



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL

Facultad Regional Córdoba - Facultad Regional Rosario

Tesis presentada como parte de los requisitos de la Universidad Tecnológica Nacional para la obtención
del Grado Académico de Doctor en Ingeniería

SÍNTESIS Y DISEÑO
DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA
CON ESTRATEGIAS DE OPTIMIZACIÓN DE LA
DISPONIBILIDAD

Doctorando: Ing. Ezequiel Godoy

Directores: Dra. Sonia J. Benz, Dr. Nicolás J. Scenna

Jurados: Dr. José Espinosa, Dra. Soledad Díaz, Dr. Carlos Ruiz

Rosario, Argentina - Abril de 2013

A mi familia

Agradecimientos

Por este medio, deseo agradecer a todas aquellas personas que me han acompañado y facilitado su apoyo, consejo y ánimo a lo largo de este proceso, y sin las cuales no hubiera sido posible lograr este objetivo.

A Sonia y Nicolás, por la confianza que han depositado en mí desde el inicio de esta tesis, así como por su constante guía durante la ardua tarea que ha resultado llevar la misma a buen puerto.

A la Universidad Tecnológica Nacional y a la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica, quienes han proporcionado el apoyo financiero necesario para llevar adelante este trabajo de tesis.

A mis compañeros del CAIMI, quienes me han acompañado en el día a día, tornando así más ameno el camino. Y en particular, a Patricia, con quien hemos sobrevivido a esta aventura desde el primer día.

A Roque, que me ha conducido en mi aprendizaje como docente, y ha sido un confidente y un buen amigo.

A mi familia y mis amigos, por estar incondicionalmente en los buenos y en los malos momentos durante todos estos años.

Prefacio

En el presente trabajo de tesis, el desafío afrontado consiste en el desarrollo de metodologías sistemáticas, flexibles, robustas y de bajo costo computacional que puedan ser aplicadas eficientemente a la resolución de manera óptima del problema de síntesis y diseño de sistemas de generación de energía considerando su ciclo de vida útil, tarea que resulta crítica en el mundo actual para el uso racional de los recursos naturales no renovables. Asimismo, se introducen en la formulación distintas nociones relacionadas a la disponibilidad del sistema, con el objeto último de generar herramientas que puedan asistir al ingeniero de diseño y al gerente de mantenimiento en la toma de decisiones frente a situaciones de riesgo tecnológico y de sugerir estrategias para mejorar la economía de la planta, durante la etapa de diseño conceptual de la misma.

Para su estudio, se selecciona un ciclo combinado con post-combustión, múltiples niveles de presión en la caldera de recuperación, y regeneración. Este tipo de sistemas constituye el estado del arte en generación a partir de gas natural, debido a sus altos rendimientos y a su adaptabilidad a distintas condiciones operativas. Debido a la complejidad del problema desde el punto de vista de su planteo y resolución, se avanza en el estudio del mismo en forma progresiva hasta abordar el mismo en forma completa y detallada; ganándose experiencia y conocimientos que serán luego volcados en el desarrollo de metodologías que simplifiquen la estrategia de resolución de la problemática abordada.

Desde el punto de vista de la programación matemática, se utilizan formulaciones de programación no-lineal (NLP) y mixta-entera no lineal (MINLP). En ambos casos, las decisiones continuas están vinculadas a las variables tanto de diseño como operativas, que determinan la

performance técnico-económica de la planta de generación. Por otra parte, las decisiones discretas se encuentran ligadas a la determinación de la amplia gama de escenarios a los que el sistema deberá responder a lo largo del horizonte de tiempo, que aquí se representan mediante el planteo riguroso del modelo lógico del diagrama de disponibilidad dentro del marco de un enfoque de espacio de estados.

Dos distintos horizontes de tiempo se consideran durante el planteo de la formulación matemática para la optimización de la planta de generación. En primer lugar, se utiliza un enfoque clásico, en donde un horizonte de tiempo anual habilita el estudio de las características de las familias de soluciones óptimas, al identificar tendencias en la comportamiento óptimo de las variables de decisión, y permite también resaltar relaciones entre los espacios resultantes de la resolución del problema mediante los enfoques termodinámico y económico.

Luego, un horizonte temporal multi-periodo, que considere las distintas etapas del ciclo de vida útil de la planta de potencia, habilita el diseño del sistema frente a condiciones variables en el tiempo, asegurando que se obtengan valores óptimos de los indicadores de performance económicos, que en última instancia posibilita se atraigan nuevas inversiones hacia el proyecto de generación.

La evaluación de los ingresos y egresos del proyecto se adapta a la longitud del horizonte de tiempo considerado. Aún así, en todos los casos se proponen formas de expresar los diferentes componentes en función de parámetros asociados a la disponibilidad del sistema, con hincapié en la asignación de recursos para mantenimiento y su interrelación con el comportamiento de las variables de decisión de la planta de generación.

La exploración de relaciones funcionales entre las variables de decisión en el espacio de soluciones óptimas, permite que las mismas se utilicen como restricciones adicionales con el objeto de proponer modelos reducidos de las distintas formulaciones antes utilizadas. Dicho proceder constituye una metodología novedosa que logra reducir drásticamente los requerimientos computacionales a la hora de obtener (estimaciones precisas de las) soluciones óptimas, y abre nuevas posibilidades de aplicación a distintos problemas de interés, al permitir simplificar la resolución de problemas más complejos.

Índice General

1. Introducción	1
1.1. Enfoques en la Síntesis y Diseño de Procesos	2
1.1.1. Sistemas de Generación de Energía	3
1.2. Mantenimiento y Disponibilidad	5
1.3. Flexibilidad en Síntesis y Diseño de Procesos	8
1.4. Síntesis y Diseño Multi-periodo orientados al Análisis del Ciclo de Vida Útil . . .	10
1.5. Estructura de la Tesis	12
2. Descripción de la Planta de Generación en Estudio y Modelo Matemático Asociado	17
2.1. Introducción	18
2.1.1. Enfoque Orientado a Ecuaciones vs. Enfoque Modular Secuencial	19
2.2. Configuración del Caso de Estudio	22
2.2.1. Principios Termodinámicos	22
2.2.2. Estrategia de Modelado de la Turbina de Gas	28
2.2.3. Estrategia de Modelado de la Caldera de Recuperación	34
2.2.4. Estrategia de Modelado de la Turbina de Vapor	37
2.2.5. Predicción de Propiedades Físico-químicas	39
2.2.6. Restricciones Operativas	40
2.3. Balances Globales	43
2.3.1. Área de Intercambio Necesaria	43

2.3.2.	Consumo de Energía	43
2.3.3.	Potencia Generada	43
2.3.4.	Demanda de Energía	44
2.4.	Relaciones entre Variables de Decisión	45
2.5.	Datos de Entrada	48
3.	Estrategias de Diseño considerando las Características de los Espacios de Soluciones Óptimas Termodinámicas y Económicas	55
3.1.	Introducción y Objetivos	56
3.2.	Síntesis y Diseño Termodinámicamente Orientados	58
3.2.1.	Evaluación de Indicadores Termodinámicos	60
3.2.2.	Formulación del Problema de Optimización Termodinámico	62
3.2.3.	Familias de Soluciones Óptimas Termodinámicas	64
3.2.4.	Relaciones Funcionales	73
3.3.	Optimización de Plantas de Potencia siguiendo Criterios Económicos	76
3.3.1.	Evaluación de Indicadores Económicos	77
3.3.2.	Formulación del Problema de Optimización Económico	83
3.3.3.	Soluciones Óptimas Económicas para Distintas Condiciones de Mercado	85
3.3.4.	Relación con el Espacio de Soluciones Óptimas Termodinámicas	95
3.4.	Sistema de Ecuaciones con Restricciones Adicionales	97
3.5.	Nociones Preliminares de Disponibilidad	108
4.	Diseño Óptimo considerando Nociones de Disponibilidad según el Modelo del Espacio de Estados	115
4.1.	Introducción y Objetivos	116
4.1.1.	Disponibilidad y Mantenimiento en Diseño de Procesos	116
4.1.2.	Espacio de Estados Posibles: Modelando con Markov	118
4.2.	Modelo del Espacio de Estados	121
4.2.1.	Identificación de Modos Funcionales Posibles	121
4.2.2.	Diferenciación de Modos Funcionales Factibles	122

4.2.3.	Establecimiento de Reglas de Transición	122
4.2.4.	Evaluación de Probabilidades	123
4.2.5.	Valor Ponderado de Variables, Tiempo Operativo y Disponibilidad del Sistema	124
4.2.6.	Funcionalidad de las Tasas de Reparación respecto de los Fondos para Mantenimiento	124
4.3.	Plantas Óptimas considerando Nociones de Disponibilidad	126
4.3.1.	Configuración del Caso de Estudio	126
4.3.2.	Formulación del Problema de Optimización considerando Disponibilidad	131
4.3.3.	Soluciones Óptimas considerando Estados Factibles	133
4.4.	Planta de Generación Acoplada a Sistema de Captura	142
4.4.1.	Descripción y Estrategia de Modelado del Sistema de Captura	142
4.4.2.	Configuración del Caso de Estudio	146
4.4.3.	Formulación del Problema de Optimización para la Planta Acoplada	152
4.4.4.	Plantas Acopladas Óptimas	153
5.	Estrategias para el Diseño Óptimo en un Marco Temporal Multi-periodo	161
5.1.	Introducción y Objetivos	162
5.2.	Estrategia de Modelado en un Marco Temporal Multi-periodo	165
5.2.1.	Operación a Carga Parcial	165
5.2.2.	Restricciones de Acoplamiento: Potencia Generada	165
5.2.3.	Restricciones de Acoplamiento: Áreas de Intercambio	167
5.2.4.	Degradación de la Performance	168
5.3.	Toma de Decisiones Económicas en Enfoques Multi-periodo	169
5.3.1.	Evaluación de Indicadores Económicos Multi-periodo	169
5.3.2.	Formulación del Problema de Optimización Multi-periodo	171
5.3.3.	Soluciones Óptimas Multi-periodo: Características y Sensibilidad	174
5.3.4.	Relaciones Funcionales Multi-periodo	182
5.4.	Sistema de Ecuaciones Multi-periodo con Restricciones Adicionales	185
5.5.	Propuesta Multi-periodo considerando Nociones de Disponibilidad	192

5.5.1. Configuración del Caso de Estudio	192
5.5.2. Degradación de la Confiabilidad	192
5.5.3. Formulación del Problema de Optimización Multi-periodo considerando Disponibilidad	193
5.5.4. Soluciones Óptimas Multi-periodo considerando Disponibilidad	196
6. Conclusiones	203
6.1. Principales Desarrollos Alcanzados	204
6.2. Líneas Abiertas de Investigación	222
Nomenclatura	225
Bibliografía	237

Índice de Figuras

2.1. Diagrama Esquemático del Ciclo Combinado	23
2.2. Diagrama T-S Representativo para el Ciclo de Gas	24
2.3. Diagrama T-S Representativo para el Ciclo de Vapor	24
3.1. Diagrama Esquemático de Flujos de Potencia y Calor	61
3.2. Inicialización del Problema de Optimización Termodinámico	63
3.3. Familias de Soluciones Óptimas. Eficiencia Térmica versus Área Específica . . .	65
3.4. Sensibilidad del Óptimo Termodinámico	72
(a). Eficiencias Politrópicas en la Turbina de Gas	72
(b). Eficiencias Politrópicas en la Turbina de Vapor	72
(c). Coeficientes Globales en la Caldera de Recuperación	72
(d). Temperatura Máxima en la Turbina de Gas	72
(e). Presión Operativa Máxima en Sección de Alta	72
(f). Temperatura Máxima en la Admisión a la Turbina de Vapor	72
3.5. Inicialización del Problema de Optimización Económico	84
3.6. Costo Anual Total para Distintas Condiciones de Mercado	87
3.7. Área Específica en el Óptimo Económico versus la Relación de Costos	87
3.8. Costo Anual Total asumiendo Incrementos del Costo del Combustible	88
3.9. Sensibilidad del Óptimo Económico	94
(a). Costo del Combustible	94

