

IEE3393 Economía de la Energía y del Medio Ambiente

Pauta ayudantía Tarea 1

Cristián Muñoz y Joaquín La Rosa

Agosto 2024

El video de la ayudantía pueden encontrarla en el siguiente enlace: Video Ayudantía

Tomen los supuestos presentados en esta ayudantía como una guía para la Tarea 1. Estos supuestos están diseñados para simplificar el modelo de optimización que deben desarrollar

1 Introducción

La planificación de sistemas eléctricos es una tarea compleja que involucra decisiones críticas sobre la capacidad de generación, los costos asociados y la demanda futura. El objetivo de este modelo es minimizar el costo total de abastecimiento de energía durante un horizonte de 40 años, considerando factores como las inversiones en nueva capacidad, los costos operativos, y las posibles fallas en el suministro.

2 Conjuntos

El modelo se organiza en torno a varios conjuntos que estructuran las decisiones y parámetros:

- **CENTRALES:** Conjunto de tecnologías de generación no hidroeléctricas (carbón, gas natural, diésel, eólica). Cada tecnología tiene costos y disponibilidades diferentes, lo que las hace más o menos atractivas en distintas circunstancias.
- **BLOQUES:** Conjunto de bloques de demanda (punta, media, base) que representan diferentes niveles de consumo de energía a lo largo del año. El consumo no es constante y varía según la hora del día y la temporada, lo cual es capturado por estos bloques.
- **T:** Conjunto de años en el horizonte de planificación. Este horizonte de 40 años permite evaluar el impacto a largo plazo de las decisiones de inversión y operación.

Definir estos conjuntos es esencial para modelar las interacciones entre tecnologías, niveles de demanda y la evolución del sistema en el tiempo.

3 Función Objetivo

La función objetivo del modelo busca minimizar el costo total de abastecimiento de energía, desglosado en tres componentes principales: Inversión, Operación, y Fallas.

3.1 Inversión

$$\sum_{a=1}^T \frac{1}{(1+r)^a} \left[ahN \cdot PHN_a + \sum_{i \in \text{CENTRALES}} an_i \cdot PT_{i,a} \right]$$

Este término representa el costo total de inversión durante el horizonte de planificación, ajustado por el valor temporal del dinero.

- $\frac{1}{(1+r)^a}$: Factor de descuento que ajusta los costos futuros a su valor presente. Un valor r del 10% significa que el valor de los costos incurridos en el año a se reduce en función del número de años que pasan, reflejando que los costos futuros tienen menos peso que los costos actuales.

En finanzas, existe el concepto del "valor del dinero en el tiempo", que establece que un dólar hoy tiene más valor que un dólar en el futuro debido a la capacidad de invertir ese dinero y generar rendimientos.

Para incorporar este concepto en nuestro modelo, utilizamos una tasa de descuento, que permite traer los costos futuros al presente. Esto es fundamental para tomar decisiones de inversión informadas que consideren el impacto económico a lo largo del tiempo.

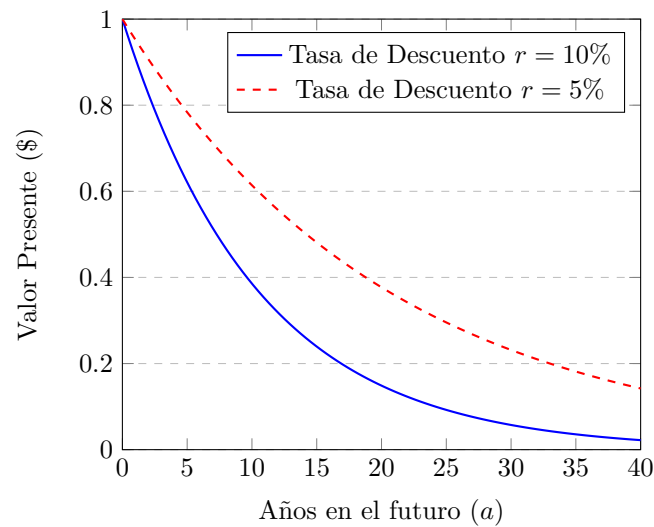


Figure 1: Comparación del factor de descuento con diferentes tasas de descuento

La figura 1 muestra cómo el valor presente de un dólar disminuye con el tiempo usando dos tasas de descuento diferentes, 10% y 5%. Con una tasa del 10%, el valor presente de los costos en el año 40 es mucho menor que con una tasa del 5%, lo que significa que los costos en años lejanos tienen menos peso en la función objetivo cuando se utiliza una tasa más alta.

La figura 2 muestra cómo una inversión inicial de \$100 crece a lo largo del tiempo a diferentes tasas de interés (5%, 10%, 15%).

