

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**



**ANALISIS DE RIESGO Y SU IMPACTO EN EL
DESARROLLO DE LOS SISTEMAS DE
TRANSMISION**

TESIS

**PARA OPTAR EL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS
MENCION: SISTEMAS DE POTENCIA**

PRESENTADA POR:

PERCY ALAN PAJAN LAN

LIMA - PERU

2006

EXTRACTO

El sector eléctrico peruano presenta grandes cambios en lo referente a su matriz energética, debido principalmente a la introducción de generación que utilizan el gas de Camisea y a proyectos hidráulicos en la cercanía de Lima. Estos cambios traen como consecuencia una mayor exigencia del sistema de transmisión; sin embargo existe un panorama de poca inversión en nuevas líneas debido en gran parte a la falta de una adecuada planificación que guíe el desarrollo de dichas inversiones.

En el proceso de planificación de la red de transmisión en el horizonte de largo plazo, se debe seleccionar un plan de expansión, tal que, ante las diversas alternativas de expansión de la transmisión y los altos grados de incertidumbre de la demanda, generación e hidrología futura, logre ser un plan óptimo y robusto económicamente, es decir, logre obtener el mínimo costo de operación e inversión y que además tenga un buen desempeño económico considerando todos los escenarios planteados.

La selección del plan de transmisión resulta ser un proceso de gran complejidad que debe ser abordada. Los resultados obtenidos de una selección no sistematizada,

pueden llevar a tomar decisiones afectadas por criterios particulares, no así en la manera sistematizada. En la manera sistematizada, se deben resolver problemas de optimización matemática de grandes dimensiones de tipo combinatorio, complementado con técnicas de mitigación del riesgo económico.

En el presente trabajo, sustentándose en la investigación de la bibliografía sobre la materia, se propone y desarrolla una metodología para la búsqueda de planes de expansión de la transmisión óptimos y robustos. Esta metodología se traduce en una herramienta computacional que considera un modelamiento multiembalse y multinodal, capaz de representar la operación hidrotérmica del sistema eléctrico de potencia peruano (SEIN).

Con fines de evaluar la metodología y herramienta propuesta, se realizan simulaciones a un sistema eléctrico de prueba estándar y finalmente al sistema eléctrico peruano (SEIN), mostrándose ser una metodología adecuada y de gran ayuda en el proceso la planificación del sistema de transmisión peruano.

ABSTRACT

The Peruvian electrical sector presents changes in its power matrix, mainly to the generation introduction that uses the gas of Camisea and to hydraulic projects in the proximity of Lima. These changes bring like consequence a greater exigency of the transmission system; nevertheless exist a panorama of little investment in new transmission lines due to lack of a appropriate planning that guides the development of these investments.

In the long term transmission planning, an expansion plan is due to be selected, so that, before the diverse alternatives of expansion of the transmission and the high uncertainty of the load forecasting, generation and hydrology, we must obtain an optimal and robust plan, that is to say, a plan with minimum cost of operation and investment, and that has a good economic performance considering all the scenes raised.

The selection of the transmission plan turns out to be a process of great complexity that must be analysed. The results of a selection non-systematized, they can take decisions affected by particular criteria, not thus in

the systematized way. In the systematized way, problems of optimization mathematical of great dimensions of type combinatory are due to be solved, complemented with techniques of assuagement of the economic risk.

In this work, on the basis of the investigation of bibliography on the matter, a methodology for the search of plans of optimal and robust expansion of the transmission it was developed. This methodology is translated in a computacional tool that is able to represent the hidrotermic operation of the Peruvian power system (SEIN).

In order to evaluate the methodology and proposed tool, the work made simulations in standard electrical system and in the Peruvian power system (SEIN), concluding that is a suitable methodology and helpful in the process of peruvian transmission network planning.

INDICE

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1	Generalidades	01
1.2	Planteamiento del Problema	02
1.3	Objetivos de la Investigación	05
1.4	Justificación	06
1.5	Alcances y limitaciones	07
1.6	Metodología de trabajo	08

CAPITULO II

PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN Y METODOLOGÍAS DE

BÚSQUEDA DE PLANES DE EXPANSIÓN

2.1	Introducción	11
2.2	Dificultades en la búsqueda de planes de expansión de transmisión	11
2.3	Modelos matemáticos aplicados en la búsqueda de planes de expansión óptimos	13
2.3.1	Modelo Linealizado	15
2.3.2	Modelo de Transportes	18
2.3.3	Modelo Híbrido	19
2.3.4	Modelo Lineal Disyuntivo	21
2.4	Técnicas de optimización	23

2.4.1	Técnicas basadas en descomposición matemática	24
2.4.2	Técnicas basadas en búsquedas meta-heurísticas	34
2.5	Técnicas para el análisis de riesgos económicos y toma de decisiones ante incertidumbres	38
2.6	Planteamiento de una metodología para la búsqueda de planes de expansión	47

CAPITULO III

FORMULACIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA BÚSQUEDA DE PLANES DE EXPANSIÓN

3.1	Introducción	50
3.2	Modelamiento de los sistema eléctricos de potencia	50
3.3	Modelamiento para enlaces candidatos	62
3.4	Aplicación de técnica de optimización	64
3.5	Consideración del riesgo económico	66
3.6	Características de la herramienta desarrollada	69

CAPITULO IV

APLICACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1	Introducción	76
4.2	Aplicación a sistemas de prueba estándares	76
4.3	Aplicación al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)	80
4.3.1	Descripción del Sistema	81
4.3.2	Simulaciones y análisis de resultados	85

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	95
---------------------------------------	-----------

ANEXO A	
DIAGRAMA UNIFILAR DEL SEIN	99
ANEXO B	
DATOS CONSIDERADOS EN LA SIMULACION DEL SEIN	103
ANEXO C	
RESULTADOS OBTENIDOS EN LA SIMULACION DEL SEIN	109
BIBLIOGRAFIA	126

CAPITULO I INTRODUCCIÓN

1.1 Generalidades

El objetivo principal de un Sistema Eléctrico de Potencia es abastecer la potencia y energía requerida por la demanda desde los centros de generación, de una manera económica y segura. El rol que juega la red de transmisión en dicho sistema resulta ser de alta importancia, pues es el que hace viable dicho abastecimiento.

Debido a que los requerimientos de la demanda aumentan constantemente en el tiempo y a que el parque generador se incrementa de manera simultánea, existe la necesidad de que la red de transmisión lleve una adecuada expansión, que es lograda mediante una óptima planificación de la red.

En el proceso de la planificación de la red de transmisión, se deben tomar en cuenta los costos de inversión, las diversas alternativas de expansión de la transmisión y los altos grados de incertidumbre de la demanda, generación e hidrología futura, llevando a disponer de una gran cantidad de combinaciones posibles

para su respectivo análisis, resultando así ser un proceso de gran complejidad en la búsqueda y toma de decisión del plan de expansión.

En la bibliografía sobre la materia, se pueden encontrar diversas metodologías con las cuales se puede lograr sistematizar el proceso de búsqueda y toma de decisión, las cuales, básicamente deben resolver problemas de optimización matemática de grandes dimensiones, no lineales, no convexos y de carácter combinatorios, complementados con la aplicación de técnicas para mitigar el riesgo económico. Si no se toman en cuenta las metodologías y las herramientas adecuadas, se pueden tomar decisiones afectadas por criterios particulares.

En el presente trabajo, se plantea una metodología y se implementa una herramienta computacional para la búsqueda y toma de decisión del plan de expansión de la transmisión óptimo y robusto. De esta forma, se hace factible obtener rápidos y mejores resultados que ante el caso de no contar con ellas.

1.2 Planteamiento del Problema

En el pasado, los sistemas eléctricos estaban integrados en una sola empresa que manejaba todos los sectores de un mercado eléctrico, es decir generación, transmisión y distribución. Sin embargo, la tendencia

mundial ha sido y es, la de separar éstos grandes sectores.

De éstos sectores, la transmisión y la distribución son percibidos como monopolios naturales, debido a las economías de escala de estos negocios, por tanto es en el negocio de generación en donde se desarrolla una fuerte competencia del mercado eléctrico.

Con fines de obtener un eficiente desarrollo de la competencia, es necesario disponer de un libre acceso y no discriminatorio a las redes, que permita que la generación logre transmitir la energía producida sin restricción alguna, de manera confiable. Es por este motivo que se resalta a la transmisión, como un sector que cuenta con un rol muy importante para el desarrollo de los mercados eléctricos.

En el plano nacional, la transmisión no ha tenido una adecuada expansión que vaya a la par del constante crecimiento de la demanda y parque generador. Debido a ello, se hace necesario contar con una eficiente planificación de la red de transmisión para su respectiva implementación.

En la planificación de la red de transmisión, nos encontramos con el proceso de búsqueda y toma de decisión del plan de expansión, el cual resulta ser de gran complejidad por la gran cantidad de combinaciones

posibles debido a las diversas alternativas de expansión y altos grados de incertidumbre de la demanda, generación e hidrología futura. De no contar con un proceso sistematizado, se pueden tomar decisiones afectadas por criterios particulares, en cambio en el proceso sistematizado no se está afectado a éstos. En el proceso sistematizado, básicamente se debe solucionar problemas de optimización matemática y aplicar técnicas para la mitigación del riesgo económico, para así obtener planes óptimos y robustos, es decir el plan que logre obtener el mejor desempeño económico considerando todos los escenarios planteados. El presente trabajo, está en el ámbito de dichos procesos de búsqueda y toma de decisiones en la elección de planes de expansión de una manera sistematizada, por lo cual deberá absolver las siguientes interrogantes de soporte:

- i) ¿Qué motivos dificultan la búsqueda y toma de decisión de un plan de expansión de la transmisión?
- ii) ¿Existen metodologías que logren ayudar en los procesos de búsqueda de planes de expansión de la transmisión óptimos?
- iii) ¿Cómo afecta el riesgo económico en la determinación de un plan de expansión de la transmisión?
- iv) ¿Las metodologías de búsqueda pueden complementarse con otras para lograr mitigar el riesgo económico y

ayudar así en la toma de decisiones con fines de obtener un plan de expansión robusto económicamente?

v) ¿Es posible aplicar éstas metodologías a la operación hidrotérmica que existe en el sistema eléctrico de potencia peruano y obtener así planes de expansión óptimos y robustos económicamente?

vi) ¿Es posible sistematizarlo mediante la elaboración de una herramienta computacional y que a su vez sea accesible al sector eléctrico peruano?.

1.3 Objetivos de la investigación

Los objetivos planteados son los siguientes:

A) Objetivos generales

El presente trabajo tiene como objetivo principal el plantear una metodología e implementar una herramienta computacional para la búsqueda y toma de decisiones para obtener planes de expansión de la transmisión óptimos y robustos económicamente, de una manera sistematizada. La herramienta deberá tener la capacidad de representar Sistemas Eléctricos de Potencia con características hidrotérmicas, tales como el sistema peruano (SEIN).

B) Objetivos específicos

Identificar las dificultades que surgen en el proceso de búsqueda y selección de un plan de expansión de la transmisión.

Identificar y analizar para la búsqueda de planes de expansión de la transmisión.

Identificar y analizar técnicas de optimización matemáticas aplicadas para resolver problemas de gran dimensión y del tipo combinatorio.

Identificar y analizar técnicas para la toma de decisiones ante riesgos económicos.

Aplicar la metodología y herramienta computacional en sistemas de potencia típicos de prueba y en el SEIN.

1.4 Justificación

En la planificación de la red de transmisión, el proceso de búsqueda y toma de decisión del plan de expansión resulta ser un proceso de alta complejidad debido a la gran cantidad de combinaciones posibles a ser analizadas, que en una manera sistematizada se centran básicamente en resolver problemas de optimización matemática y en la aplicación de técnicas para mitigar el riesgo económico.

En el plano nacional, la transmisión no ha tenido una adecuada expansión que vaya a la par del constante crecimiento de la demanda y del parque generador. Para satisfacer dicho requerimiento, resulta necesario contar con una adecuada planificación, y para ello, es necesario contar con una metodología y herramienta adecuadas que

sirva para obtener planes de expansión óptimos y robustos económicamente.

El presente trabajo contribuye con poner a disposición una metodología y herramienta computacional, basada en la bibliografía especializada sobre el tema, con el fin de lograr satisfacer el requerimiento mencionado.

1.5 Alcances y Limitaciones

Este trabajo enfrenta la dificultad existente en el proceso de búsqueda de un plan de expansión óptimo en el planeamiento de la transmisión para el horizonte de largo plazo, proponiendo una metodología que comprende un modelo y técnicas de optimización matemática y de mitigación de riesgos económicos. Esta propuesta se traduce en una herramienta computacional que es capaz de representar sistemas de potencia con operación del tipo hidrotérmica.

La metodología y la herramienta computacional propuesta, puede ser utilizada tanto por las entidades encargadas de la planificación de la transmisión, como también por las empresas eléctricas de generación que estén en la búsqueda de las mejores alternativas para la conexión de sus plantas generadoras existentes o proyectadas.

Cabe resaltar que el modo de remuneración de las redes propuestas en los planes de expansión de la transmisión está en el ámbito normativo y de regulación.

1.6 Metodología de trabajo

Para alcanzar los objetivos del presente trabajo, se desarrolla la metodología mostrada en la Figura 1.1. Las principales etapas de la metodología propuesta son:

- Identificación de las dificultades en el proceso de búsqueda de planes de expansión óptimos en el planeamiento de la transmisión para el horizonte de largo plazo.
- Revisión de metodologías de búsqueda de planes de expansión óptimos y técnicas para la toma de decisiones ante riesgo económicos.
- Identificación y análisis de metodologías de búsqueda de planes de expansión óptimos y técnicas para la toma de decisiones ante riesgos económicos.
- Desarrollo de la formulación que represente de la manera más fiel la operación de sistemas hidrotérmicos, y que sea apropiada para simular al SEIN en el horizonte de largo plazo.
- Desarrollo de la formulación que integre las metodologías de búsqueda y toma de decisiones con la operación de un sistema hidrotérmico.
- Implementación de una herramienta computacional que sistematice los procesos de búsqueda y toma de decisiones ante riesgo económico. Dicha herramienta debe ser capaz de simular sistemas de prueba, como

sistemas tales como el SEIN, en forma simple y didáctica. Con éste fin, se propondrá una herramienta interactiva y gráfica que tenga interrelación con hojas de cálculo.

- Aplicación de la herramienta computacional con la metodología seleccionada a sistemas de prueba, para verificar los resultados obtenidos con artículos relacionados sobre la materia.
- Aplicación de la herramienta computacional a un problema en específico del SEIN.

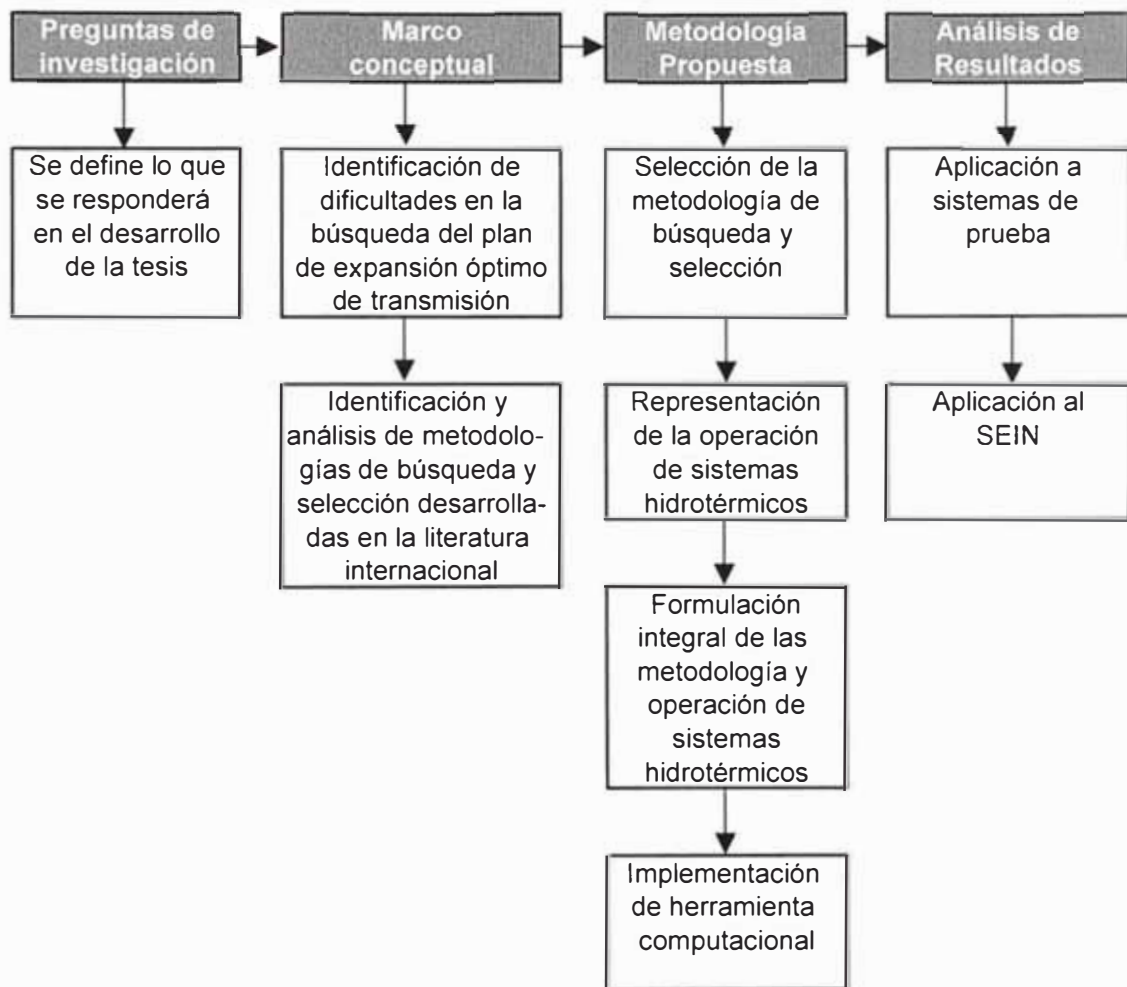


Figura 1.1: Metodología de desarrollo del trabajo

CAPITULO II PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN Y METODOLOGÍA DE BÚSQUEDA DE PLANES DE EXPANSIÓN

2.1 Introducción

En esta sección se identifica la dificultad en la búsqueda y selección de planes de expansión de la transmisión; se analizan los modelos matemáticos propuestos para la búsqueda, así como las técnicas de optimización y de mitigación de riesgos económicos aplicados. Finalmente, basándose en dichos modelos y técnicas, se establecerá una metodología a utilizarse en el presente trabajo.