(b).	Costo del Área de Intercambio	94
(c).	Costo de la Potencia	94
(d).	Tasa de Interés	94
(e).	Longitud del Ciclo de Vida Útil	94
(f).	Factor de Costo del Área	94
3.10.	Relación entre los Espacios de Soluciones Óptimas Económico y Termodinámico	96
3.11.	Diagrama de Flujo para la Estrategia Propuesta	98
3.12.	Influencia de las Horas Operativas Anuales en el Costo de Mantenimiento	110
3.13.	Influencia de las Horas Operativas Anuales en los Indicadores Económicos	112
(a).	Costo Anual Total	112
(b).	Gastos Operativos	112
(c).	Ventas de Energía	112
(d).	Costo de la Electricidad	112
4.1.	Diagrama de Bloques de la Planta de Generación	127
4.2.	Inicialización del Problema de Optimización considerando Nociones de Disponi- bilidad	132
4.3.	Indicadores Económicos del Proyecto de Generación	134
(a).	Costo Anual Total	134
(b).	Costo de la Electricidad	134
(c).	Costo de Mantenimiento	134
(d).	Gastos de Capital	134
(e).	Gastos Operativos	134
(f).	Ventas de Energía	134
4.4.	Comparación de Indicadores Económicos	137
4.5.	Capacidad de Generación para Cada Estado Funcional	139
4.6.	Costo de la Electricidad para Cada Estado Funcional	141
4.7.	Diagrama de Flujo para la Planta Acoplada	143
4.8.	Diagrama de Bloques de la Planta Acoplada	147
4.9.	Indicadores Económicos de la Planta Acoplada	154

4.10. Fondos para Mantenimiento en la Planta Acoplada	154
4.11. Cumplimiento de Metas de Generación y Captura para Cada Estado Funcional . .	158
4.12. Costo de la Electricidad para Cada Estado Funcional	158
5.1. Correlaciones para Operación en un Amplio Rango de Valores de Diseño	166
(a). Compresores	166
(b). Turbinas	166
5.2. Inicialización del Problema de Optimización Multi-periodo	173
5.3. Indicadores Económicos del Proyecto	180
(a). Flujo de Fondos	180
(b). Costo del Combustible	180
(c). Costo de Mantenimiento	180
(d). Costo de la Electricidad	180
5.4. Sensibilidad del Óptimo Multi-periodo	181
(a). Factor de Aumento del Precio de la Electricidad	181
(b). Factor de Aumento del Costo del Combustible	181
(c). Factor de Inversión de Capital	181
(d). Longitud Total del Ciclo de Vida Útil	181
5.5. Diagrama de Flujo para la Estrategia Propuesta	186
5.6. Inicialización del Problema de Optimización Multi-periodo considerando Dispo- nibilidad	195
5.7. Variación de Indicadores Económicos para Distintos Niveles de Disponibilidad .	198
5.8. Variación del Costo de Mantenimiento para Distintos Niveles de Disponibilidad .	198
5.9. Indicadores Económicos del Proyecto	200
(a). Valor Presente Neto	200
(b). Gastos Operativos	200
(c). Costo de Combustible	200
(d). Costo de Mantenimiento	200
(e). Costo de la Electricidad	200
(f). Ventas de Energía	200

Índice de Tablas

2.1. Matriz de Corrientes del Ciclo de Gas	25
2.2. Matriz de Corrientes del Ciclo de Vapor	26
2.3. Matriz de Reacciones Químicas	30
2.4. Datos de Entrada: Combustible y Aire	49
2.5. Datos de Entrada: Turbina de Gas	50
2.6. Datos de Entrada: Turbina de Vapor	51
2.7. Datos de Entrada: Caldera de Recuperación	52
2.8. Datos de Entrada: Condensador	52
2.9. Datos de Entrada: Restricciones Técnicas	53
3.1. Valores Óptimos Termodinámicos de Variables Claves	68
(a). Función Objetivo y Performance Computacional	68
(b). Variables Asociadas al Ciclo de Gas	68
(c). Variables Asociadas al Ciclo de Vapor	69
3.2. Valores de los Parámetros de Ajuste para las Relaciones Funcionales Lineales . .	75
3.3. Estimación de Gastos de Capital	79
3.4. Estimación de Gastos Operativos	80
3.5. Datos de Entrada: Parámetros Económicos	82
3.6. Parámetros para las Funcionalidades del Área Económica Óptima	88
3.7. Valores Óptimos Económicos de Variables Claves	90

(a).	Función Objetivo y Performance Computacional	90
(b).	VARIABLES ASOCIADAS AL CICLO DE GAS	91
(c).	VARIABLES ASOCIADAS AL CICLO DE VAPOR	92
3.8.	VARIABLES CLAVES OBTENIDAS POR MEDIO DEL SISTEMA DE ECUACIONES CON RESTRICCIONES ADICIONALES PARA EL CASO 1	102
(a).	Indicadores de Performance	102
(b).	VARIABLES ASOCIADAS AL CICLO DE GAS	103
(c).	VARIABLES ASOCIADAS AL CICLO DE VAPOR	104
3.9.	VARIABLES CLAVES OBTENIDOS POR MEDIO DEL SISTEMA DE ECUACIONES CON RESTRICCIONES ADICIONALES PARA EL CASO 2	105
(a).	Indicadores de Performance	105
(b).	VARIABLES ASOCIADAS AL CICLO DE GAS	106
(c).	VARIABLES ASOCIADAS AL CICLO DE VAPOR	107
3.10.	Datos de Entrada: Parámetros Preliminares de Disponibilidad	110
4.1.	Enumeración de Modos Funcionales Posibles para la Planta de Generación	127
4.2.	Descripción de Estados Operativos Funcionales para la Planta de Generación	128
4.3.	Enumeración Detallada de Estados Funcionales Factibles para la Planta de Generación	128
4.4.	Datos de Entrada: Parámetros de Confiabilidad y Mantenibilidad para la Planta de Generación	130
4.5.	Datos de Entrada: Parámetros provistos por el Diseñador para la Planta de Generación	130
4.6.	Probabilidades de Estados Funcionales	137
4.7.	Enumeración de Modos Funcionales Posibles para la Planta de Captura	147
4.8.	Descripción de Estados Operativos Funcionales para la Planta de Captura	147
4.9.	Enumeración Detallada de Estados Funcionales Factibles para la Planta de Captura	149
4.10.	Detalle de Estados Operativos Factibles para la Planta Acoplada	149
4.11.	Datos de Entrada: Parámetros de Confiabilidad y Mantenibilidad para la Planta de Captura	151

4.12. Datos de Entrada: Parámetros provistos por el Diseñador para la Planta de Captura	151
4.13. Probabilidades de Estados Funcionales	156
5.1. Parámetros para los Mapas de Performance	166
5.2. Datos de Entrada: Parámetros Económicos Multi-periodo	173
5.3. Valores Óptimos Multi-periodo de Variables Claves	176
(a). Función Objetivo y Performance Computacional	176
(b). Variables Asociadas al Ciclo de Gas	177
(c). Variables Asociadas al Ciclo de Vapor	178
5.4. Valores de los Parámetros de Ajuste para las Relaciones Funcionales Multi-periodo	184
5.5. Variables Claves obtenidas por medio del Sistema de Ecuaciones con Restriccio- nes Adicionales	189
(a). Indicadores de Performance	189
(b). Variables Asociadas al Ciclo de Gas	190
(c). Variables Asociadas al Ciclo de Vapor	191

Capítulo 1

Introducción

1.1. Enfoques en la Síntesis y Diseño de Procesos

La tarea de síntesis y diseño de un proceso continuo o discontinuo basado en modelos consiste en determinar la configuración de los equipos, el dimensionamiento de los mismos, las condiciones operativas, entre otras tareas, optimizando una función objetivo que cuantifique un indicador de interés sobre la performance del sistema (Biegler et al., 1997).

La necesidad constante de mantener la competitividad de las actividades de la empresa motiva la necesidad de expandir los objetivos tradicionales de diseño de proceso (generalmente rentabilidad a corto plazo), para incluir en las etapas tempranas del mismo criterios de optimización tales como confiabilidad, mantenibilidad, disponibilidad, flexibilidad, controlabilidad, seguridad, emisión de contaminantes, de manera de alcanzar la viabilidad económica a largo plazo (Thomaidis y Pistikopoulos, 1995).

Tradicionalmente, la síntesis y diseño de procesos ha sido abordada con un enfoque secuencial. Una metodología secuencial permite afrontar de manera simplificada un problema con múltiples objetivos, al reducir progresivamente la región de soluciones factibles, y eventualmente encontrar una solución que satisfaga todos los objetivos deseados (Franco y Giannini, 2006). La principal desventaja de este procedimiento reside en que pueden excluirse del análisis regiones enteras del espacio de soluciones que podrían contener óptimos de mejor calidad que los previamente hallados.

Además, el enfoque secuencial del problema generalmente implica que la tarea de estudio de la operabilidad de la planta se realice después de configurar y dimensionar el proceso en su óptimo económico, ignorándose la posibilidad de reconfigurar el mismo durante las etapas tempranas de diseño con el fin de considerar explícitamente la influencia de dichos parámetros (Ishii et al., 1997; Vassiliadis y Pistikopoulos, 1998, 2001; Vassiliadis y Pistikopoulos, 1999). Mas aún, incluso si se hallan mejores soluciones durante las sucesivas iteraciones, el costo de implementación de las mismas puede ser prohibitivo, por lo que no son tenidas en cuenta en la materialización del proyecto.

El enfoque simultáneo del problema permite encontrar en un único paso una solución que considere la influencia en la performance de la planta de los indicadores de operabilidad de procesos. Con el propósito de incorporar estos aspectos en la etapa de diseño, en los últimos tiempos

se han propuesto en la bibliografía distintos métodos y herramientas de análisis (Aguilar et al., 2008; Carazas y Souza, 2010; Cheng et al., 2003; Haghifam y Manbachi, 2011).

Sin embargo, no existen hasta el presente trabajos que consideren la optimización simultánea de la síntesis y diseño del proceso y de los elementos que lo componen con aspectos de confiabilidad, mantenibilidad, disponibilidad, flexibilidad, controlabilidad, etc., debido principalmente a la elevada complejidad del problema resultante.

1.1.1. Sistemas de Generación de Energía

El diseño de sistemas de generación de energía presenta un elevado número de grados de libertad que pueden ser explotados si se buscan reducir los costos de capital y operativos. Sin embargo, las representaciones matemáticas de este tipo de procesos suele ser de naturaleza altamente combinatorial y no-lineal, lo que ocasiona fuertes interacciones entre las distintas variables del sistema. Por lo tanto, los cambios en los valores de cualquier variable de decisión pueden influir en el resto de la planta, y sus implicaciones deben ser evaluadas considerando la performance de la planta como un todo.

El primer paso en el modelado y la optimización de un sistema de generación de energía se realiza generalmente aplicando criterios termodinámicos, tales como la eficiencia del primer principio y/o del segundo principio. Como resultado se obtienen valores óptimos de la performance termodinámica, que garantizan la utilización racional de los recursos disponibles (Franco y Giannini, 2006; Sanjay et al., 2007; Valdés y Rapún, 2001).

Sin embargo, la determinación final de la configuración a adoptar para la planta de energía deberá estar basada en criterios económicos (Biezma y Cristóbal, 2006; Poullikkas, 2005; Rodrigues et al., 2003; Söderman y Pettersson, 2006). La factibilidad económica de cualquier proyecto es evaluada en términos de recuperación de la inversión, margen de ganancia, costos operativos, amortización de la inversión, etc. Como consecuencia, solo sobreviven y se materializan aquellos diseños que garanticen valores óptimos de los indicadores económicos del proceso.

Una forma de evaluar el impacto de los factores económicos en el óptimo termodinámico consiste en la asignación de valores económicos a las distintas variables que componen el sistema. Según el método utilizado para la asignación, se han desarrollado dos enfoques principales, el

termo-económico (Franco y Casarosa, 2004; Verda, 2006) y el exergo-económico (Borelli y Oliveira Junior, 2008; Kwak et al., 2003; Rosen y Dincer, 2003). El principal inconveniente de ambos métodos es que no arrojan los valores reales de los indicadores económicos antes mencionados, por lo que no se pueden utilizar para la evaluación económica directa del sistema.

