

Análisis de Decisión en la Planificación de la Expansión del Sistema Eléctrico Mexicano

Sandrine Toupiol, Cecilia Martín del Campo M. y Rubén Ortega C.
Departamento de Sistemas Energéticos, Facultad de Ingeniería,
Universidad Nacional Autónoma de México
Circuito Exterior s/n, Ciudad Universitaria, 04510 México, D. F.
stoupiol@yahoo.fr; cmcm@fi-b.unam.mx; rortega@fi-b.unam.mx

Resumen

En los últimos años, la planificación del Sistema Interconectado Nacional se ha orientado principalmente a tecnologías de ciclo combinado, contribuyendo al establecimiento de un sistema de generación poco diversificado y dependiente de la disponibilidad y volatilidad de los precios de gas natural. Por otro lado, el sistema eléctrico sigue expandiéndose sin considerar las emisiones de gases provenientes de la generación eléctrica y la participación significativa de las tecnologías renovables y nucleares en la producción de electricidad como parámetros determinantes para la planificación a largo plazo, por lo que los planes desarrollados son económicamente atractivos pero no contribuyen al respeto del medio ambiente, al desarrollo sustentable, ni a la diversificación. Con base a lo anterior, se propuso en este trabajo desarrollar esquemas viables para la expansión a largo plazo del Sistema Interconectado Nacional (periodo 2005-2024), recurriendo al modelo de planeación uninodal que usa actualmente la Comisión Federal de Electricidad (CFE), es decir el modelo WASP suministrado por el Organismo Internacional de Energía Atómica. Así, se fijó como objetivo proponer dos alternativas de expansión al plan de referencia desarrollado por la CFE en 2005 para el periodo 2005-2024, con el fin de buscar el plan óptimo de estos tres planes no solamente en términos del costo total de generación, sino también en términos del riesgo asociado al precio de gas natural, las emisiones de bióxido de azufre y óxidos de nitrógeno generadas por las plantas del sistema y la diversidad del parque de generación. Para comparar los tres planes desarrollados, se aplicó un análisis de decisión de criterios múltiples basado en el criterio de Savage. Finalmente, a partir de este análisis, se propuso determinar si el plan de mínimo costo representa la mejor opción a largo plazo o si conviene más expandir el sistema basándose en un plan que represente el mejor compromiso costo-riesgo-emisiones-diversidad.

1. INTRODUCCIÓN

En México, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) se encarga de planear la expansión del sistema eléctrico a largo plazo y, según el plan de referencia que desarrolló en 2005 para el periodo 2005-2024, prevé aumentar la capacidad de generación principalmente a base de plantas de ciclo combinado. Éstas son en efecto atractivas desde el punto de vista técnico y económico, ya que sus costos de construcción son relativamente bajos y su eficiencia alta. Sin embargo, la

volatilidad de los precios de gas natural y el aumento mundial de su demanda contribuyen a aumentar los riesgos asociados al uso masivo de este energético. Por otro lado, la toma de conciencia internacional de los impactos negativos de la contaminación sobre el medio ambiente y la salud ha revelado la necesidad de reducir las emisiones de gases provenientes de la generación eléctrica y de favorecer la participación de tecnologías alternativas poco contaminantes en la producción de electricidad.

Actualmente en México, los planes de expansión desarrollados cumplen con el criterio de mínimo costo pero se definen sin considerar los riesgos que conllevan, la reducción de emisiones y la necesidad de diversificar las fuentes de generación como factores determinantes para expandir el sistema y favorecer la entrada de energías alternativas; por lo que son económicamente atractivos pero al mismo tiempo son poco diversificados, presentan muchos riesgos y no contribuyen a la disminución de las emisiones contaminantes.

Por lo tanto, se decidió en este trabajo realizar un estudio de planificación de la expansión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) a largo plazo (periodo 2005-2024), usando el modelo de planeación uninodal WASP-IV (Wien Automatic System Planning Package-Versión IV) del Organismo Internacional de Energía Atómica. Así, se propuso desarrollar dos alternativas de expansión al plan de referencia desarrollado por la CFE para el mismo periodo, con el fin de buscar el plan óptimo no solamente en términos del costo total de generación, sino también en términos del riesgo asociado al precio de gas natural, las emisiones de bióxido de azufre (SO₂) y óxidos de nitrógeno (NO_x) generadas por las plantas del sistema y la diversidad del parque de generación, aplicando un análisis de decisión de criterios múltiples basado en el criterio de Savage. A partir del análisis de decisión, se propone determinar si el plan de mínimo costo representa la mejor opción a largo plazo o si conviene más expandir el sistema basándose en un plan que represente el mejor compromiso costo-riesgo-emisiones-diversidad.

2. METODOLOGÍA

2.1. Planes de Expansión Desarrollados

Con el objetivo de desarrollar un esquema de expansión del SIN que pueda ser adoptado por el país sin ocasionar cambios drásticos en la estructura del parque de generación u oponerse a alguna de las políticas de generación eléctrica existentes, se desarrollaron tres planes para expandir el sistema de generación en el periodo 2005-2024:

- *El plan de referencia, o plan 1*, optimiza la expansión de la generación a partir del año 2009 y corresponde al plan de referencia establecido por CFE en 2005 para el mismo periodo. En éste, no se impone ninguna restricción, por lo que el modelo WASP-IV define su expansión únicamente con el objetivo de minimizar el costo.
- *El plan diversificado limitado en gas natural, o plan 2*, se desarrolló en base al plan 1 pero limitando a partir del año 2009 la adición de capacidad de centrales que utilicen gas natural a la mitad de la capacidad instalada en el plan 1 y favoreciendo la entrada de plantas geotermoeléctricas, hidroeléctricas y eoloeléctricas para aumentar la diversidad del parque de generación.

