



Clase 1: INTRODUCCION AL MERCADO ELECTRICO CHILENO

LUIS S. VARGAS
Area de Energía
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Universidad de Chile



INDICE

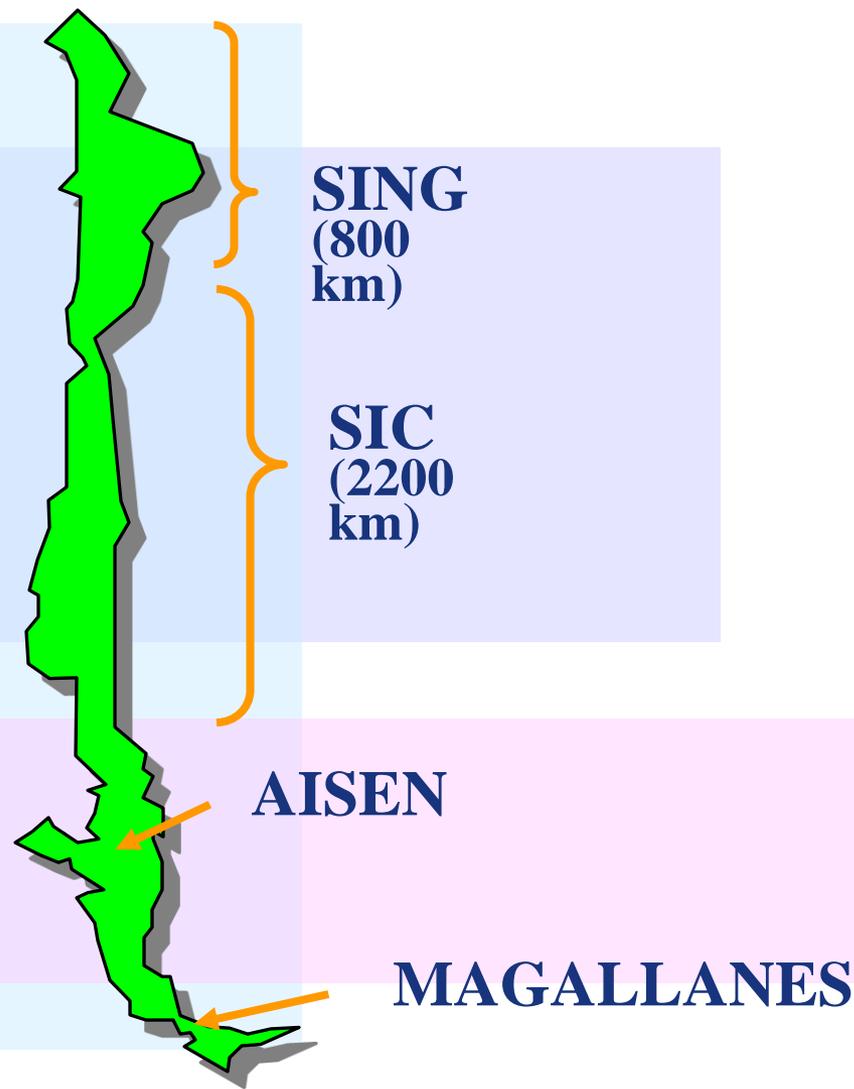
- Sistemas Interconectados en Chile
- Constante dieléctrica
- Clasificación de materiales dieléctricos
- Ruptura dieléctrica
- Condiciones de borde
- Refracción del campo eléctrico
- Consideraciones sobre Simetría

Marc Chagal (1887- 1985)
El violinista azul



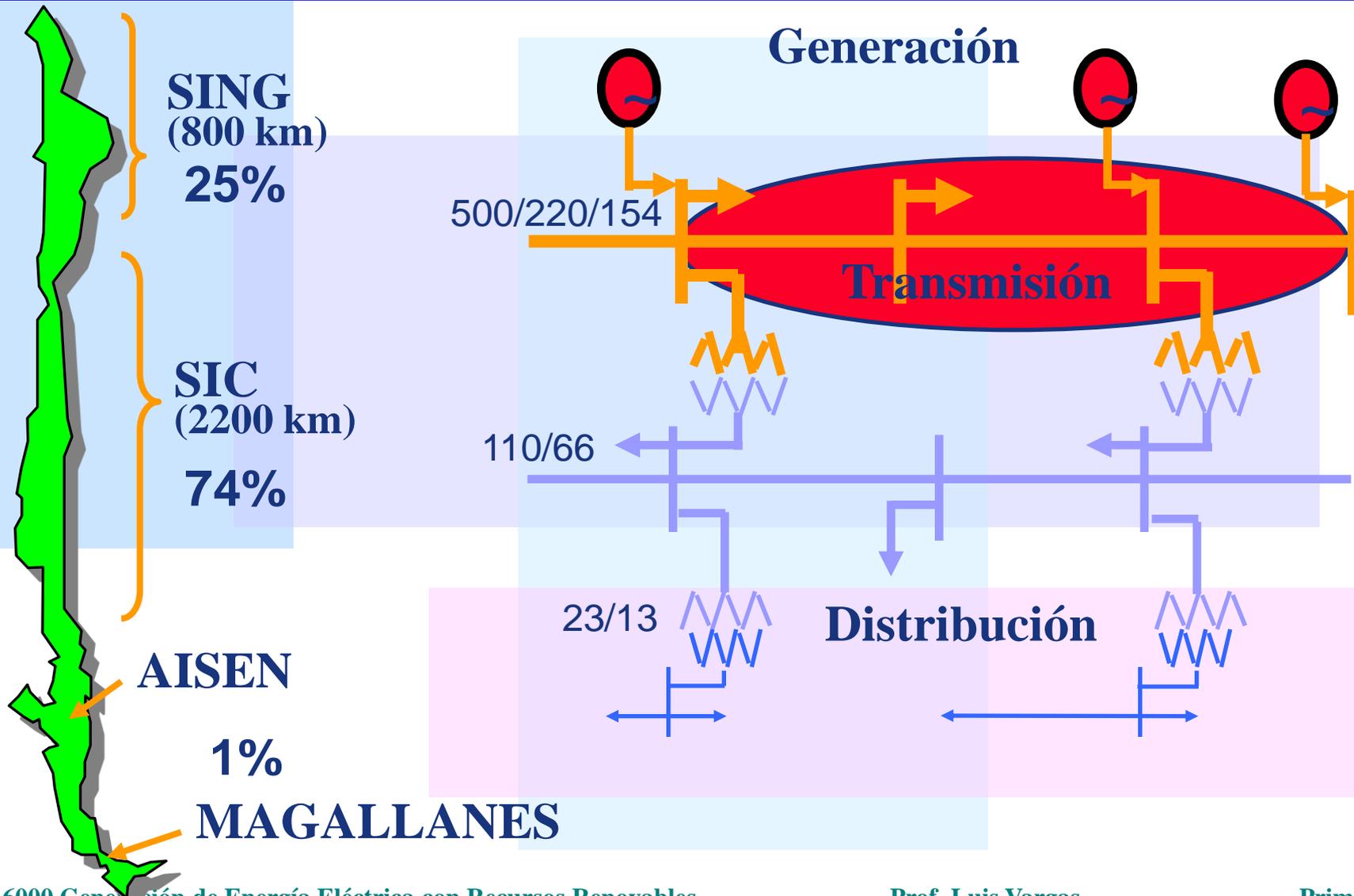


Sistemas Interconectados en Chile





SISTEMAS INTERCONECTADOS





Características del Mercado Eléctrico

- Sistema interconectado, la acción de un agente afecta al resto
- Energía eléctrica no es diferenciable, proveedores entregan su energía a una “única entidad de consumidores”
- Una vez producida la Energía eléctrica debe ser consumida, no se puede almacenar
- Altas inversiones con retornos de largo plazo (sobre 20 años)
- Lo anterior, implica que la operación de los generadores debe ser coordinada.

