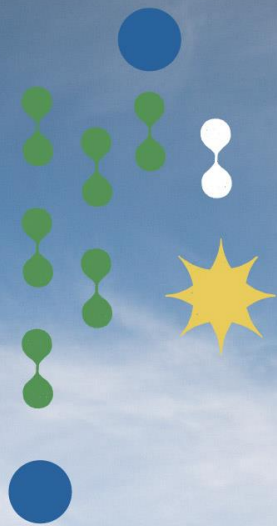
Valorización y remuneración de Transmisión

Valorización

- Mecanismos de valorización de obras de mejoramiento de red (no estructurales y fuera de la planificación):
- Valorización de implementación de nuevas tecnologías a la red

Remuneración

- Criterios de asignación de costos:
 - ¿Cómo se debe remunerar obras de mejoramiento de red?
 - ¿Mecanismo compartido de remuneración: clientes finales y usuarios directos de las instalaciones? Ej.: Dedicada utilizada por regulados
 - ¿Cómo se debe remunerar la implementación de tecnologías de la red?
 - Qué incentivos tienen los distintos actores para implementar este tipo de soluciones



3

Presentación

Planificación y Tarifificación de
la red



Planificación y Tarifación de la Transmisión Eléctrica

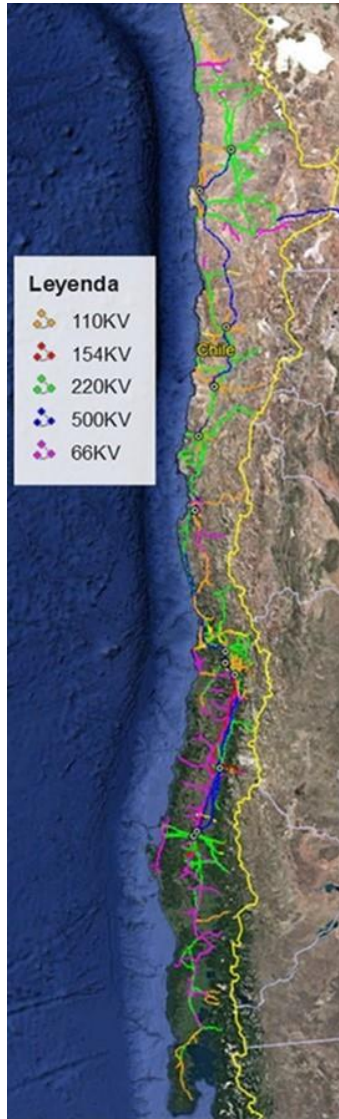
Juan Carlos Araneda T.

Sesiones Plan de Descarbonización

Sesión 2, EJE 1: Modernización de la Red y el Mercado Eléctrico e Infraestructura