- *El plan diversificado limitado en gas natural y carbón, o plan 3, se desarrolló en base al plan 1 pero limitando a partir del año 2009 la adición de capacidad de centrales que utilicen gas natural al 50% de la capacidad instalada del plan 1, así como la adición de capacidad de las centrales que usan carbón al 20% de la capacidad instalada del plan 2. También se favoreció la entrada de plantas geotermoeléctricas, hidroeléctricas y eoloeléctricas.*

2.2. Evaluación del Riesgo

Para evaluar el riesgo asociado al precio de gas natural de cada uno de los planes de expansión, se consideraron tres escenarios de precios de gas natural elaborados por SENER, los cuales son:

- *Escenario 1 (E1):* escenario medio de precios de gas natural del Escenario de Precios de combustibles 2005 (EPC 2005) [1],
- *Escenario 2 (E2):* escenario alto de precios de gas natural del EPC 2005, y
- *Escenario 3 (E3):* escenario alto de precios de gas natural del Escenario de Precios de combustibles SENER 2006 [2].

En la Tabla I se presentan los precios medios nivelados de los combustibles considerados en el estudio durante el periodo 2005-2024 (US\$05=Dólares americanos del 2005).

Se optimizaron entonces cada plan de expansión para el escenario E1 y se fijó el programa de expansión de cada uno antes de someterle a los escenarios E2 y E3. El riesgo asociado a la volatilidad del precio de gas natural se midió calculando la diferencia entre el costo más alto y el más bajo de cada plan de expansión, cada uno obtenido para un escenario de precios de combustibles (E1, E2 o E3). Por lo tanto, el riesgo representa el costo adicional asociado a cada plan que se tendría que asumir si el precio de gas natural sube del precio fijado por el escenario E1, al precio fijado por el escenario E2 o al precio fijado por el escenario E3. Se nota que, en este caso, el riesgo se expresa en dólares americanos, sin embargo se considerará a continuación como un número adimensional.

Tabla I. Precio medio nivelado de los combustibles en el periodo 2005-2024

Precio medio nivelado de los combustibles en el periodo 2005-2024		
Tipo de combustible	Precio	Unidad
Uranio	2.43	US\$05/g
Combustóleo	22.50	US\$05/bl
Diesel	39.07	US\$05/bl
Carbón nacional	1.62	US\$05/MillonesBTU
Carbón importado	1.68	US\$05/MillonesBTU
Gas natural - E1	5.01	US\$05/MillonesBTU
Gas natural - E2	6.54	US\$05/MillonesBTU
Gas natural - E3	8.39	US\$05/MillonesBTU
Gas natural licuado	3.58	US\$05/MillonesBTU
Vapor geotérmico	0.42	US\$05/MillonesBTU

2.3. Evaluación de las Emisiones de SO₂ y NO_x

Para calcular los factores de emisión de los contaminantes atmosféricos, se hicieron las consideraciones siguientes:

- *Para el bióxido de azufre*, se usaron los factores provenientes de la NOM-085-ECOL-1994 [3]; así como la ecuación 5 de la misma norma.
- *Para los óxidos de nitrógeno*, se usaron los factores siguientes:
 - Para los ciclos combinados existentes se consideró un factor de emisión de 375 ppm (parte por millón) y para los nuevos uno de 110 ppm (valores provenientes de la NOM-085-ECOL-1994). Expresado en kilogramo de NO_x por 10⁶ kilocalorías [kgNO_x/10⁶kcal], el factor de emisión usado para los proyectos existentes es 0.959 y para los nuevos 0.281.
 - Para las plantas funcionando a base de combustóleo, se usó el factor de emisión de la publicación EPA AP-42, 5^a edición, 1996 [4], cuyo valor es 0.5766 kgNO_x/10⁶kcal.
 - Para las plantas funcionando a base de diesel, se utilizó el factor de emisión de la publicación EPA AP-42, 5^a edición, 1996, cuyo valor es 5.7656 kgNO_x/10⁶kcal.
 - Para las plantas de carbón, se recurrió a mediciones reales de las centrales mexicanas. En este caso, el factor de emisión usado es 14.4 kgNO_x/10⁶kcal.

2.4. Evaluación de las Externalidades Asociadas a las Emisiones de SO₂ y NO_x

A fin de evaluar las externalidades asociadas a las emisiones de SO₂ y NO_x de los tres planes de expansión desarrollados, se usaron los resultados de costos por tonelada de contaminante emitida provenientes del estudio “Evaluación de las externalidades ambientales de la generación termoeléctrica en México” [5]. En este estudio se realizó una primera evaluación de los niveles de concentración de SO₂ y NO_x, de sus efectos en la salud y de las externalidades ambientales asociadas (sin incluir las emisiones “corriente arriba”, ni las resultantes de la exploración, producción y transporte de los combustibles), analizando las 11 zonas del país en las cuales se encuentran las 13 mayores plantas que utilizan carbón o combustóleo como combustible y que generaron cerca de la mitad del total de la electricidad producida en el país en el año 2000. A partir de estos datos, se calculó el costo promedio por tonelada de contaminante emitida: para el SO₂, se encontró un valor de 280.96 US\$05 por tonelada emitida y, para el NO_x, un valor de 254.66 US\$05 por tonelada emitida.

2.5. Evaluación de la Diversidad

El índice Shannon-Weiner o índice Stirling se calculó de la manera siguiente:

$$I_{S-W} = \sum_{i=1}^N -p_i \times \ln(p_i) \quad \text{Con} \quad p_i = \frac{P_i}{P_{total}} \quad (1)$$

Donde p_i es la proporción de la capacidad instalada de las tecnologías usando el combustible de tipo i ; P_i es la capacidad instalada de las tecnologías usando el combustible de tipo i y P_{total} es la capacidad total instalada en el sistema.

Se nota que un sistema con una diversidad menor que 1 es muy concentrado y depende

únicamente de un combustible. Un sistema tal es obviamente muy dependiente y vulnerable a cualquier limitación en el suministro de sus energéticos. Al contrario, un sistema con una diversidad mayor que 2 usa varios tipos de combustibles sin que uno sea predominante; por lo tanto, puede ser considerado como seguro, aún cuando el suministro de uno de los combustibles sea comprometido.