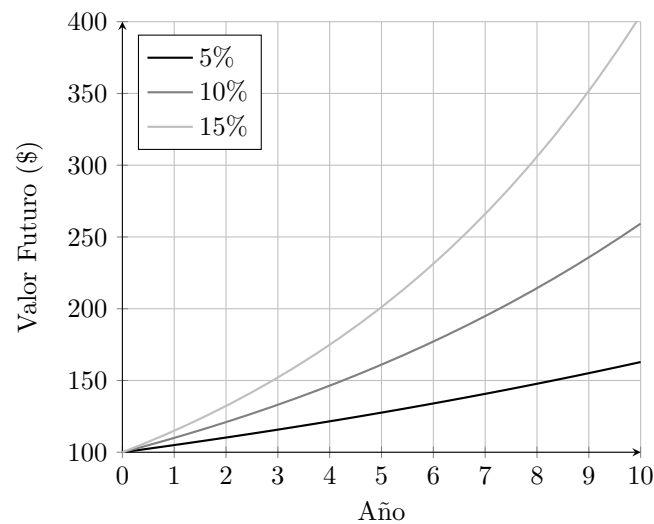


Figure 2: Crecimiento del valor futuro de \$100 a diferentes tasas de interés.

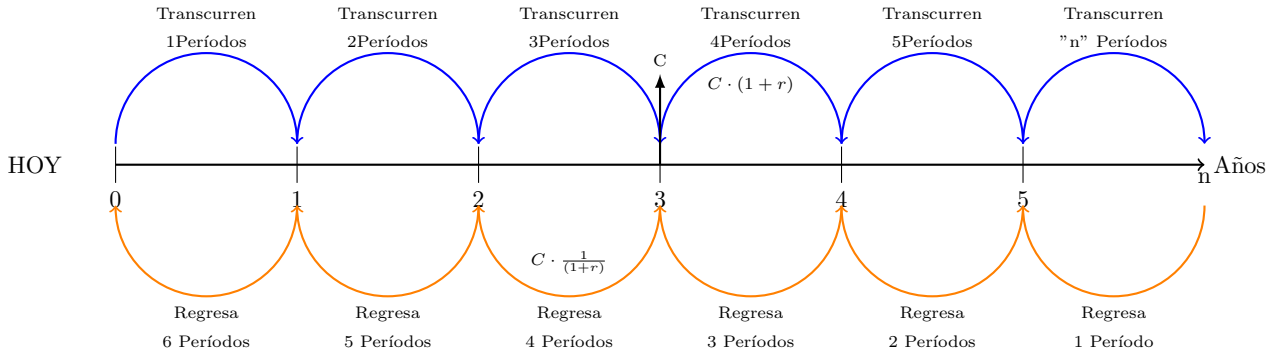


Figure 3: Línea de tiempo para el cálculo de valor presente neto.

En esta línea de tiempo (figura 3), se observa lo siguiente:

Llevar el valor al futuro: Se representa con flechas azules que se dirigen hacia la derecha, indicando cómo el valor del dinero de hoy se lleva al futuro. Este proceso se realiza multiplicando el valor presente por $(1+r)$ por cada año transcurrido. Si el dinero se lleva de hoy hasta un año específico T , se multiplica por $(1+r)^T$.

Traer el valor al presente: Representado por flechas naranjas que se dirigen hacia la izquierda, lo que muestra cómo se descuenta el valor futuro para traerlo al presente. Para hacer esto, se divide el valor futuro por $(1+r)$ para un solo año, y si se quiere traer desde un año específico T , se usa la fórmula $\frac{1}{(1+r)^T}$.

- $ahN \cdot PHN_a$: Costo anualizado de inversión para nuevas hidroeléctricas en el año a . Las hidroeléctricas, aunque requieren una alta inversión inicial (2360 US\$/kW), tienen costos operativos muy bajos, lo que las hace atractivas a largo plazo.
- $\sum_{i \in \text{CENTRALES}} an_i \cdot PT_{i,a}$: Costo anualizado de inversión para otras tecnologías en el año a .

3.2 Operación

$$\sum_{a=1}^T \frac{1}{(1+r)^a} \left[\sum_{i \in \text{CENTRALES}} \sum_{k \in \text{BLOQUES}} cv_i \cdot GT_{i,k,a} \right]$$

Este término cubre los costos operativos, que dependen de la cantidad de energía generada por cada tecnología.

- $cv_i \cdot GT_{i,k,a}$: Costo variable de generación para la tecnología i en el bloque k durante el año a . Por ejemplo, las plantas de gas natural, aunque tienen un menor costo de inversión, tienen un costo operativo mucho más alto (68 mills/kWh), lo que puede hacerlas menos competitivas en comparación con tecnologías como la eólica o hidroeléctrica, que tienen costos operativos nulos.

