



# EM735 Mercados Internacionales de la Energía

## CONTENIDO

### Capítulo 5: Participación en un Mercado Eléctrico

#### 5.1 Introducción

Parque óptimo, de monopolio a competencia perfecta

#### 5.2 Operación

Perspectiva del generador, consumidor/comercializador.

Visión en sistemas hidrotérmicos.

#### 5.3 Inversión

Perspectiva del generador, consumidor.

#### 5.4 Incentivos a la inversión

Pagos por capacidad, contratos de largo plazo, licitaciones.

#### 5.5 Generación Distribuida



## 5.4 Parque Optimo (Planificación Central)

$$\min_{x_i^t, g_{ij}^t} \underbrace{\sum_{t,k} A_k^t x_k^t}_{\text{Inversión}} + \underbrace{\sum_{t,i,j} C_i^t g_{ij}^t}_{\text{Operación}}$$

Etapa de Decisión  $t$ , generador  $i$ , nivel de carga  $j$

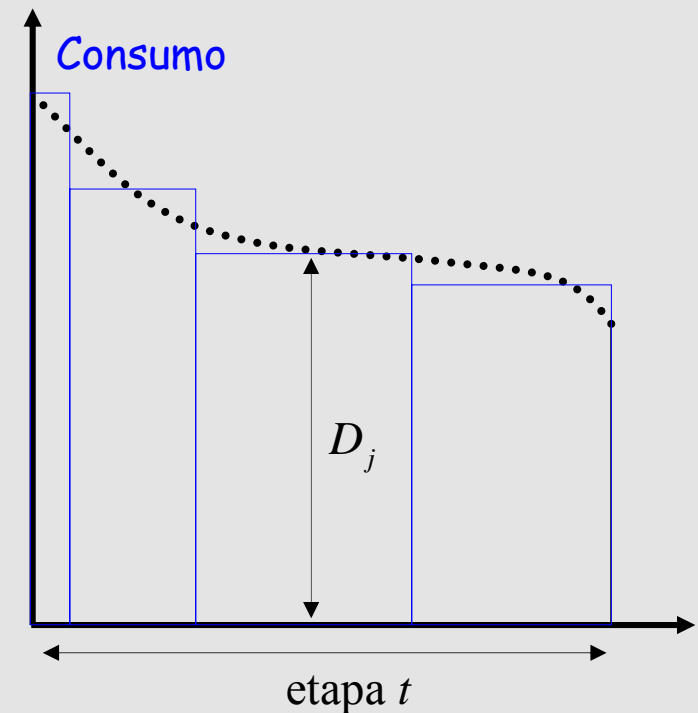
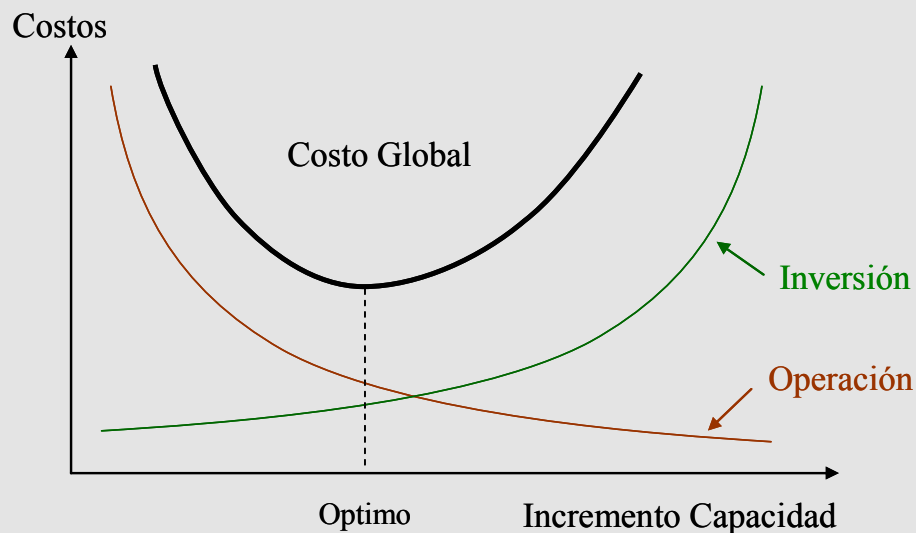
Decisión de inversión  $x_k^t$

Decisión de generación  $g_{ij}^t$

Costos variables de producción  $C_i^t$

Inversión  $A_k^t$

### Problema de mínimo costo conjunto de Inversión/Operación





## 5.4 Parque Optimo (Planificación Central) II

$$\min_{x_i^t, g_{ij}^t} \underbrace{\sum_{t,k} A_k^t x_k^t}_{\text{Inversión}} + \underbrace{\sum_e w_e}_{\text{Escenarios}} \cdot \underbrace{\sum_{t,i,j} C_i^t g_{ij}^t}_{\text{Operación}}$$

Existencia de parámetros inciertos llevan el problema al plano de la optimización estocástica.

s.a

Parque Generador

$$p_k^t = p_k \cdot \sum_l x_k^l \quad g_{ij}^t \leq f_i^E p_i^t \quad k \in \mathbf{K} \subseteq \mathbf{I} = \{1, N_{\text{Ex}} + N_{\text{Pn}}\}$$

Capacidad y Confiabilidad

$$\sum_{t,i} f_i^P p_i^t \geq D_{\text{max}}^t (1 + \text{MR}), \quad \Lambda^t$$