2.6. Parámetros Considerados

Por lo anterior, cada plan de expansión se caracteriza por cuatro criterios, los cuales son:

- *Su costo total de generación*: acumulado al año 2024 y obtenido por el escenario E1.
- *Su riesgo*: se asocia a la volatilidad de los precios de gas natural.
- *Su nivel de emisión*: se consideran las externalidades asociadas a las emisiones de SO₂ y NO_x producidas por todas las plantas del sistema.
- *Su diversidad*: se mide mediante el cálculo del índice Stirling.

2.7. Análisis de Decisión

Dado que el estudio tiene como objetivo buscar el plan de expansión óptimo en términos de cuatro parámetros, se necesitó recurrir a un análisis de decisión de criterios múltiples para poder compararlos. Por lo tanto, se decidió relacionar los criterios por pares (cuatro parámetros generan seis pares diferentes) y buscar el óptimo de los tres planes en términos de cada par de criterios aplicando el criterio de Savage. Una vez que se tuvieron dichos planes óptimos, seis en total, se pudo determinar el plan que supera a los demás en términos de los cuatro parámetros y, así, determinar el plan óptimo en términos de todos los criterios.

En este caso, el arrepentimiento se asocia a la distancia métrica entre cada plan y un plan considerado como referencia en una gráfica bidimensional, cuya abscisa corresponde a un parámetro y ordenada al otro parámetro comparado. Por lo tanto, el arrepentimiento mínimo corresponde a la distancia métrica mínima y el plan más cercano geoméricamente al plan de referencia es el óptimo en términos de los dos criterios estudiados. El plan tomado como referencia corresponde al plan ideal que se podría obtener para estos dos criterios, es decir al plan que tenga por coordenadas los valores mínimos de abscisa y ordenada de los planes estudiados, tomados de manera aislada.

3. CONSIDERACIONES DE SIMULACIÓN

3.1. Sistema de Generación Existente

Se consideró como sistema existente la capacidad efectiva instalada en el SIN a diciembre del 2004, así como las adiciones de capacidad programadas en 2005. También se consideraron como adición al sistema existente las plantas definidas hasta el 2009 en el documento “Programa de Requerimientos de Capacidad 2005-2014” [6]; así como los proyectos firmemente comprometidos posteriores a este año, como las conversiones, repotenciaciones, rehabilitaciones,

modernizaciones, los proyectos de los productores independientes de energía, de los autoabastecedores, los proyectos de generación distribuida y los proyectos eoloelectricos e hidroelectricos. También se tomaron en cuenta el programa de diferimiento de obras en construcción y el programa de retiros.

3.2. Plantas Candidatas para la Expansión del Sistema Eléctrico

Para seleccionar las tecnologías y el tipo de plantas que se propusieron como proyectos candidatos en el modelo WASP-IV, se consideraron los proyectos económicamente viables reportados en el “COPAR de Generación 2005” [7] y en el “COPAR de Nuevas Tecnologías” [8] y se establecieron las curvas de selección de tecnologías (“*Screening Curves*”) con el fin de determinar cuáles son las más atractivas para la expansión. Este método permite en efecto comparar gráficamente los costos anuales de generación a plena carga de las diferentes tecnologías en función del factor de planta. De las curvas se dedujo que las tecnologías más competitivas para expandir el sistema son las eoloelectricas, nucleares, carboelectricas y de ciclo combinado. Para seleccionar las demás tecnologías candidatas, se recurrieron a los catálogos de proyectos térmicos, hidroelectricos, geotermoelectricos y eoloelectricos incluyendo estudios de diseño, factibilidad y prefactibilidad, cuyas características y datos técnicos se describen en el POISE 2005 [9]. Las plantas candidatas que se seleccionaron se presentan en la Tabla II. Se precisa que las plantas térmicas de tipo CC2 funcionan a base de gas natural, mientras las de tipo CC3 usan gas natural licuado.

Tabla II. Plantas térmicas e hidroelectricas candidatas

Plantas térmicas candidatas		
Tecnología	Abreviación	Potencia bruta ISO (MW)
Nuclear (ABWR)	NUCL	1356
Térmica convencional	VAPC	700
Carboeléctrica supercrítica	CARB	665
Turbogás aeroderivada a gas	TG	42.6
Ciclo combinado mediano	CC1	581
Ciclo combinado grande	CC2	776
Ciclo combinado grande	CC3	776
Geotermoelectrica (Tipo)	GEOT	107.8
Eoloelectrica	EOLI	101
Plantas hidroelectricas candidatas		
Proyecto	Abreviación	Potencia Bruta (MW)
El Cajón	HIDA	748
Ampliación Balsas	HIDA	600
Tufanito	HIDA	70
La Parota	HIDA	897
La Yesca	HIDB	746
Pozolillo	HIDB	494
Madera	HIDB	276
Rio Moctezuma	HIDB	120

3.3. Consideraciones Técnicas

A continuación se presentan las principales consideraciones que se hicieron para simular la expansión de los planes desarrollados con el modelo WASP-IV:

- *Disponibilidad del parque de generación:* Para las centrales existentes de CFE y Luz y Fuerza del Centro, se consideró una disponibilidad de 81%; para los productores independientes y autoabastecedores se consideraron disponibilidades de 90% y 85% respectivamente y para las centrales hidroeléctricas de 87.5%.
- *Margen de reserva:* Se consideró un margen de reserva del 27% y un margen de reserva operativo del 6%.
- *Restricción del LOLP (Loss of Load Probability o Probabilidad de Pérdida de Carga):* Se consideró que el sistema es confiable cuando el LOLP no rebasa los tres días por año, es decir un valor de 0.8219%.
- *Costo de energía no servida:* Se consideró un costo de energía no servida de 1.5 US\$/kWh.
- *Consideraciones de programación:*
 - En las simulaciones, los costos están expresados en dólares constantes del 2005 y la tasa de descuento empleada es 12 %.
 - Para simular la expansión del sistema eléctrico nacional, se consideró un periodo de estudio de 22 años (periodo 2005-2027) y un periodo de planeación de 19 años (periodo 2005-2024).
 - El estudio es mensual y se consideraron tres condiciones hidrológicas, las cuales son: una temporada seca con una probabilidad de ocurrencia de 19.06%, una mediana con una probabilidad de 58.67% y una húmeda con una probabilidad de 22.27%.