2.2 Dificultades en la búsqueda de planes de expansión de transmisión

En términos generales, la función de la red de transmisión, es la de hacer posible la transferencia tanto de potencia desde los centros de generación hacia los nodos principales de carga, y el objetivo de la planificación de la transmisión en el horizonte de largo plazo, es el de identificar donde y cuando son necesarios circuitos adicionales para suministrar económicamente la

carga proyectada, estando siempre sujeto a restricciones operativas propias de la red.

El planeamiento es una primera fase busca soluciones en modelos estáticos de la red, que es el ámbito de este trabajo.

Una vez identificado los problemas que puedan ocurrir en la transmisión y que puedan llevar al déficit de generación o sobre-costos operativos, y planteadas las diversas alternativas de expansión de redes que podrían solucionar dichos problemas, se debe desarrollar una metodología tal que seleccione el plan óptimo de expansión, teniendo en cuenta aspectos técnicos y económicos. Para dicha selección se representa la operación del sistema eléctrico como un problema matemático, en donde se debe cumplir la primera y segunda ley de Kirchoff en la red eléctrica para todo el horizonte de análisis planteado, incluso para las alternativas de expansión planteadas, para lograr así un plan de expansión óptimo.

Debido a que en la planificación de los sistemas de potencia se deben representar a tales de la manera más fiel, a que los periodos de análisis son de largo plazo, a la diversidad de alternativas de expansión de la transmisión y a los altos grados de incertidumbre en los datos estimados, el proceso de búsqueda y toma de

decisión dispone de una gran cantidad de combinaciones posibles para su respectivo análisis. Para el caso de no contar con una metodología adecuada y herramienta sistematizada respectiva, resultará ser un proceso de suma complejidad, en el cual resultará muy difícil encontrar un plan de expansión óptimo, por lo cual es posible que se tomen decisiones con criterios particulares.

No sucede lo mismo para el caso de contar con una metodología y correspondiente herramienta sistematizada, que basadas en modelos y técnicas matemáticas que contienen criterios técnicos y económicos, logran obtener planes de expansión de la transmisión óptimos y robustos de una manera más rápida y segura.

2.3 Modelos matemáticos aplicados para la búsqueda de planes de expansión

La representación linealizada de un flujo de potencia (flujo DC) se logra planteando la primera y segunda ley de Kirchoff, conteniendo de ésta forma, ecuaciones lineales que incluyen los desfases de las tensiones de las barras, la generación, las cargas conectadas y los flujos en la red eléctrica. Esta representación linealizada resulta ideal para plantear el problema del planeamiento de expansión de la transmisión, pues proveen de buenos resultados respecto a los flujos de potencia

activa en los enlaces y eliminan la necesidad de resolver iterativamente la representación no lineal del flujo de potencia (flujo AC), la cual contiene tanto las potencias activas como reactivas.

Sin embargo, cuando se plantea la representación linealizada para la búsqueda del plan de expansión óptimo de una red de transmisión, nos encontramos con un problema matemático no lineal entero mixto, ello debido a que en las ecuaciones que representan el flujo de potencia, se deben multiplicar las variables que representan el desfase de las tensiones por las variables que representan la decisión de inversión de un circuito candidato.

En sistemas reales, para el horizonte de largo plazo, el problema matemático planteado llega a ser un problema no lineal entero mixto de gran escala, el cual resulta muy complejo en su resolución. Soluciones cercanas a la solución óptima se pueden lograr utilizando técnicas de descomposición matemática y meta-heurísticas, aunque ninguna logra garantizar la solución óptima del problema.

Para resolver el problema no lineal entero mixto de gran escala, en la bibliografía especializada, han surgido diversos modelos alternativos, los cuales son versiones simplificadas del problema matemático completo, los cuales serán mencionados y analizados.

Cabe resaltar que en algunos modelos planteados se resuelven el despacho económico de generación en una fase previa al problema del planeamiento de la transmisión, obteniendo un menor tiempo de cálculo y de esfuerzo computacional, sin embargo cabe resaltar que dichos modelos tienen conflictos en lo referente a las pérdidas de transmisión, debido a que el despacho económico de generación inicial ignora la configuración de la red que se logra encontrar en la fase de planeamiento de la transmisión, y por tanto las pérdidas y despacho finales serán distintas a las inicialmente establecidos.

2.3.1. Modelo linealizado

En forma general, el modelo linealizado del flujo de potencia para el problema de planeamiento de expansión de la transmisión tiene la siguiente formulación:

$$\text{Min} \quad \text{Inv} + \text{Ope}$$

S.A.

$$(2.1) \quad \text{Ope} = \sum CV_k g_k + CF \sum r_k \quad k \in N$$

$$(2.2) \quad \text{Inv} = C_{kl} x_{kl} \quad kl \in C$$

$$(2.3) \quad \sum_{l \in I:k} f_{kl}^0 + \sum_{l \in C:k} f_{kl}^1 + g_k + r_k = d_k \quad k \in N$$

$$(2.4) \quad f_{kl}^0 - \gamma_{kl}^0 (\theta_k - \theta_l) = 0 \quad kl \in E$$

$$(2.5) \quad f_{kl}^1 + x_{kl} \gamma_{kl}^1 (\theta_k - \theta_l) = 0 \quad kl \in C$$

$$(2.6) \quad |f_{kl}^0| \leq f_{kl}^0 \max, \quad kl \in E$$

$$(2.7) \quad |f_{kl}^1| < x_{kl} f_{kl}^1 \max, \quad kl \in C$$

$$(2.8) \quad 0 < g_k < g_k \max \quad k \in N$$

$$x_{kl} \text{ entero} \quad kl \in C$$

donde

g_k representa a la potencia del generador en la barra k

f_{kl} representa a la potencia del enlace entre las barras k y l

d_k representa a la potencia demandada en la barra k

θ_k representa al desfase entre las tensiones de la barra k respecto a una barra de referencia

CV_k representa al costo variable de producción del generador en la barra k

X_{kl} representa a la decisión de inversión en enlaces que unan la barra k y barra l , se utilizan variables enteras con valores de 0 a tantos enlaces en paralelo se indiquen.

C_{kl} es el costo de inversión del enlace de transmisión candidato

N representa a los generadores y demanda existentes

C representa a los enlaces de transmisión candidatos

E representa a los enlaces de transmisión existentes

CF representa el costo de falla

La función objetivo del problema matemático es minimizar el costo de la operación y la inversión en los enlaces candidatos. El costo de operación resulta de totalizar las potencias de todos los generadores multiplicados por los costos variables de operación respectivos mas los costos asociados al déficit de generación, y la inversión resulta de totalizar todos los costos de inversión de cada candidato por la decisión de inversión, el cual es un valor entero entre cero y tantos enlaces en paralelo se indiquen.

En la ecuación (2.3) se plantea que la suma de potencia que entra en la barra k mediante los generadores ubicado en la misma barra, mas los flujos de potencia

proveniente de los enlaces conectados a la barra k deben ser igual a la demanda requerida. En esta ecuación se consideran tanto los flujos de potencia provenientes de enlaces existentes como de enlaces previstos.

En la ecuación (2.4) se determina el flujo de potencia en el enlace que une las barras K y L , lo cual en forma simplificada es dependiente del desfase de tensiones entre las barras y de la reactancia del enlace.

En la ecuación (2.5) se plantea la ecuación anterior para los enlaces de transmisión candidatos. En esta ecuación se considera la variable de decisión X_{KL} , por tanto si la decisión es de invertir en por lo menos un enlace, la ecuación tendrá el mismo efecto de la ecuación (2.4), sin embargo si se toma la decisión de no invertir tomará el valor de cero y por tanto no tendrá ningún efecto.

En la ecuación (2.6) se plantea que el flujo de potencia en el enlace que une las barras K y L no debe superar un valor máximo.

La ecuación (2.7) plantea la ecuación anterior para los enlaces de transmisión candidatos, para ello se hace uso de la variable de decisión X_{KL} .

En la ecuación (2.8) se indica que la potencia generada no puede superar a un valor máximo ni puede ser menor de cero.

Es en la ecuación (2.5) en que se debe tomar mayor atención, pues en ella se multiplican las variables θ_k y θ_L por x_{kl} , por tanto el problema matemático se vuelve un problema no lineal entero mixto, el cual, dada la cantidad de variables y complejidad del problema hace necesario la búsqueda de metodologías matemáticas alternativas para su resolución.

Una desventaja de ésta formulación, es el ignorar las pérdidas de transmisión.

2.3.2 Modelo de Transportes

El modelo de transportes, considerado un modelo relajado, tiene en cuenta la primera ley de Kirchoff e ignora la segunda, es decir, el modelo esta destinado a resolver sólo el problema de la capacidad de transmisión, debido a éste motivo, éste modelo no puede ser utilizado para el análisis de la operación.

El modelo tiene la siguiente formulación matemática:

$$\text{Min} \quad \text{Inv} + CF \sum r_k$$

S.A.

$$(2.9) \quad \text{Inv} = \sum C_{kl} x_{kl} \quad kl \in C$$

$$(2.10) \quad \sum_{l \in Ek} f_{kl}^0 + \sum_{l \in Ck} f_{kl}^1 + g_k + r_k = d_k \quad k \in N$$

$$(2.11) \quad |f_{kl}^0| < f_{kl}^0 \text{ max}, \quad kl \in E$$

$$(2.12) \quad f_{kl}^1 < x_{kl} f_{kl}^1 \text{ max}, \quad kl \in C$$

$$(2.13) \quad 0 < g_k < g_k \text{ max} \quad k \in N$$

$$x_{kl} \text{ entero} \quad kl \in C$$

La ventaja de utilizar éste modelo respecto al Modelo Linealizado, es la eliminación de la ecuación (2.5), descrita en 2.3.1, quedando de ésta forma como un problema matemático entero mixto, y de ésta forma puede resolverse en un menor tiempo y con un menor esfuerzo computacional. La desventaja principal es que la solución obtenida puede tener grandes diferencias respecto a la solución obtenida por la representación completa, ello debido a no contar con la ecuación que representa la segunda ley de Kirchoff.

En éste modelo se ignora el despacho económico de generación en la función objetivo y las pérdidas de transmisión en las restricciones.

Este modelo en la referencia [7], propone una metodología con tres etapas de solución o fases. En la primera fase se puede encontrar una variación del modelo de transportes, en ella se proponen utilizar las variables decisión X_{KL} como números reales, ello con el objetivo de obtener una primera solución cercana a la óptima y obtener cortes de Benders utilizables en las siguientes fases. Con dicho cambio, la primera fase puede resolverse como un problema de programación lineal.

2.3.3 Modelo Híbrido

Este modelo toma en cuenta la primera y segunda ley de Kirchoff para los enlaces existentes, sin embargo plantea

considerar sólo la primera ley de Kirchoff para los enlaces candidatos, por tanto se presenta como una mejora respecto al Modelo de Transportes.

El modelo tiene la siguiente formulación matemática:

$$\text{Min} \quad \text{Inv} + CF \sum r_k$$

S.A.

$$(2.14) \quad \text{Inv} = C_{kl} x_{kl} \quad kl \in C$$

$$(2.15) \quad \sum_{l \in Ek} f_{kl}^0 + \sum_{l \in Ck} f_{kl}^1 + g_k + r_k = d_k \quad k \in N$$

$$(2.16) \quad f_{kl}^0 - \gamma_{kl}^0 (\theta_k - \theta_l) = 0 \quad kl \in E$$

$$(2.17) \quad |f_{kl}^0| \leq f_{kl}^0 \max, \quad kl \in E$$

$$(2.18) \quad |f_{kl}^1| \leq x_{kl} f_{kl}^1 \max, \quad kl \in C$$

$$(2.19) \quad 0 \leq g_k \leq g_k \max \quad k \in N$$

$$x_{kl} \text{ entero} \quad kl \in C$$

La ventaja de utilizar éste modelo respecto al Modelo Linealizado, es la eliminación de la ecuación (2.5) para los enlaces candidatos, descrita en la 2.3.1; planteándose de ésta forma un problema matemático entero mixto, que es resuelto en un menor tiempo y con menor esfuerzo computacional; sin embargo requiere mayor tiempo y esfuerzo que el Modelo de Transporte. La desventaja principal sigue siendo que solución obtenida puede tener grandes diferencias respecto a la solución obtenida por la representación completa, debido a que no cuenta con la ecuación que representa a la segunda ley de Kirchoff para los enlaces candidatos.

Un planteamiento alternativo del Modelo Híbrido, es la resolución mediante un proceso iterativo, en donde se considera la segunda ley de Kirchoff para aquellos enlaces candidatos que la iteración inmediatamente anterior fueron encontrados dentro del plan de expansión óptimo, de ésta forma el modelo es una mixtura entre el modelo de transporte y el modelo linealizado. Este Modelo Híbrido alternativo, denominado Modelo Híbrido no lineal, corresponde a un problema no lineal entero mixto, por tanto tiene una complejidad parecida al Modelo Linealizado, pero en una menor escala.

En éste modelo se ignora en la función objetivo y en las restricciones, el despacho económico de generación y las pérdidas de transmisión respectivamente.

Este modelo en la referencia [7], es propuesto en la fase 2, mediante ésta fase se intenta llevar a un mejor acercamiento de la solución óptima global. La solución y los cortes de Benders obtenidos en dicha fase son utilizados en una Fase 3 posterior, que utiliza el Modelo Linealizado.

2.3.4 Modelo Lineal Disyuntivo

Este modelo presenta una alternativa de representación de la segunda ley de Kirchoff para los enlaces candidatos, ecuación (2.5) descrita en 2.3.1, con la cual

se transforma de un problema matemático del tipo no lineal entero mixto a uno del tipo lineal binario mixto.

El modelo tiene la siguiente formulación matemática:

$$\text{Min} \quad \text{Inv} + CF \sum r_k$$

S.A.

$$(2.20) \quad \text{Inv} = C_{kl} x_{kl} \quad kl \in C$$

$$(2.21) \quad \sum_{l \in Ek} f_{kl}^0 + \sum_{l \in Ck} f_{kl}^1 + g_k + r_k = d_k \quad k \in N$$

$$(2.22) \quad f_{kl}^0 - \gamma_{kl}^0 (\theta_k - \theta_l) = 0 \quad kl \in E$$

$$(2.23) \quad |f_{kl}^1 + \gamma_{kl}^0 (\theta_k - \theta_l)| \leq M_{kl} (1 - x_{kl}) \quad kl \in C$$

$$(2.24) \quad |f_{kl}^0| \leq f_{kl}^0 \max, \quad kl \in E$$

$$(2.25) \quad |f_{kl}^1| \leq x_{kl} f_{kl}^1 \max, \quad kl \in C$$

$$(2.26) \quad 0 \leq g_k \leq g_k \max \quad k \in N$$

$$x_{kl} \in \{0,1\} \quad kl \in C$$

Mediante éste cambio, si la variable X_{KL} toma un valor de 1, es decir se opta por invertir en el enlace candidato KL, la ecuación (2.23) representa a la segunda ley de Kirchoff; por el contrario si X_{KL} toma un valor de 0, la ecuación está acotada por el valor de M, el cual si tiene un valor muy grande, la ecuación queda sin efecto.

Siendo la principal ventaja de éste modelo el lograr convertir el problema matemático en lineal binario mixto, se logra convertir en uno de menor complejidad que el Modelo Linealizado y logra así obtener convergencias interesantes, sin embargo la principal desventaja de éste modelo es que obliga a las que las variables X_{KL} sean del tipo binarios, y por tanto se debe introducir tantas

variables como enlaces candidatos existan, incluso para enlaces en paralelo, haciendo al problema matemático en uno de mayor dimensionamiento.

En éste modelo se ignora el despacho económico de generación en la función objetivo y las pérdidas de transmisión en las restricciones.

En los artículos [9] y [11] se pueden encontrar aplicaciones de dicho modelo. En ellos se aborda el tema respecto al valor de M adecuado para reducir el esfuerzo computacional requerido.

En el artículo [12] se encuentra una variación del Modelo Lineal Disyuntivo. En él, se plantea incluir las pérdidas de transmisión en forma linealizada, además de incluir dentro de la función objetivo el costo operativo de la generación. Cabe resaltar que en éste artículo se concluye que el modelamiento de pérdidas constituye una representación más exacta del funcionamiento de la red que puede dar lugar a obtener planes de expansión diferentes a los obtenidos si se ignoran éstos.

2.4 Técnicas de optimización

Debido a que los modelos propuestos para realizar la búsqueda de planes de expansión óptimos plantean problemas de optimización matemáticos del tipo entero mixto de gran dimensión, resulta conveniente aplicar técnicas que reduzcan el esfuerzo computacional

comprometido en la obtención de una solución. En éste campo se puede encontrar las técnicas de optimización clásicas basados en la descomposición matemática y algoritmos basados en técnicas meta-heurísticas.

2.4.1 Técnicas basadas en descomposición matemática

Todo problema de optimización matemática puede ser desarrollado mediante técnicas integradas o de descomposición, sin embargo resulta de interés aplicarlas cuando el problema presenta estructuras especiales que puedan ser explotadas y obtener beneficios o ventajas computacionales. En muchos casos las ventajas se derivan de la propiedad de separación del problema completo en subproblemas similares de tamaño mucho menor.

Toda descomposición matemática lleva asociada un proceso iterativo que requiere típicamente la resolución repetitiva de subproblemas y de un problema denominado maestro. Es importante tener en cuenta que este proceso iterativo podrá o no converger y esa convergencia podrá ser rápida o lenta.

Dos razones hacen atractiva las técnicas de descomposición: la presencia de "variables de complicación" (descomposición de Benders) y la presencia de "restricciones de complicación" (descomposición de Dantzig-Wolfe).

Si bien los años en que fueron publicadas las técnicas de descomposición fueron: Benders en 1962 y Dantzig Wolfe en 1961, ambas técnicas han demostrado ser robustas y válidas hasta el día de hoy, por lo que son diversas y abundantes las aplicaciones en donde han sido y son desarrolladas a la fecha. Para el caso del planeamiento de la expansión de la transmisión, en los artículos [6], [7], [8], [9] y [11] se pueden encontrar aplicaciones de la descomposición matemática para resolver los problemas matemáticos planteados en ellos.