9 de noviembre de 2023

Planificación y Tarificación de la Transmisión Eléctrica



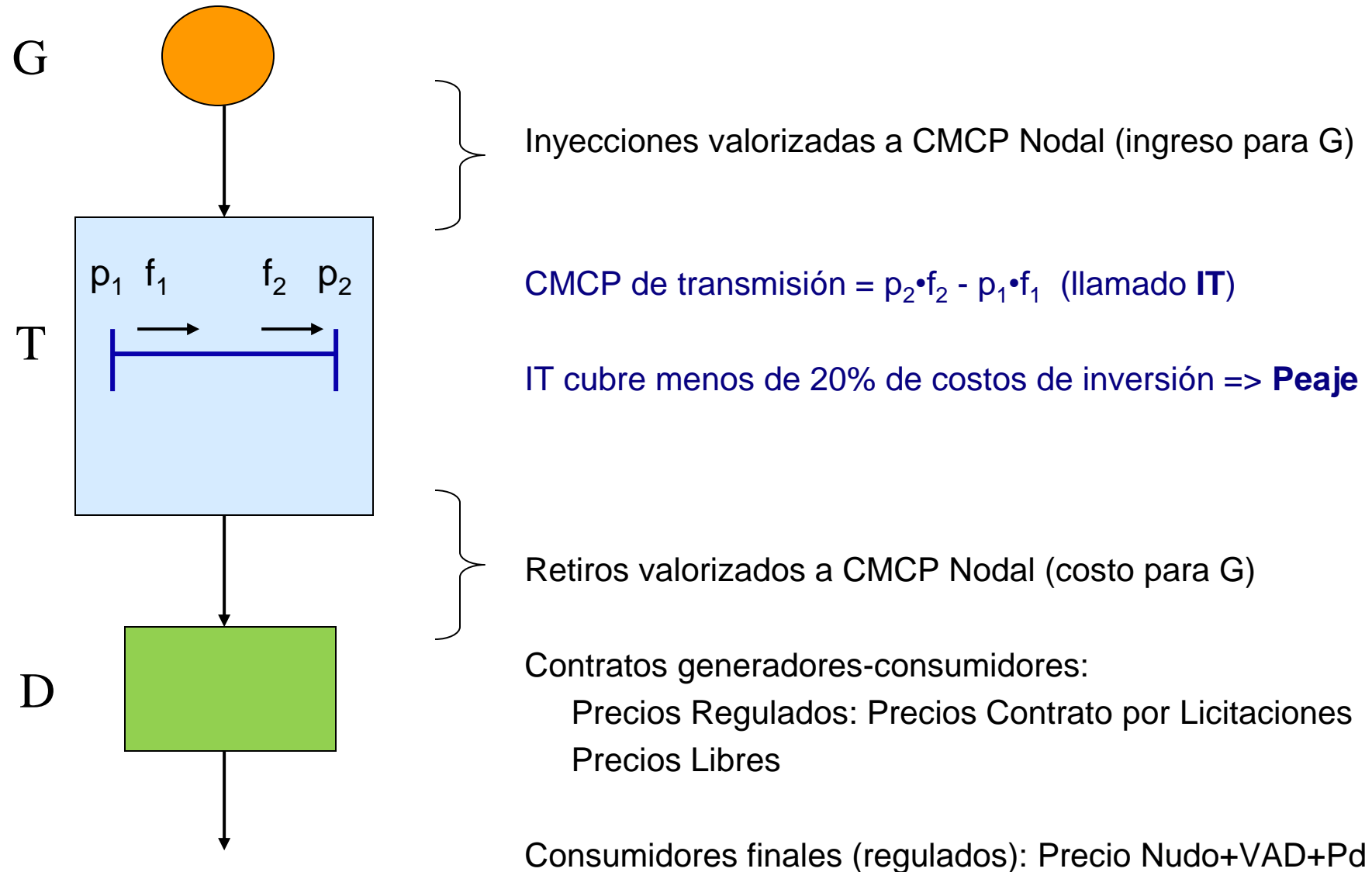
Temario

- ❑ Marco regulatorio de la transmisión en Chile
- ❑ Modelo económico para planificación y tarificación
- ❑ Cambios regulatorios en transmisión:
 - 1982-2003 : DFL-1/1982
 - 2004-2016 : Ley 19.940/2004
 - 2017 a hoy: Ley 20.936/2016

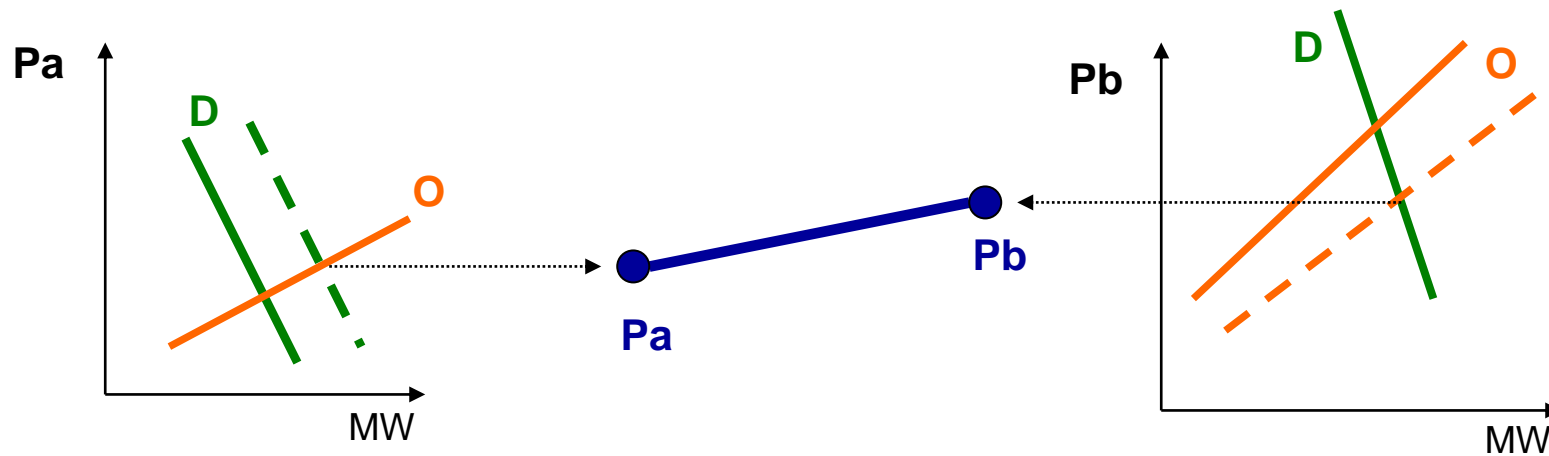
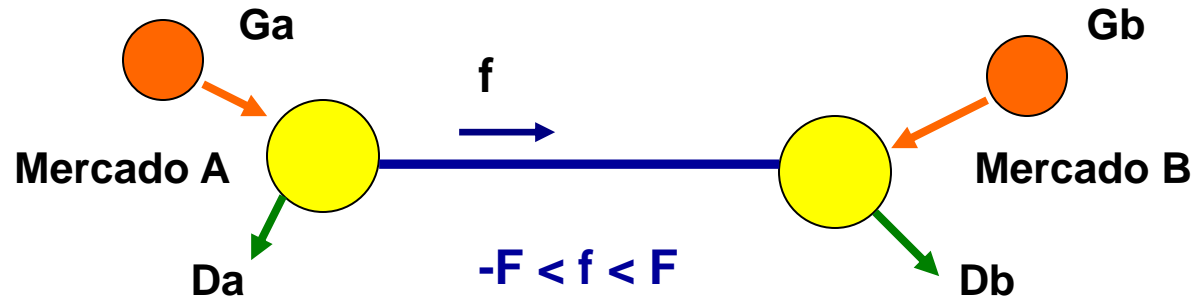
Marco Regulatorio de la Transmisión en Chile

- DFL1/82: Ley General de Servicios Eléctricos
 - Ley pionera a nivel mundial
 - Determina el funcionamiento coordinado del sistema
 - Establece un procedimiento para el pago de peajes (1990)
 - Reglamento Eléctrico (DS 327/1998) interpreta los conceptos del DFL1/82 y establece una metodología de cálculo de peajes
- Ley 19.940: Ley Corta 1 (2004)
 - Modifica la regulación de la transmisión
- Ley 20.936: Ley de Transmisión y del Coordinador (2016)
 - Modifica la regulación de la transmisión y crea el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional

Modelo de tarificación eléctrica en Chile

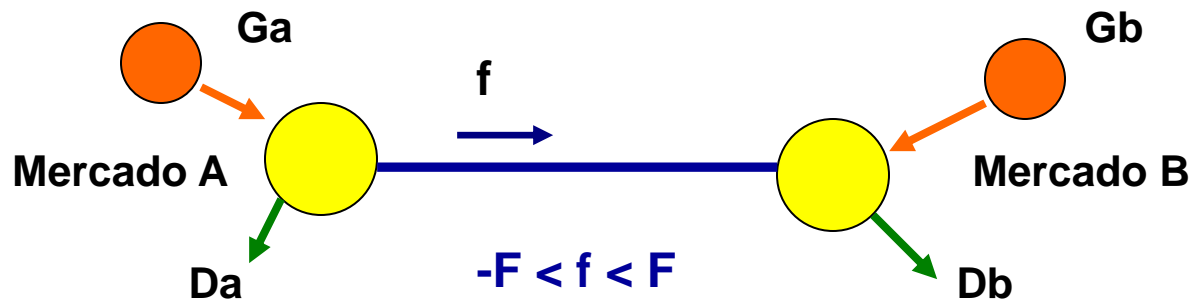


Valor vs. Costo de Transmisión



$$\text{CMCP Transmisión} = (P_b - P_a) f$$

Valor vs. Costo de Transmisión

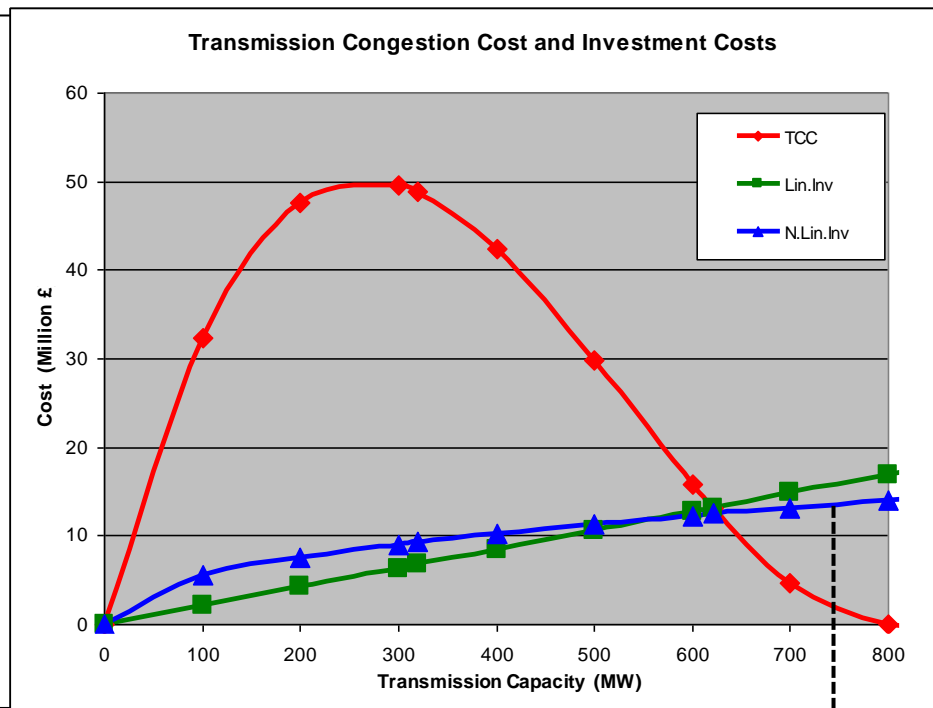


Valor de Transmisión:

**CMCP de Transmisión
o Costo de Congestión**

Costo de Transmisión:

**Inversión y Costos O&M
(VNR y COyM)**

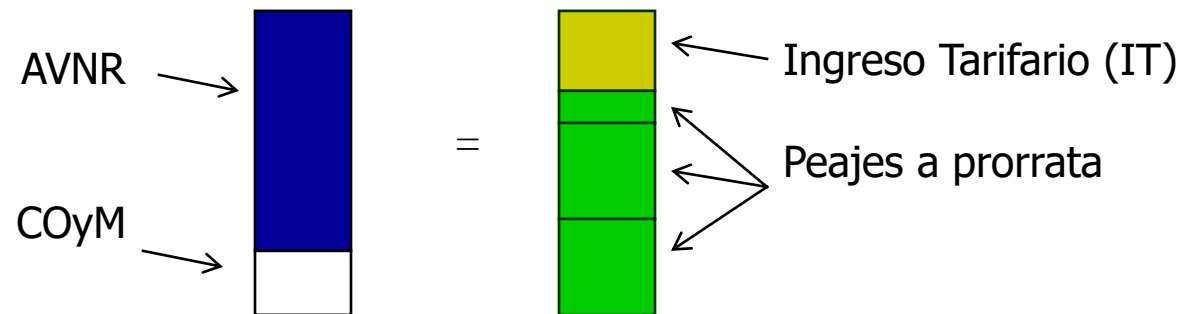


Ingresos del sistema de transmisión

- Debido a la aplicación de tarificación a CMCP Nodal, los propietarios de instalaciones de transmisión reciben un ingreso por CMCP de Transmisión por cada tramo del sistema de transmisión: ingreso tarifario (IT).
- El IT es insuficiente para cubrir los costos totales anuales de transmisión, representados por el AVNR+COyM. Por lo tanto, los ingresos se complementan con el Peaje.

$$\text{Peaje} = \text{AVNR (tasa\%, N años *)} + \text{COyM} - \text{IT}_{(\text{ex-ante})}$$

- En cada tramo, los Peajes son pagados por los usuarios a prorrata de la potencia transitada por cada uno.