A partir de estas consideraciones, se simuló la operación del sistema eléctrico con el programa de expansión WASP-IV para determinar la participación de cada una de los centrales existentes y candidatas en la generación de electricidad, así como los requerimientos de combustible para este fin.

4. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES

4.1. Expansión del Parque de Generación

Como se observa en la Tabla III y en las Figuras 1, 2 y 3, el plan 1 crece principalmente a base de ciclo combinado (83% de la generación total en el año 2024), mientras los planes 2 y 3 son razonablemente diversificados, aunque todavía muy dependientes de la tecnología de ciclo combinado (58% y 51% de la generación total respectivamente). Por razones de suministro y disponibilidad de combustibles y en términos de riesgo, los planes 2 y 3 son más atractivos.

Tabla III. Expansión acumulada de los tres planes al año 2024

Plantas candidatas		Expansión acumulada al año 2024										
		NUCL	VAPC	CARB	TGIG	CC1	CC2	CC3	GEOT	EOLI	HIDA	HIDB
Número de plantas	Plan 1	0	0	1	4	12	64	0	1	5	2	1
	Plan 2	4	21	11	3	8	32	1	2	20	4	4
	Plan 3	14	10	2	4	9	32	1	2	20	4	4

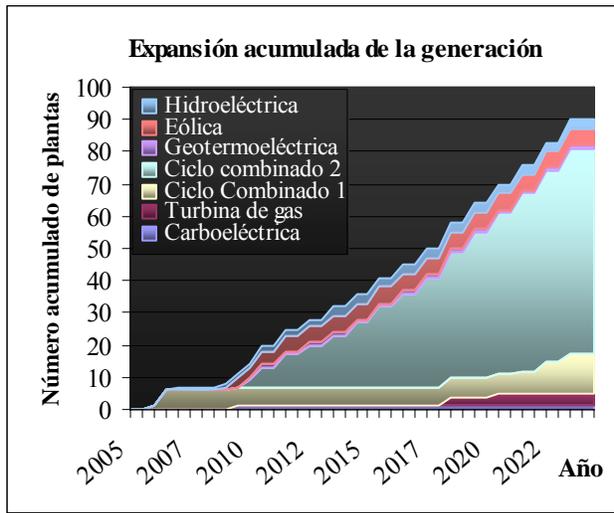


Figura 1. Expansión acumulada - Plan 1

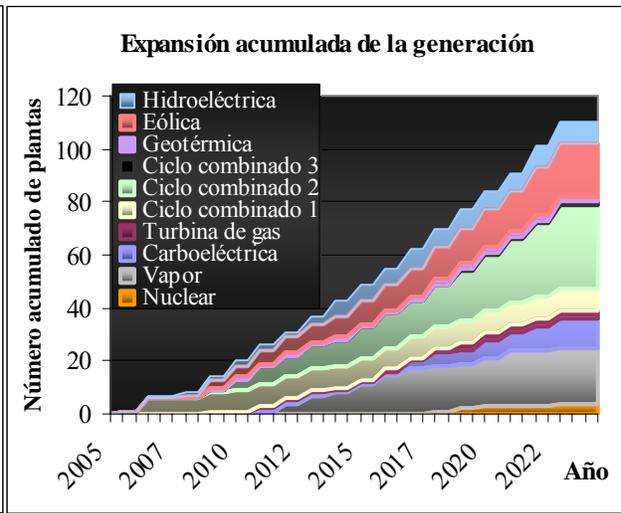


Figura 2. Expansión acumulada - Plan 2

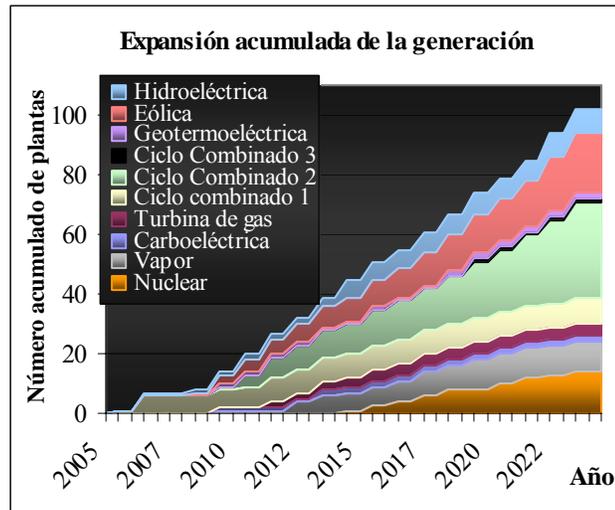


Figura 3. Expansión acumulada - Plan 3

4.2. Capacidad Instalada

Como se observa en la Figura 4, la expansión del plan 1 es muy poco diversificada y muy dependiente de la tecnología de ciclo combinado y, por consecuencia, del suministro y precio del gas natural. Si se adopta esta expansión, a largo plazo el parque eléctrico podrá generar principalmente a base de gas natural, ya que representa 76% de la capacidad instalada al cierre del año 2024.