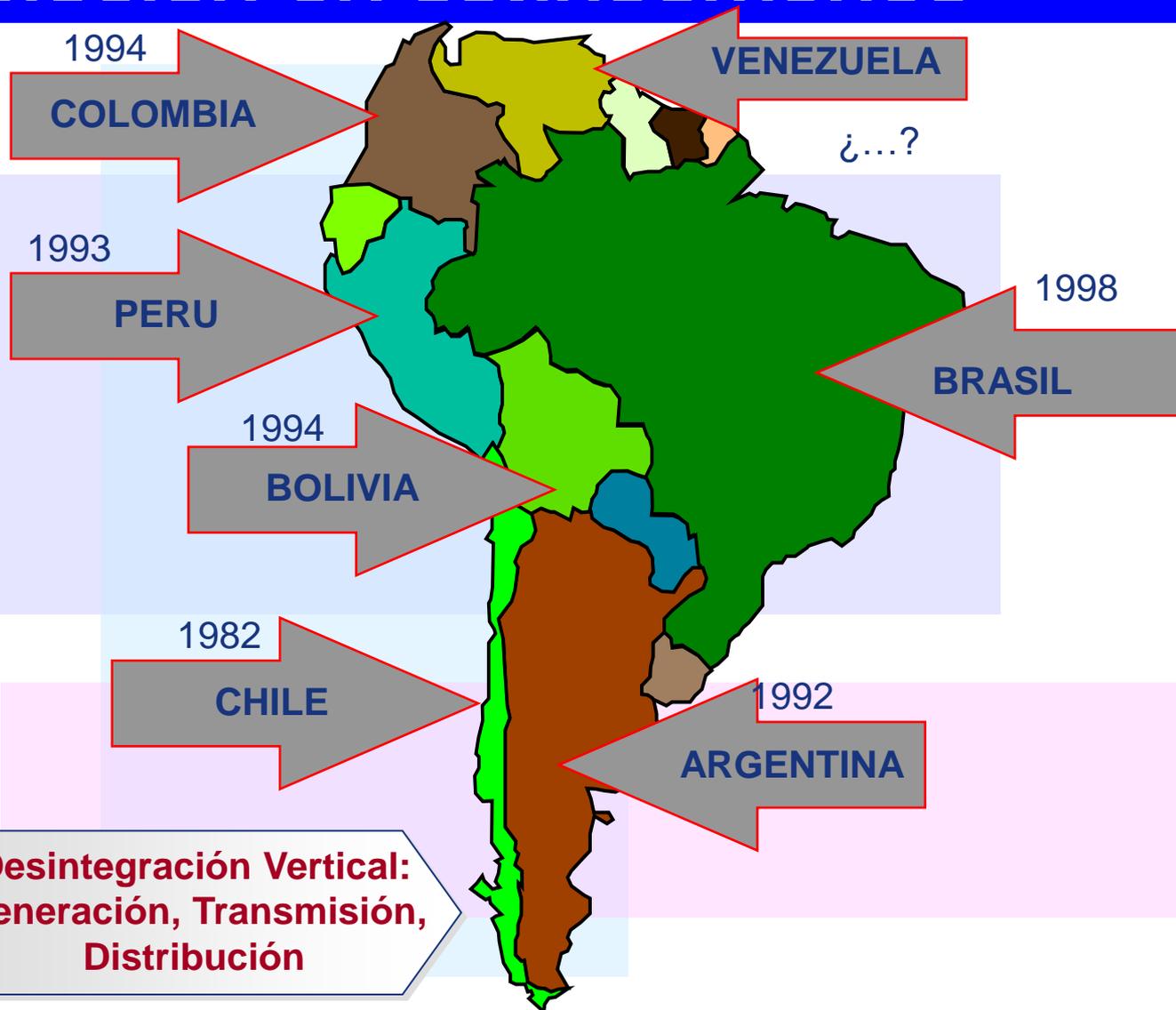


“No tuve respeto por mi medioambiente!”