Más recientemente, se han dedicado esfuerzos en resolver el problema como uno de optimización multi-objetivo, el cual constituye una metodología más poderosa técnicamente, pero con un elevado nivel de complejidad resolutivo (Giannantoni et al., 2005; Savola y Fogelholm, 2007). En este tipo de formulación, las funciones objetivo termodinámica y económica son utilizadas simultáneamente para hallar soluciones óptimas que satisfagan ambos criterios.

Dependiendo de los datos disponibles y de las variables y restricciones consideradas, Aguilar et al. (2007b) dividieron el problema de diseño y operación de sistemas de energía en tres grupos principales:

- *Operación*: este tipo de problema aplica a plantas existentes en las cuales no se contemplan modificaciones estructurales. Luego, es necesario establecer las condiciones operativas a través de escenarios diversos (arranques, operación normal, paradas, variaciones de demanda) y que optimicen la función objetivo en cuestión.
 - *Repotenciación*: en este caso hay un margen (aunque pequeño) para realizar modificaciones estructurales, en base a la disponibilidad de un monto dado de capital para invertir. Este tipo de problema constituye una extensión del anterior, donde adicionalmente se deben determinar los tipos y tamaños de los nuevos equipos a instalar, así como su interconexión e influencia en el proceso pre-existente.
 - *Síntesis*: la problemática incluye el establecimiento del diseño completo de un nuevo sistema de generación, junto con las condiciones operativas que optimicen los indicadores de performance mientras se satisfacen las restricciones de demanda requerida. Este tipo de problema considera una super-estructura de alternativas más amplia que los casos anteriores, por lo que ofrece un mayor espacio para la obtención de propuestas económicamente óptimas.
-

1.2. Mantenimiento y Disponibilidad

Un sistema de mantenimiento eficazmente concebido y ejecutado incluye todas las actividades dirigidas a conservar las características de diseño y operativas de los equipos para evitar fallas imprevistas, prolongar su ciclo de vida útil y mantener su operación en un punto óptimo. El objetivo principal que persigue el análisis de confiabilidad es reemplazar el mantenimiento correctivo, no programado y altamente costoso, por actividades de mantenimiento programadas que dependan del historial de los equipos, y permitan reducir el costo de operación y aumentar la disponibilidad de los mismos.

De manera de evitar penalidades económicas, siempre se debe considerar que los equipos que componen una instalación dada no son 100 % confiables y que cada elemento debe recibir mantenimiento correctivo y preventivo, tal como expusieron Aguilar et al. (2008) al considerar el diseño y la operación de una planta de suministro de servicios.

El mantenimiento a la ruptura o correctivo provoca lucro cesante por paradas inesperadas y puede originar pérdida de materiales en curso de fabricación o de insumos específicos. Por otra parte, el mantenimiento preventivo planificado implica también paradas de producción, pero no ocasiona pérdidas de materiales y permite cumplir con los compromisos de demanda establecidos, no alterando las ventas programadas. En los últimos años, la aplicación del mantenimiento predictivo ha crecido en la medida que lo han hecho los métodos de control de máquinas y aparatos no destructivos ni invasivos, permitiendo inferir el estado de los equipos y proveyendo recomendaciones de scheduling para las próximas actividades de reparación, de modo de no interrumpir el normal desenvolvimiento de las actividades de la planta.

Así, Tan y Kramer (1997) presentaron un marco general para la optimización de las políticas de mantenimiento de una planta química. Más aún, además de las usuales acciones de mantenimiento correctivo y preventivo, el algoritmo incluye la posibilidad de realizar mantenimiento a unidades que se encontraban operativas al producirse paradas ocasionadas por la rotura de alguno de los equipos de la planta, por lo que lo denominaron a dichas intervenciones como mantenimiento de oportunidad.

La disponibilidad de una instalación, o de una planta dentro de un complejo industrial, es una función directa de las políticas de mantenimiento implementadas, de la confiabilidad del

diseño y del régimen de uso que permita satisfacer las demandas requeridas. Como se mencionó anteriormente, las actividades de mantenimiento acarrearán pérdidas debidas a los insumos y mano de obra requeridos, así como a los productos que no se pueden manufacturar. Por otra parte, un incremento de la confiabilidad (o, una disminución de riesgos y fallas que ocasionan paradas), conlleva a mayores inversiones fijas, ya que en general implica un aumento en el número de equipos (redundancia) y/o ampliaciones de las instalaciones auxiliares. Así, el compromiso entre los costos de mejorar la mantenibilidad y/o la confiabilidad de los procesos debe considerarse en la formulación de un problema real de síntesis.

Aguilar et al. (2008) resolvieron el diseño de una planta de suministro de servicios al dividir el horizonte de tiempo en dos tipos de periodos: operación normal de la planta (donde todas las unidades están disponibles), y escenarios donde diferentes casos de falla y acciones de mantenimiento tienen lugar (determinados de acuerdo a estimaciones preliminares). De esta manera, lograron determinar la configuración final de la planta en conjunto con la programación de las actividades de mantenimiento.

En el caso de las plantas continuas, es de suma importancia el número de días al año en que se dispone de todas las instalaciones de producción y como repercute este parámetro en la economía de la empresa. Es una política común el tratar de disminuir las fallas de los equipos y los tiempos muertos de operación con el propósito de aumentar la disponibilidad de la planta, lo que permite mejorar la economía y garantizar el cumplimiento de las demandas en tiempo y forma.

Painton y Campbell (1995) propusieron el uso de algoritmos genéticos para resolver el problema de cómo dotar a un sistema de una mayor disponibilidad cuando existen restricciones al costo de inversión total que las partes interesadas están dispuestas a afrontar. Así, en un espacio incierto de posibles realizaciones, es posible identificar la combinación de elementos de características dadas que provee una solución óptima desde el punto de vista de la disponibilidad, cumpliendo con la restricción de costo máximo aceptable para el sistema.

Goel et al. (2002) presentó un modelo MINLP que permite determinar cual es la unidad de proceso (entre un conjunto dado de opciones posibles) más adecuada a utilizar en una posición fija de una planta continua para asegurar que la disponibilidad operativa del sistema se mantenga sobre un umbral mínimo. Para ello, introdujo un factor de disponibilidad en los modelos de costos

existentes para representar de una forma continua y simplificada a la relación exponencial que existe entre costo de inversión y disponibilidad de un equipo.

Thomaidis y Pistikopoulos (1995) aplicaron un índice integrado de flexibilidad-confiabilidad para identificar y categorizar los componentes críticos de un proceso, con el objeto de orientar las actividades de mantenimiento preventivo hacia los mismos, de manera de mejorar la flexibilidad, confiabilidad y seguridad del sistema en su conjunto.

Respecto a la optimización de sistemas de generación de energía, el principal objetivo es que los equipos estén disponibles para la operación todo el tiempo, excepto quizás por ciertos periodos programados para mantenimiento. Aún así, es práctica común dejar que el diseñador decida empíricamente como proveer al sistema con una alta disponibilidad, incluyendo en esta decisión el esquema completo de mantenimiento de las instalaciones. Sin embargo, de esta forma, no es posible asegurar que la configuración final es óptima para cumplir con los requisitos establecidos.

Aguilar et al. (2008) desarrollaron una metodología para asegurar que una planta de suministro de servicios auxiliares sea capaz de afrontar distintas situaciones de mantenimiento y falla a lo largo de distintos periodos operativos, al encontrar la programación de mantenimiento que permite operar el sistema evitando las penalidades y/o pérdidas de ganancias originadas en la no satisfacción de la producción requerida. Respecto de los aspectos de diseño, dichos autores también determinaron el número de unidades redundantes requeridas, considerando que existen cuatro escenarios donde estas unidades extras son requeridas:

- *Demanda Variable*: los equipos redundantes pueden ser utilizados activamente durante picos de demanda.
 - *Mantenimiento No-Programado*: cuando una unidad falla, y hasta que la misma es reparada, las redundancias deben ser capaces de suplir los requerimientos del proceso.
 - *Mantenimiento Programado*: los equipos redundantes deben compensar a las unidades fuera de operación debido a actividades programadas de mantenimiento.
 - *Condiciones Especiales*: las redundancias deben poder asistir en la resolución de condiciones operativas transitorias (por ejemplo, arranque y paradas, variaciones estacionales).
-

1.3. Flexibilidad en Síntesis y Diseño de Procesos

La incertidumbre es una característica inherente a todos los sistemas. En la práctica, todos los factores que afectan a un proceso poseen en mayor o menor medida variabilidad respecto de una tendencia general o distribución de valores, que determina el efecto de dichos parámetros en el desempeño del sistema (Sahinidis, 2004).

Dependiendo de la naturaleza de su origen, los tipos de incertidumbre caen dentro de las siguientes categorías (Vassiliadis y Pistikopoulos, 2001):

- *Inherente al modelo*: es la asociada con los parámetros adoptados como datos al realizar la formulación del modelo del sistema, e incluye propiedades físicas, constantes cinéticas, coeficientes de intercambio, etc.
- *Inherente al proceso*: afecta a las variables operativas (temperaturas, presiones, flujos, composiciones, etc.), ocasionando desviaciones del valor deseado para las mismas.
- *Externa*: modifica los valores nominales de los factores externos que influyen en el sistema. Se pueden dividir en condiciones de mercado (disponibilidad de materias primas, demanda de productos, etc.), y en condiciones medio-ambientales (temperatura, presión, presencia de contaminantes, etc.).

Cheng et al. (2003) presentó un algoritmo capaz de identificar soluciones óptimas respecto de la selección de un catalizador para un proceso químico general, cuando existe incertidumbre respecto del momento en que estará disponible en el mercado un nuevo catalizador que pueda reemplazar al actual y lograr mejores rendimientos técnico-económicos, considerando además la variabilidad que muestran la demanda y el precio de mercado del producto obtenido.

Utilizando un algoritmo que divide la tarea de optimización en una secuencia de pasos de más fácil resolución matemática, (Vassiliadis y Pistikopoulos, 2001; Vassiliadis y Pistikopoulos, 1999) determinaron el schedule de mantenimiento óptimo a implementar en un proceso genérico que opera bajo la influencia de la presencia de incertidumbre en las cantidades de materias primas disponibles y de productos terminados demandados.

Existen distintas formas para modelar la incertidumbre que acompaña a los factores que afectan a un proceso. Por un lado, la incertidumbre paramétrica presupone que los factores son in-

ciertos dentro de rangos prefijados. En consecuencia, los estudios de flexibilidad del proceso se realizan de manera que la disponibilidad de la planta se asegure para casi todos los puntos de operación comprendidos por los rangos considerados.

Por ejemplo, Benz y Cerda (1992) propusieron técnicas de síntesis que incorporan en el diseño del sistema el concepto de flexibilidad estructural de la planta, de manera de asegurar la operabilidad de los equipos requeridos ante cambios en las condiciones de alimentación del proceso. Así, al configurar los trenes de destilación integrados, es necesario determinar la secuencia óptima de los elementos del sistema, la estructura flexible del sub-sistema de intercambio calórico que pueda hacer frente a los cambios de composición y flujo de la corriente de alimentación, las condiciones operativas de los equipos, entre otras tareas complejas.

Por el contrario, al utilizar el concepto de incertidumbre estocástica, los elementos inciertos del sistema son considerados variables aleatorias descritas por una función de densidad de probabilidad a los que se aplica la teoría de la probabilidad. La síntesis y el diseño, y la posterior operación de la planta, solo pueden ser garantizados dentro de una región factible de soluciones que asegure la flexibilidad de las instalaciones ante la variabilidad de los factores que afectan su performance.

Por ejemplo, Banerjee y Ierapetritou (2003) compararon las soluciones obtenidas al resolver un modelo simplificado de un proceso bajo incertidumbre obtenido por el método de HDMR, con los valores reales de dichos óptimos obtenidos por métodos rigurosos; y concluyeron que los distintos valores que pueden adoptar los factores inciertos que afectan al proceso impactan en distinto grado sobre la predicción realizada de la performance óptima, dependiendo de la desviación del parámetro respecto del valor medio esperado del mismo.

1.4. Síntesis y Diseño Multi-periodo orientados al Análisis del Ciclo de Vida Útil

La síntesis y el diseño orientados al análisis del ciclo de vida de un proceso tienen por objeto que las decisiones tomadas en dichas etapas tempranas consideren todos los cambios dinámicos que el mismo atraviesa a lo largo de todo el trayecto de su vida útil, incluyendo las etapas de planeamiento, síntesis y diseño, construcción, operación, y desarme.