Como se observa en las Figuras 5 y 6, las expansiones de los planes 2 y 3 son bastante diversificadas y ya no dependen de una sola tecnología. Aunque las tecnologías funcionando a base de gas natural sigan siendo las de mayor crecimiento a lo largo del estudio (representan 47% y 48% de la capacidad instalada al cierre del 2024 para los planes 2 y 3 respectivamente), las

demás crecen también de manera significativa: en particular, para el plan 2, las que funcionan a base de combustóleo (17% de la capacidad instalada), carbón (12%), uranio (7%) y energía hidroeléctrica (15%); y para el plan 3, las que funcionan a base de uranio (20% de la capacidad instalada), energía hidroeléctrica (15%), combustóleo (9%) y carbón (6%).

Las capacidades instaladas al cierre del 2024 son de 92,757 MW para el plan 1, 81,651 MW para el plan 2 y 82,165 MW para el plan 3; mientras que la generación total en el año 2024 es de 548,396 GWh para el plan 1, 548,388 GWh para el plan 2 y 548,382 GWh para el plan 3.

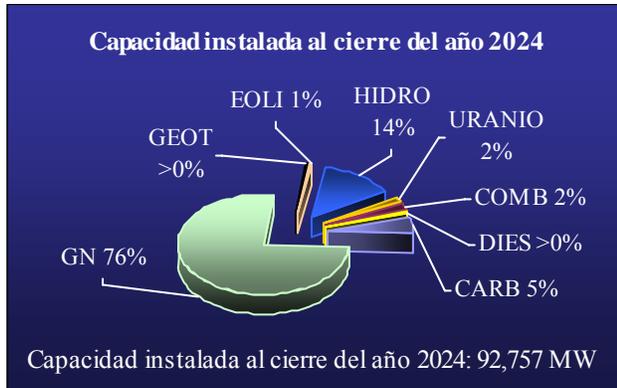


Figura 4. Capacidad instalada - Plan 1

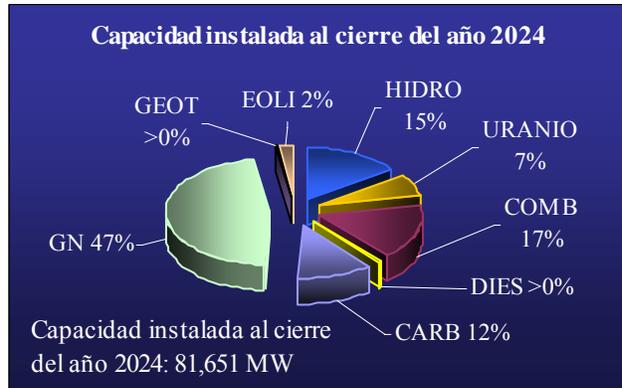


Figura 5. Capacidad instalada - Plan 2

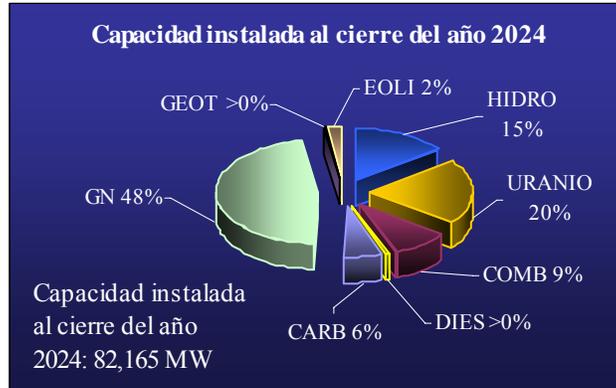


Figura 6. Capacidad instalada - Plan 3

4.3. Costos de Generación

La Tabla IV presenta la función objetivo acumulada al año 2024, calculada por el modelo WASP-IV para cada plan de expansión y cada escenario de precios de combustibles, la cual suma los costos de construcción, energía no servida, operación y mantenimiento y el valor de rescate. De ésta, se nota que, para el E1, el plan 1 es el más económico, mientras los planes 2 y 3 resultan 4.7% y 4.4% más caros respectivamente. Para el E2, los tres planes tienen un costo total de generación aproximadamente igual, aunque el plan 1 sea un poco más económico: los planes 2 y

3 son 1.6% y 1.2% más caros respectivamente. Para el E3, los tres planes tienen también un costo total de generación aproximadamente igual, aunque esta vez el plan 3 sea el más económico: los planes 1 y 2 son respectivamente 1.8% y 0.7% más caros. Por lo tanto, en términos de costo total de generación, conviene recurrir al plan 1 para los escenarios E1 y E2 y al plan 3 para el escenario E3.

Tabla IV. Función objetivo acumulada al 2024

Plan	Función objetivo acumulada al 2024 (en miles de dólares del 2005)		
	E1	E2	E3
1	78,981,501	91,762,424	114,775,017
2	82,699,416	93,256,646	113,535,012
3	82,508,056	92,904,774	112,772,946

4.4. Cantidad de Emisiones Generadas y Externalidades Asociadas

Según la Figura 7, el plan que menos emite, tanto SO₂ como NO_x, es el plan 1 con 22,500 y 11,500 kT (kilotoneladas) producidas a lo largo del estudio respectivamente. Le sigue el plan 3 con 31,670 kT de SO₂ y 10,170 kT de NO_x emitidas y, finalmente, el plan 2 con 39,800 kT de SO₂ y 11,260 kT de NO_x emitidas. Se observa que las emisiones de NO_x son semejantes para los tres planes.