Abastecimiento de la Demanda

$$\sum_i g_{ij}^t = \Delta_j^t D_j^t, \quad \pi_j^t$$

Modelación de la decisión

Expansión en variable continua

$$x_i^t \geq 0, \quad x_i^t \in \mathbb{R}$$

Opciones tecnológicas

$$x_i^t \geq 0, \quad x_i^t \in \mathbb{Z}$$

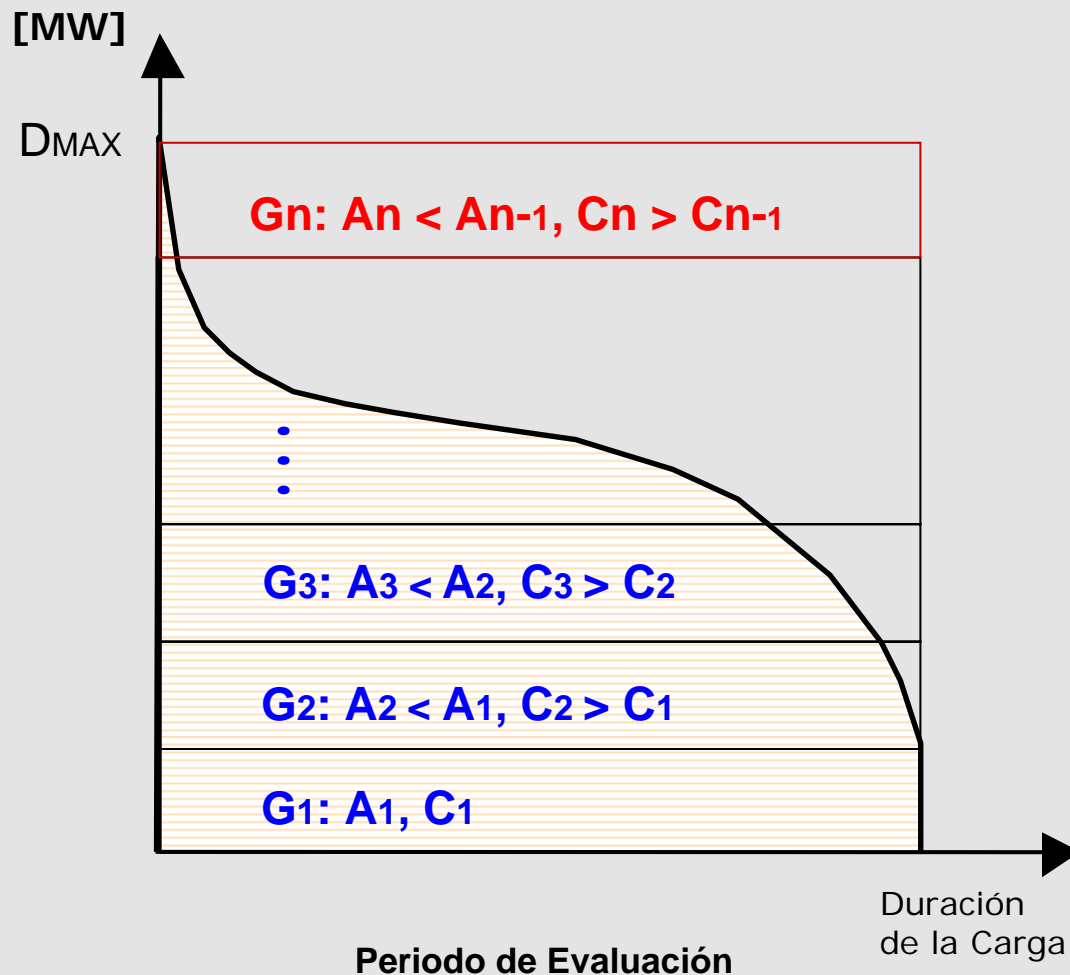
Proyectos concretos, Decisión Binaria

$$x_i^t \in \{0,1\} \rightarrow \sum_l x_k^l \leq 1$$



## 5.4 Optimización del parque

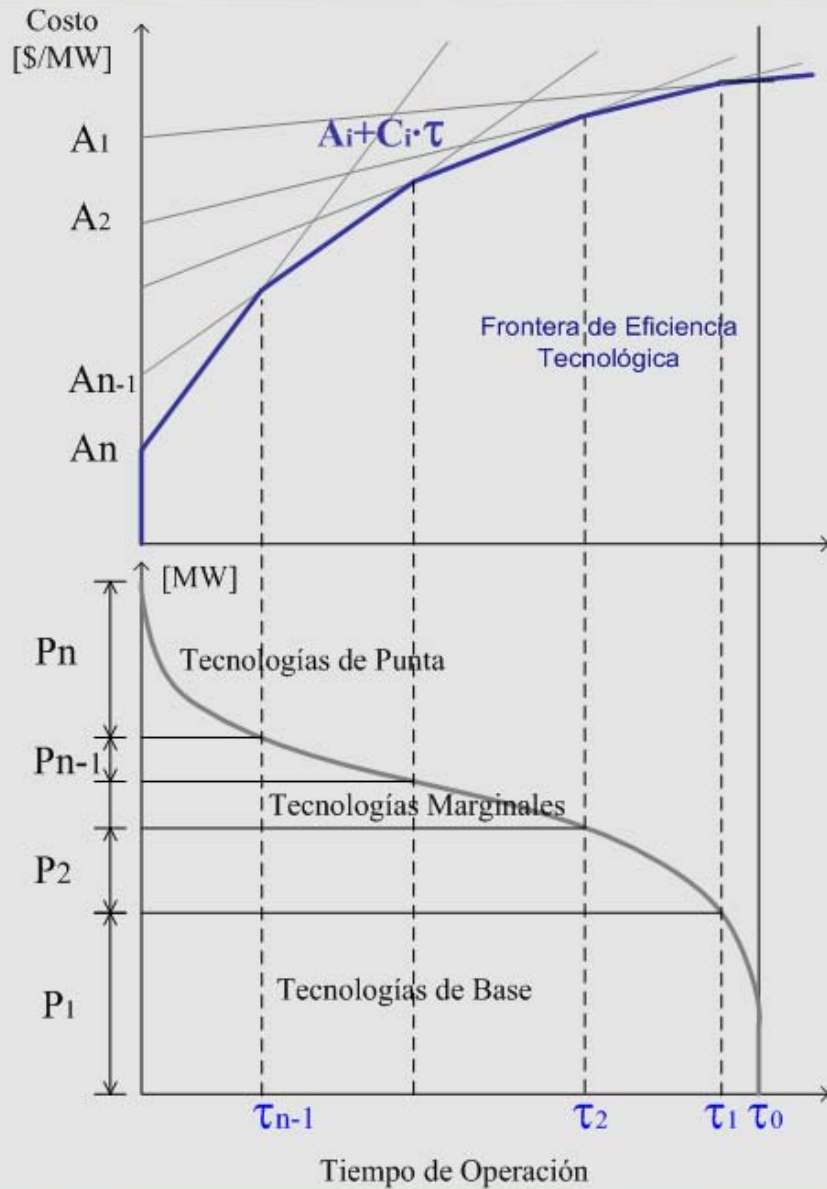
### Teoría Marginalista aplicada



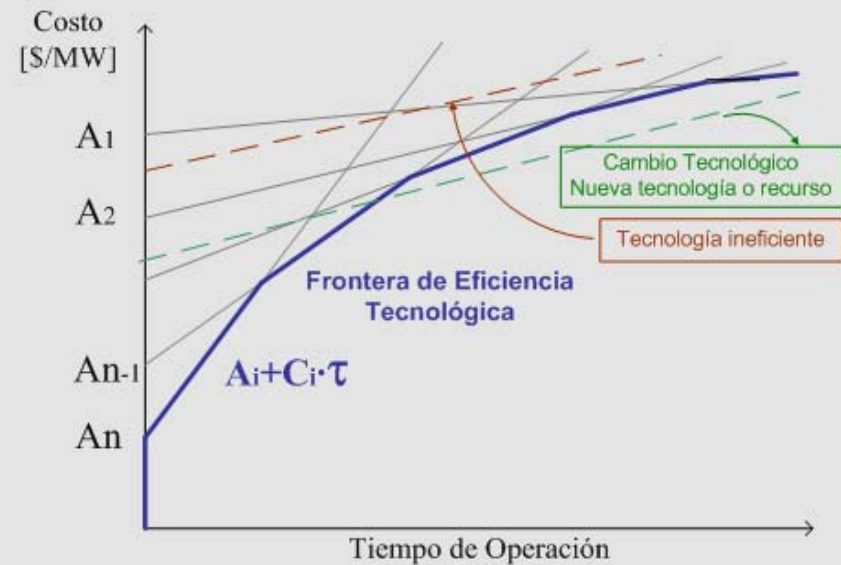
- Opciones tecnológicas caracterizadas por  $A_i$ ,  $C_i$ .
- $A_i$ : costos fijos anuales y anualidad de la inversión. [\$/MW]
- $C_i$ : costos variables de producción. [\$/MWh]