* Tasa = 10% antes impuesto y N = 30 años

Situación antes del año 2004

- Pago de peajes con DFL-1/82
 - Peaje básico calculado en base a un Área de Influencia y Prorrata de uso
 - Peajes adicionales fuera del área de influencia
 - Peajes pagados 100% por generadores
 - Informe de peajes del CDEC referencial
 - VNR es el informado por la empresa transmisora
 - Contrato entre la empresa transmisora y el generador
 - Arbitrajes en caso de no llegar a acuerdo
 - No vinculan al resto de los generadores
 - Resoluciones no consistentes unas con otras

- Consecuencias
 - Empresas transmisoras no rentan sus instalaciones
 - No hay incentivo para invertir en instalaciones de transmisión
 - Se deteriora la seguridad y calidad de servicio en el sistema

Ley 19.940 o Ley Corta I (marzo 2004)

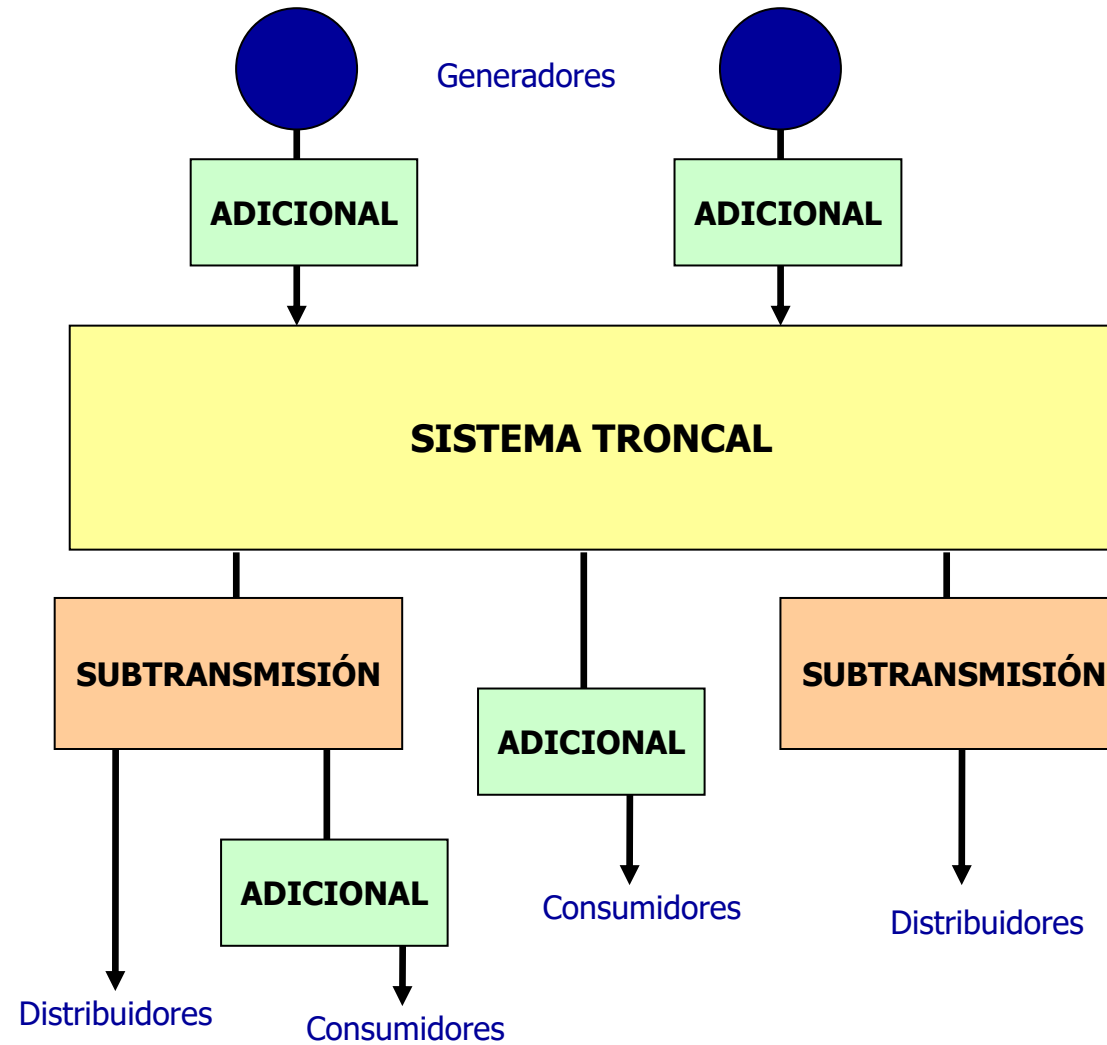
- Aspectos más relevantes:
 - Transmisión pasa a ser Servicio Público con fijación de tarifas (troncal y subtransmisión)
 - Se establecen normas claras para la determinación de precios. Cambia el concepto de VNR por VI.
 - CDEC es el encargado de determinar los pagos entre empresas
 - Se establece un mecanismo para coordinar la expansión del sistema de transmisión troncal
 - Se establece un ente único de resolución de conflictos (Panel de Expertos)

Segmentos de Transmisión

El Sistema de Transmisión se dividió en tres segmentos:

- Sistema de transmisión troncal
Instalaciones necesarias para abastecer la totalidad de la demanda eléctrica bajo diferentes escenarios de operación.
- Sistema de subtransmisión
Instalaciones necesarias para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales, que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras.
- Sistema de transmisión adicional
Instalaciones necesarias para el abastecimiento de clientes libres y las líneas de inyección de centrales.