Desregulación en Latinoamérica



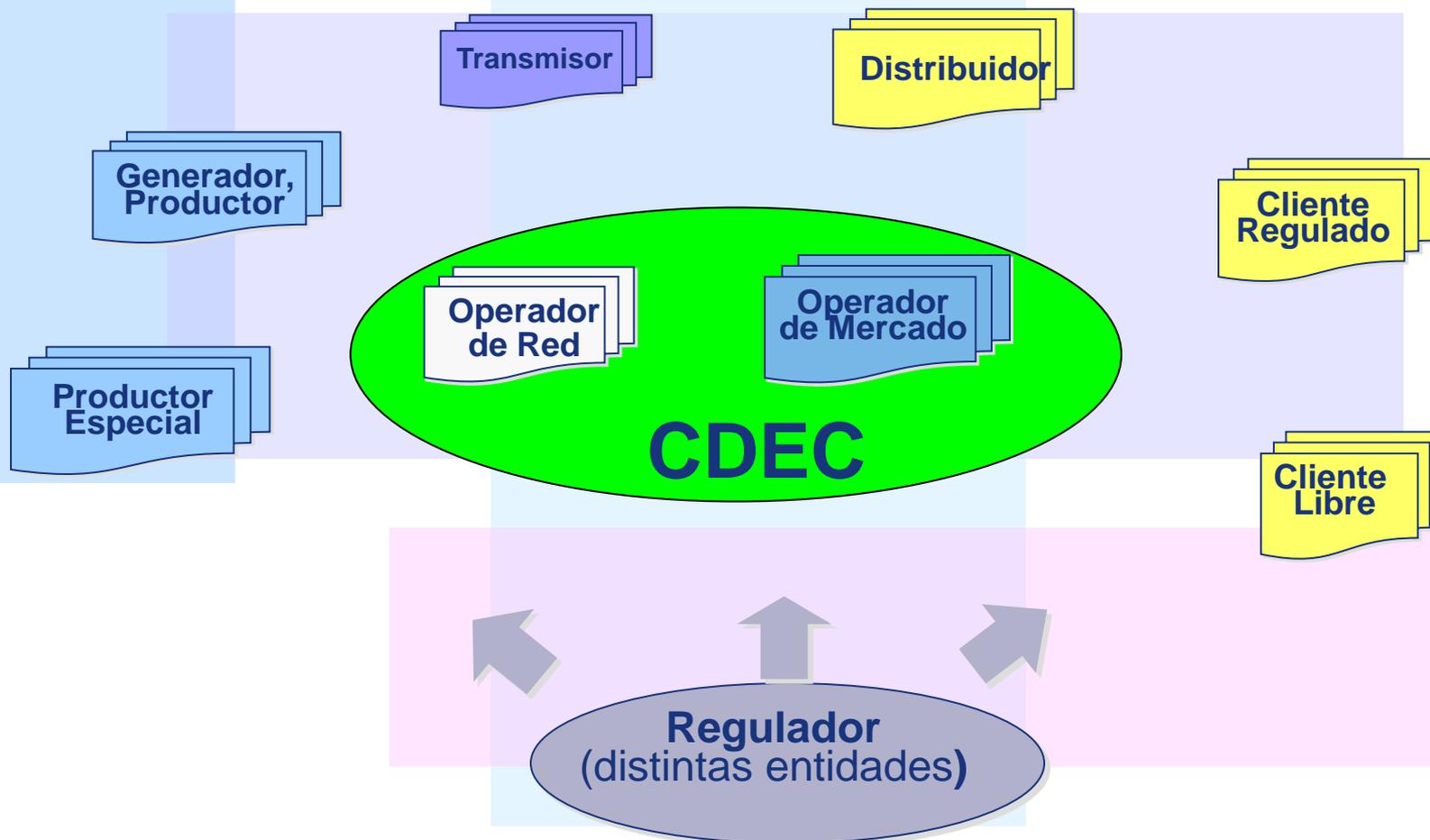
Sector Integrado Verticalmente

**Desintegración Vertical:
Generación, Transmisión,
Distribución**



Actores de Mercado

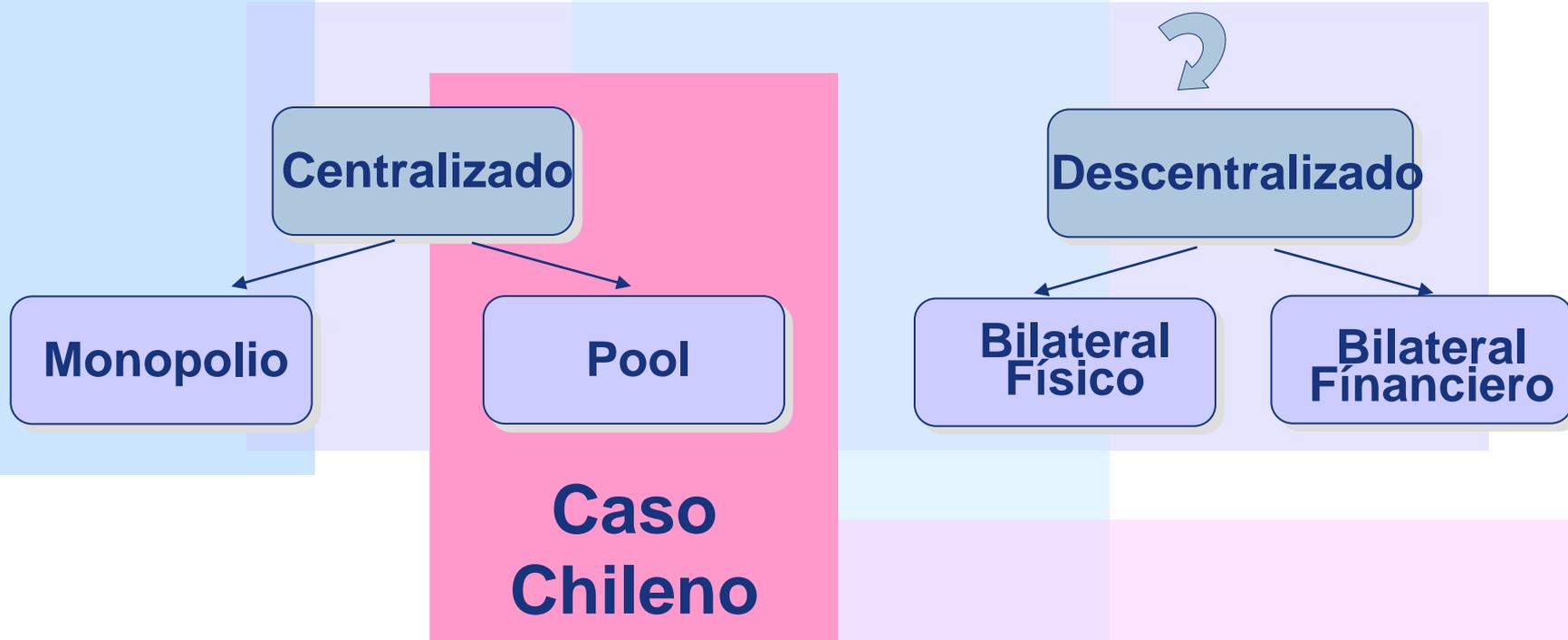
Actores Potenciales en un Mercado Eléctrico Competitivo