- Parque de mínimo costo determina la capacidad respectiva de cada tecnología.
- No existe economías de escala.  $A_i$ ,  $C_i$ , no dependen del tamaño ni nivel de producción.
- Optimización => ordenar las tecnologías desde la base a la punta en orden creciente de costos de operación  $C_i > C_{i-1}$
- Si para algún  $i$ :  $A_i > A_{i-1}$ ; tecnología  $i$  se descarta. Tecnología  $i-1$  es más económica en inversión y operación



## 5.4 Optimización del parque (solución gráfica y frontera de eficiencia)

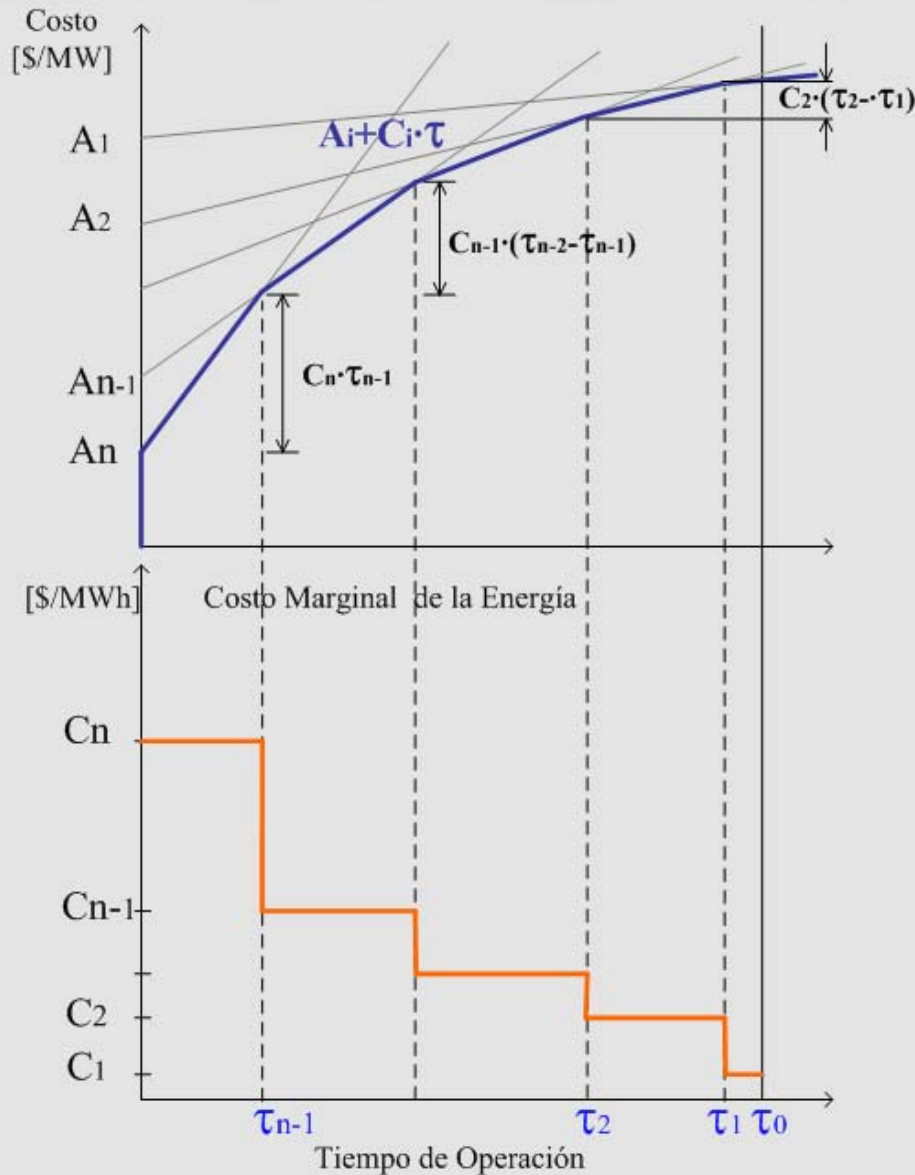


- Aparición de una nueva tecnología o forzar una tecnología ineficiente desadapta el parque generador.
- Estas posibilidades también son incertidumbres en la inversión.