A) Descomposición de Benders

La técnica de descomposición de Benders recibe también el nombre de descomposición primal porque el problema maestro fija variables del tipo primal. El maestro representa la primera etapa más las condiciones necesarias, denominadas cortes, derivadas de la segunda etapa. El subproblema representa la segunda etapa para decisiones conocidas de la primera etapa. El algoritmo es iterativo y alterna entre la solución del maestro y del subproblema, el número de iteraciones de descomposición estará directamente relacionado con el número de variables de complicación y a la estructura del problema abordado.

La aplicación de la técnica de descomposición de Benders tiene especial interés en problemas de inversión-

operación. En ellos, las variables de complicación son las variables de inversión, típicamente enteras; mientras que las variables de no-complicación son las variables de explotación, típicamente reales. Una vez que las opciones de inversión han sido tomadas en el problema maestro, el subproblema de explotación es desarrollado, y éste obtendrá los valores de sensibilidades de las inversiones, de los cuales comunicará al problema maestro.

El problema bi-etapa se puede interpretar de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \min \quad & F(x_1) = c_1^T x_1 + \theta_2(x_1) & (2.27) \\ & A_1 x_1 = b_1 \\ & x_1 \in \{0,1\} \end{aligned}$$

Siendo la función de recursos $\theta_2(x_1)$ una función poligonal (convexa) dependiente de x_1 . Dicha función representa a la función objetivo de la segunda etapa como decisiones de la primera etapa y tiene la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} \theta_2(x_1) = \min \quad & c_2^T x_2 & (2.28) \\ & A_2 x_2 = b_2 - B_1 x_1 \quad : \pi_2 \\ & x_2 > 0 \end{aligned}$$

donde:

π_2 corresponde a las variables duales (o precios sombra) de las restricciones.

Considerando en su forma dual se obtiene:

$$\begin{aligned} \theta_2(x_1) &= \max (b_2 - B_1 x_1)^T \pi_2 & (2.29) \\ A_2^T \pi_2 &< c_2 \end{aligned}$$

Lo cual se podría expresar como:

$$\begin{aligned} \theta_2(x_1) &= \min \theta_2 & (2.30) \\ \theta_2 &> (b_2 - B_1 x_1)^T \pi_2^1 \end{aligned}$$

$$\theta_2 \geq (b_2 - B_1 x_1)^T \pi_2^v$$

Las restricciones se denominan planos de corte, hiperplanos soporte o tangentes a la función objetivo en cada punto x_1 . Estas restricciones constituyen una representación lineal exterior convexa de la función de recursos.

Siendo el número de vértices un valor finito, el número de cortes que se pueden plantear también lo será, por tanto el número de iteraciones de la técnica de descomposición de Benders estará limitado.

La condición de terminación de la técnica es la coincidencia entre el valor del máximo valor de $F(x)$ determinado en el maestro y el mínimo valor de $F(x)$ del subproblema. Generalmente, resulta apropiado considerar una tolerancia relativa para terminar el proceso iterativo.

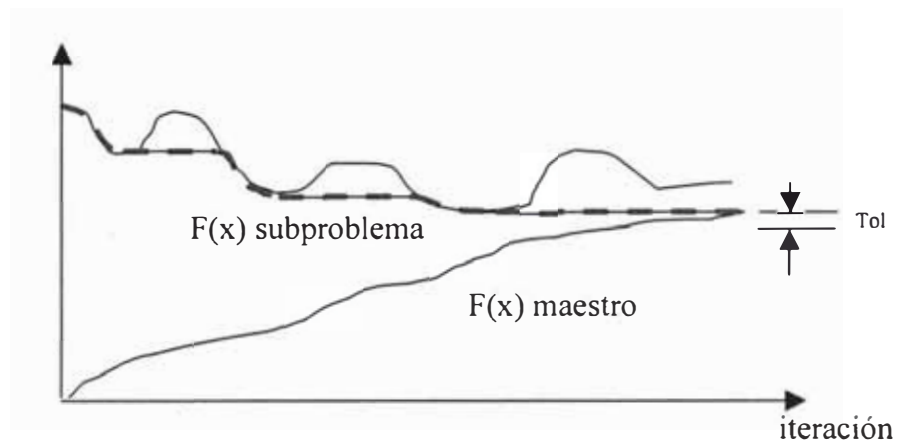


Figura 2.1: Convergencia de la Descomposición
Ref. [14]

B) Descomposición de Dantzig Wolfe

El método de Dantzing-Wolfe también es denominado descomposición dual o descomposición por precios porque el maestro envía precios o variables duales a los subproblemas. Se debe considerar que el problema maestro incrementa el número de variables en cada iteración.

Este método se aplica a problemas lineales y es mas utilizado cuando el conjunto de restricciones complica la solución del problema, y por tanto se opta por relajarlas.

La técnica de descomposición de Dantzig-Wolfe es de especial interés para resolver problemas como el despacho económico óptimo de un conjunto de sistemas de energía eléctrica interconectados y despachados en forma independiente. Las restricciones de cada sistema se tratan en cada subproblema, mientras que las

restricciones que acoplan decisiones de más de un sistema se tratan asignando precios al uso de los recursos comunes que comparten los sistemas y que modelan las restricciones inter-sistemas.

Determinadas restricciones de las redes que unen ambos sistemas alteran la estructura de la matriz de la red, complicando la resolución del problema conjunto. Si estas restricciones de complicación se tratan mediante la descomposición de Dantzig-Wolfe, la resolución del problema puede llevarse a cabo de forma muy eficiente.

En general, se presentan dificultades en conseguir soluciones en las primeras iteraciones, por lo que, en la literatura se sugiere introducir variables adicionales de holgura.

Con la aplicación de ésta técnica, siempre se podrán obtener soluciones; sin embargo, la velocidad de convergencia para obtenerlas es en general lenta. Una buena aproximación a la solución final será obtenida en pocas iteraciones, sin embargo el proceso de convergencia para obtener la solución final resulta muy lenta.

El problema bi-etapa se puede interpretar de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \min \quad & F(x_1) = c_1^T x_1 & (2.31) \\ & A_1 x_1 = b_1 \\ & A_2 x_1 = b_2 \\ & x_1 > 0 \end{aligned}$$

donde $A_1 x_1 = b_1$ son las restricciones que complican.

El problema puede formularse también como:

$$\begin{aligned} \min \quad & c_1^T x_1 \\ & A_1 x_1 = b_1 \\ & x_1 \in K \end{aligned} \quad (2.32)$$

siendo K la región convexa definida como:

$$K = \{x_1 \mid A_2 x_1 = b_2, \quad x_1 \geq 0\} \quad (2.33)$$

Todo punto de un poliedro convexo (no vacío y acotado) se puede considerar como una combinación lineal convexa (es decir, una linealización interior) de sus vértices x_1^L , $l=1, \dots, v$

$$K = \left\{ \sum_{L=1}^v x_1^L \lambda_L \mid \sum_{L=1}^v \lambda_L = 1, \lambda_L \geq 0 \right\} \quad (2.34)$$

El problema maestro completo se formula como:

$$\begin{aligned} \min \quad & \sum_{L=1}^v (c_1^T x_1^L) \lambda_L \\ & \sum_{L=1}^v (A_1 x_1^L) \lambda_L = b_1 : \pi_2 \\ & \sum_{L=1}^v \lambda_L = 1 \quad : \mu \\ & \lambda_L \geq 0 \quad L = 1, \dots, v \end{aligned} \quad (2.35)$$

El algoritmo de descomposición resuelve en forma iterativa el problema planteado, introduciendo un vértice nuevo en cada iteración a medida que se necesitan. La resolución del maestro se representa el problema completo

original, pero sobre una región factible K cada vez mayor.

El valor de su función objetivo disminuye en cada iteración al introducir una nueva variable, y por consiguiente, será monótona decreciente.

El problema maestro restringido para la iteración j es:

$$\begin{aligned} \min \sum_{L=1}^j (c_1^T x_1^L) \lambda_L & \quad (2.36) \\ \sum_{L=1}^j (A_1 x_1^L) \lambda_L & = b_1 : \pi_2 \\ \sum_{L=1}^j \lambda_L & = 1 \quad : \mu \\ \lambda_L & \geq 0 \quad L = 1, \dots, j \end{aligned}$$

El subproblema para la iteración j es:

$$\begin{aligned} \theta_2 & = \min (c_1^T - \pi_2^T A_1) x_1 - \mu^j & (2.37) \\ A_2 x_1 & = b_2 \\ x_1 & \geq 0 \end{aligned}$$

El subproblema obtiene en cada iteración el vértice con el menor costo reducido y éste se incorporará al subproblema maestro. Cuando el valor de la función objetivo del subproblema es positivo o nulo se ha alcanzado la solución final.

C) Subproblemas de Inversión y Operación

Los problemas planteados para la búsqueda de planes de expansión en la planificación, se descomponen de manera natural en dos partes: un subproblema de inversión

y otro de operación. Esta división natural puede ser llevada a cabo utilizando técnicas de descomposición matemática, las cuales consisten en resolver en forma separada e iterativa ambos subproblemas.

El primer subproblema considera las alternativas de expansión planteadas y se selecciona los planes de expansión más convenientes.

El segundo subproblema incorpora el plan seleccionado en el primer subproblema y evaluará los costos operativos respectivos. En éste subproblema, se obtendrán sensibilidades derivadas a consecuencia de haber planteado un plan de expansión, y con ellas se realimentará al primer subproblema para que se seleccione el siguiente plan.

El proceso iterativo terminará cuando un plan de expansión se vuelve a repetir o no se evidencia una sustancial mejora en la solución.

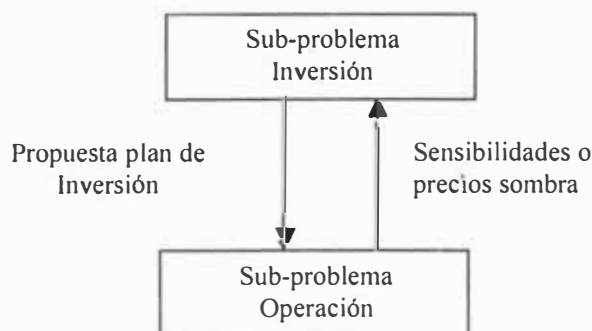


Figura 2.2: Subproblemas inversión-operación
Ref. [14]

D) Técnicas de descomposición aplicados a problemas estocásticos

Cuando exista más de un escenario planteado para un mismo problema y se busque una solución que sea aceptable en todos ellos, es posible aplicar las técnicas de descomposición matemática, siendo un requisito indispensable, el conocer las probabilidades de ocurrencia de cada uno de ellos. Éstos tipos de problemas son generalmente denominados Estocásticos.

El esquema de resolución puede representarse como:

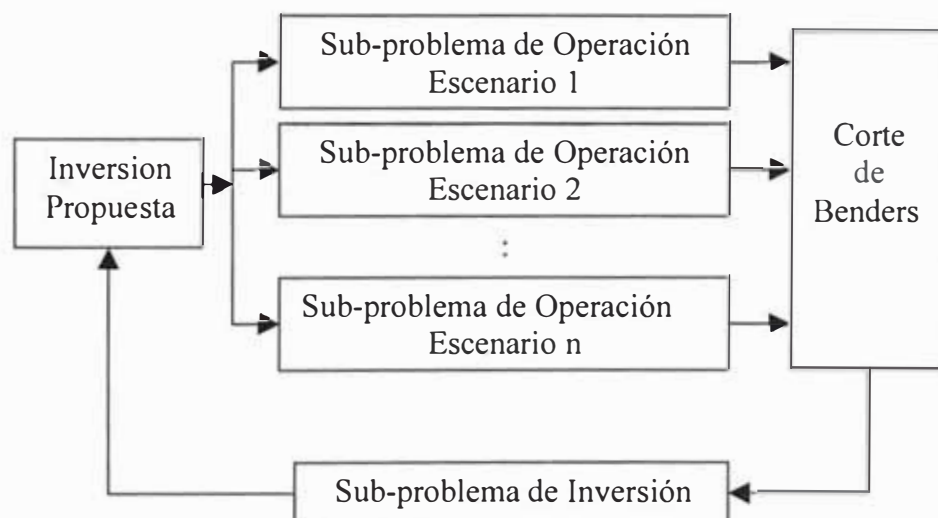


Figura 2.3: Descomposición de problemas estocásticos
Ref. [14]

La técnica de descomposición para problemas estocásticos se basa en la solución iterativa del problema generando cortes de Benders que consideren todos los escenarios planteados, para ello, se considerarán las

sensibilidades y las probabilidades de ocurrencia de cada uno de ellos.

2.4.2 Técnicas basadas en búsquedas meta-heurísticas

En la bibliografía internacional se presentan diversas técnicas de búsqueda meta-heurísticas, que tienen como fin el buscar soluciones buenas y que a la vez reduzcan el esfuerzo computacional realizado para ello, aunque no necesariamente garanticen la factibilidad u optimalidad de las mismas. En algunos casos, ni siquiera se puede determinar que tan cerca del óptimo se encuentra una solución factible en particular, sin embargo éstas técnicas vienen siendo constantemente mejoradas y es por ello que presentan un campo de investigación muy interesante.

A) Método GRASP (Greedy Randomized Adaptive Search Procedures)

Este es un método multi-arranque diseñado para resolver problemas difíciles en optimización combinatoria. La técnica consiste en dos fases: una fase constructiva cuyo producto es una solución factible aunque no necesariamente un óptimo local, y una búsqueda local, durante la cual se examinan vecindades de la solución. Las iteraciones continúan, guardando la mejor solución encontrada, hasta que se alcanza un criterio de terminación. En una mejora del método se incorporó la

versión reactiva, con la cual se introduce aspectos de memoria en el proceso.

El proceso se puede estructurar de la siguiente manera:

$$f^* \leftarrow \infty \quad (2.38)$$

```

for i = 1 hasta imax
  x ← Construcción Solución Aleatoria
  x ← Búsqueda Local (x)
  if  $f(x) < f^*$  entonces
     $f^* \leftarrow f(x)$ 
     $x^* \leftarrow x$ 
  end if
next
return  $x^*$ 

```

En el proceso de Construcción de una solución aleatoria se construye un determinado número de soluciones factibles, de los cuales se selecciona una lista de soluciones reducida (RCL) y es de ahí que se escoja en forma aleatoria una solución candidata. Es en el proceso de selección de la RCL en donde se introduce el proceso denominado reactivo, que consiste en calcular un valor α (valores entre 0 y 1) el cual considere un número limitado de candidatos en selección RCL, dicho valor α será calculado considerando la aptitud de las soluciones anteriores encontradas.

Esta técnica de búsqueda se muestra como un método sencillo de aplicar, que no requiere del proceso de

optimización matemática para encontrar planes de expansión, sin embargo tiene la desventaja de no asegurar encontrar una solución óptima.

B) Algoritmos Genéticos

El Algoritmo Genético es un procedimiento algorítmico que emula la evolución natural de las especies, es decir las soluciones que mejor se adapten a su medio son las que tienen tendencia a reproducirse y con ello traspasar sus componentes cromosómicos a las siguientes generaciones, se persiguen así las soluciones cuasi-óptimas de alta calidad.

El algoritmo genético parte de un conjunto inicial de soluciones o individuos, la cual crea una población, mediante procedimientos de cruce y mutación, se van obteniendo generaciones sucesivas, obteniendo así generaciones de mejor calidad media de los individuos.

Los pasos para el algoritmo genético son los siguientes:

Paso 1: Inicialización

Se crea una primera población con individuos cuyos componentes cromosómicos son creados en forma aleatoria.

Paso 2: Cruce

Selección aleatoria de los individuos de mejor aptitud de la generación previa y el cruce aleatorio

de sus cromosomas para crear individuos de la siguiente población.

Paso 3: Mutación

Algunos individuos seleccionados en forma aleatoria mente son sometidos a cambios aleatorios en su composición cromosómica.

Paso 4: Terminación

Si se ha llegado a un numero de generaciones preestablecido como máximo, se termina el proceso y el individuo de mejor aptitud entre todas las generaciones representa la solución final del algoritmo. Si no se ha alcanzado el número de generaciones preestablecido se vuelve al paso 2.

Esta técnica de búsqueda tiene como ventajas el ser un método sencillo de aplicar y de no necesitar el proceso de optimización matemática para encontrar planes de expansión, sin embargo tiene como principales desventajas el no asegura encontrar un plan de expansión óptimo y el largo proceso de convergencia.

C) Búsqueda Tabú

La búsqueda Tabú es un procedimiento meta-heurístico que de una primera solución factible del problema de optimización combinatoria, se crea un conjunto de soluciones adyacentes a la solución actual, de este conjunto se busca la mejor solución y se posiciona en el

nuevo punto ya sea que tenga o no mejor solución que la anterior.

La característica importante del algoritmo es la construcción de la lista tabú de movimientos basados en las soluciones examinadas anteriormente, es decir, prohibir algunos movimientos en las siguientes iteraciones. La razón de ésta lista es la de excluir los movimientos que nos pueden regresar a algún punto de una iteración anterior.

Esta técnica de búsqueda tiene como ventajas el ser un método sencillo de aplicar y de no necesitar el proceso de optimización matemática para encontrar planes de expansión, sin embargo tiene como principales desventajas el no lograr asegurar encontrar un plan de expansión óptimo.

2.5 Técnicas para el análisis de riesgos económicos y toma de decisiones ante incertidumbres

La planificación de la transmisión en el horizonte de largo plazo está sujeta a grandes incertidumbres, tales como la demanda, la generación y la hidrología futura, por lo cual se plantean diversos escenarios de análisis, y por tanto, la factibilidad de obtener más de un plan de expansión de la transmisión. Existen diversos métodos de toma de decisiones para la mitigación del riesgo,

mediante los cuales es posible encontrar una solución robusta.

Entre las técnicas se pueden encontrar:

- Técnica de costo esperado

- Técnica de costo de oportunidad máximo

- Técnica Hurvicz

- Técnica de compromiso / riesgo (trade-off/risk)

A) Técnica de costo esperado

Mediante esta técnica se selecciona una solución, la cual corresponderá a la que menor costo ponderado obtenga considerando que cada escenario tiene una probabilidad de ocurrencia.