Formas Básicas de Organización

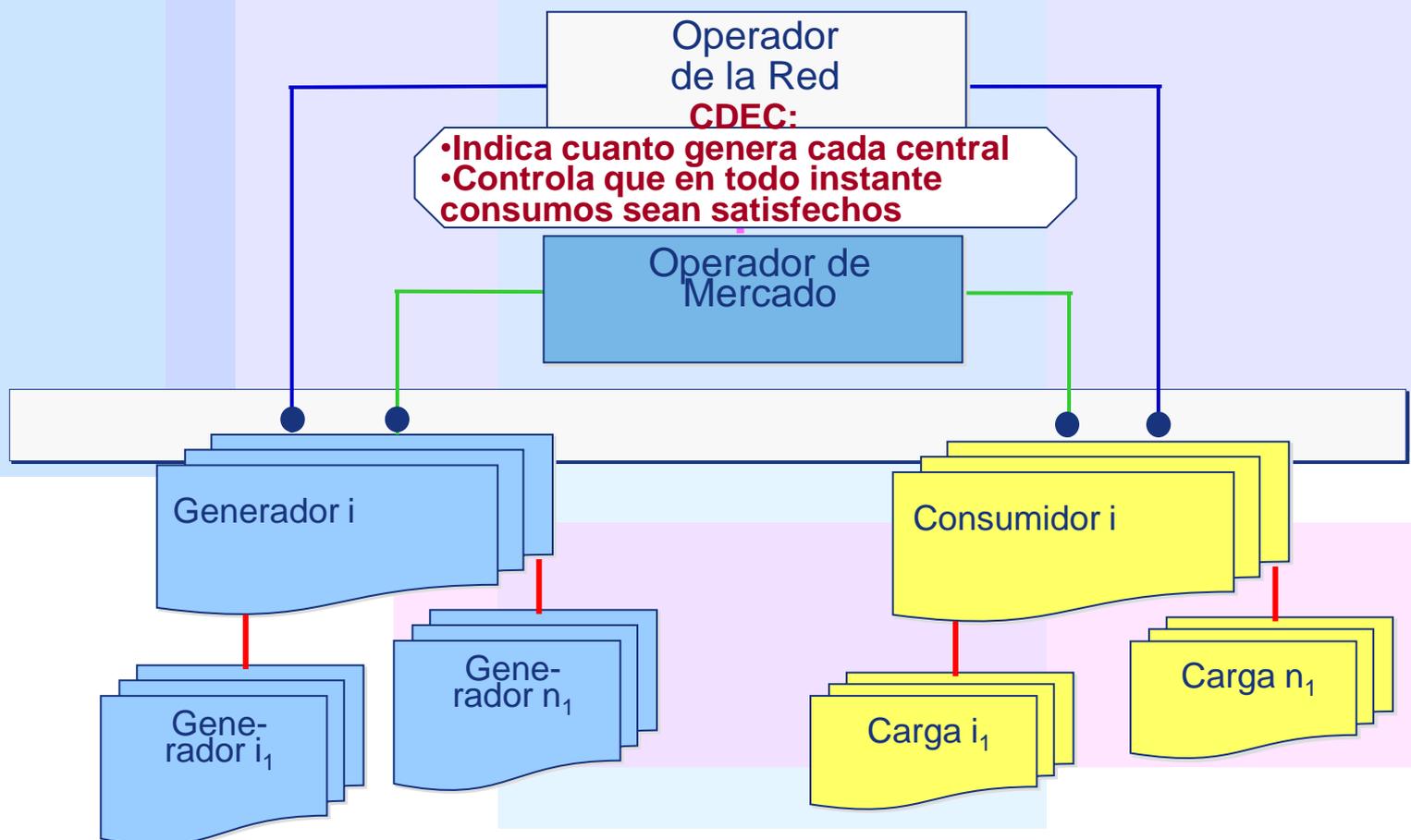
Estructuras Básicas Existentes a Nivel Mundial





Organización Mercado Chileno

Sistema Pool (Físico, Financiero)





Operación a mínimo costo

Minimizar: $Z = c^T \mathbf{x} + \frac{1}{2} \mathbf{x}^T \mathbf{Q} \mathbf{x}$

Costos de Operación

sujeto a:

$$h_i(\mathbf{x}) = 0, \quad i = 1 \dots l$$

Balances de Potencia Nodales

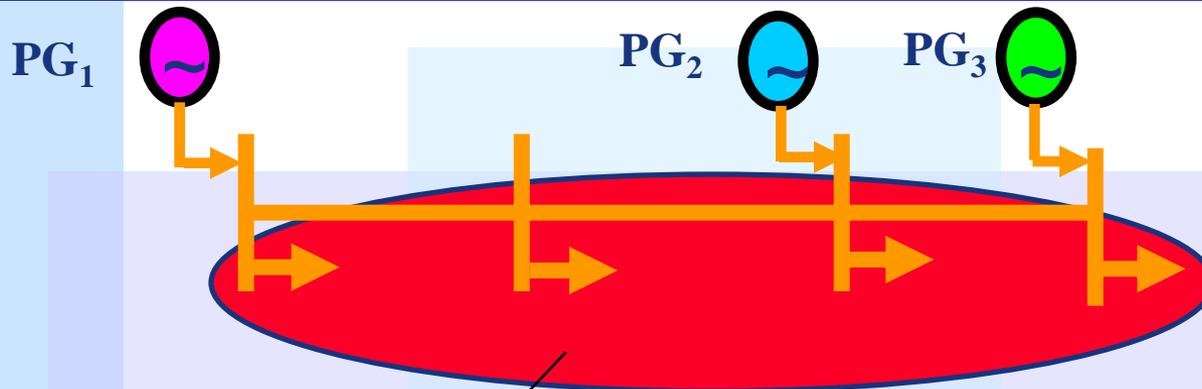
$$g_j(\mathbf{x}) \leq 0, \quad j = 1 \dots m$$

$$q_k(\mathbf{x}) = 0, \quad k = 1 \dots \text{No. de iteraciones}$$

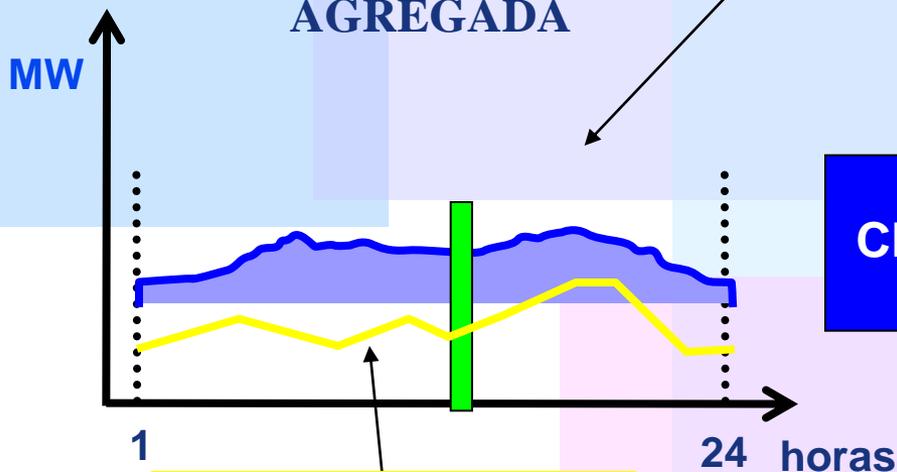
$$\mathbf{x}_{\min} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{x}_{\max}$$