Segmentos de Transmisión



Regulación de Transmisión – Ley Corta 1 (2004 a 2016)

Segmento	TRONCAL	SUBTRANSMISION	ADICIONAL
Régimen de Acceso Abierto	Acceso abierto sin discriminación. CDEC puede limitar inyecciones y retiros	Acceso abierto sin discriminación. CDEC puede limitar inyecciones y retiros	Acceso abierto sin discriminación si hay capacidad disponible, determinada por CDEC
Remuneración	Estudio de Transmisión Troncal cada 4 años: <ul style="list-style-type: none"> • Instalaciones existentes valorizadas a precios de mercado • Remuneración: AVI+COMA • ETT licitado a consultor y con Informe Técnico CNE • Define Área de Influencia Común (AIC) • Pagos: 80% G y 20% D en AIC; fuera del AIC pagan G o D según flujos esperados • Precios en US\$ indexados 	Estudio de Subtransmisión cada 4 años: <ul style="list-style-type: none"> • Sistema económicamente adaptado a la demanda sobre un período de 10 años • Estudio realizado por las empresas y revisado mediante Informe Técnico CNE • Tarifas en \$/kWh y \$/kW • Tarifas en \$ chilenos indexados 	Negociación bilateral
Planificación	Plan de expansión revisado anualmente por CDEC y aprobado por la CNE: <ul style="list-style-type: none"> • Ampliación de instalaciones existentes licitadas por el propietario (con límite VI +15%) • Obras Nuevas licitadas por CDEC y adjudicadas al mínimo AVI+COMA. Valor AVI+COMA, indexado, válido por 20 años. Después se remunera como instalación existente 	Propietarios deciden cuándo invertir (o no) para dar servicio: <ul style="list-style-type: none"> • Necesidad de coordinación • Competencia en ciertas áreas 	Negociación bilateral: <ul style="list-style-type: none"> • Competencia • Riesgo asociado al cliente

La transmisión troncal y la subtransmisión son actividades de servicio público, y sus precios son regulados

Ley 20.936 o Ley Transmisión y del Coordinador (julio 2016)

Diagnóstico

- Precios altos de energía a clientes finales
- Sistema de transmisión no robusto ni diseñado con visión de largo plazo:
 - Impacto en la competencia y llegada de nuevos entrantes
 - Congestionamientos afectan a generación nueva y existente
 - Acceso abierto limitado
 - Largo tiempo de respuesta para desarrollo de expansiones de la red
 - Poder de mercado frena el desarrollo en ciertas zonas
 - Subtransmisión sin coordinación con desarrollo troncal, afectada en seguridad y calidad de servicio
- Desarrollo de proyectos de transmisión no incorpora exigencias sociales y ambientales
- Retraso en la entrada de proyectos de transmisión por oposición de propietarios de terrenos o comunidades

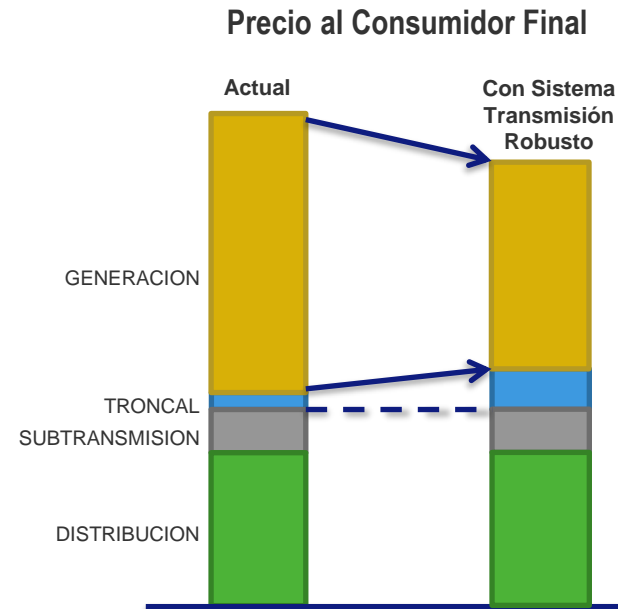
Impacto de la Transmisión en los precios de suministro

TARIFA BT-1 (Santiago, Octubre 2014)

	\$/kWh	%
Energía	46,1	56%
Distribución	16,6	20%
Subtransmisión	4,8	6%
Troncal	0,6	1%
IVA	13,7	17%
Tarifa BT1	81,9	100%

Asignación costos del Sistema Troncal (VATT)

	\$/kWh	%
Demanda	1,0	1,2%
Generación	2,1	2,5%
Total	3,1	3,7%



Impacto de un sistema de transmisión robusto (y con holguras):

- Minimiza congestiones y facilita conexión de nuevos generadores
- Reduce el precio de generación (por mayor competencia y menos congestiones)
- Aumenta levemente el costo troncal pagado por cliente final (red más robusta y más segura)

Cambios en Planificación

- Planificación energética de largo plazo, cada 5 años, a cargo del Ministerio de Energía y con un horizonte de 30 años
 - Define escenarios energéticos de oferta y demanda a utilizar en la planificación de transmisión (incluyendo la identificación de polos de desarrollo de generación, generación distribuida, intercambios internacionales de energía, entre otros)
- Planificación del sistema de transmisión, con horizonte de 20 años
 - Criterios de planificación según Art. 87°
 - Proceso anual desarrollado por CNE
 - Propuesta del Coordinador
 - Proyectos presentados por interesados

Trazados: nuevo procedimiento de Estudio de Franja para trazados de interés público, con Evaluación Ambiental Estratégica

Polos de desarrollo (nuevo segmento): coordinación de nuevos desarrollos o refuerzo de aquellos donde haya un mayor potencial en una zona

Criterios de Planificación de la Transmisión

(Art. 87° Ley 20.936)