A partir de la cantidad de emisiones calculadas con el modelo WASP-IV, se calcularon las externalidades asociadas a las emisiones de SO₂ y NO_x. Para el plan 1, se encontró que las externalidades acumuladas asociadas a las emisiones de SO₂ y NO_x alcanzan respectivamente 6,320 millones de dólares del 2005 (MUS\$05) y 2,930 MUS\$05, es decir un total de 9,250 MUS\$05. Éste representa el 11.7% del costo total de generación para el escenario E1. Estos valores podrían ser el incremento en los precios de referencia si se internalizaran los costos de las externalidades en los de generación. De manera similar para el plan 2, se encontró que las externalidades acumuladas asociadas a las emisiones de SO₂ y NO_x alcanzan respectivamente 11,180 MUS\$05 y 2,870 MUS\$05, es decir un total de 14,050 MUS\$05. Éste representa el 16.9% del costo total de generación para el escenario E1. Finalmente para el plan 3, se encontró que las externalidades acumuladas asociadas a las emisiones de SO₂ y NO_x alcanzan respectivamente 8,900 MUS\$05 y 2,590 MUS\$05, es decir un total de 11,490 MUS\$05. Éste representa el 13.9% del costo total de generación para el escenario E1. En las simulaciones, para representar la cantidad de emisiones generadas por cada uno de los planes, se consideraron únicamente las externalidades totales acumuladas al año 2024.

4.5. Diversidad

Según la Figura 8, los planes 2 y 3 se caracterizan por un nivel de diversificación parecido y casi constante a lo largo del estudio: tienen un índice Stirling de 1.2736 y 1.2349 respectivamente. El sistema del plan 2 depende de tres tipos de combustibles, los cuales son gas natural, carbón y combustóleo; mientras que el del plan 3 depende del gas natural, uranio y combustóleo. Al contrario, la diversidad del plan 1 tiende a disminuir a lo largo del estudio pasando de 1.256

en 2005 a 0.5360 en 2024, haciendo del plan 1 un sistema muy concentrado y totalmente dependiente de un tipo de combustible, el gas natural.

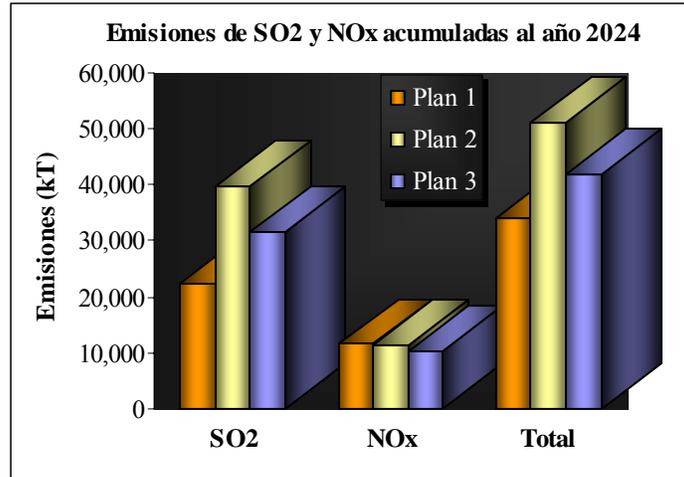


Figura 7. Emisiones acumuladas de SO₂ y NO_x

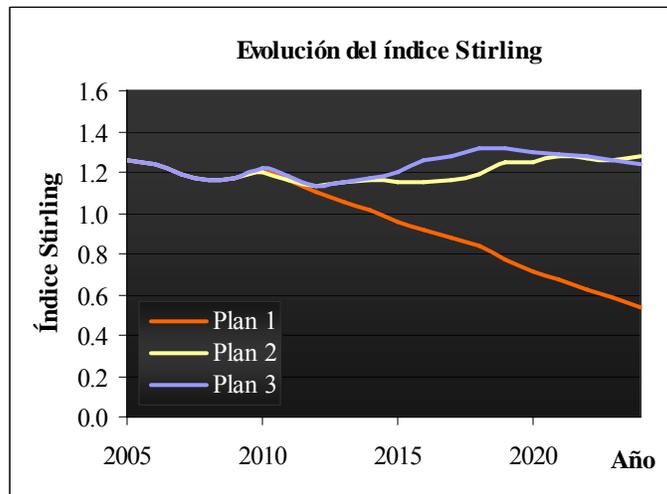


Figura 8. Evolución del índice Stirling

4.6. Evaluación del Riesgo

Para el plan 1 se encontró un riesgo de 35,793,516, para el 2 de 30,835,596 y para el 3 de 30,264,890. Por lo tanto, el plan de mayor riesgo asociado es el plan 1, mientras el plan de menor riesgo asociado es el 3. El riesgo relativo calculado para los planes 1 y 3 es de 5,528,626, es decir que expandir el sistema de generación siguiendo el plan 1 es potencialmente 18.3% más arriesgado que expandirlo con base al plan 3. Por otro lado, se nota que los riesgos asociados a los planes 2 y 3 son parecidos: esto se debe principalmente a que los dos presentan el mismo esquema de diversidad.

5. RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE DECISIÓN

Según lo encontrado, no hay un plan óptimo en términos de todos los criterios: el plan 1 es el más económico y el que menos emite SO₂ y NO_x, el plan 2 es el más diversificado y el plan 3 es el de menor riesgo. Por lo tanto, se necesita recurrir al análisis de decisión de criterios múltiples para buscar el plan óptimo en términos de todos los criterios. Dado que el orden de magnitud de cada parámetro es diferente, se decidió normalizar los valores asociados a cada criterio obtenidos para los tres planes, con el fin de que esta diferencia no interfiera en el cálculo de la distancia geométrica que separa cada uno de los planes al de referencia y, por lo tanto, en la selección del plan óptimo en términos de cada par de criterios.

En la Tabla V se presentan los resultados obtenidos. Se nota que los tres planes son atractivos en términos de costo, riesgo, emisiones y diversidad, ya que cada uno es óptimo en un tercio de los casos cuando se comparan los planes en términos de cada par de criterios. También se observa que el plan 3 nunca es el menos óptimo; que el plan 2 puede ser óptimo, sub-óptimo o menos óptimo con la misma probabilidad; mientras que el plan 1 tiene mayor probabilidad a ser el menos óptimo que el óptimo.