## 5.4 Optimización del parque (verificación de la renta)



- Si tecnología  $n$  recibe  $A_n$  por cada MW, y  $C_n$  por cada MWh, entonces cubre todos sus costos.
- Si tecnología  $n-1$  recibe  $A_n$  por cada MW,  $C_n$  por cada MWh hasta  $\tau_{n-1}$  (operación inframarginal) y  $C_{n-1}$  por cada MWh hasta  $\tau_{n-2}$  (operación marginal) entonces cubre todos sus costos.

$$A_{n-1} + C_{n-1} \cdot \tau_{n-1} = A_n + C_n \cdot \tau_{n-1}$$

$$A_{n-1} = A_n + \underbrace{(C_n - C_{n-1}) \cdot \tau_{n-1}}_{\text{Ingreso Inframarginal}}$$

- Se cumple recursivamente (ver rectas):

$$A_i = A_{i+1} + (C_{i+1} - C_i) \cdot \tau_i$$

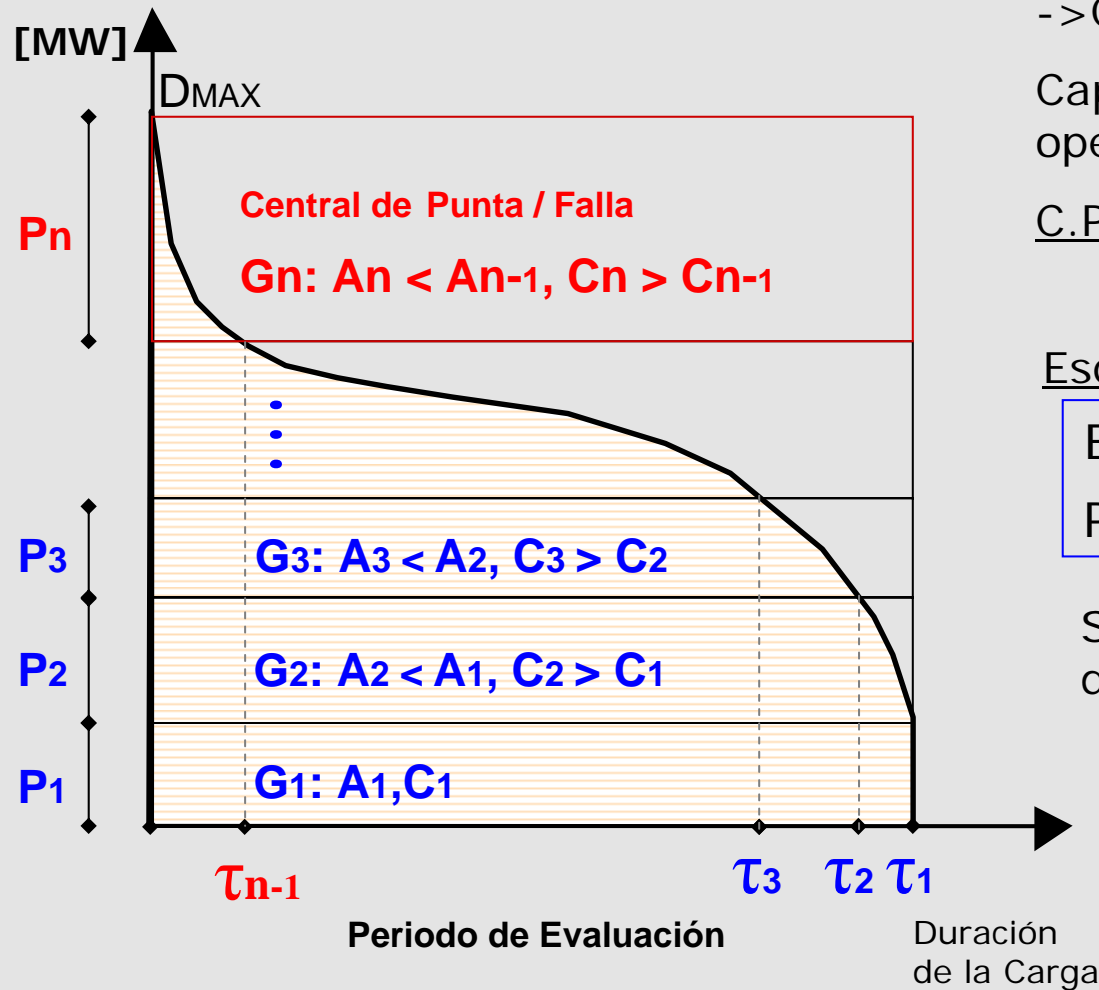
$$A_i = A_n + \underbrace{\sum_{j=i}^{n-1} (C_{j+1} - C_i) \cdot \tau_j}_{\text{Ingreso Inframarginal}}$$





## 5.4 Parque Optimo Adaptado a la demanda

### Teoría Marginalista aplicada



Parque Generador adaptado a la demanda remunerado a costo marginal (Boiteux'50 -> Chao'83).

Capacidades determinan tiempos de operación y viceversa.