El tratamiento multi-periodo de un proceso productivo busca reflejar las variaciones que se producen en los factores que afectan al sistema a lo largo del horizonte de tiempo. Bajo dicha meta, el horizonte de tiempo es dividido en múltiples periodos que son descritos por diferentes valores de ciertos factores internos y externos que influyen sobre la performance del sistema. Así, el objetivo al realizar la síntesis y diseño del proceso es encontrar la configuración y las condiciones operativas del proceso que aseguren el funcionamiento de las instalaciones en valores óptimos de los indicadores de performance a lo largo de todos los periodos, y en consecuencia, para todas las condiciones previsibles que alejan al proyecto de los valores óptimos deseados.

A lo largo de su vida, un proceso puede requerir un sinnúmero de modificaciones de manera de mantener los márgenes de ganancia y la competitividad de la empresa. Aún así, la necesidad de reconfigurar el proceso en función de las condiciones cambiantes del mercado podría evitarse si se toma en consideración durante la etapa de síntesis y diseño a la variabilidad esperada de la oferta y la demanda durante el periodo que se desea que la planta preste servicios. Para ello, Moreno et al. (2007) presentaron un modelo de optimización multi-período que busca resolver el tradeoff existente entre las decisiones de síntesis y diseño, que usualmente se realizan considerando promedios esperados de la cantidad y precio de los productos demandados, y la planificación de las operaciones de la planta, las que necesariamente deben realizarse teniendo en cuenta la variaciones estacionales de los factores externos, de modo de no incurrir en gastos extras debido por ejemplo a la necesidad de almacenamiento de los excedentes de producción en épocas de baja demanda.

Por otra parte, Ishii et al. (1997) presentó un procedimiento heurístico que permite determinar el número y capacidad de los equipos de una planta química de manera de mejorar el costo de

oportunidad a lo largo de toda la vida de la misma, respecto del valor que se obtiene con el enfoque tradicional de síntesis de procesos (basado en las economías de escala). El heurístico incluye la posibilidad de realizar expansiones, modificaciones, y baja de servicio de las instalaciones, buscando que el valor presente neto sea máximo.

Al plantear un modelo MINLP para la síntesis de redes de reactores, Rooney y Biegler (2000) demostraron que la solución óptima del problema multiperíodo solo es asequible si la función objetivo contiene términos que reflejen la variabilidad de los parámetros del modelo a la largo de los distintos segmentos de tiempo. Por el contrario, la solución del problema considerando solo un periodo constituye a lo sumo un límite mínimo o máximo al valor de la función objetivo, pero no provee información sobre el valor óptimo exacto de la misma. Aún así, debido a que la dificultad de resolución se acrecienta exponencialmente a medida que se incorporan un mayor número de períodos en la formulación, muchos autores utilizan la solución para un período único como una aproximación aceptable de la performance óptima del sistema.

Oliveira Francisco y Matos (2004) introdujeron un modelo MILP de optimización multi-periodo que permite realizar la síntesis y la planificación operativa de un sistema integrado de generación de servicios, incluyendo como objetivo la limitación de las emisiones de contaminantes atmosféricos. La resolución del problema resultante se realiza por medio de un algoritmo secuencial simplificado, en el que se asimilan los múltiples objetivos a una función de costos única, que da cuenta del mínimo valor factible al que el sistema integrado puede aspirar durante los períodos considerados en la formulación del modelo.

1.5. Estructura de la Tesis

La estructura de la tesis se delinea a continuación, al describir brevemente cada uno de los capítulos que la componen. Asimismo, se listan los resultados parciales obtenidos del trabajo de investigación y que han sido divulgados a través de publicaciones científicas y participación en eventos nacionales e internacionales.

En el *Capítulo 2* se describe la planta de generación por ciclo combinado seleccionada como caso de estudio a ser utilizado a lo largo de este trabajo, con énfasis en las características que la destacan como un sistema del estado del arte para generación eléctrica a partir de gas natural. Se detallan aquí brevemente los principios de funcionamiento de este tipo de sistemas, y en conjunto a distintos diagramas de estado y de flujos utilizados para representar el mismo, se discute la estrategia de modelado que se utiliza para describir sus características de diseño y operativas, y que permitirá relevar la performance del proyecto a través de los distintos escenarios que se estudiarán en los capítulos siguientes.

En el *Capítulo 3* se exploran los espacios de soluciones óptimas obtenidos al considerar desde dos diferentes puntos de vista a la optimización del sistema de generación, así como las relaciones que entre ellos existen y la forma de las funcionalidades que los vinculan.

En primer instancia, se analiza el espacio de soluciones óptimas termodinámicas, obtenido al maximizar la eficiencia del primer principio o térmica del sistema (o sea, la energía generada por unidad de combustible consumido para tal fin). Mediante un procedimiento de simple implementación y bajo costo computacional, se hallan relaciones funcionales que contienen la información sobre el comportamiento de las variables de decisión en el espacio de soluciones óptimas, las que resultan ser lineales al orientarse la búsqueda de las mismas hacia aquellas variables de diseño y operativas que tienen más repercusión sobre la performance del sistema desde el punto de vista práctico-industrial.

Con base en la necesidad de obtener plantas de generación capaces de subsistir en las condiciones actuales del mercado, en segundo lugar se obtienen soluciones económicamente óptimas al minimizar las erogaciones totales de capital y operativas del proyecto. Más aún, la evolución de las variables de decisión óptimas para distintas condiciones de mercado también revelan la exis-

tencia de interconexiones con el espacio de soluciones óptimas termodinámicas, que serán luego explotadas al proponer nuevas estrategias tendientes a simplificar la resolución del problema de optimización original.

En base a las características distintivas de los espacio de soluciones óptimas termodinámico y económico, y a las relaciones que entre ellos existen, se propone una nueva estrategia que permite obtener soluciones que representan (estimaciones precisas de) la planta de generación óptima desde el punto de vista de su economía, incluyendo las variables de diseño y operativas. Este enfoque utiliza las relaciones funcionales que describen a las variables de decisión en los distintos espacios de soluciones óptimas (y que por su misma naturaleza, condensan la información que estos contienen) como restricciones adicionales en la formulación de optimización, con el objeto de transformar a ésta última en un sistema de ecuaciones que sea capaz de proveer plantas de generación óptimas desde el punto de vista de su economía, con un bajo error de estimación y reduciendo drásticamente el costo computacional.

Finalmente, se propone la introducción de distintas nociones preliminares de disponibilidad durante la evaluación de los indicadores económicos del proyecto de generación, como una primer aproximación hacia obtener estimaciones más realistas de los mismos. Dichos conceptos incluyen correcciones globales de las previsiones de las horas operativas anuales que el sistema puede alcanzar, así como de los fondos para mantenimiento que deben asignarse a tal fin; resultando consecuentes con el nivel de detalle del que se dispone durante las etapas tempranas de síntesis y diseño del proyecto.

Distintos resultados parciales vinculados a las contribuciones alcanzadas en este capítulo han sido publicados en revistas científicas o presentados en diferentes eventos, según se detalla a continuación:

- Godoy, E.; Benz, S. y Scenna, N. (2011). «A Strategy for the Economic Optimization of Combined Cycle Gas Turbine Power Plants by Taking Advantage of Useful Thermodynamic Relationships». *Applied Thermal Engineering*, **31(5)**, p. 852-871.
- Godoy, E.; Scenna, N. y Benz, S. (2010). «Families of Optimal Thermodynamic Solutions for Combined Cycle Gas Turbine (CCGT) Power Plants». *Applied Thermal Engineering*, **30(6-7)**, p. 569-576.

- Godoy, E.; Benz, S. y Scenna, N. (2010). «Strategy for Optimization of CCGT Power Plants by Solving a Simple Non- Linear Equations System and Constraint Equations». En: *The International Conference on Continuous Optimization 2010 (ICCOPT 2010)*, volumen 1, p. 23.
- Godoy, E.; Scenna, N. y Benz, S. (2009). «Representing Optimal Power Plants by Linear Models». En: *II Congreso de Matemática Aplicada, Computacional e Industrial 2009 (II MACI 2009)*, volumen 2, p. 325-328.

En el *Capítulo 4* se consideran de manera exhaustiva distintos conceptos sobre disponibilidad y mantenimiento durante la optimización económica para la síntesis y diseño del proyecto de generación.

Como herramienta para tal fin, se desarrolla un modelo de espacio de estados, que en conjunto con el diagrama de bloques de confiabilidad del sistema, permite representar el conjunto de escenarios funcionales que la planta atraviesa a lo largo del horizonte de tiempo en virtud del estado operativo de cada uno de sus componentes. Conjuntamente, se adapta el método de evaluación económica de manera que refleje las variaciones de la performance del sistema; a la vez que se propone una estrategia para cuantificar la influencia que ejercen los fondos asignados para tareas de mantenimiento sobre el nivel de disponibilidad alcanzado por la planta de generación.

Como resultado, se discuten las características de diseño de plantas de generación capaces de entregar una performance óptima bajo distintas condiciones de operación/ falla de sus componentes. De esta manera, se puede analizar el comportamiento de las variables de decisión, resultando así posible ajustar las políticas operativas y de mantenimiento en virtud de cumplir con los requerimientos externos, y evitando las penalidades que se originan en no satisfacer la demanda esperada.

Asimismo, la estrategia propuesta se aplica a un segundo sistema en estudio: la planta de generación acoplada a una planta de captura de CO_2 por absorción química con aminas. De esta manera, se puede observar la influencia de las distintas nociones de disponibilidad y mantenimiento aquí consideradas sobre la performance económica conjunta del proyecto, debiendo satisfacerse simultáneamente metas de generación de energía y de captura de contaminantes gaseosos.

Mediante una comparación de las plantas optimizadas mediante la estrategia propuesta, con

otras obtenidas por métodos tradicionales, es posible comprobar que se logran mejoras sustanciales en los indicadores económicos del proyecto, impulsados principalmente por la visión más detallada que se obtiene sobre el comportamiento de la planta a través de cada condición operativa factible.

Distintos resultados parciales vinculados a las contribuciones alcanzadas en este capítulo han sido publicados en revistas científicas o presentados en diferentes eventos, según se detalla a continuación:

- Mores, P.; Godoy, E. y Scenna, N. (2012). «Influencia de la Asignación de Recursos para Mantenimiento en los Indicadores Económicos de un Ciclo Combinado Acoplado a un Sistema de Captura de CO₂». En: *II Congreso Latinoamericano de Distribución Eléctrica (CLADE 2012)*, volumen 1.
- Godoy, E.; Benz, S. y Scenna, N. (2012). «Economic Implications when Considering Availability in the Optimal Design and Operation of a NGCC Power Plant». En: *XIX Brazilian Congress Of Chemical Engineering (COBEQ 2012)*, volumen 1, p. 4752-4762.

En el *Capítulo 5* se extiende el horizonte de tiempo de modo de abarcar toda la vida útil del sistema de generación durante la optimización económicamente orientada de sus características de diseño y operativas.

La estrategia de modelado multi-periodo implementada descansa en tres premisas principales: la variables de diseño se acoplan a lo largo del horizonte de tiempo, la performance de las turbinas a carga parcial se rige por sus mapas de performance, y la eficiencia inherente del sistema se degrada con el tiempo. De esta manera, es posible evaluar la tendencia óptima de los indicadores económicos de proyecto, en conjunto con la evolución temporal de las variables de decisión de la planta de generación.

Las relaciones funcionales multi-periodo, que describen los valores óptimos de las variables de diseño acopladas y de las variables operativas para cada periodo de tiempo, permite se proponga una nueva estrategia que facilita la obtención de (estimaciones precisas de) plantas de generación óptimas. Este enfoque utiliza dichas relaciones como restricciones adicionales en la formulación de optimización multi-periodo, las que al condensar la información contenida en el

espacio de soluciones óptimas, transforman a ésta última en un sistema de ecuaciones capaz de proveer plantas de generación óptimas desde el punto de vista de su economía, con un bajo error de estimación y reduciendo drásticamente el costo computacional.