Por otro lado, en las tres comparaciones Costo/Diversidad, Riesgo/Emisiones y Riesgo/Diversidad, el plan 3 resulta ser el segundo plan óptimo. Sin embargo, en estos casos, es solamente 1.38, 2.59 y 2.47% más alejado respectivamente del plan de referencia que el plan óptimo correspondiente. Por lo tanto, en estos tres casos, el plan 3 es casi óptimo. Por lo anterior, se puede considerar que el plan 3 es óptimo en dos ocasiones y casi óptimo en tres, es decir óptimo en cinco casos de un total de seis. Por lo tanto, supera a los demás en términos de los cuatro parámetros y, entonces, es el plan óptimo en términos de costo, riesgo, emisiones y diversidad. El segundo plan óptimo encontrado es el plan 2, seguido por el plan 1.

Tabla V: Plan óptimo

Planes óptimos en términos de cada par de criterios	Costo	Emisiones	Diversidad	Riesgo
Costo	x	Plan 1	Plan 2	Plan 3
		Plan 3	Plan 3	Plan 2
		Plan 2	Plan 1	Plan 1
Emisiones	-	x	Plan 3	Plan 1
			Plan 2	Plan 3
			Plan 1	Plan 2
Diversidad	-	-	x	Plan 2
				Plan 3
				Plan 1
Posición en la tabla de resultados	Plan 1	Plan 2	Plan 3	Plan óptimo en términos de los 4 parámetros
Primero	2	2	2	Plan 3
Segundo	0	2	4	
Tercero	4	2	0	

6. DISCUSIÓN DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Del análisis de decisión, se encontró que el plan 3, o plan diversificado limitado en gas natural y

carbón, supera a los demás en términos de todos los criterios, seguido por el plan 2 y finalmente el 1, es decir el plan de referencia desarrollado por CFE para el periodo 2005-2024. Por lo encontrado, se puede concluir que no necesariamente conviene expandir el sistema de generación basándose únicamente en el plan de menor costo y, especialmente, cuando éste es muy dependiente de alguna tecnología o combustible. En efecto, aunque el plan de referencia establecido por CFE (plan 1) sea el más económico a corto plazo, puede resultar muy costoso a mediano y largo plazo por falta de suministro de gas natural o alto precio de éste y, además, puede arriesgar la confiabilidad y seguridad del sistema entero por no poder producir la cantidad necesaria de electricidad. Por lo tanto, aunque los resultados encontrados constituyen solamente una primera evaluación, el estudio revela claramente la necesidad de expandir el sistema de generación a partir de un análisis a largo plazo que, además del costo total de generación, tome en cuenta otros parámetros relevantes de la planeación, entre otros el riesgo, la diversidad y las emisiones. Así se podría expandir el sistema de manera confiable, segura y económica para que el sistema sea menos vulnerable a la disponibilidad y precios de algunos combustibles o tecnologías, así como a una próxima reglamentación nacional o internacional de reducción de las emisiones contaminantes para respetar el medio ambiente.

Por otro lado, aunque el plan de referencia establecido por CFE muestra importantes ventajas en términos de reducciones de energía primaria, de emisiones de CO₂, SO₂ y NO_x, de mejora de la eficiencia y disponibilidad del sistema entero, no es la mejor solución en términos ambientales, particularmente en relación al problema del cambio climático, ya que las fugas de metano en gaseoductos hacen de esta tecnología tan contaminante como la carboeléctrica. En su libro “The revenge of Gaia” [10], James Lovelock muestra en efecto que, a lo largo de los miles de kilómetros que separan los sitios de producción de las plantas de generación y de los centros de consumo, parte del gas natural pasa a la atmósfera antes de ser quemado: la mayor parte se escapa en los sitios de producción, mientras parte de las fugas ocurren en los centros de consumo. De acuerdo con el reporte de la Sociedad de las Industrias Químicas del 2004, esa cantidad es del orden del 2 al 4% del gas natural usado anualmente en el mundo. El principal problema es que el metano (CH₄), el principal componente del gas natural, es un gas de efecto invernadero 24 veces más poderoso que el CO₂. Por lo tanto, decir que la quema de gas natural permite reducir a la mitad las emisiones de GEI para la misma producción de energía que la proveniente del carbón es solamente cierto si no se escapa gas natural a la atmósfera desde la fuente de producción hasta las cámaras de combustión.

Por otra parte, al limitar el número de plantas que usan gas natural y carbón, las centrales nucleoelectricas resultaron atractivas para expandir el sistema eléctrico. A lo largo del periodo de planeación, la expansión del plan 3 se conforma en efecto de 14 centrales nucleares. Obviamente, por razones técnicas, económicas y políticas, se limitó el número de proyectos nucleares a dos por año en el periodo 2015-2024. Sin embargo, con estas consideraciones, se logra generar 25% de la demanda a base de energía nuclear y, eso, a bajo costo de operación y sin emitir casi ningún contaminante. Además, las centrales nucleares constituyen una tecnología eficiente, con alta disponibilidad, precios de combustibles bajos y estables, y poco vulnerable a los riesgos.

Por otro lado, la energía nuclear incorpora en sus costos la mayor parte de las externalidades, por lo que, en sus costos de generaciones se incluyen el costo de casi todos los procesos que fueron necesarios para producir un kWh, como los impactos que tal producción puede tener en el medio ambiente. Estudios recientes muestran además que los costos externos de generación de electricidad con energía nuclear son inferiores a los provenientes de tecnologías que utilizan combustibles fósiles y se equiparan con los de fuentes de energía renovables. Según el estudio

“External Costs” de la Comisión Europea [11], si se consideran los impactos de la generación en la salud humana, el ecosistema, el calentamiento global y los materiales, los costos externos promedio para la producción de electricidad en Europa se evalúan a 6.66 centavos de dólar del 2005 por kWh (cUS\$05/kWh) para las tecnologías funcionando a base de carbón, a 6.83 cUS\$05/kWh para las funcionando a base de petróleo, a 2.14 cUS\$05/kWh para las funcionando con gas natural, a 0.46 cUS\$05/kWh para las nucleares, y a 0.17 y 0.5 cUS\$05/kWh para las tecnologías eólicas e hidráulicas respectivamente.