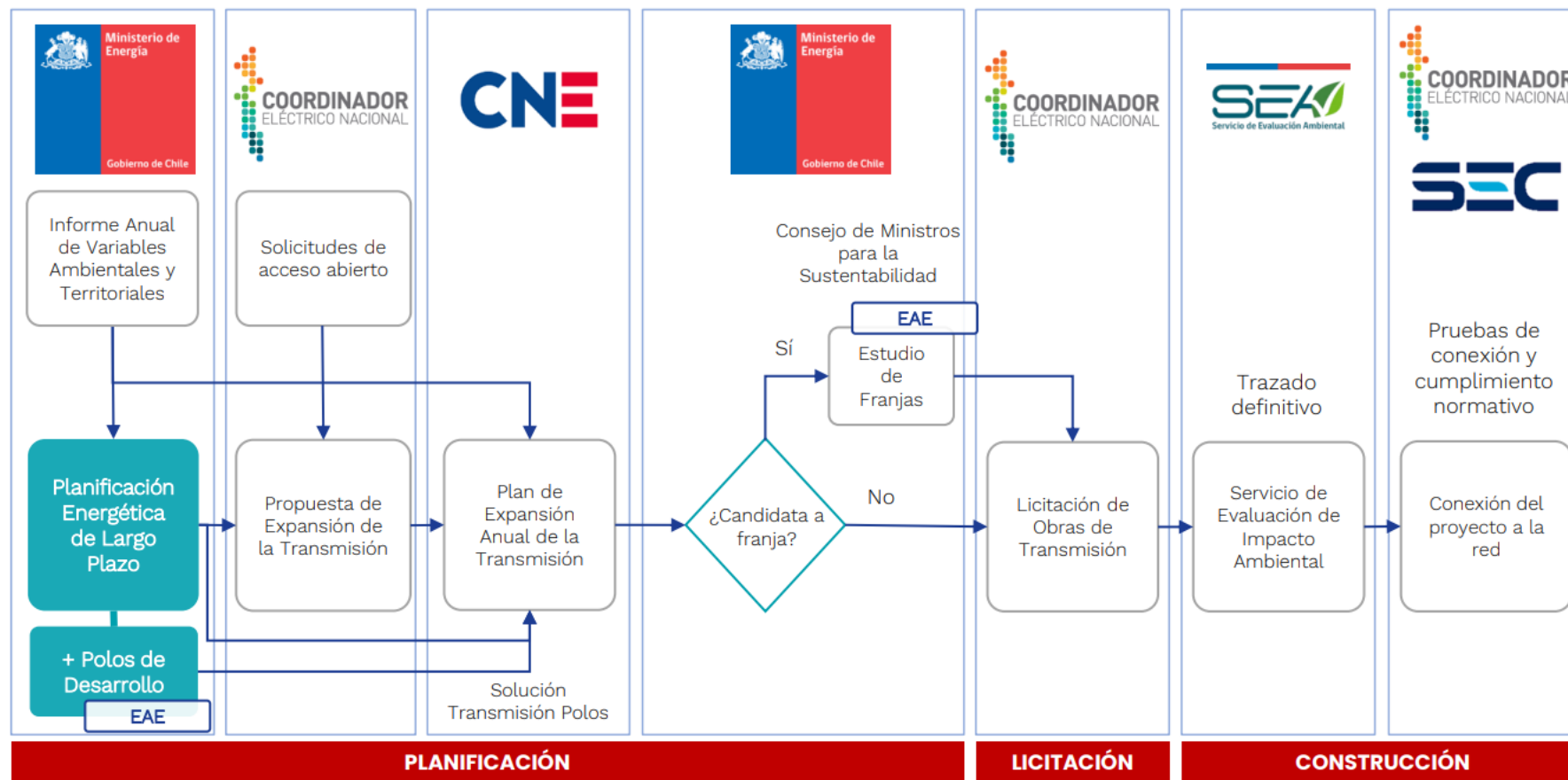
- **Minimización de riesgos de abastecimiento, considerando eventualidades, tales como:**
 - aumento de costos o **indisponibilidad** de combustibles
 - atraso o **indisponibilidad** de infraestructura energética
 - **desastres naturales** o **condiciones hidrológicas extremas**
- **Promover la oferta y facilitar la competencia, para abastecer suministros a mínimo precio**
- **Proyectos económicamente eficientes y necesarios en los distintos escenarios energéticos**
- **Modificación de instalaciones de transmisión existentes de manera eficiente**

La planificación deberá contemplar holguras y redundancias necesarias para incorporar los criterios anteriores



Planificación y Desarrollo de la Transmisión (desde 2017)

Proceso de expansión de la transmisión eléctrica



Planificación y Desarrollo de la Transmisión (desde 2017)

Planificación Energética de Largo Plazo (PELP)
(Desarrollada cada 5 años por el Ministerio de Energía) – Horizonte 30 años

Escenarios



Sitio web: <http://pelp.minenergia.cl>

Proceso Anual de Planificación de la Transmisión – Horizonte 20 años

Propuesta de
Proyectos de
Transmisión del
Coordinador a la CNE

Comisión Nacional de Energía
(CNE) desarrolla el Plan de
Expansión de la Transmisión

Panel de
Expertos
resuelve
discrepancias

Publicación de
los Decretos de
Expansión de la
Transmisión

Coordinador inicia
licitación de Obras
de Transmisión

ENERO
Año 1

MAYO

MAYO
Año 2

JULIO

SEPTIEMBRE

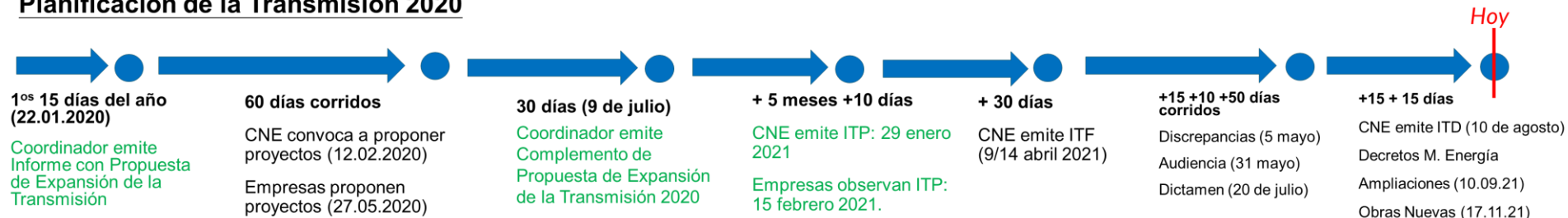
Agentes de Mercado
proponen proyectos a la CNE