En el ejemplo mostrado a continuación se explica brevemente la metodología:

Cuadro 2.1: Ejemplo de técnica costo esperado

Escenario	Mejor Solución	Probabilidad	Planes de expansión				
			S1	S2	S3	S4	S5
E1	S1 100	0.20	100	108	115	142	121
E2	S2 80	0.30	120	80	93	137	118
E3	S3 90	0.05	115	112	90	138	132
E4	S4 130	0.18	142	145	138	130	133
E5	S5 110	0.27	117	123	118	139	110
		CM	118.9	110.51	112.1	137.33	119.84

En este ejemplo se tienen cinco escenarios para los cuales se han encontrado cinco planes de expansión o soluciones, considerando una probabilidad de ocurrencia de cada escenario y evaluando el costo de operación e inversión de cada solución sobre cada escenario, se

evalúa el costo esperado de cada plan de expansión. En ellos se puede observar que si bien el plan S1 es la mejor solución para el escenario E1, no es tan bueno en el conjunto de escenarios.

En el ejemplo se muestra que el plan S2 es la mejor alternativa para el conjunto de escenarios, seguido del plan S3, siendo el último plan el S4.

Esta técnica de selección resulta ser de gran simplicidad, sin embargo deben definirse las probabilidades de ocurrencia de cada escenario, las cuales pueden ser variables subjetivas.

B) Técnica de costo de oportunidad máximo

Esta técnica selecciona la solución que obtenga la menor máxima pérdida económica de cada plan de expansión ante la ocurrencia de cualquier escenario.

Los pasos seguidos son los siguientes:

Evaluar los planes de expansión sobre todos los escenarios posibles.

Evaluar la pérdida económica de cada plan, para ello se considera que la pérdida es el sobre-costos de haber optado por dicho plan y no por el plan de menor costo sobre el escenario analizado.

Identificar la máxima pérdida económica posible de cada plan de expansión.

Identificar el plan de expansión de menor riesgo económico, el cual corresponde al que obtenga la menor máxima pérdida económica.

Siguiendo el ejemplo anterior y aplicando los criterios explicados se obtienen los siguientes resultados:

Cuadro 2.2: Ejemplo de técnica costo oportunidad máximo

Escenario	Mejor Solución	Riesgo de la Solución				
		S1	S2	S3	S4	S5
E1	100	0	8	15	42	21
E2	80	40	0	13	57	38
E3	90	25	22	0	48	42
E4	130	12	15	8	0	3
E5	110	7	13	8	29	0
	Rmax	40	22	15	57	42

Se puede observar que para el ejemplo, el plan S3 obtiene un máximo riesgo de 15 ante la ocurrencia del escenario E1, sin embargo es el plan que tiene el menor máximo riesgo de todos los planes y por tanto el seleccionado.

Esta técnica de selección resulta ser de gran simplicidad y factible de aplicación en la búsqueda de un plan de expansión robusto.

C) Técnica Hurvicz

Mediante esta técnica de selección se plantea que cada plan de expansión puede llevar a diversos costos desde un mínimo hasta máximo, los cuales están

determinados según los costos que se obtengan en cada escenario posible.

Las distintas estrategias pueden compararse introduciendo un factor que exprese la actitud del riesgo en las opciones que mueven el proceso de planificación.

Para cada estrategia se puede trazar una curva con la siguiente expresión matemática:

$$RL = VAL_{max} * \alpha + (1 - \alpha) * VAL_{min} \quad (2.39)$$

Para el ejemplo seguido podemos obtener los valores máximos y mínimos siguientes:

Cuadro 2.3: Ejemplo de técnica Hurvicz

	Solución				
	S1	S2	S3	S4	S5
Máximo	142	145	138	142	133
Mínimo	100	80	90	130	110

El valor $\alpha=1$ significa la condición de mínimo riesgo, por tanto la opción seleccionada corresponde a la de menor valor y por tanto se selecciona el plan S5.

El valor $\alpha=0$ significa la condición de máximo riesgo, y por tanto se selecciona el plan el plan S2.

Cuadro 2.4: Ejemplo de técnica Hurvicz, variación α

α	Solución					Menor Valor	Plan Seleccionado
	S1	S2	S3	S4	S5		
0.0	100.0	80.0	90.0	130.0	110.0	80.0	S2
0.1	104.2	86.5	94.8	131.2	112.3	86.5	S2
0.2	108.4	93.0	99.6	132.4	114.6	93.0	S2
0.3	112.6	99.5	104.4	133.6	116.9	99.5	S2
0.4	116.8	106.0	109.2	134.8	119.2	106.0	S2
0.5	121.0	112.5	114.0	136.0	121.5	112.5	S2
0.6	125.2	119.0	118.8	137.2	123.8	118.8	S3
0.7	129.4	125.5	123.6	138.4	126.1	123.6	S3
0.8	133.6	132.0	128.4	139.6	128.4	128.4	S3,S5
0.9	137.8	138.5	133.2	140.8	130.7	130.7	S5
1.0	142.0	145.0	138.0	142.0	133.0	133.0	S5

Esta técnica de selección resulta sencilla de aplicar, sin embargo conlleva una variable subjetiva notable, que significará el riesgo que el planificador deba considerar en la elección del plan de expansión.

D) Técnica compromiso / riesgo (trade-off/risk)

Cuando en el proceso de decisión en la planificación existen diversos objetivos, que pueden estar en conflicto, no es posible identificar un único plan que optimice simultáneamente todos los objetivos, por tanto se intenta buscar la solución más robusta que cumpla en la mejor manera posible con todos los objetivos, pero que puede que no sea el mejor en la mayoría de ellos.

El método del compromiso/riesgo consta de tres pasos:

Paso I

Formulación del problema en términos de una función objetivo que se desea optimizar. Dicha función objetivo no depende de una única variable, sino de varias, las

cuales denominamos atributos. Estos atributos forman la característica total de la función objetivo del tomador de decisiones. Una vez definidos los atributos, estos se evalúan en una gran cantidad de escenarios posibles.

Paso II

Realizar un análisis de selección, denominado análisis compromiso/riesgo (análisis de compromiso) para identificar el "grupo de decisión", se realiza la comparación del total de planes encontrados en cada uno de los escenarios, teniendo como objetivo eliminar aquellos planes pareto dominados.

Paso III

Aplicar criterios y reglas de decisión sobre el grupo de decisión de manera de generar los planes factibles para el desarrollo de una estrategia final.

Estos criterios y reglas de decisión pueden clasificarse en 4 situaciones como se muestra en los gráficos a continuación:

Tipo A: sin conflictos

En este tipo de situaciones, existe una clara perspectiva del mejor plan de todos los existentes, puesto que dicha solución es la que logra los mejores beneficios, tales como: menores costos de inversión y operativos y menores pérdidas, entre otros.

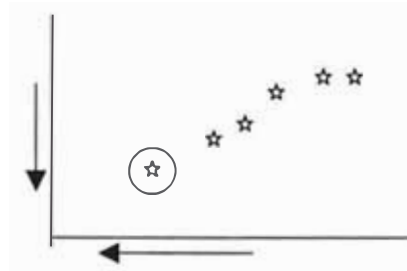


Figura 2.4: Situación no-conflicto
Ref. [2]

Tipo B: Soluciones atractivas disponibles

En este tipo de situaciones, existirán algunos planes que obtengan los mejores resultados bajo un criterio, pero malos resultados bajo el otro, sin embargo existe un grupo de soluciones que sin ser los mejores absolutos bajo un criterio mantienen buenos resultados en ambos, a este grupo se les clasifica como "dominantes".

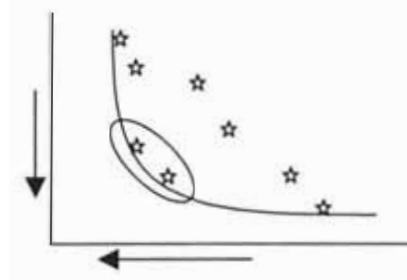


Figura 2.5: Situación no-conflicto
Ref. [2]

Tipo C: no hay soluciones atractivas

En este tipo de soluciones no hay planes que dominen al resto, por lo que la decisión de selección del mejor

plan se tomará bajo uno de los criterios posibles, el cual debe ser el de más jerarquía.

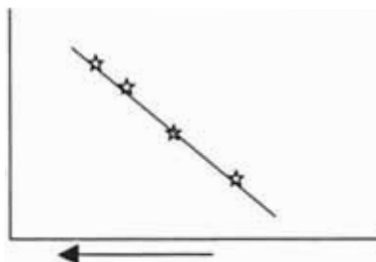


Figura 2.6: Situación sin soluciones atractivas
Ref. [2]

Tipo D: mínimas posibilidades de solución

Esta situación muestra que no hay planes dominantes, y por el contrario hay muchos planes malos, en lo posible se debe evitar estas situaciones.

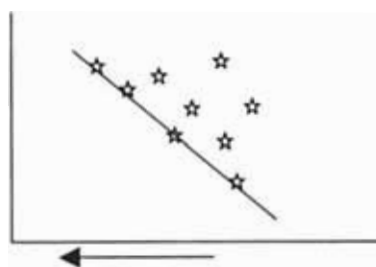


Figura 2.7: Situación mínimas posibilidades solución
Ref. [2]

Esta técnica de selección se muestra como un método sencillo de aplicar, que no requiere del proceso de optimización matemática para encontrar planes de expansión óptimos, el cual es su principal ventaja. Sin embargo entre sus principales desventajas están el tener

que evaluar un gran número de planes para poder identificar el plan que domine al resto; y que al contar con planes definidos sin criterios de optimalidad alguno, se seleccione un plan no óptimo.

2.6 Planteamiento de una metodología para la búsqueda de planes de expansión

Basándose en la revisión de los modelos y técnicas de optimización y selección mencionadas, en el presente trabajo se plantea desarrollar una metodología que considere lo siguiente:

- A) Utilización del Modelo Lineal Disyuntivo, debido a que con dicho modelo se logra transformar el modelo matemático del tipo no lineal entero mixto, en uno del tipo lineal binario mixto, obteniendo así menor complejidad del problema matemático planteado.
- B) Incluir en el Modelo, la representación de las pérdidas de transmisión linealizadas en las restricciones y el costo operativo de la generación en la función objetivo, con lo cual se logra representar de una manera más exacta el funcionamiento de la red [12]
- C) Utilización de la técnica de descomposición matemática de Benders, separando los subproblemas de Inversión y Operación. Debido a que el problema matemático planteado es adecuado para dicha técnica, por tener

la característica natural de separación de los subproblemas de Inversión como un problema matemático entero mixto de menor escala y el subproblema de Operación como un problema lineal de mayor escala, obteniendo así, ventajas computacionales que el considerar un solo problema entero mixto de gran escala.

- D) Aplicación del Modelo en dos fases. La primera fase considerará las variables de decisión relajadas, por lo cual podrán tener valores reales en el rango de 0 a 1. La fase 1 se aplicará hasta obtener un costo total de falla igual a cero, momento desde el cual se aplicará la fase 2 de la búsqueda, que considerará las variables de decisión del tipo binarios. El objetivo de aplicar la primera fase relajada es encontrar rápidamente una solución y cortes de Benders que acerquen a una solución óptima, y con los cuales se ayude a obtener una solución en la fase 2 en un menor número de iteraciones.
- E) Aplicar la técnica de selección del costo de oportunidad máximo para la búsqueda de planes de expansión ante las diversas soluciones que puedan encontrarse debido a los diversos escenarios de hidrologías simulados. Esta técnica será aplicada debido a su gran simplicidad y porque logra mitigar el

riesgo económico eficazmente ante un gran número de situaciones posibles. Con la lista reducida de planes de expansión obtenidos, se ha optado por la técnica de Hurvicz para la selección del plan de expansión óptimo final, y que de ésta forma la decisión dependa de la magnitud del riesgo que el planificador asuma.

CAPITULO III

FORMULACIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA BÚSQUEDA DE PLANES DE EXPANSIÓN

3.1 Introducción

En este capítulo, se formula e implementa la metodología planteada con el modelo, la técnica de optimización y la técnica de toma de decisiones, indicadas en el capítulo anterior. Con fines de considerar la operación hidrotérmica de algunos sistemas, tal y como la tiene el SEIN, el modelo propuesto desarrolla una formulación multiembalse y multinodal.

Se mencionan también, las características de la herramienta computacional propuesta.

3.2 Modelamiento de los sistemas eléctricos de potencia

El Modelo Linealizado, logra representar adecuadamente la parte eléctrica de un sistema de potencia, considerando para ello, las barras, demandas, líneas de transmisión, transformadores y unidades generadoras. Sin embargo, dado la importante presencia de generación del tipo hidráulica en algunos sistemas de potencia, tal como el SEIN, resulta adecuado incorporar

sus sistemas hidráulicos, para ello, se representan los componentes de las cuencas, tal como los embalses, afluentes, riegos y trayectorias. Al Modelo Linealizado, que considera los sistemas eléctrico e hidráulico, se le suele denominar multi-nodal y multi-embalse

La formulación del Modelo propuesto para representar la operación de sistemas eléctricos de potencia con características hidrotérmicas es la siguiente:

Simbología

N_{ipb} : Angulo de la barra i , en el mes p , en el bloque b

L_{ipb} : Flujo en la línea i , en el mes p , en el bloque b (GWh)

G_{ipb} : Generación Térmica i , en el mes p , en el bloque b (GWh)

O_{ipb} : Caudal de agua en el generador i , en el mes p , en el bloque b (m³/seg)

S_{ipb} : Caudal de agua que pasa por la trayectoria i , en el mes p , bloque b , sólo si proveniente de un Embalse de Regulación Diario (m³/seg)

M_{ip} : Caudal de agua que pasa por la trayectoria i , en el mes p .

D_{ipb} : Demanda en la barra i , en el mes p , en el bloque b (GWh)

Con_i : Consumo propio anual de la central hidráulica i

CV_i : Costo variable del generador térmico i (Unidad/MWh)

$Canon_i$: Canon del generador hidráulico i (Unidad/MWh)

$Cfalla$: Costo de Falla (Unidad/MWh)

$Cprod_i$: Coeficiente de producción del generador hidráulico i (MW-seg/m³)

W_{ip0} : Afluente ficticio en el punto de interes i , en el mes p
(m³/seg)

H_{ip0} : Afluente ficticio en el embalse i , en el mes p (m³/seg)

F_{ip0} : Generación ficticia de falla en la barra i , en el mes p
(GWh)

$Horas_{pb}$: Cantidad de horas en el mes p , en el bloque b

$Horas_p$: Cantidad de horas en el mes p

$Horas_{ano}$: Cantidad de horas en el año a

$Dias_p$: Cantidad de días del mes p

I_{ip0} : Vertimiento en el Punto de Interés i , en el mes p .






I_{ipb} : Vertimiento en el Punto de Interés i , en el mes p , en el
bloque b .

J_{ip0} : Vertimiento en el Embalse estacional i , en el mes p .

J_{ipb} : Vertimiento en el Embalse de Regulación diaria i , en el
mes p , en el bloque b .

$HorasMant_{ipx}$: Horas de Mantenimiento de la unidad térmica i en
el mes p en las horas punta o fuera de punta (x).

$DiasMant_{ip}$: Días de Mantenimiento de la unidad térmica i en el
mes p , aplicada para horas punta como para fuera de punta.

	Punto de Interés
	Embalse Estacional
	Embalse Regulación diaria
	Generador Hidráulico
	Vertimiento de Embalse o Punto de Interés

Función objetivo

Minimizar Costo = (3.1)

$$\begin{aligned}
 & \sum_{i=1}^{n\text{termi cos}} \sum_{p=1}^{n\text{per}} \sum_{b=1}^{n\text{bloques}} \frac{CV_i}{1000} \times G_{i,p,b} \\
 & + \sum_{i=1}^{n\text{hidros}} \sum_{p=1}^{n\text{per}} \sum_{b=1}^{n\text{bloques}} \left(\frac{CProd_i \times Canon_i}{3600} \right) \times O_{i,p,b} \\
 & + \sum_{i=1}^{n\text{pto int}} \sum_{p=1}^{n\text{per}} 999999 \times W_{i,p,0} \\
 & + \sum_{i=1}^{n\text{embalses}} \sum_{p=1}^{n\text{per}} 999999 \times H_{i,p,0} \\
 & + \sum_{i=1}^{n\text{barras}} \sum_{p=1}^{n\text{per}} \sum_{b=1}^{n\text{bloques}} \frac{CFalla}{1000} \times F_{i,p,b}
 \end{aligned}$$

Restricciones

Restricciones por balance de potencia en Barras

Para la Barra i , en el mes p , en el bloque b se formula:

$$\underbrace{\sum_{j=1}^{n\text{termi cos}} G_{j,p,b}}_{\text{si el gen. esta en la barra}} + \underbrace{\sum_{j=1}^{n\text{termi cos}} \left(\frac{CProd_j}{3.6} \right) \times O_{j,p,b}}_{\text{si el gen. esta en la barra}} + F_{i,p,b} - \underbrace{\sum_{j=1}^{n\text{lineas}} L_{j,p,b}}_{\text{si el sale la línea } j \text{ de la barra } i} + \underbrace{\sum_{j=1}^{n\text{lineas}} L_{j,p,b}}_{\text{si el entra la línea } j \text{ a la barra } i} = D_{i,p,b} + \underbrace{\sum_{j=1}^{n\text{hidros}} Con_j \times \left(\frac{Horas_{p,b}}{Horas_{ano}} \right)}_{\text{si el gen. esta en la barra}} \quad (3.2)$$

Restricciones para enlaces de transmisión existentes

Las restricciones para la línea i que une barras X e Y , en el periodo p , bloque b será:

$$\begin{aligned}
 & \left(\frac{1}{1000} \right) L_{ipb} - \left(\frac{V_i^2}{100} \right) \left(\frac{X_i}{R_i^2 + X_i^2} \right) \left(\frac{Horas_{pb}}{10000} \right) N_{xpb} + \left(\frac{V_i^2}{100} \right) \left(\frac{X_i}{R_i^2 + X_i^2} \right) \left(\frac{Horas_{pb}}{10000} \right) N_{y_{y_{pb}}} = 0 \\
 & - \left(\frac{Horas_{pb}}{1000} \right) L_{max_i} < L_{ipb} < \left(\frac{Horas_{pb}}{1000} \right) L_{max_i} \quad (3.3)
 \end{aligned}$$

Donde:

Ri: resistencia ohm

Xi: reactancia ohm

Lmax : potencia máxima (MW), puede ser la nominal o la de emergencia.

N xpb, N ypb: ángulos en las barras X y Y en el periodo p, bloque b.