C.P.O => 
$$A_i + C_i \cdot \tau_i^* = A_{i+1} + C_{i+1} \cdot \tau_i^*$$

#### Esquema de Precios

Energía:  $\pi = CMg(\tau)$

Potencia (Capacidad):  $\Lambda = A_n$

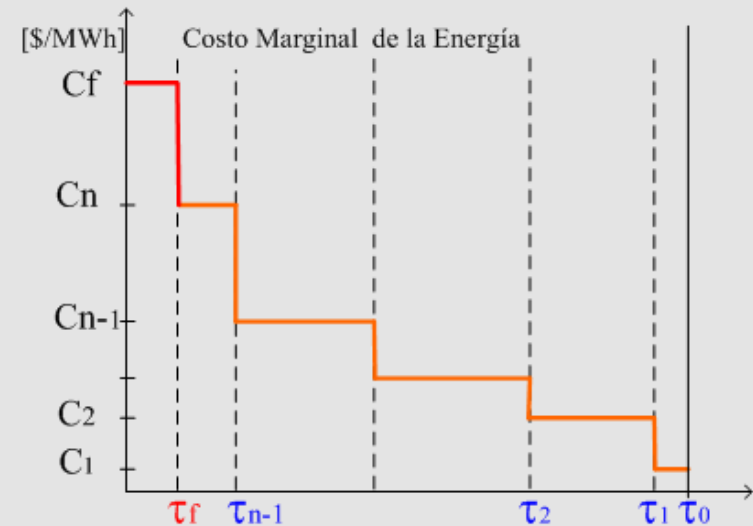
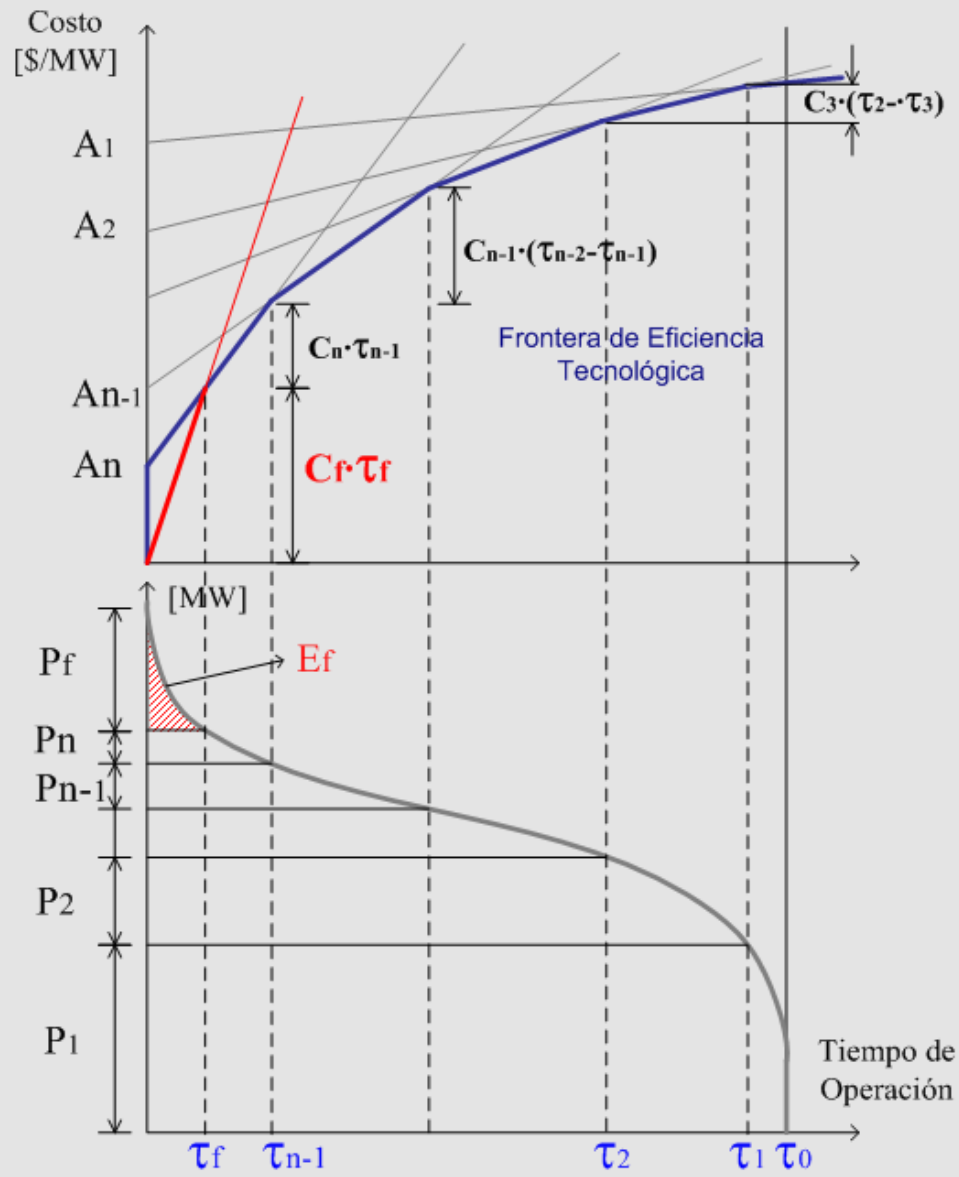
Se cubren costos de inversión y operación de cada tecnología del parque.

Condición se verifica en términos de tiempos esperados de operación.

Que ocurre si no se paga capacidad?



## 5.4 Optimización del parque (con desprendimiento de carga o falla)



- El esquema global se conserva si:

$$A_n = (C_f - C_n) \cdot \tau_f$$

- Si todo es lineal, el tiempo esperado de no suministro debe ser tal que el ingreso inframarginal que produce cubre la inversión en una turbina de punta:

$$\tau_f = (C_f - C_n) / A_n$$





## 5.4 Parque óptimo y eficiencia

- Costo marginal de la energía no suministrada no es constante: cambia con la profundidad y con la duración.
- Alcanzar mayor eficiencia fue un importante objetivo en la reestructuración de mercados eléctricos. Mercados de "sólo energía" (sin pagos por capacidad) enfatizaron este aspecto.
- Valor de la energía no suministrada:
  - Con "Demand Side Bidding": implícita en la oferta de los consumidores.
  - Centralizado: costo de falla (VOLL). Determinado por encuestas u otros mecanismos indirectos.
- Energía no suministrada:
  - Con "Demand Side Bidding": consumos menos dispuestos a pagar precios altos no son abastecidos.
  - Centralizado: sistema enfrenta "racionamiento". Consumos son desconectados siguiendo "algún criterio".
- Existe vínculo entre capacidad de potencia y energía dada por la estructura del parque generador y la escala temporal:
  - La falta de "potencia" en un periodo puede subsanarse desplazando el consumo.
  - La falta de "energía" necesariamente significa no abastecer todo el consumo.



## 5.4 Hacia una remuneración de la capacidad

- En periodos de mayor demanda:
  - Con "Demand Side Bidding": grandes alzas en precio de la energía. Precios techo ("price cap") reducen la remuneración del parque. No obstante, es complejo discriminar entre legítima renta y poder de mercado.
  - Centralizado: sistema paga la energía a VOLL.
- Se requiere de un nivel de reserva para alcanzar viabilidad operacional del sistema y estándares de calidad -> SSCC.
- No obstante, la reserva técnica operacional suele enmascarar a la reserva estructural.
- Capacidad de potencia y energía son v.a. interrelacionadas. Falta de capacidad puede deberse a imprevisiones o a carencia de inversiones en respuesta a la evolución de la demanda.
- Tiempos de operación son v.a. Desde la base a la punta, los tiempos de operación incorporan la incertidumbre propia de la tecnología más la de tecnologías precedentes.
- Volatilidad del precio dificulta la toma de decisiones.
- Como en mercados competitivos abastecer la demanda no es una obligación, consumidores estarán más interesados en asegurar su suministro.
- Asimismo, estarán dispuestos a pagar un extra para garantizar que exista capacidad suficiente en el sistema.
- Tiempos de construcción de plantas generadoras de gran tamaño puede ir de 2 a 6 años.