Además, sin la generación nuclear existente, los problemas de efecto invernadero serían más graves, ya que se deberían quemar diario cantidades adicionales de petróleo muchísimo más grandes, o su equivalente en otras fuentes de energía. Por otro lado, al incrementar su utilización, se tendría un efecto positivo al amortiguar la alta volatilidad de los precios de hidrocarburos en los mercados internacionales. Claro, eso podría ocasionar cierta volatilidad de los precios del uranio y de los servicios de conversión y enriquecimiento, sin embargo sería de menor magnitud que la de los hidrocarburos.

En cuanto al respeto del medio ambiente, las centrales nucleares no emiten gases que provocan el efecto invernadero. Sus emisiones gaseosas y líquidas por otro lado están supervisadas por la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias y son reducidas a valores inferiores a los límites que garantizan su inocuidad. Sus residuos sólidos son de un volumen muy bajo y están debidamente confinados y controlados en todo momento por las instituciones oficiales. Por lo tanto, el gobierno, así como las empresas públicas de energía, debería de considerar esta tecnología para la expansión del sistema eléctrico y empezar a desarrollar proyectos de factibilidad para su implementación.

Por otra parte, la futura política energética de todos los países debe estar fuertemente atada a minimizar los gases de efecto invernadero, como primera prioridad, según el Reporte Stern [12] y el último Informe del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático [13]. En efecto, la probabilidad de que no se puedan reducir a niveles marginales las emisiones de gases de efecto invernadero a tiempo es inquietante. Abandonar los combustibles fósiles lo más pronto posible se volvió una necesidad, porque, aunque se haya cruzado la línea de no retorno en términos de cambio climático, el fenómeno empeorará si no se toman hoy en día medidas drásticas. En términos energéticos, esto tiene muchas implicaciones, ya que el aumento de las concentraciones de CO₂ en la atmósfera proviene principalmente del uso de combustibles fósiles. Según el Reporte Stern, para lograr estabilizar la cantidad de gases de efecto invernadero a un rango de entre 500 y 550 ppm de CO₂ equivalente (actualmente es de 430 ppm y crece a más de 2 ppm por año), se necesita entre otros descarbonizar el sector energético mundial al menos al 60% para 2050. Obviamente, los países van a enfrentar este problema de diversas maneras pero acciones individuales ya no son suficientes, ya que cada país es parte del problema. Ahora, es esencial compartir una visión internacional con retos comunes de largo plazo y crear un mecanismo internacional para ayudar a cada país a cumplir con estos objetivos.

Para eso, se necesitará en cada país, además de recurrir a la energía nuclear o a cualquier energía sustentable, aumentar la participación de las energías renovables. Desafortunadamente, en México, la tendencia actual en el sector eléctrico es la de mantener a niveles marginales su participación. Sin embargo, como lo muestra el trabajo, existe la posibilidad para incrementar drásticamente su papel en el mediano y largo plazo, en particular la participación de las energías eólica, hidráulica, geotérmica y solar. No obstante, para realizar estos cambios, se tienen que librar varias barreras que existen en el sector eléctrico mexicano, creando por ejemplo programas de incentivos y financiamiento para hacer factible su uso y accesibles sus costos de inversión.

También existen muchas oportunidades y perspectivas para recurrir a proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) en México. Ya existen convenios de colaboración para la implementación de tales proyectos con varios países, en particular con Italia, Dinamarca, Holanda, Canadá, Francia, España, Austria y el Banco Japonés para la Cooperación Internacional. De hecho, ya se definió una cartera de proyectos MDL en México, compuesta de proyectos de mini hidráulicas, generación eléctrica con viento, gestión de desechos orgánicos, eficiencia energética y reingeniería de proceso, programa nacional para la modernización del auto transporte y de sustitución de motores eléctricos, entre otros. El mercado de MDL constituye una oportunidad que no se puede despreciar, ya que según las estimaciones del Instituto Nacional de Ecología [14], México tiene un potencial de reducción y captura de emisiones cercano a los 81 millones de toneladas de CO₂ por año entre el 2008 y el 2012, lo que se podría traducir en ingresos de más de 480 millones de euros anuales.

REFERENCIAS

1. CFE, *Escenario de Precios de Combustibles 2005*, México (2005).
2. SENER, *Escenario de Precios de combustibles*, México (2006).
3. SEMARNAT, Última revisión publicada en el Diario Oficial de la Federación el 23 de Abril de 2003.
4. EPA, *Air Pollution Emission Factors, Mobile Sources, AP-42*, 5th edition, USA (1996).
5. SEMARNAT, CEPAL, *Evaluación de las Externalidades Ambientales de la Generación Termoeléctrica en México*, LC/MEX/L.644, México (2004).
6. CFE, *Programa de Requerimientos de Capacidad 2005-2014*, México (2005).
7. CFE, *Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión 2005 (COPAR 2005)*, México (2005).
8. CFE, *COPAR de Nuevas Tecnologías 2005*, México (2005).
9. CFE, *Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2004-2013 (POISE 2005)*, México (2005).
10. James Lovelock, *The Revenge of Gaia - Earth's Climate in Crisis and the Fate of Humanity*, Basic Books, U.K. (2006).
11. European Commission, Community Research, *External Costs - Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport*, EUR 20198 (2003).
12. "Stern Review on the Economics of Climate Change", escrito por el economista Nicholas Stern, Asesor del Gobierno Británico y ex-director del servicio económico del Gobierno Británico, www.hm-treasury.gov.uk (2006).
13. Intergovernmental Panel on Climate Change, "Climate Change 2007: The Physical Science Basis - Summary for Policymakers", *Fourth Assessment Report*, Paris (2007).
14. SEMARNAT, INE, *Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero 2002*, INEGEI/2002/1, México (2006).