Operación a mínimo costo horario



DEMANDA HORARIA AGREGADA



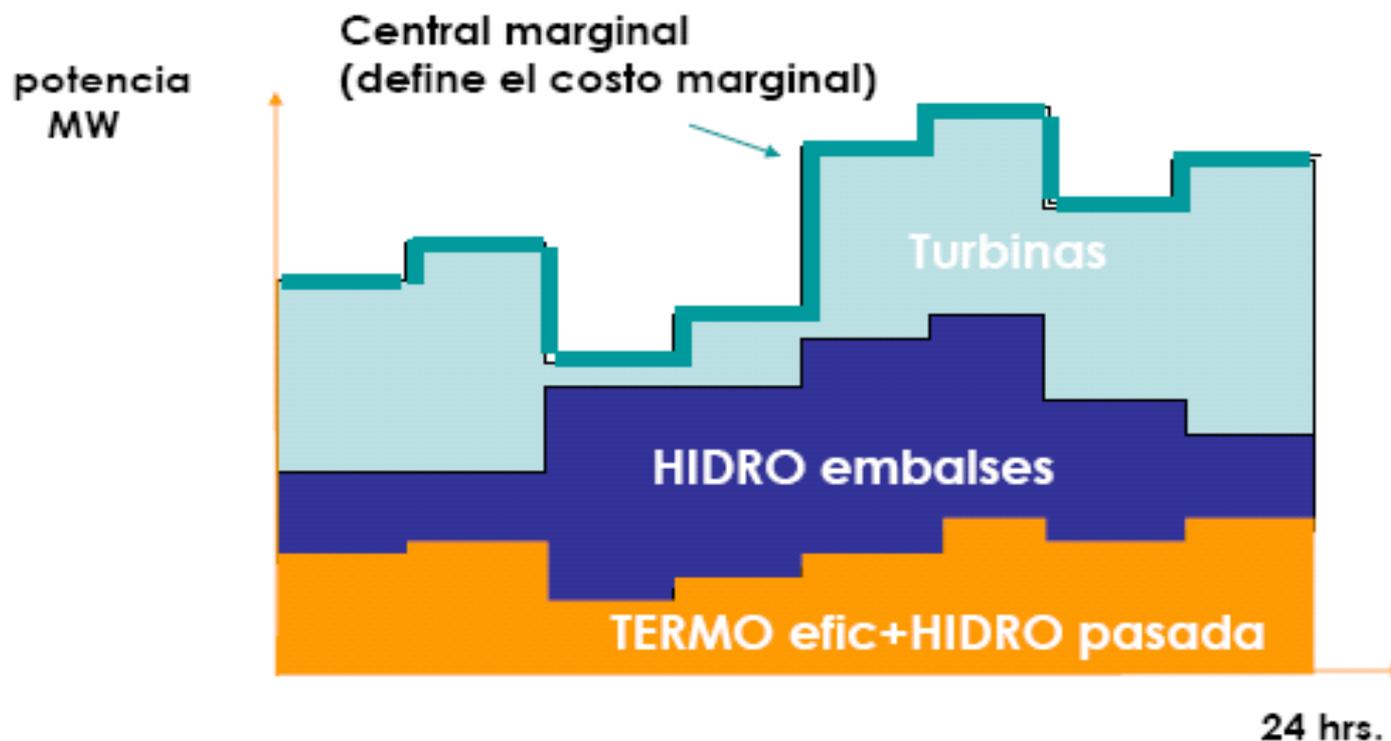
Costo Marginal horario

hora	PG ₁ MW	PG ₂ MW	PG ₃ MW	CMg \$/kWh
1	100	50	200	22
2	120	20	320	32
.
.
24	240	40	340	20



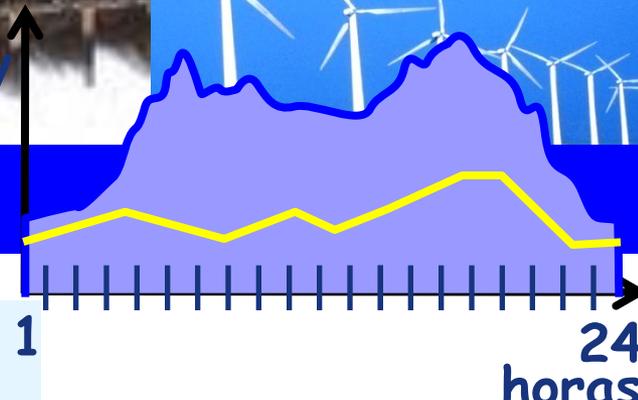
Costo Marginal de la Energía

- El costo marginal de la energía es el costo en que incurre el sistema eléctrico para producir una unidad adicional.





MW



Costo Variable [US\$/MWh]