## 5.4 Incentivos a la Capacidad

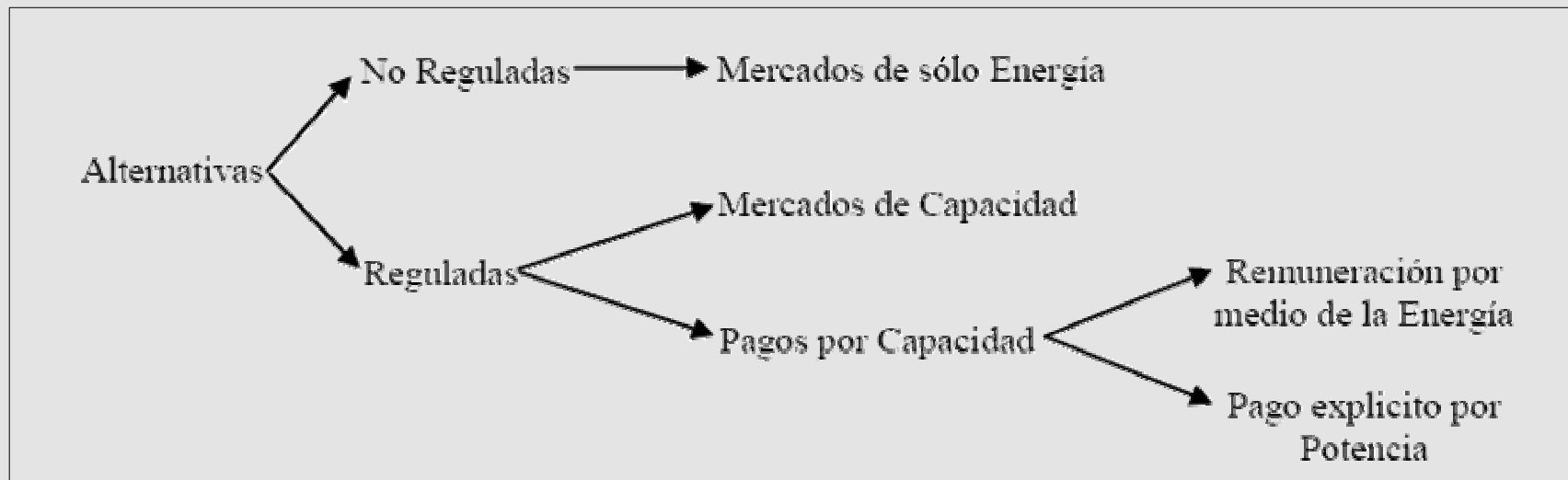
- **Ventaja:** actúa como una póliza de seguro. Consumos pagan un poco más, regularmente, para evitar problemas mayores de suministro.
- **Desventaja:** potencial pérdida de eficiencia del mercado ya que aparecen problemas cuya solución puede introducir distorsiones. Entre ellas:
  - Cuánta capacidad se necesita y en qué momento?
  - Cuál es el precio de la capacidad ?
  - Cómo se carga a los consumidores dicho pago?
  - Cómo se reconoce y retribuye a los generadores su capacidad?
- **Pagos por capacidad.** Estructura general:
  - Todos los generadores reciben un pago extra por MW relacionado con su capacidad disponible.
  - Regulador determina la capacidad necesaria del sistema para cumplir un objetivo de confiabilidad.
  - Consumidores deben pagar su parte de esa capacidad.
- **Mercados de capacidad:**
  - Generadores ofertan su capacidad a un mercado.
  - Capacidad puede ser una opción por la cual la planta puede ser llamada a generar un cierto número de veces en periodos críticos al año.
  - Se puede hacer distinción entre capacidad existente y capacidad nueva.
  - Consumidores podrían participar indicando niveles de precio/confiabilidad.



## 5.4 Confiabilidad en sistemas eléctricos

- **Confiabilidad:** Seguridad + Suficiencia
- **Seguridad:** habilidad para soportar contingencias. Ligado a SSCC.
- **Suficiencia:** capacidad para abastecer la demanda.
- La problemática asociada a la existencia de recursos suficientes para abastecer la demanda suele denominarse "*Resource adequacy*".

### Enfoques asociados a mejorar la suficiencia

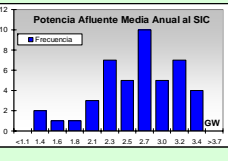




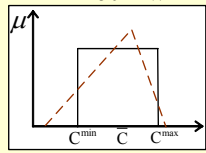
# 5.4 Incertidumbres y probabilidad de perder carga

Incertidumbres en Contexto de Abastecimiento Futuro en el SIC

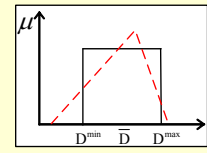
**Hidrología**  
± 1100 MW



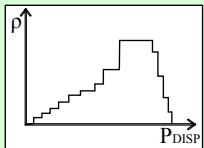
**Combustibles**  
-20% Diesel sin GNC  
≈ - 450 MW