Con objeto de mejorar las políticas de asignación de recursos para mantenimiento, el modelo del espacio de estados es embebido en la formulación multi-periodo de optimización del proyecto de generación, en conjunto con las funcionalidades de las tasas de reparación de los componentes respecto del presupuesto para mantenimiento. Esta estrategia reporta mejoras adicionales en los indicadores económicos del proyecto, al permitir discernir el comportamiento de las variables de decisión en cada escenario operativo factible a lo largo de todo el horizonte de tiempo.

Distintos resultados parciales vinculados a las contribuciones alcanzadas en este capítulo han sido publicados en revistas científicas o presentados en diferentes eventos, según se detalla a continuación:

- Godoy, E.; Benz, S. y Scenna, N. (2013). «Optimal Economic Strategy for the Multiperiod Design and Long-term Operation of Natural Gas Combined Cycle Power Plants». *Applied Thermal Engineering*, **51(1-2)**, p. 218-230.
- Godoy, E.; Scenna, N. y Benz, S. (2010). «Optimal Life Cycle Oriented Design of a GT + 1PSH HRSG Type CCGT Power Plant». *2009 Annual Bulletin of the Australian Institute of High Energetic Materials*, **1**, p. 163-170.
- Godoy, E.; Benz, S. y Scenna, N. (2009). «Life Cycle Oriented Design of a GT + 1PSH HRSG Type CCGT Power Plant». En: *2009 Interdisciplinary Conference on Chemical, Mechanical and Materials Engineering (2009 ICCMME)*, volumen 1, p. 414-419.

Finalmente, en el *Capítulo 6* se sintetizan los principales aportes y contribuciones alcanzadas en el transcurso del presente trabajo de tesis, así como también se delinearán las líneas de investigación abiertas con base en el trabajo aquí realizado.

Capítulo 2

Descripción de la Planta de Generación en Estudio y Modelo Matemático Asociado

2.1. Introducción

La creciente demanda de electricidad, las limitadas fuentes de combustibles fósiles y la urgente necesidad de reducir la contaminación ambiental han inducido el desarrollo de nuevos medios técnicos para la generación de energía. En este contexto y en comparación con otros sistemas de conversión de energía, la aprobación de los ciclos combinados continúa incrementándose debido a diversos factores:

- *Alta Eficiencia Térmica*: el desarrollo tecnológico constante ha permitido que se alcance una eficiencia más alta que en otros sistemas convencionales.
 - *Flexibilidad de Combustible*: pueden operar eficientemente aún al quemar un rango de distintos combustibles, incluyendo gas natural, fueloil, carbón, etc.
 - *Flexibilidad en la Carga Operativa*: son flexibles en cuanto a la carga operativa a desarrollar para seguir la curva de demanda esperada, así como al enfrentar situaciones inesperadas.
 - *Transientes de Corta Duración*: los arranques pueden realizarse rápidamente (dependiendo de las condiciones de partida), alcanzándose buenas eficiencias incluso durante dichos períodos.
 - *Ciclo de Construcción Corto*: todas las instalaciones pueden ser completadas en tiempos incluso menores a dos años, debido a la pre-ingeniería y empaquetamiento de los equipos de proceso principales.
 - *Operación a Ciclo Abierto*: las turbinas de gas pueden generar energía para la venta, aún antes de haber completado la instalación del ciclo de vapor.
 - *Alta Confiabilidad*: la mejora tecnológica constante de los distintos componentes, junto con la experiencia y recomendaciones de los fabricantes, permite se alcancen altas tasas de confiabilidad.
 - *Bajos Costos Operativos y de Mantenimiento*: la implementación de prácticas operativas y de mantenimiento modernas implica la reducción de las erogaciones producidas durante la operación normal del sistema.
 - *Amplios Rangos de Capacidad Instalada*: la combinación de distintas configuraciones en un mismo sitio puede proveer capacidades entre solo unos pocos MW hasta varios miles, manteniéndose una alta eficiencia térmica para todo el conjunto.
-

El comportamiento de un sistema de generación de energía se puede estudiar mediante la utilización de un modelo que represente fielmente sus características estructurales y operativas. Ello implica el planteo y la resolución de un programa de optimización complejo, que incluya en su constitución una serie de tareas simultaneas tan diversas como hallar distribuciones de áreas de intercambio, determinar la distribución de los equipos, definir estrategias de disposición de flujos, etc., todo ello fijando la menor cantidad de parámetros posibles.

Aún así, el diseño de ciclos combinados es inherentemente complejo debido a la presencia de dos sistemas de potencia (un ciclo Brayton y un ciclo Rankine) íntimamente vinculados por medio de la caldera de recuperación. Así, la performance del sistema dependerá en gran medida del grado de integración que se logre en el sistema (Consonni y Silva, 2007).

2.1.1. Enfoque Orientado a Ecuaciones vs. Enfoque Modular Secuencial

Al construir el modelo de la planta de generación, cada equipo de proceso que constituye al proceso quedará representado por un conjunto dado de ecuaciones, incluyendo balances de materia y energía, predicción de las propiedades físico-químicas y ecuaciones de diseño. Cuando el diseñador decide la manera en que se asignarán los parámetros y variables del sistema, está también determinando el enfoque que se utilizará para hallar los valores óptimos de todas las incógnitas que determinan los grados de libertad del problema.

La primer estrategia para resolver esta problemática es utilizar el enfoque modular secuencial, que es también el más ampliamente utilizado por los simuladores comerciales. En la forma más tradicional, este enfoque implica calcular las salidas de cada equipo de proceso, asumiendo conocidas las entradas y los parámetros necesarios (o sea, se deben fijar todos los grados de libertad del sistema). Aún así, algunas implementaciones modernas de esta estrategia han ganado en flexibilidad al permitir alterar el orden de cálculo, permitiendo por ejemplo calcular las entradas si las salidas son conocidas.

La principal desventaja de este enfoque esta dado por el alto costo computacional que implica la implementación de un programa de optimización siguiendo los lineamientos que conlleva, ya que resulta necesario resolver el flowsheet completo de la planta por cada valor factible de cada variable que se desea optimizar. La solución más común conlleva utilizar distintos niveles de ite-

ración anidados, aunque una vez más se está incrementando el costo computacional para obtener una solución adecuada.

El segundo enfoque es el denominado global u orientado a ecuaciones. Esta estrategia consiste en el planteo y resolución simultáneos de todas las ecuaciones que representan al proceso bajo estudio. En este caso, durante el procedimiento de optimización, se determinen los valores óptimos de un número de variables (denominadas variables de decisión) tales que los grados de libertad del sistema se igualen a cero.

Ello implica que no deban fijarse variables a priori, sino que el algoritmo de resolución tiene la libertad de determinar cuales variables puede modificar libremente con el objeto de alcanzar una solución satisfactoria de la manera más computacionalmente eficiente. Es ésta probablemente la mayor ventaja del enfoque orientado a ecuaciones, al resultar mas flexibles las formulaciones de optimización generadas. Así, cualquier conjunto de variables que cubra los grados de libertad del sistema puede ser seleccionado para llevar a cabo la optimización del mismo.

Las principales dificultades asociadas a este enfoque son la forma en que las ecuaciones se presentan al algoritmo de optimización (ya que distintos despejen o el número de cálculos intermedios pueden influir sobre el mismo), así como la necesidad de proveer valores iniciales adecuados (a partir de los cuales se pueda hallar una solución factible que de inicio a la rutina de optimización). Ambas consideraciones también influyen sobre la convergencia del proceso de resolución, pudiéndose influir positivamente sobre este aspecto si se plantea la formulación de optimización de la manera más simple posible.

El enfoque orientado a ecuaciones es el seleccionado para ser utilizado a lo largo de todas las formulaciones planteadas y casos de estudio presentados en esta tesis, ya que habilita la exploración de los distintos espacios de soluciones óptimas que representan a los sistemas de generación por ciclo combinado desde diferentes puntos de vista. Debido a sus virtudes, este enfoque ha permitido que se avance en el estudio de dichos procesos en forma progresiva, alcanzándose un grado de rigurosidad tal que ofrece soluciones óptimas ceñidas a la realidad actual del mercado energético. Asimismo, este enfoque admite que se consideren sucesivamente nuevas características en el modelo del sistema ya existente, tales como un marco temporal multi-periodo, y/o conceptos de disponibilidad y mantenimiento, las que influyen de manera global sobre su comportamiento

e implican mejoras adicionales en las propuestas generadas.

En el presente capítulo, al presentar la estrategia de modelado de cada uno de los equipos que conforman la planta de generación, se proveerá también un listado completo de las variables que los describen y los parámetros adoptados para cada uno de ellos.

2.2. Configuración del Caso de Estudio

El ciclo combinado a gas natural, que se introduce en el diagrama esquemático de la Figura 2.1, es seleccionado como caso de estudio. Dicha planta de generación cuenta con dos turbinas de gas y una de vapor, en una configuración multi-eje. Otras características destacables son que ambas turbinas de gas poseen cámaras de post-combustión y regeneradores gas-aire; y que la turbina de vapor opera a tres niveles de presión diferenciados, generándose el vapor en una caldera de recuperación de niveles múltiples de presión y secciones de intercambio en paralelo.

2.2.1. Principios Termodinámicos

Los ciclos combinados resultan de la conjunción de dos ciclos termodinámicos (uno Rankine y otro Brayton), de manera de aprovechar las ventajas de cada uno y de su interconexión para obtener altas tasas de conversión de la energía contenida en el combustible en energía eléctrica.

Con el objeto de mejorar la eficiencia y aumentar la producción de potencia, ambos ciclos se acoplan por medio de una caldera de recuperación, utilizándose los gases de escape de la turbina de gas para generar el vapor que se utilizará en la turbina de vapor.

La Figura 2.2 muestra una evolución representativa de los distintos flujos a través del ciclo de gas, donde se observa:

- Entre $A1$ y $A2$ ocurre la compresión del aire ambiente en AC , el cual se precalienta hasta $A3$ en el regenerador REG .
 - En ambas cámaras de combustión CC y PCC , se utiliza gas natural como combustible, identificado como $F1$ y $F2$. La combustión del mismo produce los saltos entálpicos $A3-G1$ y $G2-G3$ en los gases de combustión, respectivamente.
 - Entre $G1-G2$ y $G3-G4$ ocurren las expansiones en ambas etapas de la turbina $GT1$ y $GT2$, produciéndose así trabajo útil que se transforma en energía eléctrica en los generadores asociados.
 - Parte de la energía contenida en los gases de combustión se utiliza en el regenerador, enfriándose el mismo de $G4$ a $G5$.
 - El resto de la energía remanente en los gases de combustión es intercambiada en las distintas
-