Restricciones por generación térmica máxima

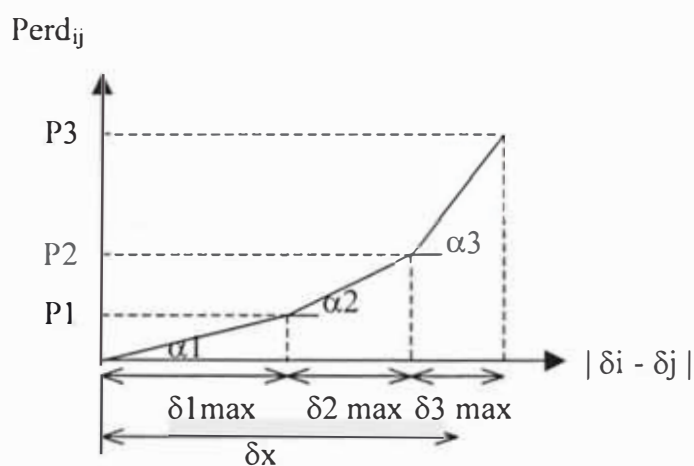
Las restricciones para el generador térmico i en el periodo p, bloque b será:

$$G_{ipb} < G \max_i \times \left(\frac{\text{Horas}_{pb}}{1000} \right) \times \left(\frac{\text{Disponibilidad}_i}{100} \right) \times \text{factorMant}_{ipx} \quad (3.4)$$

Restricciones por consideración de las pérdidas de transmisión

Una aproximación para representar a las pérdidas de transmisión, las cuales tienen una característica no lineal, es consideradas mediante ecuaciones lineales por tramos. Con el fin de evitar convertir al problema de optimización matemática en un problema aún más complejo de resolver, en las restricciones planteadas se debe tener cuidado de no adicionar variables binarias adicionales.

La representación por tramos lineales de las pérdidas, se muestran en el cuadro siguiente:



$$\delta_i \min \leq \delta_i \leq \delta_i \max$$

$$\delta x = \sum \delta_i$$

$$Perd = \sum \alpha_i \times \delta_i$$

Figura 3.1: Representación de pérdidas en tramos lineales
Ref. [12]

En la formulación de operación se modifican y agregan las siguientes ecuaciones:

Balance de cargas en barras:

$$\sum_{l \in E_k} f_{kl}^0 - 0.5 \sum_{l \in E_k} Perd_{kl}^0 + \sum_{l \in C_k} f_{kl}^1 - 0.5 \sum_{l \in E_k} Perd_{kl}^1 + g_k = d_k \quad k \in N \quad (3.5)$$

Valor absoluto de diferencia de ángulos

$$Ap - An - \theta a + \theta b = 0 \quad (3.6)$$

$$Ap + An - \delta_1 - \delta_2 - \delta_3 = 0$$

Ecuaciones de pérdidas

$$Perd_M - g_M \times (\alpha_1 \times \delta_1 + \alpha_2 \times \delta_2 + \alpha_3 \times \delta_3) = 0 \quad (3.7)$$

Límites de pasos de diferencia de ángulos

$$\delta_1 \leq \delta_1 \max \quad \delta_2 \leq \delta_2 \max \quad \delta_3 \leq \delta_3 \max \quad (3.8)$$

Límites en flujos

$$\begin{aligned} L_{kl} + 0.5 \times \text{Perd}_{kl} &\leq L_{kl} \max \\ -L_{kl} + 0.5 \times \text{Perd}_{kl} &\leq L_{kl} \max \end{aligned} \quad (3.9)$$

Restricciones adicionales

$$\begin{aligned} 0 < \text{Perd}_{kl} < L_{kl} \max & \quad (3.10) \\ Ap > 0 \quad An > 0 & \\ \delta_1 > 0 \quad \delta_2 > 0 \quad \delta_3 > 0 & \end{aligned}$$

Donde

$\delta_1, \delta_2, \delta_3$: pasos de ángulos

Perd: pérdidas en los enlaces

$\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$: pendientes de los pasos

θ_a, θ_b : ángulos de las barras a y b, a la cual esta conectada el enlace

Restricciones por balance de volúmenes de agua en Puntos de Interés

Para el Punto de Interés i, en el mes p se formulará :

Entradas:

$$+ \sum_{j=1}^{n_{hidros}} \sum_{b=1}^{n_{bloques}} O_{jpb} + \sum_{j=1}^{n_{tray}} M_{jpo} + \sum_{j=1}^{n_{trayn}} \sum_{b=1}^{n_{bloques}} S_{jpb} + W_{ipo} \quad (3.11)$$

si el gen. hidro. entra al pto.

si la trayectoria entra al pto. Y no viene de un embalse de reg. diario

si la trayectoria entra al pto. Y viene de un embalse de reg. diario

Solo si hay riego

Salidas:

$$- \sum_{j=1}^{nhidros} M_{jpb} - \sum_{j=1}^{ntray} M_{jpb} - I_{ipb} \quad (3.12)$$

$\underbrace{\hspace{10em}}$
 si el gen. hidro. sale del pto. si la trayectoria sale del pto. Solo si hay vertimiento.

Caudales afluentes y riego:

$$= -0.0036 \times \text{horas } p \times \text{Afluente}_{ip} + 0.0036 \times \text{horas } p \times \text{Riego}_{ip} \quad (3.13)$$

Diagrama Resumen:

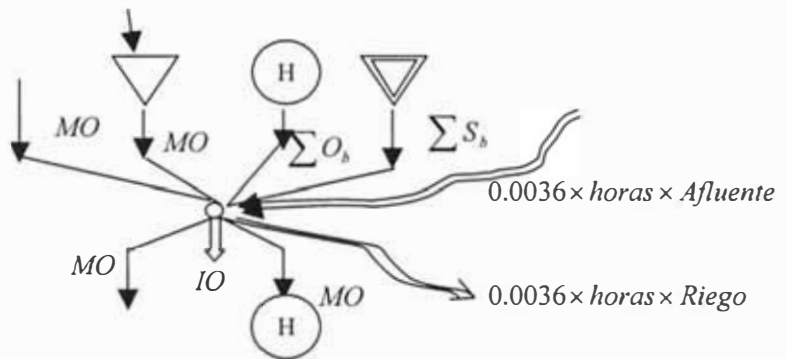


Figura 3.2: Balance en punto de interes

Restricciones por balance de volúmenes de agua en Puntos Interés que contienen sólo Embalses de Regulación diaria y Generación

En la Punto de Interés i, en el mes p, en el bloque b se formulará:

$$- \sum_{j=1}^{nhidros} O_{jpb} - I_{ipb} + \sum_{j=1}^{ntray} S_{jpb} = 0 \quad (3.14)$$

$\underbrace{\hspace{10em}}$ $\underbrace{\hspace{10em}}$ $\underbrace{\hspace{10em}}$
 si el gen. hidro. sale del pto. Solo si hay vertimiento. si viene de un embalse de regulación diaria

Diagrama Resumen:

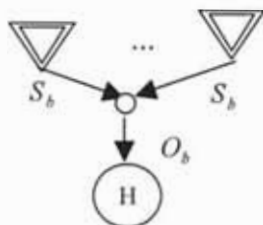


Figura 3.3: Balance punto de interes embalse/generación

Restricciones por balance de volúmenes de agua en embalses con regulación estacional

En el Embalse i , en el mes p se formulará :

Entradas :

$$\left(1 - \frac{\%Evap_i}{100}\right) \times K_{i,p-1,0} + \sum_{j=1}^{nhidro} \sum_{b=1}^{nbloques} O_{jpb} + \sum_{j=1}^{ntray} M_{jp0} + \sum_{j=1}^{ntray} \sum_{b=1}^{nbloques} S_{jpb} \quad (3.15)$$

Volumen de agua del mes anterior descontado evaporación hidro.

si el gen. hidro. Entrando al embalse

si la trayectoria entra al embalse y no proviene de un embalse de Regulación diaria

si la trayectoria entra al embalse y proviene de un embalse de Regulación diaria

Salidas :

$$-K_{ip0} - \sum_{j=1}^{nhidro} M_{jp0} - \sum_{j=1}^{ntray} M_{jp0} - J_{ip0} \quad (3.16)$$

Volumen de agua del mes si el gen. hidro. sale del embalse si la trayectoria sale del embalse si hay vertimiento

Caudales afluentes y riego:

$$> -0.0036 \times \text{horas } p \times \text{Afluente}_{ip} + 0.0036 \times \text{horas } p \times \text{Riego}_{ip} \quad (3.17)$$

Diagrama Resumen:

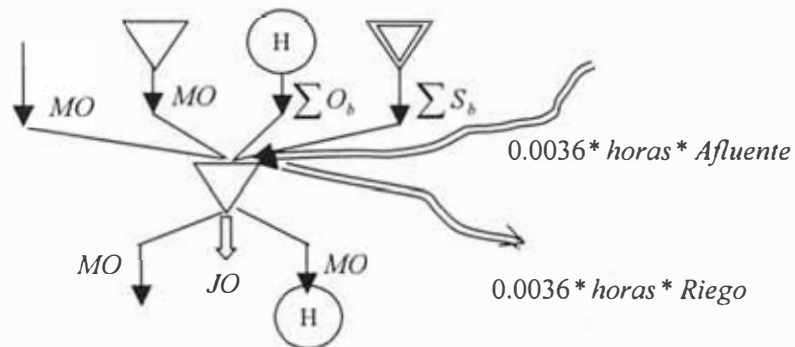


Figura 3.4: Balance embalses

Restricciones por capacidad de agua en los embalses:

$$\text{Volumen Inicial} : V_{i0} = (V_{ini_i})/1000 \quad (3.18)$$

$$\text{Volumen Final} : V_{if} = (V_{fin_i})/1000 \quad (3.19)$$

$$\text{Volumen intermedio: } V_{min_i}/1000 < V_{ip} < V_{max_i}/1000 \quad (3.20)$$

Restricciones por balance de volumen de agua en embalse de regulación diaria

En el Embalse i , en el mes p , en el bloque b se formula:

Entrada:

$$\underbrace{Dias_p \times R_{ip,b+1}}_{\text{Volumen de agua}} + \underbrace{\sum_{j=1}^{nhidros} O_{jpb}}_{\text{Si gen. hidro entra al embalse}} + \underbrace{\sum_{j=1}^{ntray} S_{jpb}}_{\text{Si trayectoria entra al embalse y proviene de embalse reg. diaria}} + \underbrace{\sum_{j=1}^{ntray} \left(\frac{horas_{pb}}{Horas_p} \right) \times M_{jpb}}_{\text{Si trayectoria entra al embalse y no proviene de embalse reg. diaria}} \quad (3.21)$$

Salida :

$$- \underbrace{Dias_p \times R_{ipb}}_{\text{Volumen de agua}} - \underbrace{\sum_{j=1}^{nhidros} O_{jpb}}_{\text{Si gen. hidro sale del embalse}} - \underbrace{\sum_{j=1}^{ntray} S_{jpb}}_{\text{Si trayectoria sale del embalse}} - \underbrace{J_{ipb}}_{\text{Solo si hay vertimiento}} \quad (3.22)$$

Caudales afluentes y riego:

$$= -\left(\frac{\text{horas}_{pb}}{\text{horas}_p}\right) \times \frac{0.0036}{\text{horas}_p} \times \text{Afluyente}_{ip} + \left(\frac{\text{horas}_{pb}}{\text{horas}_p}\right) \frac{0.0036}{\text{horas}_p} \times \text{Riego}_{ip} \quad (3.23)$$

$$R_{i,p,1}=0 \quad (3.24)$$

$$R_{i,p,\text{nbloques}+1}=0 \quad (3.25)$$

$$0 < R_{ipb} < V_{\max_i}/1000, \quad b=2,\dots,\text{nbloques} \quad (3.26)$$

Diagrama Resumen:

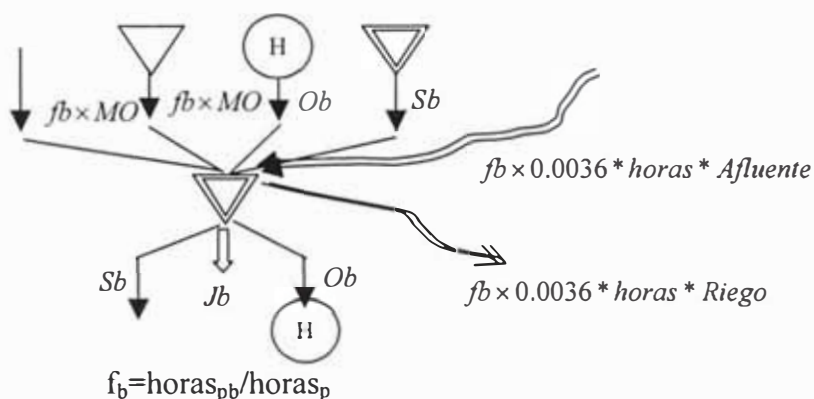


Figura 3.5: Balance embalses

Restricciones por caudales máximos de agua en Centrales Hidráulicas

En el generador hidráulico i , en el mes p , en el bloque b se formulará :

$$O_{ipb} < Q_{\max} \times \text{horas}_b \times 0.0036 \times \text{factorMant}_{ipx} \quad (3.27)$$

El factor de Mantenimiento factorMant_{ipx} , será el correspondiente a las horas punta o fuera de punta según corresponda al bloque horario.

$$\text{factorMant}_{ipx} = 1 - \frac{\text{HorasMant}_{ipx} \times \text{DiasMant}_{ip}}{\text{Horas}_{px}} \quad (3.28)$$

Restricciones por caudales máximos de agua en trayectorias

En la trayectoria i , en el mes p se formulará :

Si no viene de Embalse de regulación diaria:

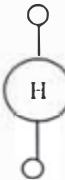
$$M_{ip0} < Q_{\max_i} * 0.0036 * \text{Horas}_p \quad (3.29)$$

Si viene de Embalse de regulación diaria:

$$S_{ipb} < Q_{\max_i} * 0.0036 * \text{Horas}_{pb} , \text{ para cada bloque } b \quad (3.30)$$

Restricciones complementarias para el sistema hidráulico

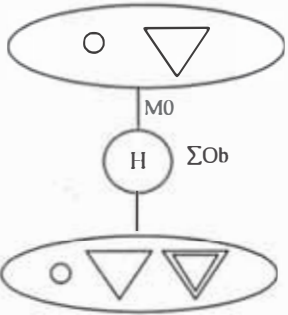
a) Entre dos Puntos de Interés:



$$O_{ipb} = \left(\frac{\text{Horas}_{pb}}{\text{Horas}_p} \right) \times M_{ip0} \quad (3.31)$$

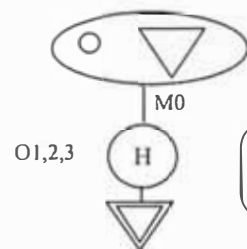
b) Entradas de agua que provienen de Puntos de Interés o

Embalses Estacionales



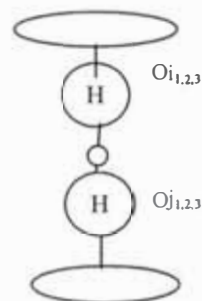
$$M_{ip0} = \sum_{b=1}^{n\text{bloques}} O_{ipb} \quad (3.32)$$

- c) Entradas de agua que provienen de Puntos de Interés o Embalses Estacionales y Salidas con Embalses de Regulación Diaria



$$\left(\frac{H_p}{H_{p1}} \right) O_{ip1} > \left(\frac{H_p}{H_{p2}} \right) O_{ip2} > \left(\frac{H_p}{H_{p3}} \right) O_{ip3} \quad (3.33)$$

- d) Puntos de Interés que une exclusivamente dos centrales hidroeléctricas



$$\begin{aligned} O_{ip1} &= O_{jp1} \\ O_{ip2} &= O_{jp2} \\ O_{ip3} &= O_{jp3} \end{aligned} \quad (3.34)$$

3.3 Modelamiento para enlaces candidatos

En el modelo propuesto en el presente trabajo, se ha optado por la formulación del Modelo Lineal Disyuntivo, debido a que convierte al problema de optimización matemática al tipo lineal. Mediante éste Modelamiento, la decisión de invertir en un enlace candidato, será considerado mediante variables binarias (1/0).

Los cambios en la función objetivo y en las restricciones formuladas anteriormente, debido a la

consideración del Modelo Lineal Disyuntivo son los siguientes:

- Función objetivo

$$\begin{aligned}
 \text{Minimizar Costo} = & \quad (3.35) \\
 & \sum_{i=1}^{n\text{termi cos}} \sum_{p=1}^{n\text{per}} \sum_{b=1}^{n\text{bloques}} \frac{CV_i}{1000} \times G_{i,p,b} \\
 & + \sum_{i=1}^{n\text{hidros}} \sum_{p=1}^{n\text{per}} \sum_{b=1}^{n\text{bloques}} \left(\frac{C\text{Prod}_i \times \text{Canon}_i}{3600} \right) \times O_{i,p,b} \\
 & + \sum_{i=1}^{n\text{pto int}} \sum_{p=1}^{n\text{per}} 999999 \times W_{i,p,0} \\
 & + \sum_{i=1}^{n\text{embales}} \sum_{p=1}^{n\text{per}} 999999 \times H_{i,p,0} \\
 & + \sum_{i=1}^{n\text{barras}} \sum_{p=1}^{n\text{per}} \sum_{b=1}^{n\text{bloques}} \frac{CFalla}{1000} \times F_{i,p,b} \\
 & + \sum_{i=1}^{n\text{cand}} \sum_{p=1}^{n\text{per}} C_i \times x_{ip} \times \text{tasa}_p
 \end{aligned}$$

donde:

x_{ip} : variable de decisión binaria que representa la decisión de invertir o no en el enlace candidato i en el periodo p

C_i : costo de inversión que representa el enlace candidato i

Tasa_p : factor de actualización utilizando una tasa anual definida.