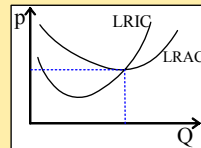
**Demanda**  
± 1.5% ≈ 80 MW



**Disp Mecánica. STx**  
± 350 MW

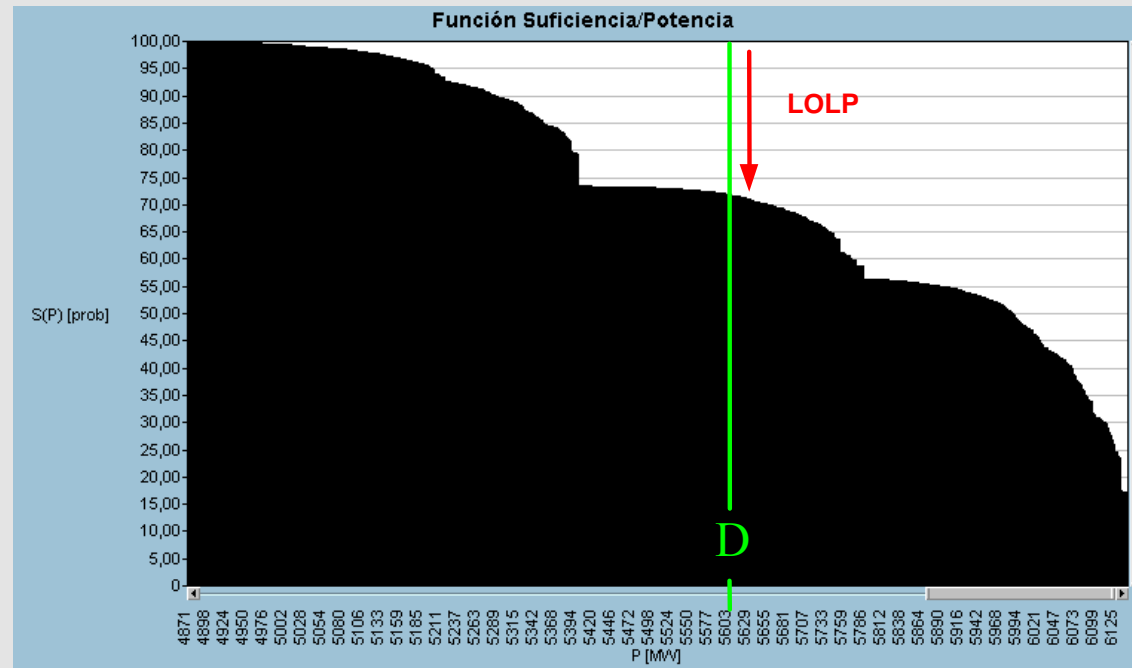


**Expansión Parque**  
?



$$LOLP = \text{Pb}(P_S \leq D), \quad P_S = \sum_k P_k$$

$$\text{Pb}_{EXC} = \text{Pb}(P_S \geq D) = 1 - LOLP$$





## 5.4 Objetivos de un mecanismo de incentivo a la capacidad

- Desde el punto de vista de la inversión, incentivos a la capacidad persiguen:
  - Recuperación de parte de los costos fijos asociados a la capacidad en forma directa y razonable.
  - Proporcionar señales de precio apropiadas para la inversión en nueva capacidad.
  - Reducir el riesgo asociado a la inversión, especialmente en centrales para suministrar punta, con la consecuente estimulación de la inversión.
  - Retrasar la salida de tecnologías no competitivas, propiciando el aumento de la capacidad disponible.
- Desde el punto de vista del regulador (diseño de mercado):
  - Permitir la remuneración apropiada entre los costos de la energía y la capacidad.
  - Reducir los beneficios de ocultar capacidad por parte de las compañías generadoras.
  - Facilitar el monitoreo y atenuación del poder de mercado.
  - Atenuar la volatilidad del precio presente en el mercado de energía.
  - Evitar distorsiones que afecten la eficiencia del mercado.





## 5.4 Incentivos a la capacidad en el mundo

- Diversidad de mecanismos implementados en mercados eléctricos en el mundo y constante discusión en torno a ellos:
  - Existen sistemas donde el mercado de sólo energía ha funcionado correctamente en lo referente a las inversiones. (Ej. Australia, Nueva Zelanda, Noruega)
  - Otros donde se evalúa su introducción. (Ej. California y otros sistemas de USA)
  - En otros existe algún mecanismo, en permanente revisión. (Ej. Países en Latinoamérica, PJM (USA), España).
- En diversos países se han acuñada términos en relación al concepto de suficiencia, relacionado a un cargo o a una obligación. Por ejemplo:
  - Cargo por Confiabilidad: Colombia.
  - Garantía de Suministro: España.
  - Potencia Firme: Perú, Chile.
  - Energía Firme: Brasil, Perú (condición sobre los contratos), Chile (fue condición sobre los contratos), Colombia.
  - Capacidad: respaldo de consumos en mercados ICAP.
  - Potencia de Suficiencia: Chile, reemplaza a la potencia firme.



## 5.4 Ejemplos implementados en el mundo

### Cargo por capacidad en Reino Unido hasta 2001:

- Mercado con bolsa de energía.
- Capacidad se paga a través del precio de la energía como un adicional en cada hora.
- Metodología busca remunerar la generación con el valor esperado del precio de la energía.
- En cada hora se calcula la probabilidad de perder carga por métodos probabilísticos.
- Esto, considerando sólo el parque en servicio en la hora respectiva.
- El precio final se calculaba como:

$$\text{Precio}_t = \Pi \text{spot}_t \times (1 - \text{LOLP}_t) + \text{VOLL} \times \text{LOLP}_t$$



## 5.4 Ejemplos implementados en el mundos II

### Mercados de Capacidad instalada ICAP

En algunos sistemas de USA (PJM, NYISO, NEPOOL) que operan sobre una bolsa de energía. Comparten en términos generales las siguientes características:

- Los LSE (entidades que sirven consumos) deben contratar con generadores un determinado nivel de reserva por sobre sus consumos de punta, por un cierto periodo de tiempo.
- El pool determina el margen de reserva a ser cubierto (IRM).
- Se asigna a los consumos su parte del IRM en función de sus demandas coincidentes con horas de mayor demanda del periodo anterior. La cual deben respaldar con UCAP de generación.
- Capacidad instalada de generación ICAP es convertida en UCAP descontando de la instalada las tasas de salida forzada de la estadística histórica.
- Consumos y generación transan UCAP bilateralmente (en sus contratos) y en un mercado explícito para ello.



## 5.4 Ejemplos implementados en el mundos III

### Cargo por Confiabilidad en Colombia:

- Mercado que opera sobre una bolsa de energía.
- Regulador define un "precio de escasez". Cuando se alcanza dicho precio en la bolsa se activan las obligaciones de generación. "Periodo de escasez".
- Generador oferta al regulador "obligaciones de energía firme" que son un compromiso de generar la cantidad ofertada al precio de escasez durante los periodos de escasez.
- Las obligaciones de energía firme son pagadas a un precio fijo (prima) determinado en un proceso de subasta del regulador.
- Regulador determina con tres años de anticipación los requisitos de energía firme del sistema.
- Se realiza la subasta tres años antes de entrar en vigencia. Pueden participar generadores existentes e inversionistas que comprometan nuevas plantas.
- Regulador calcula una curva de demanda de energía firme para la subasta.
- Regulador asigna los pagos de los consumos en un cargo por confiabilidad.