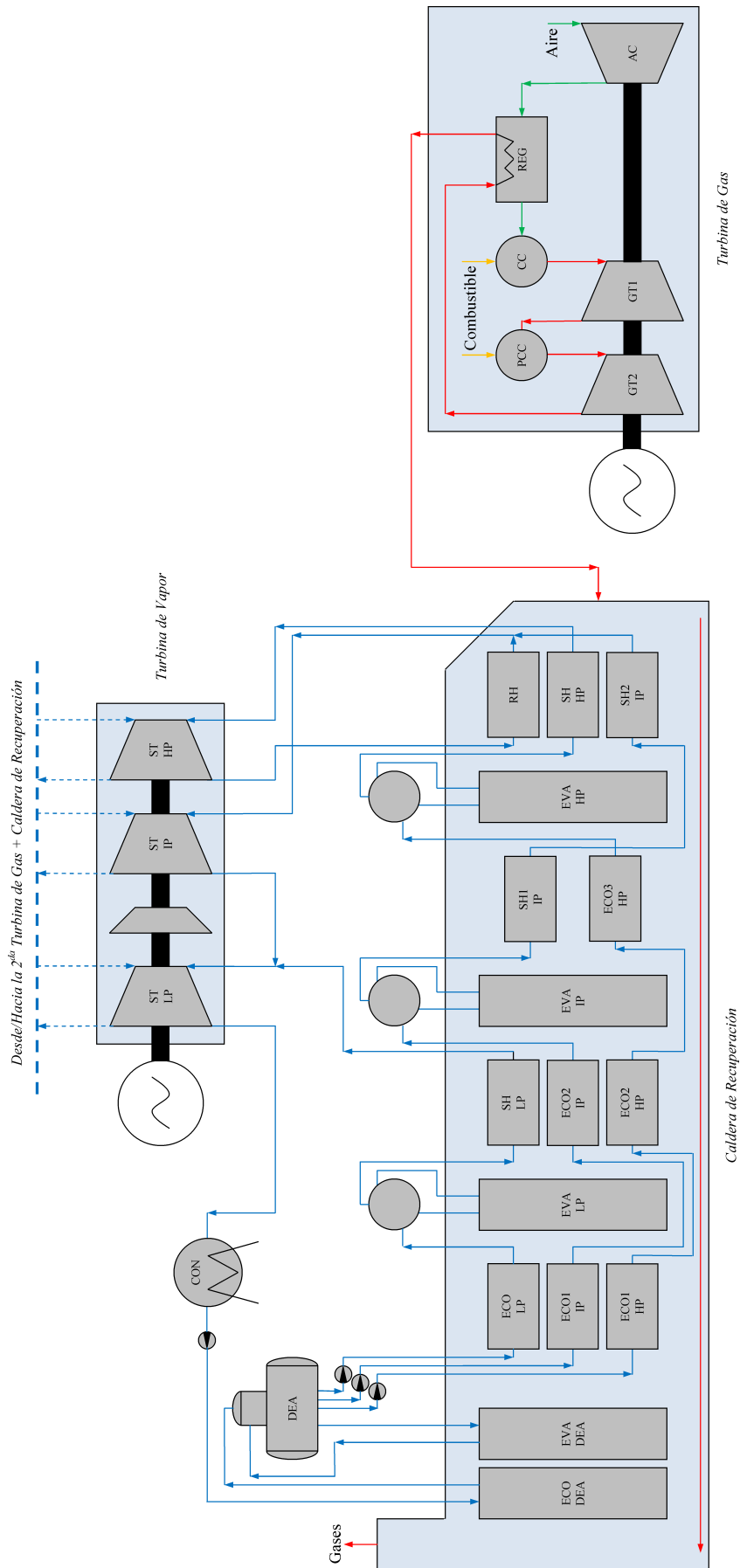


Figura 2.1 – Diagrama Esquemático del Ciclo Combinado

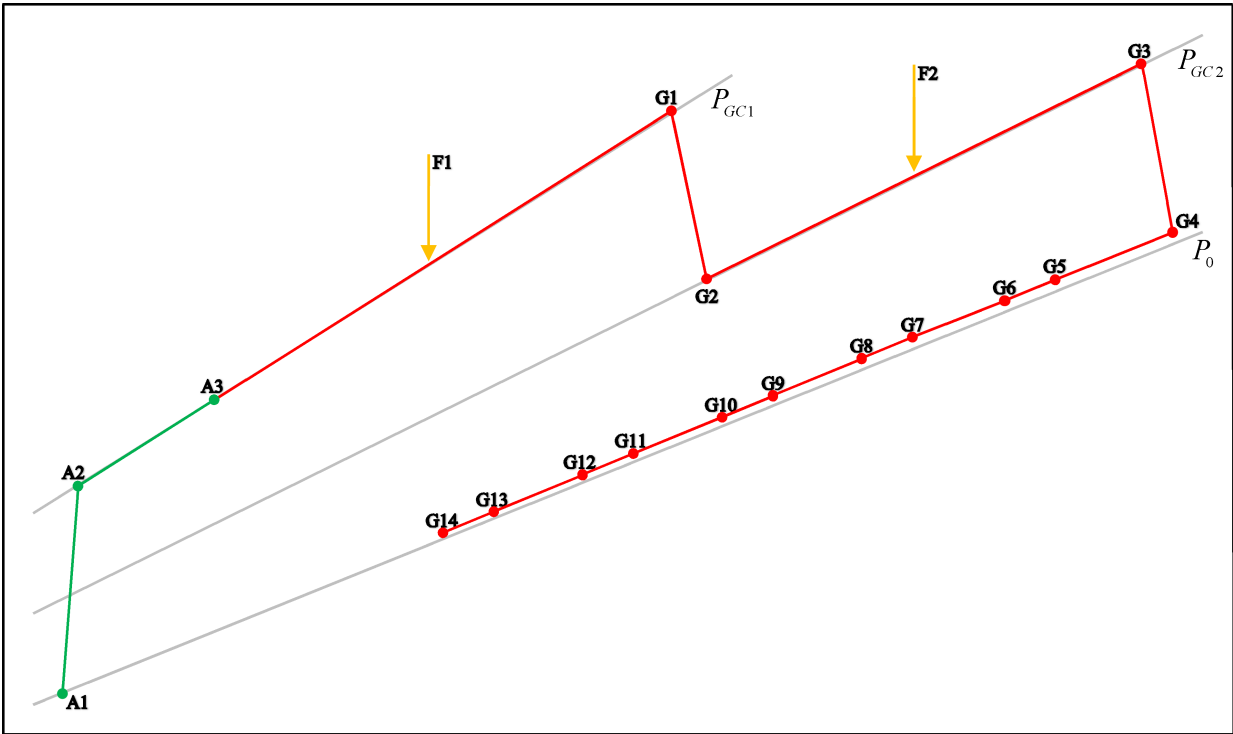


Figura 2.2 – Diagrama T-S Representativo para el Ciclo de Gas

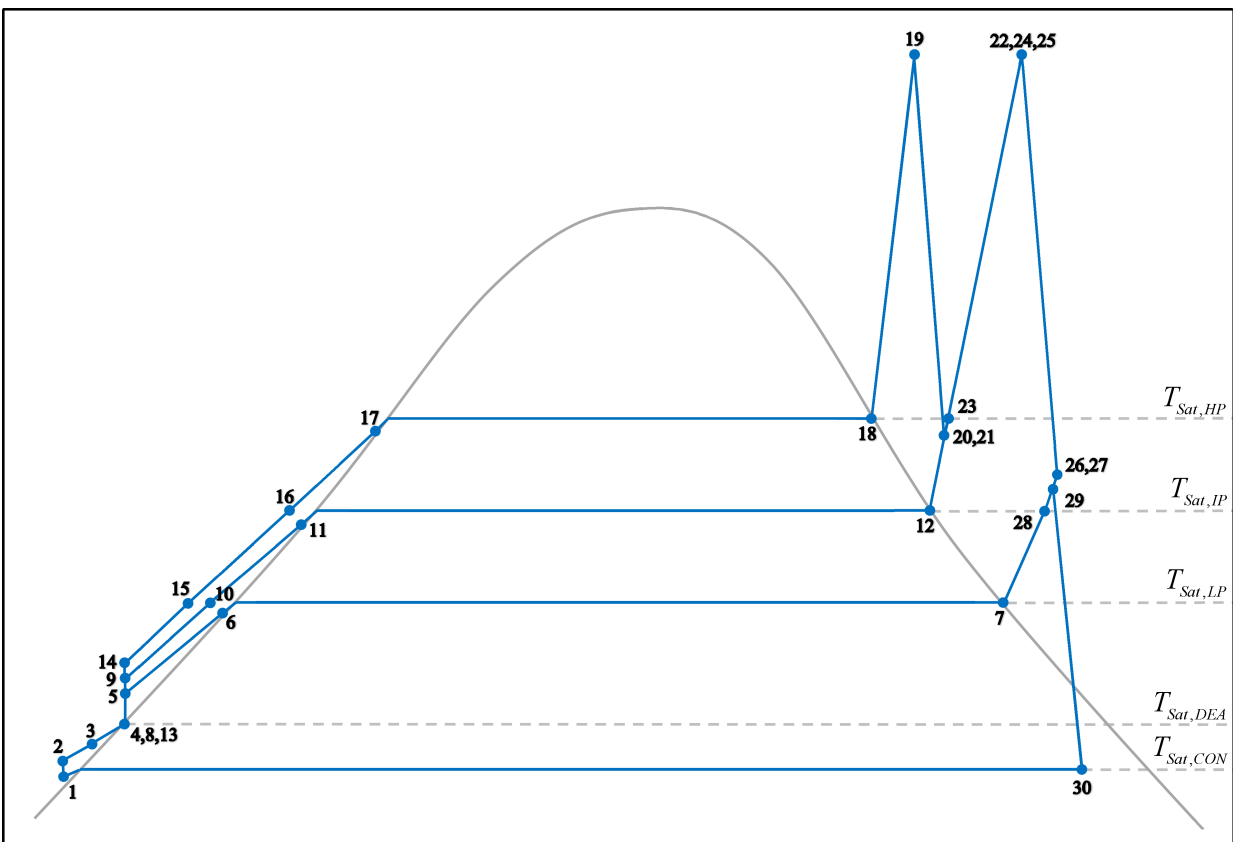


Figura 2.3 – Diagrama T-S Representativo para el Ciclo de Vapor

Tabla 2.1 – Matriz de Corrientes del Ciclo de Gas

Corriente	Temperatura	Presión	Flujo	Tipo
$A1$	T_0	P_0	\dot{m}_A	Aire
$A2$		P_{CG1}	\dot{m}_A	Aire
$A3$		P_{CG1}	\dot{m}_A	Aire
$F1$	T_F	P_F	\dot{m}_{F1}	Combustible
$F2$	T_F	P_F	\dot{m}_{F2}	Combustible
$G1$		P_{CG1}	\dot{m}_{GC1}	Gases
$G2$		P_{CG2}	\dot{m}_{GC1}	Gases
$G3$		P_{CG2}	\dot{m}_{GC2}	Gases
$G4$		$P_0 + \Delta P_{G4}$	\dot{m}_{GC2}	Gases
$G5$		$P_0 + \Delta P_{G5}$	\dot{m}_{GC2}	Gases
$G6$		$P_0 + \Delta P_{G6}$	\dot{m}_{GC2}	Gases
$G7$		$P_0 + \Delta P_{G7}$	\dot{m}_{GC2}	Gases
$G8$		$P_0 + \Delta P_{G8}$	\dot{m}_{GC2}	Gases
$G9$		$P_0 + \Delta P_{G9}$	\dot{m}_{GC2}	Gases
$G10$		$P_0 + \Delta P_{G10}$	\dot{m}_{GC2}	Gases
$G11$		$P_0 + \Delta P_{G11}$	\dot{m}_{GC2}	Gases
$G12$		$P_0 + \Delta P_{G12}$	\dot{m}_{GC2}	Gases
$G13$		$P_0 + \Delta P_{G13}$	\dot{m}_{GC2}	Gases
$G14$		$P_0 + \Delta P_{G14}$	\dot{m}_{GC2}	Gases

Tabla 2.2 – Matriz de Corrientes del Ciclo de Vapor

Corriente	Temperatura	Presión	Flujo	Tipo
<i>W1</i>		$P_{Sat,CON}$	\dot{m}_{SC1}	Líquido
<i>W2</i>		$P_{Sat,DEA}$	\dot{m}_{SC1}	Líquido
<i>W3</i>		$P_{Sat,DEA}$	\dot{m}_{SC1}	Líquido
<i>W4</i>	$T_{Sat,DEA}$	$P_{Sat,DEA}$	\dot{m}_{SC2}	Líquido
<i>W5</i>		$P_{Sat,LP}$	\dot{m}_{SC2}	Líquido
<i>W6</i>		$P_{Sat,LP}$	\dot{m}_{SC2}	Líquido
<i>W7</i>	$T_{Sat,LP}$	$P_{Sat,LP}$	\dot{m}_{SC2}	Vapor Saturado
<i>W8</i>	$T_{Sat,DEA}$	$P_{Sat,DEA}$	\dot{m}_{SC3}	Líquido
<i>W9</i>		$P_{Sat,IP}$	\dot{m}_{SC3}	Líquido
<i>W10</i>		$P_{Sat,IP}$	\dot{m}_{SC3}	Líquido
<i>W11</i>		$P_{Sat,IP}$	\dot{m}_{SC3}	Líquido
<i>W12</i>	$T_{Sat,IP}$	$P_{Sat,IP}$	\dot{m}_{SC3}	Vapor Saturado
<i>W13</i>	$T_{Sat,DEA}$	$P_{Sat,DEA}$	\dot{m}_{SC4}	Líquido
<i>W14</i>		$P_{Sat,HP}$	\dot{m}_{SC4}	Líquido
<i>W15</i>		$P_{Sat,HP}$	\dot{m}_{SC4}	Líquido
<i>W16</i>		$P_{Sat,HP}$	\dot{m}_{SC4}	Líquido
<i>W17</i>		$P_{Sat,HP}$	\dot{m}_{SC4}	Líquido
<i>W18</i>	$T_{Sat,HP}$	$P_{Sat,HP}$	\dot{m}_{SC4}	Vapor Saturado
<i>W19</i>		$P_{Sat,HP}$	\dot{m}_{SC4}	Vapor
<i>W20</i>		$P_{Sat,IP}$	\dot{m}_{SC4}	Vapor
<i>W21</i>		$P_{Sat,IP}$	\dot{m}_{SC4}	Vapor
<i>W22</i>		$P_{Sat,IP}$	\dot{m}_{SC4}	Vapor
<i>W23</i>		$P_{Sat,IP}$	\dot{m}_{SC3}	Vapor
<i>W24</i>		$P_{Sat,IP}$	\dot{m}_{SC3}	Vapor
<i>W25</i>		$P_{Sat,IP}$	\dot{m}_{SC5}	Vapor
<i>W26</i>		$P_{Sat,LP}$	\dot{m}_{SC5}	Vapor
<i>W27</i>		$P_{Sat,LP}$	\dot{m}_{SC5}	Vapor
<i>W28</i>		$P_{Sat,LP}$	\dot{m}_{SC2}	Vapor
<i>W29</i>		$P_{Sat,LP}$	\dot{m}_{SC1}	Vapor
<i>W30</i>	$T_{Sat,CON}$	$P_{Sat,CON}$	\dot{m}_{SC1}	Mezcla L-V

secciones de la caldera de recuperación, tal como representan las evoluciones entre $G5$ y $G14$.