MWh disponible embalse

MWh disponible térmicas carbón

210
175
150
125
110
97
75
58
32
26
22

Costo Variable de centrales de embalse dado por PLP

Centrales hidráulicas pasada

Centrales hidráulicas embalse

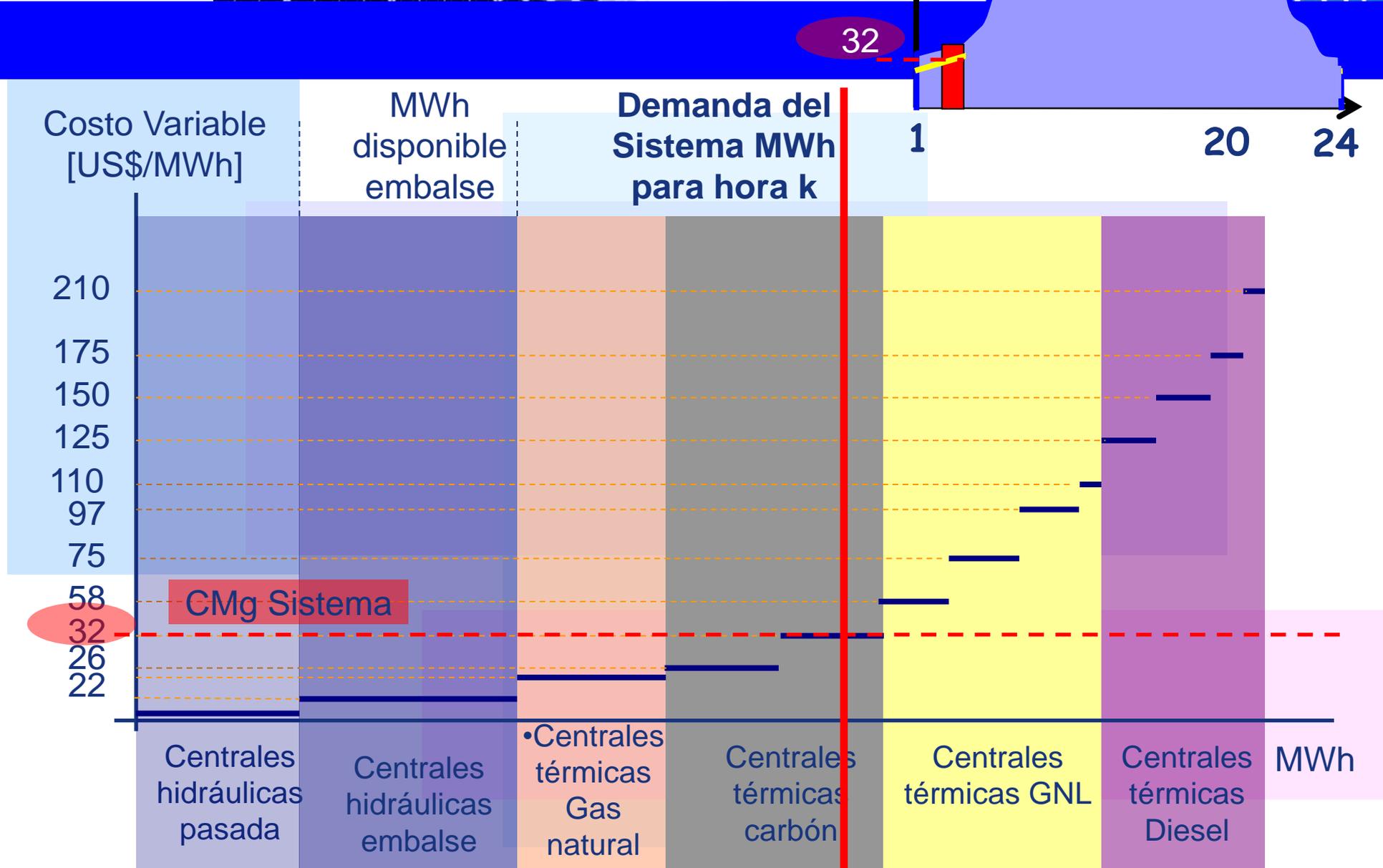
Centrales térmicas Gas natural

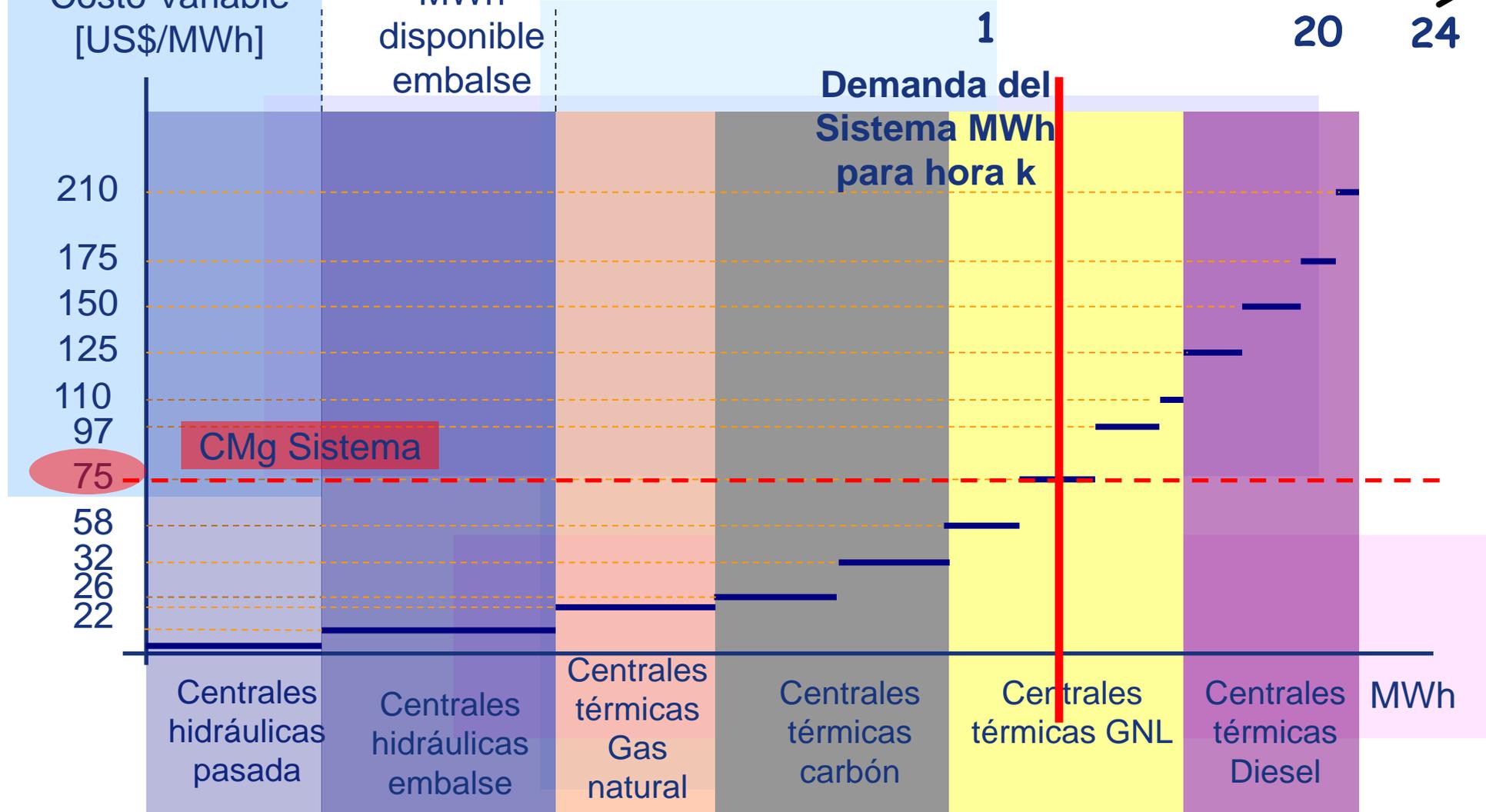
Centrales térmicas carbón

Centrales térmicas GNL

Centrales térmicas Diesel

MWh







Costo Variable
[US\$/MWh]