- Restricción para el enlace candidato i , que une barras X e Y , en el periodo p , bloque b :

$$\begin{aligned}
& \left(\frac{1}{1000}\right)L_{ipb} - \left(\frac{V_i^2}{100}\right)\left(\frac{X_i}{R_i^2 + X_i^2}\right)\left(\frac{Horas_{pb}}{10000}\right)N_{xpb} + \left(\frac{V_i^2}{100}\right)\left(\frac{X_i}{R_i^2 + X_i^2}\right)\left(\frac{Horas_{pb}}{10000}\right)N_{y_{ypb}} \leq M(1 - x_{ip}) \\
& \left(\frac{1}{1000}\right)L_{ipb} - \left(\frac{V_i^2}{100}\right)\left(\frac{X_i}{R_i^2 + X_i^2}\right)\left(\frac{Horas_{pb}}{10000}\right)N_{xpb} + \left(\frac{V_i^2}{100}\right)\left(\frac{X_i}{R_i^2 + X_i^2}\right)\left(\frac{Horas_{pb}}{10000}\right)N_{y_{ypb}} \geq -M(1 - x_{ip}) \\
& -x_{ip}\left(\frac{Horas_{pb}}{1000}\right)L_{max_i} < L_{ipb} < x_{ip}\left(\frac{Horas_{pb}}{1000}\right)L_{max_i}
\end{aligned} \tag{3.36}$$

donde:

x_{ip} : variable de decisión binaria que representa la decisión de invertir o no en el enlace candidato i en el periodo p

R_i : resistencia ohm

X_i : reactancia ohm

L_{max} : potencia máxima (MW), puede ser la nominal o la de emergencia.

N_{xpb} , $N_{y_{ypb}}$: ángulos en las barras X y Y en el periodo p , bloque b .

3.4 Aplicación de técnicas de optimización

De la formulación descrita en los numerales anteriores, se puede observar que el problema de optimización matemática es del tipo entero mixto, además de ser un problema de optimización de gran dimensión, por lo cual requiere de un gran esfuerzo computacional y de tiempo de procesamiento para resolverlo.

El presente trabajo plantea utilizar en la metodología propuesta, la técnica de descomposición matemática de Benders, por su resaltante adaptabilidad para este tipo de problemas inversión-operación, lo cual se confirma con los diversos artículos encontrada en la bibliografía sobre la materia.

Se plantea realizar la técnica de descomposición de Benders en dos fases, la primera consiste en considerar las variables de decisión x_i como variables reales en un rango de variación 0 a 1. La fase 1 se mantendrá mientras el déficit de generación sea distinto de cero, momento desde el cual empezará la segunda fase de la búsqueda, considerando las variables de decisión x_i del tipo binarias. Cabe resaltar que se ha adoptado esta técnica basándose en la bibliografía encontrada, las cuales mencionan las ventajas de realizar una primera fase relajada, que si bien no encuentran una solución real, llevan a acercarse a la solución óptima global mediante el uso en la segunda fase de la solución y cortes de Benders obtenidos en la primera.

Los cambios en la formulación planteada para considerar la técnica de descomposición de Benders son los siguientes:

Problema Maestro:

$$\text{Min } \text{FOBJ} = \text{Inversion} + \text{Costo} \quad (3.37)$$

$$\text{Inversion} - \sum_{i=1}^{\text{ncand}} \sum_{p=1}^{\text{nper}} C_i x_{ip} \text{tasa}_p = 0$$

$$\text{Corte}_m : \text{Costo}_m - \text{Costo} - \sum_{i=1}^{\text{ncand}} \sum_{p=1}^{\text{nper}} \Pi_{ip} x_{ip} < W_m$$

$$W_m - \sum_{i=1}^{\text{ncand}} \sum_{p=1}^{\text{nper}} \pi_{ip} x_{ip}^{\text{solucion } m} = 0$$

Donde

Costo_m : es el costo operativo de la iteración m

X_{ip} solución m: solución encontrada para la variable de decisión i para el periodo p en la iteración m . Puede ser del tipo real en la primera fase, o binaria en la segunda fase.

Tasa $_p$: factor de actualización utilizando una tasa anual definida.

Problema Esclavo:

Se utilizan la formulación planteada para el problema integral, modificándose lo siguiente:

$$L_{ip} < P \max_i Y_{ip} \quad (3.38)$$

$$L_{ip} > -P \max_i Y_{ip}$$

$$Y_{ip} = \sum_{j=1}^p X_{ij}$$

$$X_{ip} = \text{valor}_{ip} \quad : \pi_{ip}$$

Donde:

Y_{ip} : Variable binaria de decisión que indica que un enlace candidato es o fue seleccionado en el periodo p o en alguno anterior.

Valor $_{ip}$: Este valor es el informado por el problema maestro al subproblema esclavo, según el plan adoptado para esta iteración. El subproblema esclavo asume este valor y se encarga de resolver el problema operativo.

π_{ip} : sensibilidad debido a asignar el Valor $_{ip}$ para cada variable X_{ip} , estas sensibilidades serán comunicadas al problema maestro y con los cuales se construye el siguiente corte de Benders.

3.5 Consideración del riesgo económico

Debido a la gran incertidumbre existente en los datos considerados para el planeamiento de la transmisión en el horizonte de largo plazo, surgen diversos escenarios a

ser analizados y por tanto la posibilidad de encontrar más de un plan de expansión. Resulta conveniente utilizar una técnica de mitigación de riesgo económico para poder seleccionar el plan de expansión más robusto, es decir, el plan que obtenga si bien no el mejor resultado en todos los escenarios planteados, si logrará obtener aceptables resultados en todos ellos.

Entre los datos con altos grados de incertidumbre se mencionan:

La demanda de energía

La proyección de la demanda es una fase del planeamiento en el cual se consideran diversos parámetros para su estimación, muchos de ellos con altos grados de incertidumbre.

- Los planes de expansión de la generación

La generación futura tendrá incertidumbres respecto a la ubicación exacta de las centrales, la capacidad de generación y la manera como se vayan a conectar al sistema.

- La Hidrología

En un sistema de potencia con características hidrotérmicas, como el sistema peruano, la hidrología resulta tener un alto grado de importancia en la operación. La existencia de periodos en donde los volúmenes de agua son reducidas o hidrologías bajas, a

consecuencia de las reducidas afluencias en las cuencas, llevan a que las centrales hidráulicas disminuyan su producción y por tanto las centrales térmicas la incrementen. Este cambio de la matriz energética produce un cambio significativo respecto a la manera como se transmitirá la energía por medio de la red de transmisión.

El proceso de selección del plan más robusto será el siguiente:

- 1) Planteamiento de escenarios: Se definen considerando los cambios en la proyección de la demanda y en el plan de expansión de la generación.
- 2) Búsqueda de alternativas de planes de expansión de la transmisión: Se buscará planes de expansión sobre los distintos escenarios planteados y considerando distintas hidrologías.
- 3) Selección de planes de menor riesgo económico ante cambios en la hidrología: Para cada escenario planteado se buscará el plan de expansión de la transmisión que presenta menor riesgo económico ante todas diversas hidrologías. Esta selección se realizará considerando todas las hidrologías históricas presentadas y mediante la técnica de Costo de Oportunidad Máximo.

- 4) Selección del plan de expansión de la transmisión óptimo final: Esta selección se realizará con la técnica de Hurvicz, para lo cual se tomará en cuenta la magnitud del riesgo que el planificador asuma.

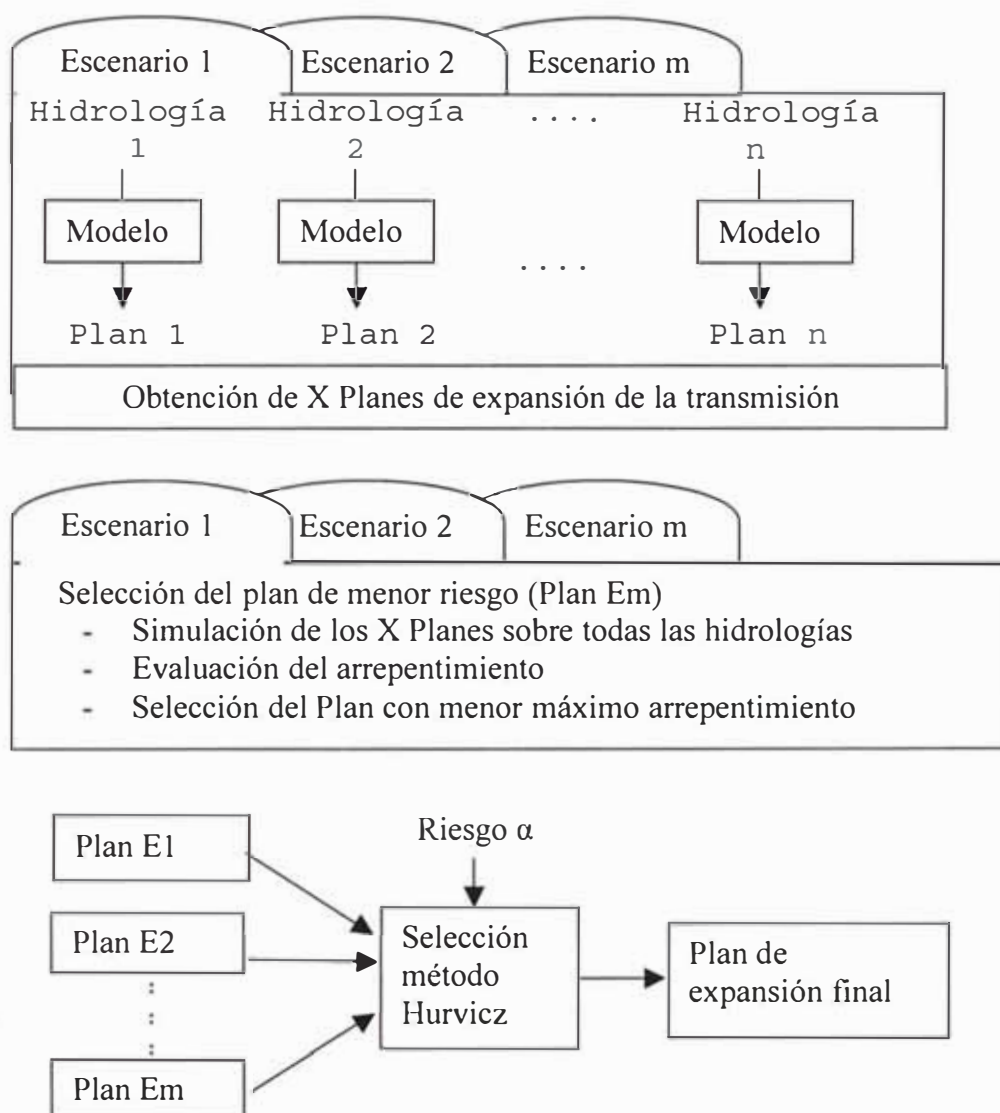


Figura 3.6: Selección del plan expansión

3.6 Características de la herramienta desarrollada

En el presente trabajo se ha desarrollado una herramienta computacional interactivo-gráfica bajo la plataforma Windows, utilizando el lenguaje de programación C/C++, denominado WINLT, la cual con base a la información ingresada del sistema eléctrico, sistema hidráulico, demanda de energía e hidrología, se formula el problema matemático descrito en los numerales 3.2 y 3.3, y se resuelve con la metodología descrita en el numeral 3.4 y 3.5.

El objetivo principal del programa computacional, es que se realice el ingreso de componentes de la red eléctrica e hidráulica de la manera mas simple. El llenado de sus datos puede realizarse mediante diversas opciones implementadas para ello y mediante hojas electrónicas.

El programa desarrollado no presenta limitaciones en cuanto al número de barras, enlaces de transmisión o transformación, embalses y conexiones hidráulicas.

La resolución del problema de optimización se realiza utilizando las librerías CPLEX [18], las cuales han sido ampliamente probadas y reconocidas nacional [13] e internacionalmente, y las cuales han sido utilizadas también en diversos artículos nombrados en la bibliografía.

En el programa, es posible plantear diversos escenarios, considerando variaciones en la demanda, generación e hidrología, utilizando hojas electrónicas.

Asimismo, se podrán plantear diversos planes de expansión, ya sea los que el programa encuentre o los que el usuario defina. Con todos ellos, el usuario podrá realizar el análisis de mitigación de riesgo económico en forma automática.

A continuación se mencionarán algunas características del programa computacional, para un ingreso adecuado de datos:

A) Modelación de la demanda

Los consumos de energía son representados mediante valores reales y concentrados por barras. Los consumos de energía de la demanda podrán ser divididos por un número finito de periodos, y ellos a su vez divididos en bloques de punta, media y base. En la herramienta desarrollada es posible dividir la demanda en periodos de tiempo mensuales, bimensuales, trimestres, semestres y años, resaltando que mientras más pequeño sea el intervalo considerado, una mejor aproximación en los resultados se tendrá, pero ello a su vez, implica un mayor requerimiento de tiempo de cálculo.

B) Modelación de la generación

B.1 Generación Térmica

La producción de energía de los grupos térmicos es calculada para cada periodo y bloque definido, se tiene en consideración la potencia máxima, el costo variable de producción, la tasa de disponibilidad fortuita y el cronograma de mantenimientos prolongados que tuviera.

Alternativamente se ha considerado restricciones a la producción total de energía, tales como el producir una cantidad mínima, máxima o igual de energía.

B.2 Generación Hidráulica

La producción de energía de las centrales hidráulicas es calculada para cada periodo y bloque definido. El límite máximo de producción será representado mediante la máxima capacidad de turbinamiento de agua multiplicado por el factor de producción de la central. Se tiene en consideración además, como costo variable el valor de canon de agua, el cronograma de mantenimientos prolongados que tuviera.

Dado que la producción de energía no dependerá de la disponibilidad de combustible como en el caso de las centrales térmicas, la producción de energía dependerá del turbinamiento de agua, el cual dependerá de la cantidad de agua que sea liberada en los embalses, o en caso no existir embalses, la cantidad de agua proveniente de las trayectorias.

C) Modelación del sistema de transmisión

El modelo considera los enlaces de transmisión tanto los existentes, como los candidatos, para ello se consideran los parámetros eléctricos del enlace y las potencias máximas permitidas, obteniéndose resultados de energía transmitida para cada periodo y bloque definido.

D) Modelación del sistema hidráulico

El sistema hidráulico es posible ser representado con los siguientes elementos:

D.1 Afluentes

Los afluentes representan los caudales de agua que alimentan a las cuencas y serán considerados siempre con valores representativos mensuales.

D.2 Trayectorias

Las trayectorias representan los ríos y túneles de conducción, que enlazan afluentes aguas arriba con las centrales hidroeléctricas, considerándose las pérdidas por evaporación o filtración, se debe tener en cuenta los valores máximos referenciales de conducción.

D.3 Embalses

Los embalses de agua, indican los volúmenes de agua almacenados en cada periodo respectivo.

Los embalses pueden ser de dos tipos: los de regulación estacional y los de regulación diaria, esta distinción hace que el modelo de un embalse sea muy distinto, sin embargo la clasificación usualmente suele

ser sencilla de reconocer por la naturaleza misma de la concepción del embalse.

Los de regulación estacional son embalses de mayor tamaño, y por tanto tienen la posibilidad de poder almacenar mayores volúmenes de agua, de esta forma el agua afluente al embalse de los periodos con mayor presencia de lluvias puede ser almacenada y recién desembalsada en los periodos de menor presencia de lluvias, logrando así un mejor manejo de los recursos energéticos.

Los de regulación diaria, son embalses de menor tamaño, los cuales tienen como función almacenar el agua afluente durante el día y ser utilizadas en momento que sea más oportuno, que usualmente suele suceder en las horas de máxima demanda. Para su modelación se considera que existe un mayor caudal de agua desembalsada en las horas de mayor demanda eléctrica.

Todos los embalse tendrán en consideración los volúmenes máximos y mínimos, así como los volúmenes inicial y final definidos.

D.4 Puntos de Interés

Los Puntos de interés representan a los puntos de trasbordos, puntos de riego y bocatomas de agua, ellos serán unirán trayectorias y centrales hidroeléctricas.

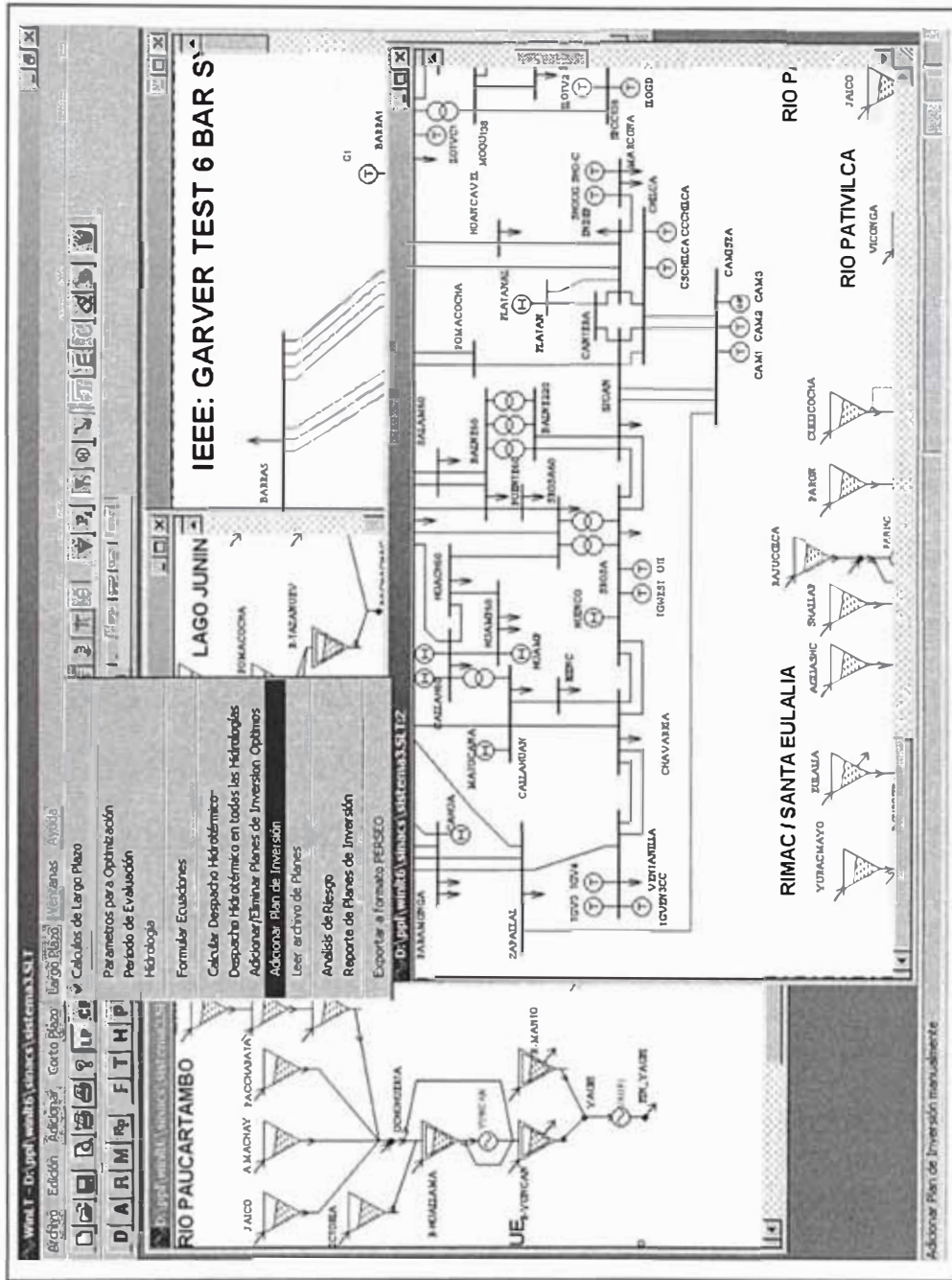


Figura 3.3: Vista del programa computacional WINLIT
 Autor: Autor de la Tesis, 2006
 Elaboración: Autor de la Tesis, 2006