En la Tabla 2.1 se listan todas las corrientes, con sus temperaturas, presiones y caudales, así como su tipología. Se hace notar que las temperaturas no especificadas son asignadas durante la resolución del problema de manera que se cumplan los balances de materia y energía, ecuaciones de diseño y restricciones operativas.

La Figura 2.3 muestra una evolución representativa de los distintos flujos a través del ciclo de vapor, donde se observa:

- La bomba de recirculación RP se encarga de impulsar entre $W1$ y $W2$ al agua que es recuperada del condensador. Dicho flujo se precalienta en el economizador del desaireador $ECO\ DEA$ hasta $W3$, antes de ingresar al mismo.
 - En el desaireador DEA , se eliminan los gases incondensables mediante la evaporación de parte del fluido en $EVA\ DEA$ y la posterior mezcla con el resto de la masa acumulada. Desde el desaireador, se originan los tres circuitos principales que componen la caldera de recuperación.
 - El circuito de baja presión comienza al impulsar la bomba $FP\ LP$ al fluido entre $W4$ y $W5$, el que se precalienta en $ECO\ LP$ hasta $W6$, y se evapora en $EVA\ LP$ obteniéndose vapor saturado $W7$.
 - El circuito de media presión comienza al impulsar la bomba $FP\ IP$ al fluido entre $W8$ y $W9$, el que se precalienta en $ECO1\ IP$ y $ECO2\ IP$ hasta $W11$ (pasando por $W10$), y se evapora en $EVA\ IP$ obteniéndose vapor saturado $W12$.
 - El circuito de alta presión comienza al impulsar la bomba $FP\ HP$ al fluido entre $W13$ y $W14$, el que se precalienta en $ECO1\ HP$, $ECO2\ HP$ y $ECO3\ HP$ hasta $W17$ (pasando por $W15$ y $W16$), y se evapora en $EVA\ HP$ obteniéndose vapor saturado $W18$.
 - El vapor de alta se sobrecalienta hasta $W19$ en $SH\ HP$ y es alimentado a la sección de alta de la turbina de vapor $ST\ HP$, donde se expande hasta $W20$ produciendo trabajo útil.
 - La corriente de descarga de la sección de alta de la turbina es recalentada en RH hasta $W22$ (partiendo desde $W21$; nótese que dicha corriente es igual a $W20$ ya que no hay extracción de vapor), donde converge con la corriente $W24$ originada mediante el sobrecalentamiento
-

del vapor de media en $SH1 IP$ y $SH2 IP$ (partiendo desde $W12$ y pasando por $W23$). El flujo resultante $W25$ es alimentado a la sección de media de la turbina de vapor $ST IP$, donde se expande hasta $W26$ produciendo trabajo útil.

- La corriente de descarga de la sección de media de la turbina $W27$ (nótese que dicha corriente es igual a $W26$ ya que no hay extracción de vapor) converge con la corriente $W28$ originada mediante el sobrecalentamiento del vapor de baja en $SH LP$ (partiendo desde $W7$). El flujo resultante $W29$ es alimentado a la sección de baja de la turbina de vapor $ST LP$, donde se expande hasta $W30$ produciendo trabajo útil.
- La corriente de descarga de la sección de baja de la turbina $W30$ es totalmente condensada (con un grado dado de sub-enfriamiento) en el condensador CON , completándose así el circuito.
- El trabajo útil obtenido en las tres secciones de la turbina de vapor se transforma en energía eléctrica en el generador asociado.

En la Tabla 2.2 se listan todas las corrientes, con sus temperaturas, presiones y caudales, así como su tipología. Se hace notar que las temperaturas no especificadas son asignadas durante la resolución del problema de manera que se cumplan los balances de materia y energía, ecuaciones de diseño y restricciones operativas.

2.2.2. Estrategia de Modelado de la Turbina de Gas

Compresor

La relación de compresión en el compresor se define como la presión del fluido a la salida respecto de la presión del fluido a la entrada, según la Ecuación (2.1).

$$PR_{AC,oi} = \frac{P_{out,AC,oi}}{P_{in,AC,oi}} \quad (2.1)$$

La capacidad de flujo del compresor se define como la relación entre caudal, temperatura y presión del fluido a la entrada del mismo, según la Ecuación (2.2).

$$\dot{q}_{AC,oi} = \frac{\dot{m}_{AC,oi} \sqrt{T_{in,AC,oi}}}{P_{in,AC,oi}} \quad (2.2)$$

Por definición, la eficiencia isentrópica del compresor relaciona el cambio real de entalpía con el que ocurriría en una evolución ideal, tal como se describe en la Ecuación (2.3).

$$\eta_{i,AC,oi} = \frac{\Delta h_{i,AC,oi}}{\Delta h_{AC,oi}} \quad (2.3)$$

La definición de la eficiencia isentrópica se utiliza para dar cuenta de las irreversibilidades del proceso de compresión, según la Ecuación (2.4), como función de la relación de presiones, el coeficiente politrópico del aire a las condiciones medias y la eficiencia politrópica del compresor.

$$\eta_{i,AC,oi} = \left[(PR_{AC,oi})^{\frac{k_{PAC,oi}-1}{k_{PAC,oi}}} - 1 \right] / \left[(PR_{AC,oi})^{\frac{k_{PAC,oi}-1}{\eta_{p,AC,oi} k_{PAC,oi}}} - 1 \right] \quad (2.4)$$

Teniendo en cuenta ambas expresiones anteriores, el consumo bruto de potencia en el compresor se calcula como función del caudal de aire y del cambio real de entalpía, según la Ecuación (2.5).

$$\dot{W}_{AC,oi} = \dot{m}_{AC,oi} \Delta h_{AC,oi} \quad (2.5)$$

Turbinas

La relación de expansión en la turbina se define como la presión del fluido a la entrada respecto de la presión del fluido a la salida, según la Ecuación (2.6).

$$PR_{j,oi} = \frac{P_{in,j,oi}}{P_{out,j,oi}}, \quad j = GT1, GT2 \quad (2.6)$$

La capacidad de flujo de la turbina se define como la relación entre caudal, temperatura y presión del fluido a la entrada de la misma, según la Ecuación (2.7).

$$\dot{q}_{j,oi} = \frac{\dot{m}_{j,oi} \sqrt{T_{in,j,oi}}}{P_{in,j,oi}}, \quad j = GT1, GT2 \quad (2.7)$$

Por definición, la eficiencia isentrópica de la turbina relaciona el cambio real de entalpía con el que ocurriría en una evolución ideal, tal como se describe en la Ecuación (2.8).

$$\eta_{i,j,oi} = \frac{\Delta h_{j,oi}}{\Delta h_{i,j,oi}}, \quad j = GT1, GT2 \quad (2.8)$$

La definición de la eficiencia isentrópica se utiliza para dar cuenta de las irreversibilidades del proceso de expansión, según la Ecuación (2.4), como función de la relación de presiones, el coeficiente politrópico de los gases de combustión a las condiciones medias y la eficiencia politrópica de la turbina.

$$\eta_{i,j,oi} = \left[(PR_{j,oi})^{\frac{1-k_{pj,oi}}{k_{pj,oi}}} - 1 \right] / \left[(PR_{j,oi})^{\frac{1-k_{pj,oi}}{\eta_{p,j,oi} k_{pj,oi}}} - 1 \right], \quad j = GT1, GT2 \quad (2.9)$$

Teniendo en cuenta ambas expresiones anteriores, la generación bruta de potencia en la turbina se calcula como función del caudal de gases de combustión y del cambio real de entalpía, según la Ecuación (2.10).

$$\dot{W}_{j,oi} = \dot{m}_{j,oi} \Delta h_{j,oi} \quad , \quad j = GT1, GT2 \quad (2.10)$$

Cámaras de Combustión

Se consideran un balance de materia por cada especie química y un balance de energía global que considera las pérdidas de calor, según la Ecuación (2.11) y la Ecuación (2.12), respectivamente.

$$x_{QC,out,j,oi} \dot{m}_{out,j,oi} = \sum_{in} (x_{QC,in,j,oi} \dot{m}_{in,j,oi}) + \sum_{zr} \dot{r}_{QC,zr,j,oi} \quad , \quad j = CC, PCC \quad (2.11)$$

$$\dot{m}_{out,j,oi} h_{out,j,oi} + \dot{Q}_{loss,j,oi} = \sum_{in} (\dot{m}_{in,j,oi} h_{in,j,oi}) \quad , \quad j = CC, PCC \quad (2.12)$$

En todos los casos se considera la combustión completa de los hidrocarburos que componen el gas natural, según la matriz presentada en la Tabla 2.3 (donde se indican los moles de oxígeno consumido por mol del hidrocarburo, así como los moles de dióxido de carbono y agua generados). Al asumir combustión completa, las corrientes de salida estarán compuestas exclusivamente por nitrógeno, oxígeno, dióxido de carbono y agua; y se debe tener en cuenta en el cálculo de las composiciones las cantidades de dichos compuestos en la corriente de entrada (aire a *CC*, gases de combustión a *PCC*), en el combustible, y las generadas/consumidas en las distintas reacciones químicas. Asimismo, el exceso de aire necesario no está prefijado sino que se calcula como resultado durante la resolución del modelo formulado.