Obras Nuevas y Ampliaciones
licitadas por el Coordinador
(Transmisión Nacional y Zonal)

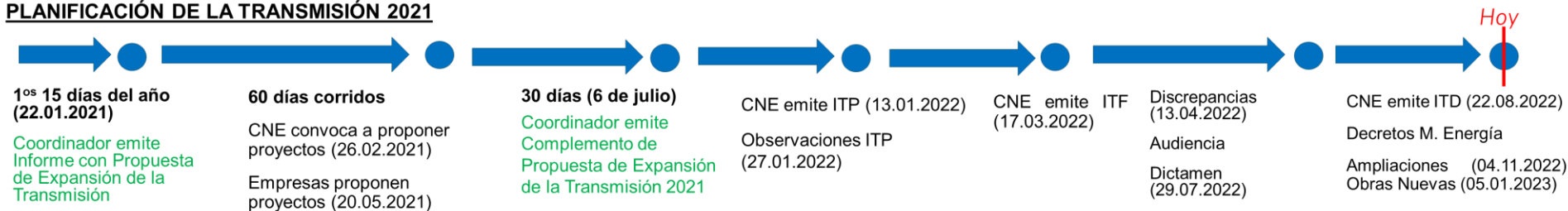
Planificación de la Transmisión

Ejemplo de Procesos Anuales 2020, 2021 y 2022

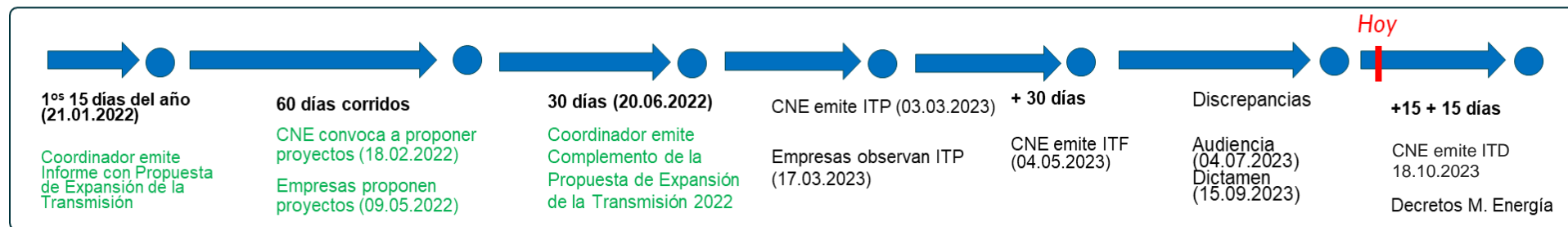
Planificación de la Transmisión 2020



PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN 2021



PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN 2022



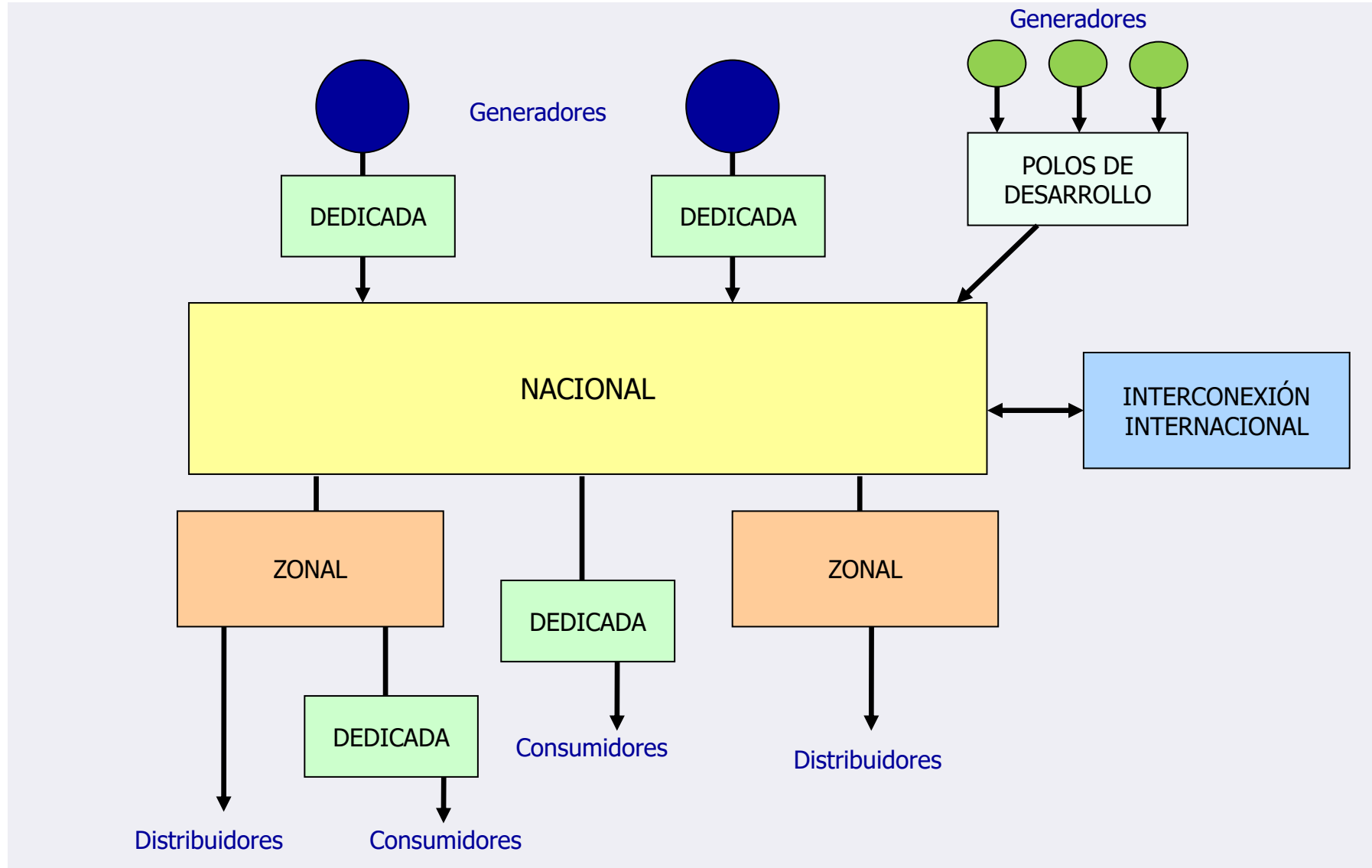
Informes de Expansión de la Transmisión emitidos por la CNE:

- ITP: Informe Técnico Preliminar
- ITF: Informe Técnico Final
- ITD: Informe Técnico Definitivo

Cambios en Tarifificación

- Nueva definición de segmentos
 - Nacional
 - Zonal
 - Dedicada
 - Polos de desarrollo
 - Interconexiones internacionales
- Remuneración
 - Estampillado directo a clientes finales (**se pierde la señal de localización en los peajes**)
 - Simplificación y transparencia en cálculo, reduce barreras de entrada que facilita competencia
 - Tarifificación coherente de instalaciones existentes del sistema nacional y zonal
 - Vida útil determinada cada tres períodos tarifarios
 - Tasa de descuento a determinar (7% y 10% después impuestos)

Segmentos de Transmisión en la Ley 20.936



Regulación de Transmisión – Ley 20.936 (desde 2017)

Segmento	NACIONAL	ZONAL	DEDICADA
Régimen de Acceso Abierto	Acceso abierto sin discriminación. Coordinador puede limitar inyecciones y retiros	Acceso abierto sin discriminación. Coordinador puede limitar inyecciones y retiros	Acceso abierto sin discriminación, respetando proyectos propios y capacidad contratada
Remuneración	Calificación única de instalaciones por segmento, cada 4 años		
	Remuneración: AVI+COMA a precios de mercado Vida útil fijada por CNE vigente por 3 periodos tarifarios		Negociación bilateral
	• Pago: estampillado a la demanda nacional	• Pago: estampillado a la demanda zonal	
Planificación	Proceso de Planificación Energética del Ministerio, cada 5 años, con horizonte 30 años, identifica Polos de Desarrollo, intercambios internacionales		
	Plan de expansión transmisión de la CNE, Horizonte 20 años, con propuesta anual del Coordinador y Proceso participativo Ministerio define franjas, en casos relevantes, con EAE <ul style="list-style-type: none"> • Ampliación de instalaciones existentes licitadas por Coordinador • Obras Nuevas licitadas por Coordinador y adjudicadas al mín AVI+COMA • Valor máximo determinado por la CNE Proyectos urgentes (Art. 102°)		Negociación bilateral Coordinación de Polos de Desarrollo: <ul style="list-style-type: none"> • Iniciativas Potenciadas • Iniciativas Públicas

Son también parte del sistema de transmisión las líneas de transmisión para polos de desarrollo y los sistemas de interconexión internacionales.



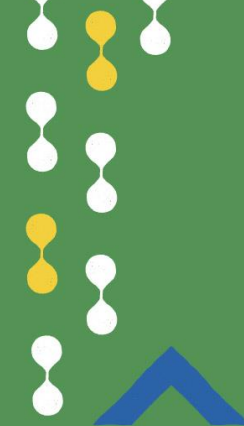
Planificación y Tarifación de la Transmisión Eléctrica

Juan Carlos Araneda T.

Sesiones Plan de Descarbonización

Sesión 2, EJE 1: Modernización de la Red y el Mercado Eléctrico e Infraestructura

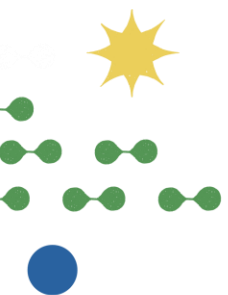
9 de noviembre de 2023



4

Trabajo en Grupos





Reglas de la mesa

1

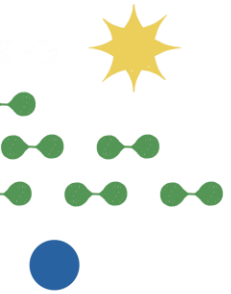
Mesa de trabajo consultiva, donde se busca capturar la diversidad de opiniones y encontrar espacios de **consenso**.

2

Todas las opiniones e información de la Mesa quedarán **registradas** en actas de resumen de **carácter público**.

3

En el bloque de conversación, se debe pedir la palabra y cada participante tendrá un **tiempo máximo** para realizar su intervención.



Conversemos

Preguntas a tratar:

- **Planificación de la red**
- Inversión “holgada” que se adelanta a las necesidades vs pago eficiente
- quién paga la holgura de la transmisión?
- Planificación centralizada vs inversión privada

- **Tarificación de la transmisión e incentivos**
- Qué tipo de remuneración podría incentivar el desarrollo oportuno y uso eficiente de la red?
- Seguridad de red vs uso eficiente y flexible



Ministerio de
Energía

Gobierno de Chile