CAPITULO IV APLICACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

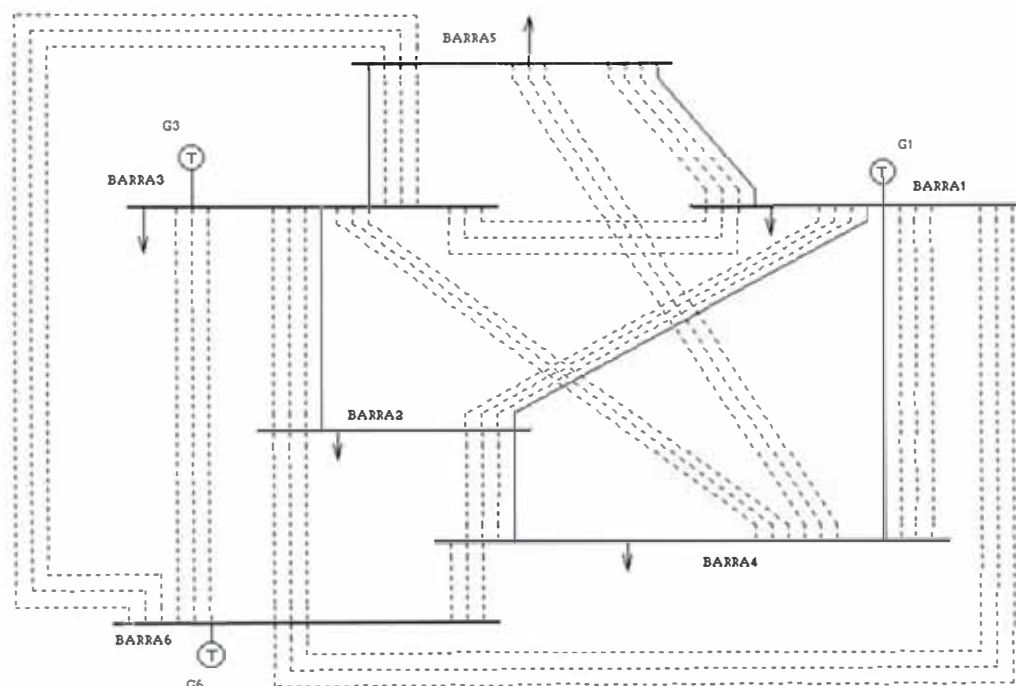
4.1 Introducción

En éste capítulo, con fines de mostrar la efectividad del trabajo realizado, se ha realizado una simulación sobre un sistema de prueba estándar utilizado en la literatura sobre la materia. Asimismo se realiza un análisis del plan de expansión sobre el Sistema Eléctrico de Potencia del sistema peruano (SEIN) para el horizonte de largo plazo (2006-2016).

4.2 Aplicación a sistemas de prueba estándares

SISTEMA IEEE-GARVER 6 BARRAS

El sistema IEEE GARVER de 6 barras, viene siendo utilizando ampliamente en la literatura sobre la materia para probar los modelos matemáticos propuestos en la búsqueda de planes de expansión de la transmisión. Es por ello, que en el presente trabajo se tomó a éste como sistema de referencia.



IEEE: GARVER TEST 6 BAR SYSTEM

Figura 4.1: Diagrama unifilar sistema IEEE 6 barras

En la figura 4.1 se muestra el diagrama unifilar, siendo los enlaces en forma punteadas, las alternativas de expansión de la transmisión.

Los datos del sistema son los siguientes:

Tabla 4.1: Datos del sistema IEEE-6 barras (1/2)

Datos enlaces	Resistencia (pu)	Reactancia (pu)	Costo Inversión US\$	Capacidad MW
1-2	0.10	0.40	40	100
1-3	0.09	0.38	38	100
1-4	0.15	0.60	60	80
1-5	0.05	0.20	20	100
1-6	0.17	0.68	68	70
2-3	0.05	0.20	20	100
2-4	0.10	0.40	40	100
2-5	0.08	0.31	31	100
2-6	0.08	0.30	30	100
3-4	0.15	0.59	59	82
3-5	0.05	0.20	20	100
3-6	0.12	0.48	48	100
4-5	0.16	0.63	63	75
4-6	0.08	0.30	30	100
5-6	0.15	0.61	61	78

Barra	P.Gen. Max MW	Costo Var. US\$/MWh	P.Carga MW
1	150	10	80
2			240
3	360	20	40
4			160
5			240
6	600	30	

Escenario sin pérdidas de transmisión

El problema fue resuelto en 7 cortes de Benders, que equivale a 7 iteraciones, 6 fueron con el Problema Maestro lineal y la última correspondió al tipo entero-mixto. Los resultados son iguales a los encontrados en la literatura sobre la materia.

Tabla 4.2: Convergencia IEEE-6 barras sin pérdidas

Tipo	Iteración	Cota Superior	Cota Inferior	Inversión Maestro	Costo Maestro	Costo Falla
LP	1	370.006	0.001	-	-	0.3700
LP	2	250.083	0.074	0.0740	-	0.2500
LP	3	11.784	0.099	0.0990	-	0.0117
LP	4	0.122	0.099	0.0990	-	0.0000
LP	5	0.120	0.099	0.0990	-	-
LP	6	0.115	0.099	0.0990	-	-
MIP	7	0.127	0.126	0.1100	0.0162	-

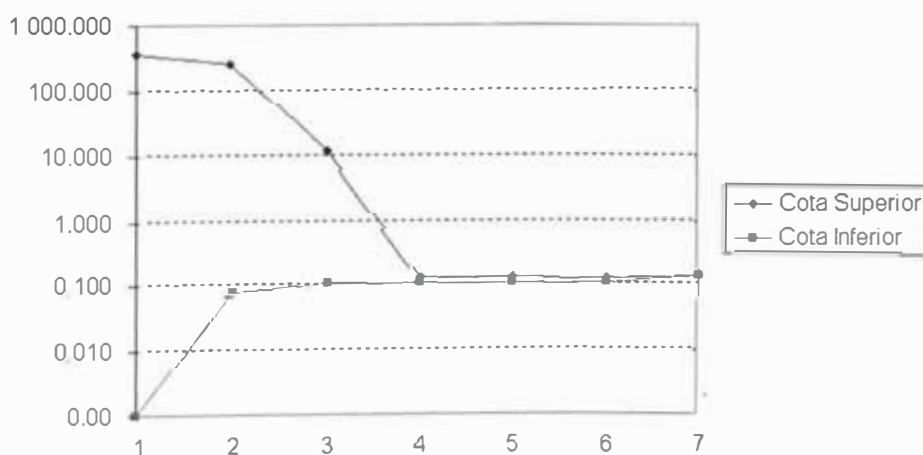


Figura 4.2: Convergencia IEEE 6 barras sin pérdidas

El Plan de expansión propuesto fue el siguiente:

Barras 3-5: 1 Enlace

Barras 4-6: 3 Enlaces

Costo Total de Inversión: 110

Escenario con pérdidas de transmisión

El problema fue resuelto en 28 cortes de Benders, que equivale a 28 iteraciones, de las cuales primeras 22 fueron con el Problema Maestro del tipo lineal y las 6 últimas correspondieron al tipo entero-mixto.

Tabla 4.3: Sistema IEEE-6 barras con pérdidas

Tipo	Iteración	Cota Superior	Cota Inferior	Inversión Maestro	Costo Maestro	Costo Falla
LP	1	376.5727	0	-	-	0.3766
LP	2	255.053	0.07532	0.0753	-	0.2550
LP	3	111.1664	0.09524	0.0952	-	0.1111
LP	4	76.68801	0.09524	0.0952	-	0.0766
LP	5	54.40433	0.09594	0.0959	-	0.0543
LP	6	15.8007	0.10053	0.1005	-	0.0157
LP	7	15.68437	0.10053	0.1005	-	0.0156
LP	8	15.68437	0.10053	0.1005	-	0.0156
LP	9	7.55726	0.10129	0.1013	-	0.0074
LP	10	7.3765	0.10129	0.1013	-	0.0073
LP	11	7.3765	0.10129	0.1013	-	0.0073
LP	12	1.49474	0.10129	0.1013	-	0.0014
LP	13	1.49474	0.10129	0.1013	-	0.0014
LP	14	0.36643	0.10142	0.1014	-	0.0003
LP	15	0.36643	0.10142	0.1014	-	0.0003
LP	16	0.36643	0.10142	0.1014	-	0.0003
LP	17	0.20668	0.10143	0.1014	-	0.0001
LP	18	0.12837	0.10143	0.1014	-	0.0000
LP	19	0.12399	0.10144	0.1014	-	0.0000
LP	20	0.12399	0.10144	0.1014	-	0.0011
LP	21	0.12361	0.10144	0.1014	-	0.0000
LP	22	0.11798	0.10144	0.1014	-	-
MIP	23	7.99934	0.12646	0.1110	0.0155	0.0079
MIP	24	7.99934	0.12655	0.1100	0.0166	0.0099
MIP	25	7.99934	0.14461	0.1290	0.0156	0.0466
MIP	26	7.99934	0.14631	0.1310	0.0153	0.0234
MIP	27	7.99934	0.14632	0.1310	0.0153	0.0093
MIP	28	0.14749	0.14631	0.1310	0.0153	-

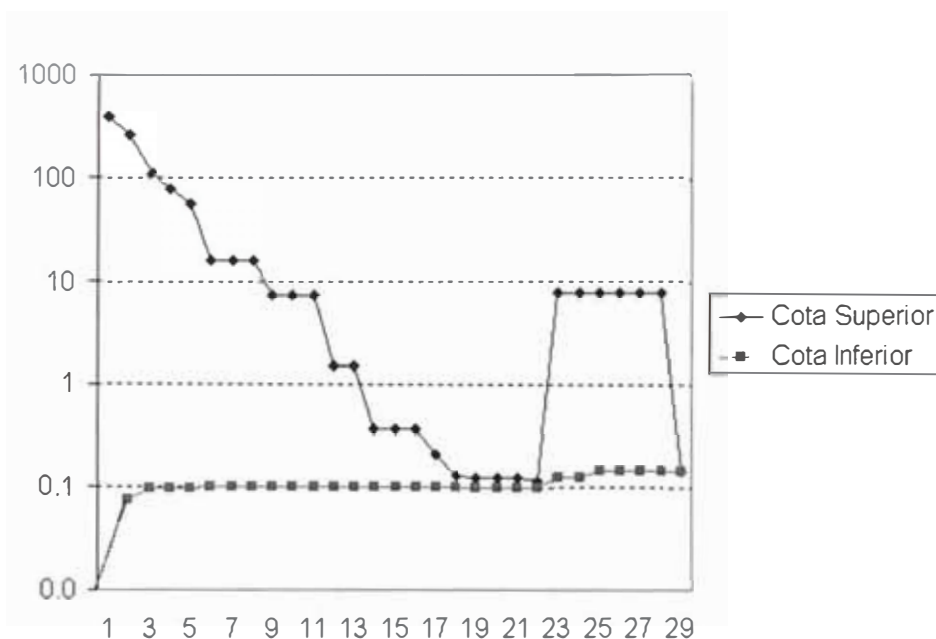


Figura 4.3: Convergencia IEEE 6 barras con pérdidas

La propuesta de plan de expansión fue la siguiente:

Barras 2-3: 2 Enlaces

Barras 4-6: 2 Enlaces

Barras 5-6: 1 Enlace

Costo Total de Inversión: 131

Se puede apreciar la diferencia de resultados por efectos de considerar las pérdidas de transmisión, y por tanto la importancia de considerarlas.

4.3 Aplicación al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)

En el presente trabajo, se desarrolla un análisis del planeamiento de la expansión de la transmisión para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional Peruano (SEIN) para el periodo de largo plazo (2006-2016)

En el análisis se ha enfatizado en la búsqueda del plan de expansión que haga viable tanto técnica como económicamente la entrada de las centrales Chilca, las futuras centrales que utilizarán el Gas de Camisea en el 2008, 2010 y 2012, y la C.H. Platanal. Para el análisis del riesgo económico, se ha considerado la incertidumbre de la hidrología, el crecimiento de la demanda y la operación de un tercer grupo del tipo Ciclo Combinado de 340 MW utilizando el Gas de Camisea en el año 2012.

4.3.1 Descripción del Sistema

Situación actual

El SEIN está conformado principalmente por sistemas de transmisión que unen las zonas Norte a Sur en el nivel de tensión de 220 kV, existiendo además niveles de 138 kV a 50 kV. La conformación de la red es, aproximadamente la siguiente:

Tabla 4.4: Red eléctrica del SEIN

Nivel de Tensión (kV)	Longitud (Km)
220	6000
138	3500
60-50	4500

Siendo las redes de 138 kV utilizadas principalmente en las áreas operativas ubicadas en las regiones sureste y suroeste..

La máxima demanda actual del sistema está en aproximadamente 3200 MW, teniendo como mayor

concentración de la demanda a la zona Centro (Lima), la cual esta desarrollada básicamente en redes de 60 kV. Un evento importante a ser considerado es la inminente interconexión con Ecuador a través de la línea de interconexión Zorritos-Machala a fines del presente año.

La producción de energía actual está compuesta en aproximadamente un 75% del tipo hidráulico y 25% del tipo térmico, siendo la central hidráulica más importante la central Mantaro de aproximadamente 840 MW de potencia efectiva.

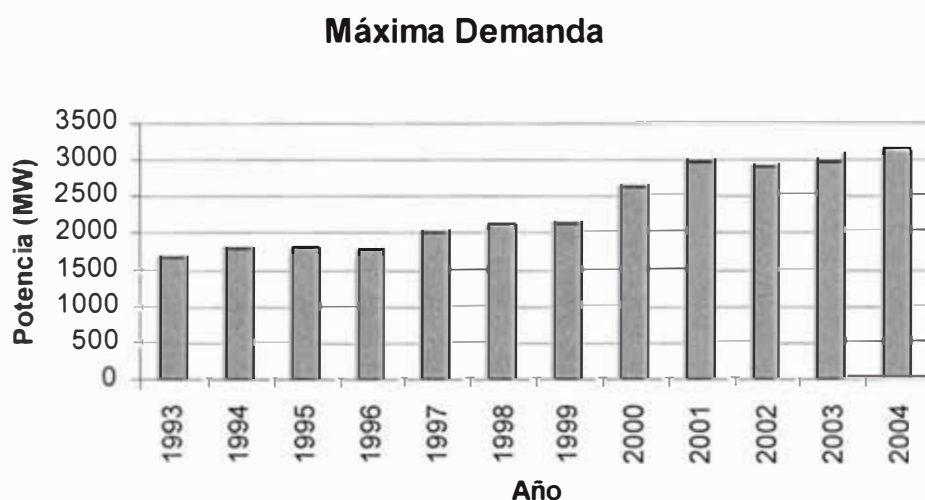


Figura 4.4: Evolución de la máxima demanda del SEIN

Información utilizada para las simulaciones

Para realizar las simulaciones del planeamiento de la expansión de la transmisión se utilizaron las proyecciones de demanda del Estudio de Fijación Tarifaria

de Mayo 2005 de OSINERG. Para las distribuciones de demandas por barras se utilizaron los archivos del COES los cuales fueron utilizados en dicho Estudio. De los datos mencionados, se utilizaron las tasas de crecimiento de demandas por barras y se obtuvieron las proyecciones de demandas para el periodo 2006 al 2016.

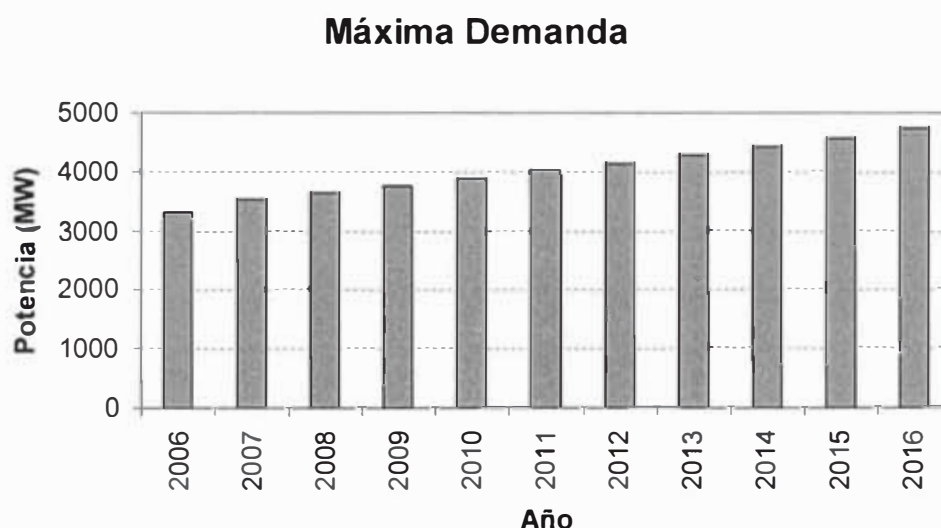


Figura 4.5: Proyección de la máxima demanda del SEIN

Para el parque generador considerado, se ha utilizado el último Plan Referencial de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas (MEM) en el escenario Optimista, en los cuales se indican la consideración del uso de gas de Camisea mediante tres centrales del tipo ciclo combinado de 340 MW cada uno, la primera etapa en el 2008, la segunda en el 2010 y la tercera en el 2012, además de la consideración de la C.H. Platanal con 220 MW. Asimismo se

ha considerado la información del estudio tarifario de mayo 2005, la cual considera una central térmica en Chilca en el 2006 con 330 MW del tipo ciclo abierto y su conversión a ciclo combinado en el 2007 con 520 MW.