3.3 Fallas

$$\sum_{a=1}^T \sum_{k \in \text{BLOQUES}} \frac{1}{(1+r)^a} \cdot cvFall a \cdot GFalla_{k,a}$$

Este término penaliza las fallas en el suministro, es decir, la energía no cubierta en los diferentes bloques de demanda.

- $cvFall a \cdot GFalla_{k,a}$: Costo asociado a no cubrir la demanda en el bloque k durante el año a . Este costo es considerable (505.5 mills/kWh) y está diseñado para incentivar al modelo a evitar fallas en el suministro, que podrían tener graves consecuencias económicas y sociales.

4 Restricciones

Las restricciones son fundamentales para asegurar que la solución obtenida no solo minimice los costos, sino que también sea operativamente viable y respete las limitaciones físicas del sistema.

4.1 Demanda de Energía

$$\left(GHN_{k,a} + GHE_{k,a} + \sum_{i \in \text{CENTRALES}} [GT_{i,k,a} \cdot (1 - cpr_i)] + GFalla_{k,a} \right) \cdot \frac{1000}{1 + perdTx} \geq D_{k,a} \cdot t_k$$

Esta es la restricción más importante del modelo, ya que asegura que la energía generada, junto con las fallas, cubra la demanda en cada bloque de demanda k y en cada año a . Aquí desglosamos cada componente:

- $GHN_{k,a}$: Energía generada por nuevas hidroeléctricas en el bloque k durante el año a . Las nuevas hidroeléctricas son claves para expandir la capacidad del sistema, especialmente en regiones con abundantes recursos hídricos.
- $GHE_{k,a}$: Energía generada por hidroeléctricas existentes en el bloque k durante el año a . Estas plantas, ya amortizadas, tienen un bajo costo operativo y son altamente eficientes en términos de generación continua.
- $GT_{i,k,a} \cdot (1 - cpr_i)$: Energía neta generada por otras tecnologías después de descontar los consumos propios de cada tecnología i . Los consumos propios, como el 8.5% en plantas de carbón, representan la energía consumida internamente por la planta para su operación, y no está disponible para ser enviada a la red.
- $GFalla_{k,a}$: Energía no cubierta, o falla, en el bloque k durante el año a . Aunque las fallas son costosas, el modelo permite que ocurran si cubrir la demanda resulta demasiado caro.
- $D_{k,a} \cdot t_k$: Demanda total en el bloque k durante el año a , considerando la duración del bloque. Esto representa la cantidad de energía que realmente necesita ser entregada al sistema para satisfacer las necesidades de los usuarios.

En el modelo de optimización, el crecimiento del 5% anual de la demanda de energía se refleja en la definición de $D_{k,a}$, que representa la demanda para el bloque k en el año a . La demanda inicial $D_{k,0}$ crece exponencialmente cada año, y se calcula como $D_{k,a} = D_{k,0} \times (1 + 0.05)^a$, donde a es el número de años desde el inicio del horizonte de evaluación. Este crecimiento se incorpora directamente en la restricción de demanda de energía, garantizando que el modelo considere el aumento progresivo de la demanda a lo largo del tiempo.

- $\frac{1000}{1 + perdTx}$: Factor que ajusta la generación para compensar las pérdidas de transmisión, asegurando que la energía entregada al sistema cubra la demanda efectiva.

Desglose del término:

- $perdTx$ representa las pérdidas por transmisión en el sistema. Por ejemplo, si las pérdidas son del 4%, entonces $perdTx = 0.04$.
- $1 + perdTx$ ajusta la demanda considerando que no toda la energía generada llega al usuario final. Si $perdTx = 0.04$, entonces $1 + perdTx = 1.04$.
- $\frac{1000}{1 + perdTx}$ cumple dos funciones:
 - * Convertir la energía de GWh a MWh, ya que $1 \text{ GWh} = 1000 \text{ MWh}$.
 - * Ajustar la demanda que debe ser abastecida considerando las pérdidas de transmisión.

Ejemplo práctico:

Supongamos que la demanda en un bloque $D_{k,a} \cdot t_k$ es de 10,000 MWh, y las pérdidas de transmisión son del 4% ($perdTx = 0.04$).

- Sin pérdidas de transmisión, necesitarías generar exactamente 10,000 MWh.
- Con pérdidas de transmisión, se necesita generar más para que, después de perder el 4%, aún queden 10,000 MWh disponibles para los consumidores.

La restricción de demanda ajusta esto de la siguiente manera:

$$\text{Energía generada total} \cdot \frac{1000}{1.04} \geq 10,000 \text{ MWh}$$

Esto significa que la cantidad total de energía generada multiplicada por el factor de ajuste $\frac{1000}{1.04}$ debe ser al menos igual a la demanda de 10,000 MWh. En esencia, estás asegurando que, después de considerar las pérdidas, aún puedas cumplir con la demanda del sistema.