## 5.4 Ejemplos implementados en el mundos IV

### • Pagos por Potencia en Chile, Perú:

- No operan con bolsa de energía. Mercado spot de operación a mínimo costo, cerrado a los generadores. Se determinan balances y transferencias.
- Regulador determina margen de reserva.
- Capacidad a remunerar es demanda máxima agregada más margen de reserva.
- Esto, dentro de un periodo de medición.
- Consumos pagan su parte de dicha capacidad en función de sus consumos en coincidencia con las máximas demandas del sistema.
- Precio fijado por el regulador como la anualidad de la turbina más económica para suministrar potencia.
- Capacidad de cada planta es determinada por modelos probabilísticos e información histórica, por el operador de mercado.
- Modelos son reglamentados por el regulador.
- Se ajusta capacidad y/o precio para producir coincidencia entre oferta y demanda.
- En mercado se producen balances y transferencias de potencia en relación a contratos.



## 5.4 Ejemplo Cálculo de Pfirmes en Perú

Parque es dividido en térmico e hidráulico

### Energía Hidráulica

- Modelo probabilístico de caudales, individual y colectivo. Modelo de ajuste de una distribución Log-Normal para la energía generada.
- Se obtiene Energía hidráulica conjunta para un nivel de probabilidad de excedencia.
- Para la energía conjunta se ajustan los modelos individuales para encontrar la energía individual que aporta a la conjunta.

$$\left\{ E_U^{HTot} / Pb(E^{HTot} \geq E_U^{HTot}) = PEH \right\}$$

### Potencia Térmica Preliminar

- Modelo probabilístico de convolución de estados probables de disponibilidad conjunta.
- Se obtiene Potencia Térmica para un nivel de probabilidad de excedencia.

$$\left\{ P_{UT}^{TTot} / Pb(E^{TTot} \geq P_{UT}^{TTot}) = PPT \right\}$$

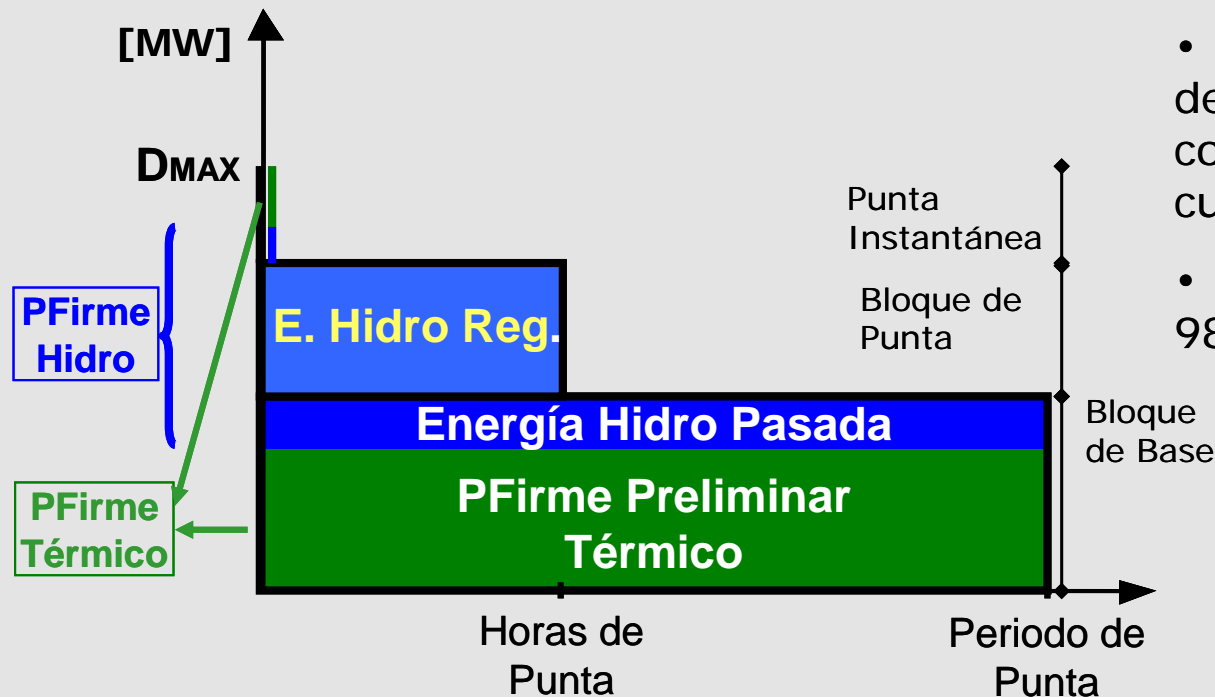




## 5.4 Ejemplo Cálculo de Pfirmes en Perú II

### Llenado de una curva de duración de 3 bloques

- Se divide la curva de duración en tres bloques (Base, Punta y Punta Instantánea).
- Se impone que probabilidades de excedencia de potencia térmica y energía hidráulica sean iguales.
- Pfirmes Preliminar térmica se dispone en la base.



- Se ajustan las probabilidades de excedencia para buscar coincidencia con energía de la curva.
- Límites de probabilidad 80% y 98%.



## 5.4 Contratos de Largo Plazo y Licitaciones

### Como mecanismo de incentivo a la nueva generación:

- Consumidor busca asegurar abastecimiento futuro.
- Inversionista busca asegurar ingresos para viabilizar inversión en nuevas plantas.
- En Chile parece novedad, pero existió desde un principio.
- Grandes clientes contratan y/o licitan regularmente.
- Pequeños clientes, representados por la distribuidora, licitaban consumo a precio regulado.
- La novedad se introdujo el 2005: el precio es parte de la oferta.
- Se promueve licitación conjunta de distribuidoras para incrementar volumen y favorecer la inversión en nuevas plantas generadoras.
- Mecanismo existente también en Brasil.
- Problemas:
  - Distribuidora carece de incentivos para conseguir buenos resultados en licitaciones.
  - Diseño del mecanismo de subasta.