•MWh
disponible
embalse

1

20

24

Demanda del
Sistema MWh
para hora k

210
175
150
125
110
97
75
58
32
26
22

CMg Sistema

Centrales
hidráulicas
pasada

Centrales
hidráulicas
embalse

Centrales
térmicas
Gas
natural

Centrales
térmicas
carbón

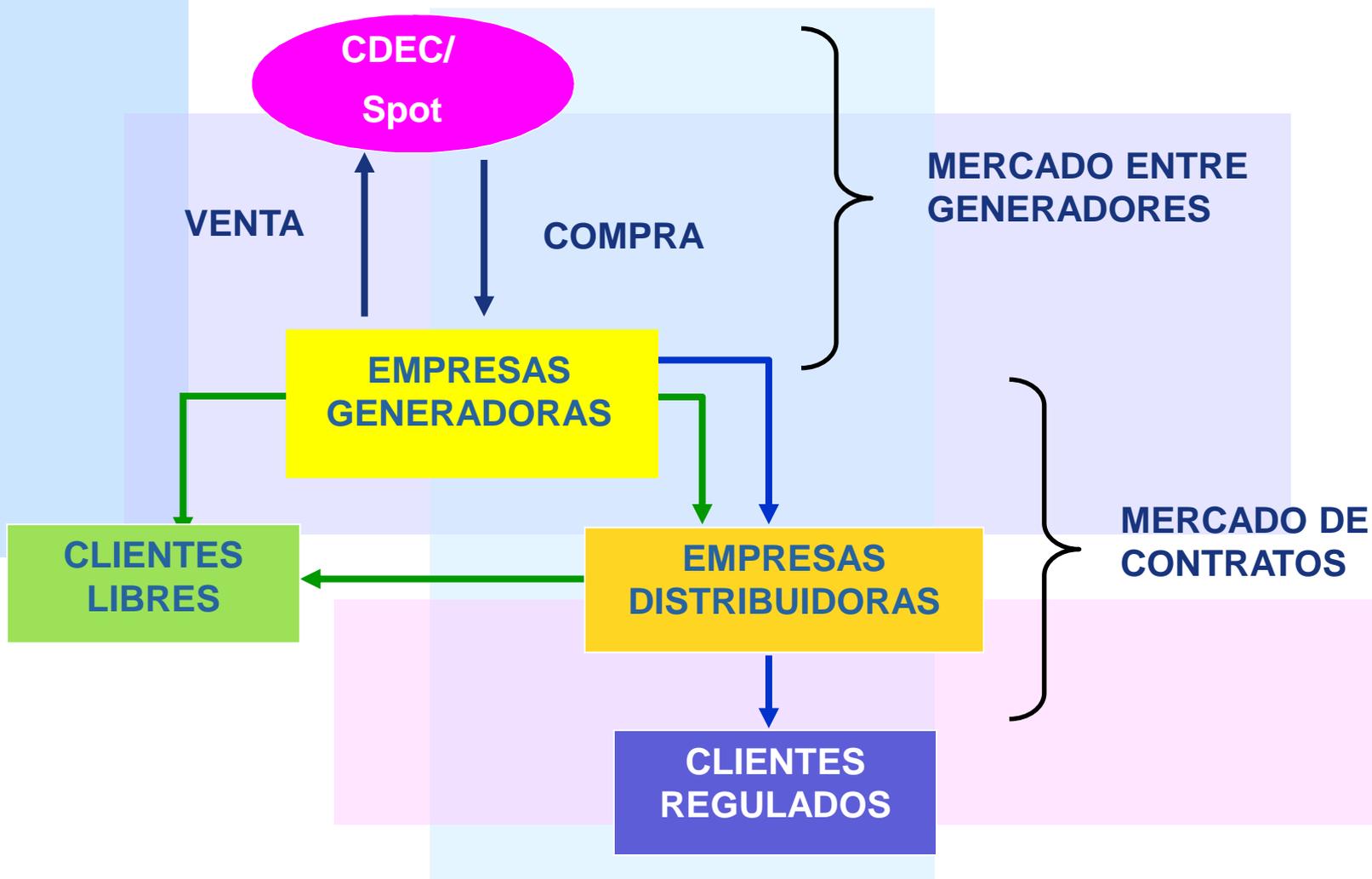
Centrales
térmicas
GNL

Centrales
térmicas
Diesel

MWh



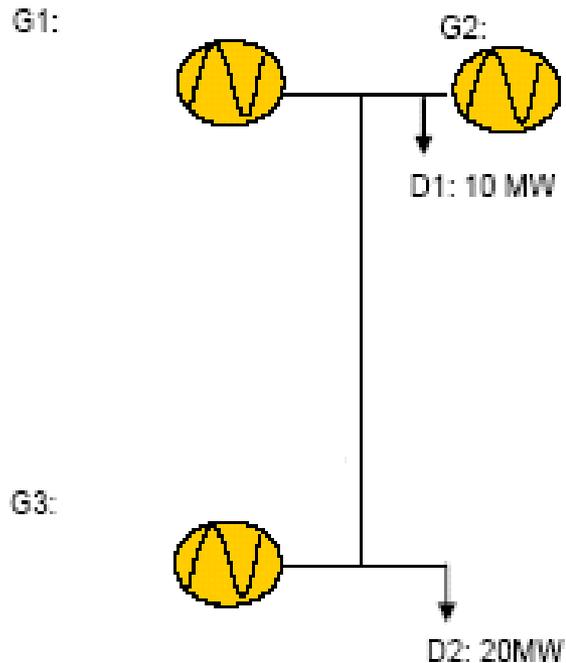
El Mercado eléctrico Chileno



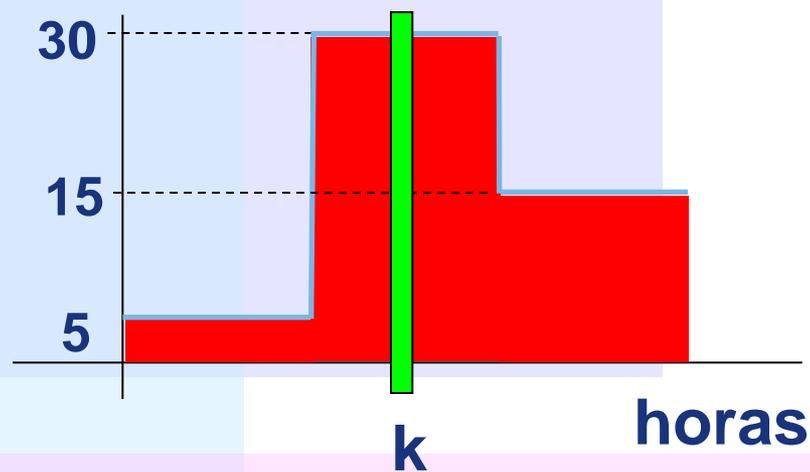


Ejemplo: Tres generadores-dos cargas

Situación hora k

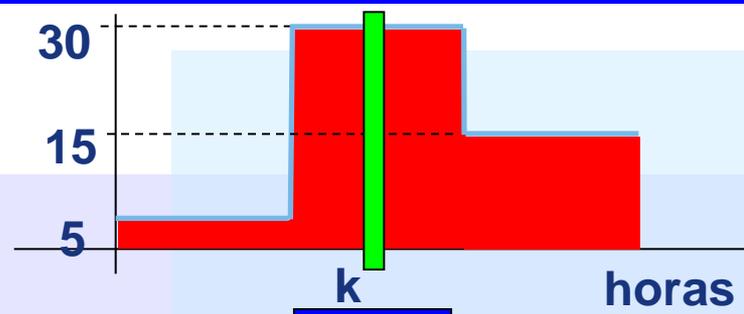


Demanda_k=30 MW

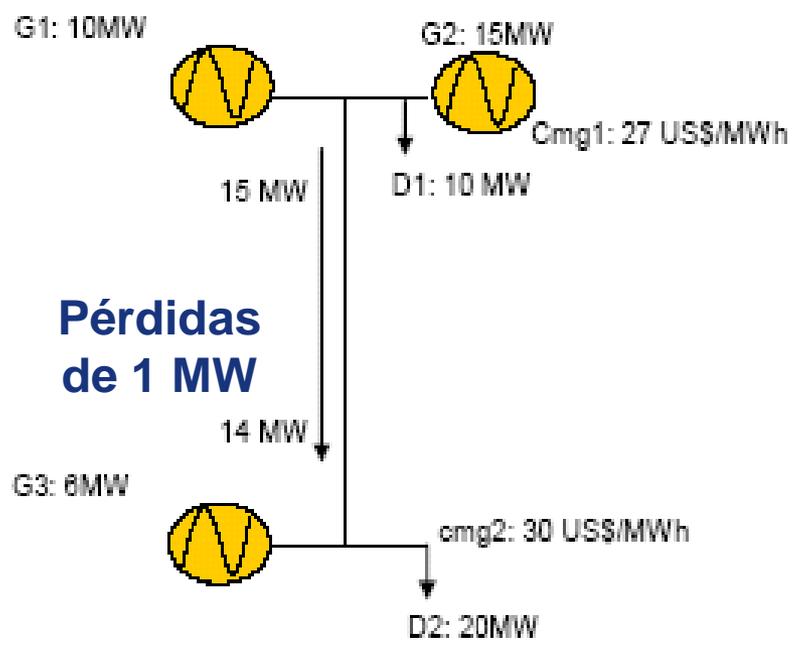




Ejemplo: Tres generadores-dos cargas



CDEC



Pérdidas de 1 MW

Despacho óptimo es:

	MW	US\$/MWh
G ₁	10	12
G ₂	15	20
G ₃	6	30
Total generación	31	MW
Pérdidas línea	1	MW
generación	30	MW
		US\$/MWh
costo marginal barra1		27
costo marginal barra2		30



G1: 10MW

G2: 15MW



cmg1: 27 US\$/MWh

15 MW

D1: 10 MW

14 MW

G3: 6MW



cmg2: 30 US\$/MWh

D2: 20MW

Central	Capacidad MW	Costo operativo US\$/MWh	Contratos MW
G ₁	10	12	12

Vende

- 10 MW a D1
- 2 MW a D2



G1: 10MW

G2: 15MW



cmg1: 27 US\$/MWh

15 MW

D1: 10 MW

14 MW

G3: 6MW



cmg2: 30 US\$/MWh

D2: 20MW

Central	Capacidad MW	Costo operativo US\$/MWh	Contratos MW
G ₂	15	20	

No tiene contratos.
Vende sólo a costo marginal en la barra



G1: 10MW



15 MW

G2: 15MW



D1: 10 MW

cmg1: 27 US\$/MWh

G3: 6MW



14 MW

cmg2: 30 US\$/MWh

D2: 20MW

Central	Capacidad MW	Costo operativo US\$/MWh	Contratos MW
-	-	-	-
G ₃	20	30	18

Vende
•18 MW a D2



G1: 10MW

G2: 15MW

cmg1: 27 US\$/MWh

D1: 10 MW

15 MW

14 MW

cmg2: 30

D2: 20MW

G3: 6MW



Central	Capacidad MW	Costo operativo US\$/MWh	Contratos MW
G ₁	10	12	12
G ₂	15	20	
G ₃	20	30	18

Balance por generador

Transacciones

Balance G1	Inyecciones MW	Retiros MW	Iny. Neta MW	Costo marginal US\$/MWh	Venta US\$
Barra1	10	10	0	27	0
Barra2	0	2	-2	30	-60
Saldo					-60

Balance G2	Inyecciones MW	Retiros MW	Iny. Neta MW	Costo marginal US\$/MWh	Venta US\$
Barra1	15	0	15	27	405
Barra2	0	0	0	30	0
Saldo					405

Balance G3	Inyecciones MW	Retiros MW	Iny. Neta MW	Costo marginal US\$/MWh	Venta US\$
Barra1	0	0	0	27	0
Barra2	6	18	-12	30	-360
Saldo					-360

Balance Línea	Inyecciones MW	Retiros MW	Iny. Neta MW	Costo marginal US\$/MWh	Venta US\$
Barra1	0	15	-15	27	-405
Barra2	14	0	14	30	420
Saldo					15



G1: 10MW

G2: 15MW



cmg1: 27 US\$/MWh

15 MW

D1: 10 MW

**Pérdidas
de 1 MW**

14 MW

G3: 8MW



cmg2: 30 US\$/MWh

D2: 20MW

Central	Capacidad MW	Costo operativo US\$/MWh	Contratos MW
G ₁	10	12	12
G ₂	15	20	
G ₃	20	30	18
Total cap. instalada	45		30

Balance Sistema

ventas compras	G1	G2	G3	T	Total
G1	0	58	0	2	60
G2	0	0	0	0	0
G3	0	347	0	13	360
T					0
Total	0	405	0	15	420



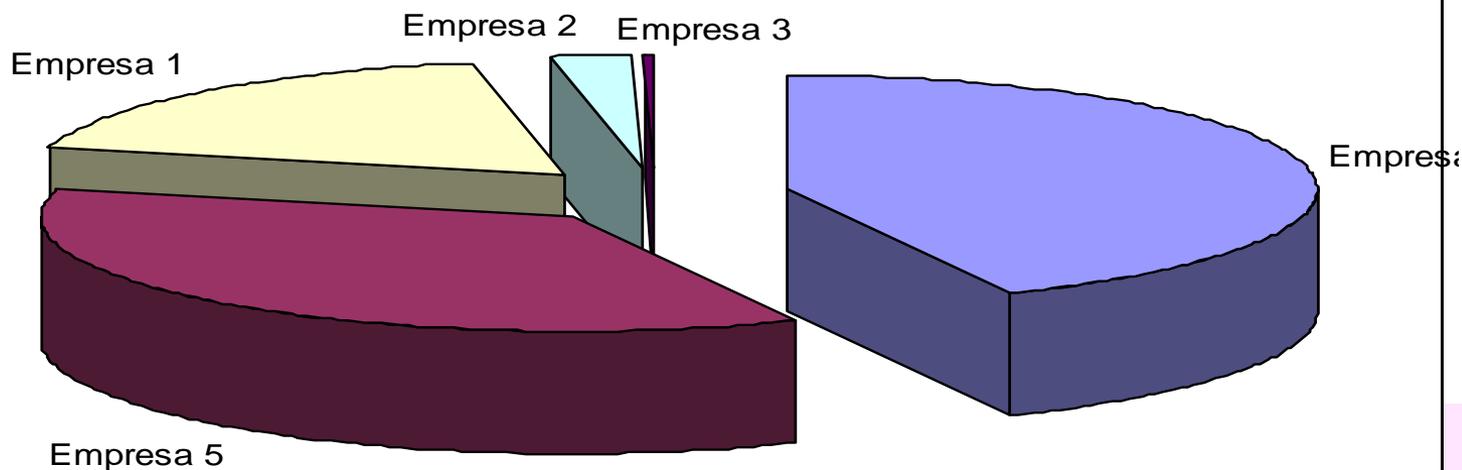
Cargos por Potencia

- El costo de desarrollo o costo marginal de la potencia de punta: corresponde al costo de desarrollar unidades de punta (normalmente turbinas a gas). Este valor se incrementa por un factor que representa el margen de reserva teórica del sistema.
- La potencia firme se define como el aporte de potencia en las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga, - donde es más crítico el abastecimiento del sistema-, asumiendo una hidrología seca.
- Se identifica el período de punta como todas las horas de todos los días comprendidos entre mayo y septiembre de un año.



Cargos por Potencia

COSTOS POR POTENCIA





Precios de Energía y Potencia