La clave de esta restricción es garantizar que, para cada año y cada bloque de demanda, la energía disponible más las fallas compensen las pérdidas de transmisión y cubran la demanda proyectada. Sin esta restricción, el modelo podría proponer soluciones que no sean viables en la práctica.

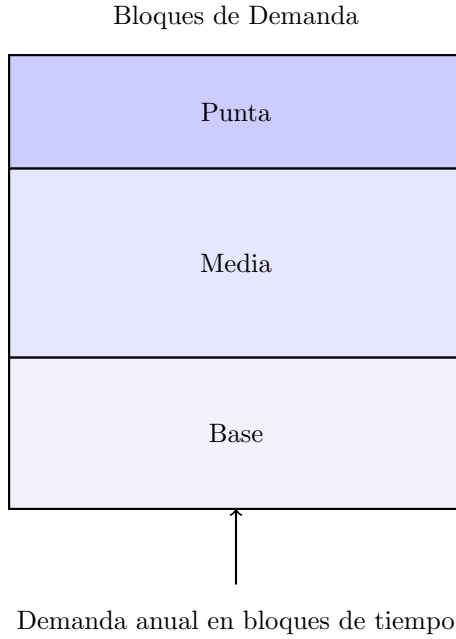


Figure 4: Esquema de los bloques de demanda a lo largo del año

La figura 4 ilustra cómo se divide la demanda anual en diferentes bloques. La restricción de demanda de energía se asegura de que la generación y las fallas cubran la demanda en estos bloques de tiempo.

4.2 Disponibilidad Hidroeléctricas Existentes

$$GHE_{k,a} \cdot 1000 \leq t_k \cdot PHE \cdot fdHidro_k$$

Esta restricción limita la cantidad de energía que las hidroeléctricas existentes pueden generar, asegurando que no excedan su capacidad disponible, ajustada por el factor de disponibilidad correspondiente al bloque de demanda k . Las hidroeléctricas, aunque son altamente eficientes, dependen de la disponibilidad de agua, que puede variar según la temporada.

4.3 Disponibilidad Hidroeléctricas Nuevas

$$GHN_{k,a} \cdot 1000 \leq t_k \cdot PHN_a \cdot fdHidro_k$$

De manera similar, esta restricción controla la generación de nuevas hidroeléctricas, basándose en la capacidad instalada y la disponibilidad. Esta capacidad está limitada por el potencial hídrico máximo (20000 MW), lo que obliga al modelo a considerar cuidadosamente dónde y cuándo expandir la capacidad hidroeléctrica.

4.4 Disponibilidad Otras Tecnologías

$$GT_{i,k,a} \cdot 1000 \leq t_k \cdot PT_{i,a} \cdot fdisp_i$$

Esta restricción asegura que la generación de energía por otras tecnologías no exceda su capacidad disponible, ajustada por el factor de disponibilidad específico de cada tecnología. Por ejemplo, las plantas eólicas, con un factor de disponibilidad del 25%, solo pueden generar energía cuando hay suficiente viento, lo que limita su capacidad efectiva de generación.

4.5 Potencia Existente Tecnologías

$$PT_{i,a} = pot_inst_i$$

Esta restricción fija la capacidad instalada de tecnologías no hidroeléctricas existentes, reflejando que no se pueden modificar durante el horizonte de planificación. Esto es realista, ya que una vez que una planta está construida, su capacidad no puede ser reducida fácilmente.

4.6 Capacidad Creciente en el Tiempo para Hidroeléctricas

$$PHN_{a+1} \geq PHN_a$$

Esta restricción asegura que la capacidad instalada de hidroeléctricas no disminuya con el tiempo, lo cual es consistente con un escenario de expansión. Esto refleja una inversión continua en infraestructura hidroeléctrica, que es necesaria para satisfacer una demanda creciente.

4.7 Capacidad Creciente en el Tiempo para Otras Tecnologías

$$PT_{i,a+1} \geq PT_{i,a}$$

Similar a las hidroeléctricas, esta restricción asegura que la capacidad instalada de otras tecnologías no disminuya con el tiempo, lo cual es lógico en un escenario de crecimiento económico y de la demanda de energía.

4.8 Límite de Recurso Hidroeléctrico

$$PHN_a \leq MaxHidro$$

Esta restricción limita la capacidad total de hidroeléctricas a un máximo de 20000 MW, reflejando las limitaciones físicas y ambientales del recurso hidroeléctrico. Esto obliga al modelo a equilibrar entre la expansión de la capacidad hidroeléctrica y el uso de otras tecnologías.