Tabla 4.5: Proyección de la generación (MW)

Año	Gas Natural de Camisea	Hidroeléctricas	Proyectos considerados
2006	330		Una Central Ciclo Simple Chilca
2007	520		Conversión a Ciclo Combinado Chilca
2008	340		Una Central Ciclo Combinado
2009		220	C.H. Platanal
2010	340		Una Central Ciclo Combinado
2012	340		Una Central Ciclo Combinado

Para los datos de la hidrología de las diferentes cuencas con que cuenta el SEIN considerada en el presente trabajo, se ha considerado los utilizados en el Estudio de Fijación Tarifaria de Mayo 2005 de OSINERG, los cuales cuentan con aproximadamente 60 afluentes y 39 secuencias hidrológicas (desde 1965 al 2003), asimismo se consideraron los datos de exigencias de agua por riegos en 14 trayectorias del sistema hidrológico.

Entre los datos de planes de expansión futuros se ha tenido en cuenta los considerados en la zona Norte y Centro del país en el último Plan Referencial de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas (MEM) en el escenario optimista.

Los datos de demanda, generación, embalses, enlaces de transmisión pueden encontrarse en el Anexo B.

4.3.2 Simulaciones y análisis de resultados

A. Modelamiento del Sistema

Para la simulación, en el sistema eléctrico peruano se han modelado 81 barras, 122 líneas, 18 transformadores equivalentes, 78 cargas equivalentes y todo el parque de generación incluyendo unidades de capacidad superior a 5 MW.

Asimismo, en el sistema hidráulico se han modelado 15 cuencas, las cuales cuentan con 56 embalses y 57 puntos de interés, unidos por 89 conexiones y 34 centrales hidráulicas, contando además de 57 afluentes y 14 exigencias de riegos.

El diagrama unifilar del sistema eléctrico e hidráulico considerado en las simulaciones, se muestran en el Anexo A del presente trabajo.

B. Enlaces candidatos

Tomando en cuenta el Estudio de Plan de Expansión de la transmisión llevado a cabo por REP y el Plan Referencial de Electricidad del MEM, los cuales consideran enlaces candidatos factibles, se consideraron los siguientes enlaces candidatos para el nivel de tensión 220 kV:

Tabla 4.6: Enlaces candidatos

	Enlaces Candidatos	Ternas	Longitud Km	Capacidad MW	Inversión Millones US\$
1	Camisea - San Juan	4	140	720	35
2	Camisea - San Juan	2	140	360	17.5
3	Camisea - Chilca	1	87	180	10
4	Camisea - Chilca	1	87	180	10
5	Camisea - Zapallal	2	203	360	25
6	Platanal - Cantera	2	75	360	9.375
7	Platanal - Independencia	2	157	360	19.625
8	San Juan - Chilca	1	61	180	4.8

Los cinco primeros enlaces tienen objetivo el permitir a las centrales de ciclo combinado en la barra denominada Camisea entregar la potencia al SEIN, los enlaces 6 y 7 tienen como objetivo decidir por la mejor manera de enlazar a la central hidroeléctrica Platanal al SEIN y el último enlace permitir descargar la línea San Juan a Independencia, sin embargo al estar éstas centrales dependientes del enlace doble terna San Juan-Independencia, hoy San Juan-Cantera-Independencia, hacen que una decisión sea dependiente de la otra por las posibles congestiones que pueda producir una decisión de planificación sin el análisis de las diversidades de escenarios o hidrologías posibles.

C. Escenarios planteados

Los escenarios planteados son los siguientes:

Escenario 1:

- El crecimiento de la demanda base.

La no-operación del tercer grupo del tipo Ciclo Combinado usando el gas de Camisea en el 2012.

Escenario 2:

El crecimiento de la demanda base.

La operación del tercer grupo del tipo Ciclo Combinado usando el gas de Camisea en el 2012.

Escenario 3:

El crecimiento de la demanda con un 2% adicional al caso base.

La no-operación del tercer grupo del tipo Ciclo Combinado usando el gas de Camisea en el 2012.

Escenario 4:

El crecimiento de la demanda con un 2% adicional al caso base.

La operación del tercer grupo del tipo Ciclo Combinado usando el gas de Camisea en el 2012.

Dada la alta importancia de la hidrología en la operación del SEIN, los cuatro escenarios planteados serán simulados para hidrologías alta, media y baja.

Al tener 8 enlaces candidatos, 2 escenarios de crecimiento de demanda, 2 de operación de un tercer grupo con Ciclo Combinado y 3 de secuencias hidrológicas, existirán $2^8=256$ combinaciones posibles de nuevas

configuraciones para los 12 escenarios planteados, es decir un total de 3096 combinaciones de análisis.

La primera fase se basará en encontrar los planes de expansión para los 12 escenarios planteados, tal que cumplan con las restricciones operativas y tengan los menores costos de inversión más operación para el periodo de simulación.

La segunda fase del análisis, comprenderá la búsqueda del plan de expansión, entre los planes encontrados en el objetivo anterior, tal que maneje mejor el riesgo económico para todas las posibilidades de secuencias hidrológicas (39) y escenarios futuros.

D.Considerandos en la búsqueda de los Planes de Expansión

En las simulaciones se tuvo en cuenta los siguientes considerandos:

Con fines de eliminar el déficit de generación en el menor número de iteraciones, se consideró un valor de Costo de Racionamiento de 250 000 US\$/MWh.

Para una simulación más rápida de la operación del sistema hidrotérmico, se consideró periodos de 3 meses, es decir cada uno de los 11 años fue dividido en 4 periodos.

En la descomposición de Benders se consideró como tolerancia máxima para la convergencia el valor de 0.2% de diferencia entre la cota superior e inferior.

E. Búsqueda de Planes de transmisión

Utilizando la metodología y herramienta desarrollada, se realizó la búsqueda de los planes de expansión óptimos en los cuatro escenarios y tres hidrologías planteadas. Los resultados de las convergencias se muestran en el Anexo C.

Un resumen de los planes de expansión de la transmisión obtenidos se muestran en el siguiente cuadro resumen:

Tabla 4.7: Planes de expansión encontrados

	Enlace	Ternas	Plan 1	Plan 2	Plan 3	Plan 4
1	Camisea - San Juan	4	X		X	X
2	Camisea - San Juan	2		X		
3	Camisea - Chilca	1				
4	Camisea - Chilca	1				
5	Camisea - Zapallal	2		X	X	X
6	Platanal - Cantera	2	X	X	X	X
7	Platanal - Independencia	2				
8	San Juan - Chilca	1		X		X
Inversión (Mill. US\$)			44.377	56.672	69.377	74.177
Escenario e Hidrología			E1 Hid.Alta E1 Hid.Prom E3 Hid.Alta	E1 Hid.Baja E3 Hid.Prom E3 Hid.Baja	E2 Hid.Alta E2 Hid.Prom E2 Hid.Baja E4 Hid.Alta E4 Hid.Prom	E4 Hid.Baja

Donde:

E1: Sin Camisea en el 2012

E2: Con Camisea en el 2012

E3: Sin Camisea en el 2012, Demanda +2% adicional

E4: Con Camisea en el 2012, Demanda +2% adicional

De los planes de expansión obtenidos se puede observar lo siguiente:

La entrada de la C.H. Platanal, siempre es mas conveniente a través del enlace Platanal-Cantera.

Ante hidrologías bajas se encuentra que es conveniente el enlace doble terna Camisea-Zapallal, aún con el escenario sin Camisea en el 2012.

Ante hidrologías altas se encuentra que es conveniente el enlace de cuatro ternas Camisea-San Juan.

Con Camisea en el 2012 son necesario 6 ternas de 220 kV, ya sea mediante 6 ternas Camisea - San Juan o 4 ternas Camisea-San Juan y 2 ternas Camisea-Zapallal.

Sin Camisea en el 2012 es necesario sólo 4 ternas de 220 kV, ya sea mediante 4 ternas Camisea - San Juan o 2 ternas Camisea-San Juan y 2 ternas Camisea-Zapallal.

No se encontró dentro de los planes de expansión enlaces entre Camisea-Chilca.

F. Toma de decisiones ante riesgos económicos

Dada las diversas condiciones de hidrología, entrada o no del tercer grupo de ciclo combinado usando el gas de Camisea en el 2012 y del crecimiento de la demanda, para la conveniencia o no de inversión en los enlaces de transmisión planteados, resulta conveniente realizar un análisis del manejo de riesgos y toma de decisiones tal que se logre encontrar el plan de menor riesgo económico.

F.1. Incertidumbres debido a cambios en la hidrología

Se realiza el análisis para las 39 secuencias hidrológicas sobre cada escenario planteado, utilizándose la técnica de costo de oportunidad máximo para mitigar el riesgo económico para mitigar el riesgo económico ante cambios en la hidrología, obteniéndose el siguiente cuadro resumen:

Tabla 4.8: Riesgos por cambios en hidrología

Escenario	Arrepentimiento				Plan de menor riesgo
	Plan 1	Plan 2	Plan 3	Plan 4	
E1	43.995	13.723	29.539	26.05	P2
E2	68.886	53.013	4.29	8.901	P3
E3	245.372	12.077	40.125	24.039	P2
E4	176.054	114.039	2.367	4.897	P3

De los resultados obtenidos, se puede observar que para los escenarios 1 y 3, que tienen en común la no operación de Camisea en el 2012, el plan de menor riesgo económico por cambios en la hidrología es el Plan 2.

Para los escenarios 2 y 4, que tienen en común la operación de Camisea en el 2012, el plan de menor riesgo económico por cambios en la hidrología es el plan 3.

F.2. Análisis sobre los Escenarios

Con fines de tomar de decisión del plan de transmisión de menor riesgo económico que considere incertidumbres en la hidrología, demanda y generación futura, en el presente trabajo se utiliza la técnica de

selección Hurvicz, obteniéndose los siguientes resultados:

Tabla 4.9: Condición de Hidrología Alta

Escenario	Costo Operativo + inversión	
	Plan 2	Plan 3
E1	1 201.80	1 212.85
E2	1 201.80	1 188.91
E3	1 304.41	1 319.83
E4	1 304.41	1 289.45

Riesgo Alto	1 201.80	1 188.91	Plan 3
Riesgo Medio	1 253.10	1 254.37	Plan 2
Riesgo Bajo	1 304.41	1 319.83	Plan 2

Tabla 4.10: Condición de Hidrología Promedio

Escenario	Costo Operativo + inversión	
	Plan 2	Plan 3
E1	1 296.03	1 310.49
E2	1 296.03	1 281.51
E3	1 405.95	1 424.87
E4	1 405.95	1 389.77

Riesgo Alto	1 296.03	1 281.51	Plan 3
Riesgo Medio	1 350.99	1 353.19	Plan 2
Riesgo Bajo	1 405.95	1 424.87	Plan 2

Tabla 4.11: Condición de Hidrología Baja

Escenario	Costo Operativo + inversión	
	Plan 2	Plan 3
E1	1 440.97	1 470.51
E2	1 440.97	1 387.95
E3	1 684.79	1 724.91
E4	1 684.79	1 573.12

Riesgo Alto	1 440.97	1 387.95	Plan 3
Riesgo Medio	1 562.88	1 556.43	Plan 3
Riesgo Bajo	1 684.79	1 724.91	Plan 2

Se puede observar que la toma de decisión del Plan de expansión de mayor riesgo lleva al Plan 3, mientras que el de menor riesgo lleva a elegir el Plan 2, esto coincide con la operación o no del tercer grupo de Camisea en el 2012.

F.3 Plan de expansión recomendado

De los resultados de riesgos obtenidos ante cambios de hidrología, crecimiento de la demanda y operación del tercer grupo de Camisea en el 2012, podemos concluir lo siguiente:

Ante la operación de la C.H. Platanal es mas conveniente la instalación de una línea doble terna en el nivel de 220 kV entre las barras Platanal y Cantera.

Para la entrada de las dos unidades de ciclo combinado utilizando el gas de Camisea, cada una de 340 MW en el 2008 y 2010, resulta más conveniente la instalación de dos ternas en 220 kV entre las barras Camisea y San Juan, además de dos ternas en 220 kV entre las barras Camisea y Zapallal.

Para la entrada del tercer grupo del tipo ciclo combinado de 340 MW utilizando el gas de Camisea en el año 2012, resulta mas conveniente instalar una segunda línea doble terna en 220 kV entre las barras Camisea y San Juan. Sin embargo, la no-entrada en

operación de dicho grupo significa la instalación un enlace en 220 kV entre San Juan y Chilca. Esta decisión puede ser tomada cuando se tenga mejor panorama respecto de la operación de dicho tercer grupo.

CAPITULO V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 1) La búsqueda y elección de un plan de expansión óptimo y robusto en el planeamiento de la transmisión en el horizonte de largo plazo, resulta ser un proceso muy complejo. Ésta complejidad es debida a la gran cantidad de alternativas de expansión y a las incertidumbres en la demanda, generación e hidrología futura. Por tanto, resulta conveniente contar con una metodología y herramienta adecuada, tal que se realice la búsqueda de planes de expansión óptimos y la mitigación del riesgo económico ante incertidumbres de una manera sistemática; se lograría con él, poder elegir el plan de expansión que lleve a un adecuado desarrollo de los sistemas de transmisión.
- 2) En la bibliografía sobre la materia, es posible encontrar diversas metodologías conteniendo modelos para representar los sistemas de potencia y alternativas de expansión de la transmisión, así como

técnicas de optimización matemática y mitigación del riesgo económico. En el presente trabajo se identifican y analizan las principales metodologías encontradas.

- 3) El presente trabajo se plantea una metodología y pone a disposición la herramienta computacional desarrollada con la cual se logra sistematizar el proceso de búsqueda y elección de los planes de expansión de la transmisión óptimos y robustos.

La metodología planteada propone:

- Representar a los sistemas de potencia con características hidrotérmicas mediante un modelo multinodal y multiembalse.
- Utilizar el Modelo Lineal Disyuntivo para la representación de los enlaces de transmisión candidatos.
- Utilizar la representación lineal por tramos para considerar las pérdidas de transmisión.
- Utilizar la técnica de descomposición matemática de Benders para desacoplar los subproblemas de operación e inversión.
- Utilizar las técnicas de Costo de Oportunidad Máximo y de Hurvitz para la toma de decisiones ante riesgos económicos.

- 4) Con fines de comprobar la efectividad de las metodologías seleccionadas y de la herramienta computacional desarrollada, se simuló el sistema IEEE-GARVER de 6 barras, el cual es ampliamente utilizado en la literatura sobre el tema. Con los resultados obtenidos en la simulación, se pudo comprobar la validez de la metodología y herramienta propuesta.

Asimismo, se pudo probar la factibilidad de aplicar la metodología y herramienta computacional desarrollada en el sistema eléctrico de potencia peruano (SEIN). Para ello, se realizó una simulación de búsqueda y elección del plan de expansión de la transmisión para el horizonte de largo plazo (2006-2016) ante la futura operación de las centrales que utilizarán el gas de Camisea y de las centrales Platanal y Chilca.

- 5) En la bibliografía sobre la materia se puede observar un constante desarrollo de modelos y aplicación de técnicas de optimización y de mitigación de riesgos, siempre con el fin de obtener mejores resultados y en menores tiempos de cálculo, por lo cual se recomienda seguir muy de cerca dichas propuestas por ser un tema de gran interés.

BIBLIOGRAFIA

1. T. De la Torre, J.W. Feltes, T. Gómez San Román and H. Merrill, "Deregulation, Privatization, and Competition: Transmission Planning under Uncertainty", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 2, pp. 460- 465, May 1999.
2. E. Crousillat and H. Merrill, "A Trade-off/Risk Method: A Strategic Approach to Power Planning Industry and Energy department working paper ", Energy Series Paper N°54, May 1992.
3. W.Burke, H.Merrill, F.Scheweppe, B.Lovell, M.McCoy and S.Monohon, "Trade off methods in system planning", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 3 N° 3, pp 1284-1290, Aug. 1988.
4. E.Crousillat, P.Dorfner, F.Alvarado and H.Merrill, "Conflicting objectives and risk in power systems planning", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 8 N° 3, pp 887-893, Aug. 1993.
5. CESI, Criterios para la Planificación y Expansión de los Sistemas de Transmisión, 2003.
6. M.V.F. Pereira, L.M.V.G. Pinto, S.H.F. Cunha and G.C. Oliveira "A Decomposition approach to automated generation-transmission expansion planning", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-104, Feb. 1985.
7. R. Romero and A. Monticelli, "A hierarchical decomposition approach for transmission network expansion planning", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, no. 1, Feb. 1994

- 8.G.C. Oliveira, A.P.C. Costa and S. Binato, "Large scale transmission network planning using optimization and heuristic techniques", IEEE Transactions on Power System, Vol. 10 N° 4, pp 1828-1834, Nov. 1995
- 9.S. Binato, M. Pereira and S. Granville, "A new Benders decomposition approach to solve power transmission network desing problems," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16 N° 2, pp 235-240, May 2001
- 10.S.Binato, G.C. de Oliveira and J.L.Araújo, "A Greedy Randomized Adaptive Search Procedure for Transmission Expansion Planning," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16 N° 2, pp-247-253,May 2001.
- 11.L. Bahiense, G.C. Oliveira, M. Pereira and S. Granville, "A mixed integer disjunctive model for transmission network expansion," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16 N° 3, pp 560-565, Aug. 2001.
- 12.N. Alguacil, A. L.Motto and A. J.Conejo, "Transmission Expansion Planning: A mixed-integer LP approach," IEEE Transactions on Power System, Vol. 18 N°3, pp 1070-1077, Aug. 2003
- 13.PERSEO. Modelo para la determinación de costos marginales en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional - Manual del Usuario.
- 14.A.Ramos y S.Cerisola, Optimización Estocástica, Pontificia Universidad Comillas, España, Junio 2002.
- 15.M.Shahidehpour, M.Alomoush, Restructured Electrical Power Systems. Operation, Trading and Volatility, New York, 2001.
- 16.S.Stoft, Power System Economics. Designing Markets for Electricity, John Wiley & Sons, 2002.
- 17.PEPSA , Revisión del marco regulatorio de la transmisión, Julio 2003.
- 18.CPLEX Optimization Inc., "Using the CPLEX Callable Library"
<http://www.ilog.com/products/cplex>