Tabla 2.3 – Matriz de Reacciones Químicas

	O_2	H_2O	CO_2
CH_4	-2	2	1
C_2H_6	-3.5	3	2
C_3H_8	-5	4	3
C_4H_{10}	-6.5	5	4
C_5H_{12}	-8	6	5
C_6H_{14}	-9.5	7	6

Además, se considera la restricción lógica donde la suma de las fracciones de los distintos compuestos en la corrientes de salida debe ser igual a 1, según la Ecuación (2.13).

$$\sum_{QC} x_{QC,out,j,oi} = 1 \quad , \quad j = CC, PCC \quad (2.13)$$

Las pérdidas de calor se calculan como un porcentaje dado de la entalpía de los gases de salida de, según la Ecuación (2.14).

$$\dot{Q}_{loss,j,oi} = (1 - \eta_{t,j,oi}) \dot{m}_{out,j,oi} h_{out,j,oi} \quad , \quad j = CC, PCC \quad (2.14)$$

La pérdida de presión se calcula por medio de la Ecuación (2.15).

$$\Delta P_{j,oi} = 1 - \frac{P_{out,j,oi}}{P_{in,j,oi}} \quad , \quad j = CC, PCC \quad (2.15)$$

Regenerador

Se consideran balances de masa y energía, según la Ecuación (2.16), considerando que el fluido caliente corresponde a los gases de combustión y el fluido frío corresponde al aire comprimido.

$$\dot{Q}_{REG,oi} = \dot{m}_{cf,REG,oi} \Delta h_{cf,REG,oi} = \dot{m}_{hf,REG,oi} \Delta h_{hf,REG,oi} \quad (2.16)$$

Las diferencias de temperaturas en ambos fluidos se definen según la Ecuación (2.17) y la Ecuación (2.18), respectivamente.

$$\Delta T_{cf,REG,oi} = T_{out,cf,REG,oi} - T_{in,cf,REG,oi} \quad (2.17)$$

$$\Delta T_{hf,REG,oi} = T_{in,hf,REG,oi} - T_{out,hf,REG,oi} \quad (2.18)$$

El área de transferencia necesaria se calcula según la ecuación de diseño dada en la Ecuación (2.19), mediante el cálculo simultaneo de la diferencia media logarítmica de temperaturas.

$$\dot{Q}_{REG,oi} = U_{REG,oi} A_{REG,oi} \frac{\Delta T_{ce,REG,oi} - \Delta T_{he,REG,oi}}{\ln(\Delta T_{ce,REG,oi} / \Delta T_{he,REG,oi})} \quad (2.19)$$

Las diferencias de temperaturas en los extremos frío y caliente se definen según la Ecuación (2.20) y la Ecuación (2.21), respectivamente.

$$\Delta T_{ce,REG,oi} = T_{out,hf,REG,oi} - T_{in,cf,REG,oi} \quad (2.20)$$

$$\Delta T_{he,REG,oi} = T_{in,hf,REG,oi} - T_{out,cf,REG,oi} \quad (2.21)$$

Las caídas de presión en los fluidos frío y caliente se definen según la Ecuación (2.22) y la Ecuación (2.23), respectivamente.

$$\Delta P_{cf,REG,oi} = 1 - \frac{P_{out,cf,REG,oi}}{P_{in,cf,REG,oi}} \quad (2.22)$$

$$\Delta P_{hf,REG,oi} = 1 - \frac{P_{out,hf,REG,oi}}{P_{in,hf,REG,oi}} \quad (2.23)$$

Potencia Generada

La potencia neta generada por la turbina de gas es calculada como la diferencia entre la potencia bruta generada por ambas secciones de la turbina y la potencia bruta consumida por el compresor, según la Ecuación (2.24), afectada por la eficiencia eléctrica del generador, y las pérdidas mecánicas (fricción, sistemas auxiliares asociados al eje, etc.), así como el consumo de servicios auxiliares.

$$\dot{W}_{Net,GT,oi} = \eta_{el,GT} \eta_{m,GT,oi} \left(\dot{W}_{GT1,oi} + \dot{W}_{GT2,oi} - \dot{W}_{AC,oi} \right) \quad (2.24)$$

La eficiencia mecánica para la generación eléctrica en la turbina de gas varía como función de la carga operativa de la misma, según la Ecuación (2.25).

$$\eta_{m,GT,oi} = \eta_{aux,GT} (L_{GT,oi})^{\beta_{i,GT}} \quad (2.25)$$

Además, se impone la restricción de igualación de potencia entre ambas secciones de la turbina de gas, según la Ecuación (2.26).

$$\dot{W}_{GT1,oi} = \dot{W}_{GT2,oi} \quad (2.26)$$

Variables de Diseño y Operativas Contempladas

Para el diseño y la operación de la turbina de gas, se consideran las siguientes variables:

- Caudal y propiedades del aire que circula por el compresor de aire
($\dot{m}_{AC,oi}$, $T_{out,AC,oi}$, $P_{out,AC,oi}$, $h_{out,AC,oi}$, $h_{i,out,AC,oi}$).
- Parámetros característicos del compresor de aire ($PR_{AC,oi}$, $\eta_{i,AC,oi}$, $\dot{q}_{AC,oi}$).
- Potencia bruta consumida por el compresor de aire ($\dot{W}_{AC,oi}$).
- Caudal y propiedades de los gases de combustión que circulan por las turbinas
($\dot{m}_{j,oi}$, $T_{in,j,oi}$, $P_{in,j,oi}$, $h_{in,j,oi}$, $T_{out,j,oi}$, $P_{out,j,oi}$, $h_{out,j,oi}$, $h_{i,out,j,oi}$).

- Parámetros característicos de las turbinas ($PR_{j,oi}, \eta_{i,j,oi}, \dot{q}_{j,oi}$).
- Potencia bruta generada por las turbinas ($\dot{W}_{j,oi}$).
- Caudal y propiedades de los gases generados en las cámaras de combustión
($x_{QC,in,j,oi}, \dot{m}_{in,j,oi}, T_{in,j,oi}, P_{in,j,oi}, h_{in,j,oi}, x_{QC,out,j,oi}, \dot{m}_{out,j,oi}, T_{out,j,oi}, P_{out,j,oi}, h_{out,j,oi}$).
- Pérdidas de calor en las cámaras de combustión ($\dot{Q}_{loss,j,oi}$).
- Cantidades reaccionantes en las cámaras de combustión ($\dot{r}_{QC,zr,j,oi}$).
- Caudal y propiedades del fluido frío en el regenerador
($\dot{m}_{cf,j,oi}, T_{in,cf,j,oi}, P_{in,cf,j,oi}, h_{in,cf,j,oi}, T_{out,cf,j,oi}, P_{out,cf,j,oi}, h_{out,cf,j,oi}$).
- Caudal y propiedades del fluido caliente en el regenerador
($\dot{m}_{hf,j,oi}, T_{in,hf,j,oi}, P_{in,hf,j,oi}, h_{in,hf,j,oi}, T_{out,hf,j,oi}, P_{out,hf,j,oi}, h_{out,hf,j,oi}$).
- Parámetros característicos del regenerador ($\dot{Q}_{j,oi}, A_{j,oi}, \Delta T_{ce,j,oi}, \Delta T_{he,j,oi}$).
- Eficiencia mecánica para la generación eléctrica en la turbina de gas ($\eta_{m,GT,oi}$).
- Carga operativa de la turbina de gas ($L_{GT,oi}$).
- Potencia neta generada por la turbina de gas ($\dot{W}_{Net,GT,oi}$).

Además, los siguientes parámetros deben ser proporcionados por el diseñador (y han sido listados como datos al final de este capítulo):

- Propiedades del aire que ingresa al compresor de aire ($x_{QC,A,oi}, T_{A,oi}, P_{A,oi}, h_{A,oi}$), que corresponden a las condiciones ambientales.
- Propiedades del combustible consumido en las cámaras de combustión ($x_{QC,F,oi}, T_{F,oi}, P_{F,oi}$), según las características del gas natural utilizado.
- Parámetros característicos del compresor de aire ($k_{pAC,oi}, \eta_{p,AC,oi}$) y de las turbinas ($k_{pj,oi}, \eta_{p,j,oi}$).
- Fracción de calor perdido ($\eta_{t,j,oi}$) y pérdida de carga ($\Delta P_{j,oi}$) en las cámaras de combustión.
- Parámetros característicos del regenerador ($U_{REG,oi}$).
- Pérdidas de carga para los fluidos frío ($\Delta P_{cf,REG,oi}$) y caliente ($\Delta P_{hf,REG,oi}$) en el regenerador.
- Eficiencia eléctrica del generador acoplado a la turbina de gas ($\eta_{el,GT}$), eficiencia por consumo de servicios auxiliares en la turbina de gas ($\eta_{aux,GT}$) y factor para el cálculo de la eficiencia a carga parcial ($\beta_{l,GT}$).

2.2.3. Estrategia de Modelado de la Caldera de Recuperación

Secciones de Intercambio

Las ecuaciones a continuación presentadas se aplican a cada sección de intercambio en la caldera de recuperación, incluyendo a:

$$j = \left\{ \begin{array}{l} ECO\ DE A, ECO\ LP, ECO1\ IP, ECO2\ IP, ECO1\ HP, ECO2\ HP, ECO3\ HP, \\ EVA\ DE A, EVA\ LP, EVA\ IP, EVA\ HP, \\ SH\ LP, SH1\ IP, SH2\ IP, SH\ HP, RH \end{array} \right\}$$

Para cada sección de transferencia, se consideran balances de masa y energía, según la Ecuación (2.27), considerando en todos los casos que el fluido caliente corresponde a los gases de combustión y el fluido frío corresponde al agua/vapor.

$$\dot{Q}_{j,oi} = \dot{m}_{cf,j,oi} \Delta h_{cf,j,oi} = \dot{m}_{hf,j,oi} \Delta h_{hf,j,oi} \quad (2.27)$$

Las diferencias de temperaturas en ambos fluidos se definen según la Ecuación (2.28) y la Ecuación (2.29), respectivamente.

$$\Delta T_{cf,j,oi} = T_{out,cf,j,oi} - T_{in,cf,j,oi} \quad (2.28)$$

$$\Delta T_{hf,j,oi} = T_{in,hf,j,oi} - T_{out,hf,j,oi} \quad (2.29)$$

Ecuaciones de diseño se utilizan para calcular el área de transferencia necesaria en cada sección, según la Ecuación (2.30), mediante el cálculo simultáneo de la diferencia media logarítmica de temperaturas.

$$\dot{Q}_{j,oi} = U_{j,oi} A_{j,oi} \frac{\Delta T_{ce,j,oi} - \Delta T_{he,j,oi}}{\ln(\Delta T_{ce,j,oi} / \Delta T_{he,j,oi})} \quad (2.30)$$

Las diferencias de temperaturas en los extremos frío y caliente se definen según la Ecuación (2.31) y la Ecuación (2.32), respectivamente.

$$\Delta T_{ce,j,oi} = T_{out,hf,j,oi} - T_{in,cf,j,oi} \quad (2.31)$$

$$\Delta T_{he,j,oi} = T_{in,hf,j,oi} - T_{out,cf,j,oi} \quad (2.32)$$

Las caídas de presión en los fluidos frío y caliente se definen según la Ecuación (2.33) y la Ecuación (2.34), respectivamente.

$$\Delta P_{cf,j,oi} = P_{in,cf,j,oi} - P_{out,cf,j,oi} \quad (2.33)$$

$$\Delta P_{hf,j,oi} = P_{in,hf,j,oi} - P_{out,hf,j,oi} \quad (2.34)$$

Punto Pinch y Acercamiento

Asimismo, se incluye el cálculo del punto pinch y del acercamiento para cada nivel operativo de presión en la caldera de recuperación, según la Ecuación (2.35) y la Ecuación (2.36), respectivamente.

$$PP_{j,oi} = T_{hf,out,j,oi} - T_{cf,out,j,oi} \quad , \quad j = EVA\ DE A, EVA\ LP, EVA\ IP, EVA\ HP \quad (2.35)$$

$$AP_{j,oi} = T_{cf,out,j,oi} - T_{cf,in,j,oi} \quad , \quad j = EVA\ DE A, EVA\ LP, EVA\ IP, EVA\ HP \quad (2.36)$$

Bombas de Proceso

El consumo bruto de potencia en las bombas se calcula como función del caudal circulante y del cambio real de entalpía, según la Ecuación (2.37).

$$\dot{W}_{j,oi} = \dot{m}_{j,oi} \Delta h_{j,oi} \quad , \quad j = RP, FP\ DE A, FP\ LP, FP\ IP, FP\ HP \quad (2.37)$$

Condensador

Se consideran balances de masa y energía, según la Ecuación (2.38), considerando que el fluido caliente corresponde al vapor que condensa y el fluido frío corresponde al agua de enfriamiento.

$$\dot{Q}_{CON,oi} = \dot{m}_{cf,CON,oi} \Delta h_{cf,CON,oi} = \dot{m}_{hf,CON,oi} \Delta h_{hf,CON,oi} \quad (2.38)$$

Las diferencias de temperaturas en ambos fluidos se definen según la Ecuación (2.39) y la Ecuación (2.40), respectivamente.

$$\Delta T_{cf,CON,oi} = T_{out,cf,CON,oi} - T_{in,cf,CON,oi} \quad (2.39)$$

$$\Delta T_{hf,CON,oi} = T_{in,hf,CON,oi} - T_{out,hf,CON,oi} \quad (2.40)$$

El área de transferencia necesaria se calcula según la ecuación de diseño dada en la Ecuación

ción (2.41), mediante el cálculo simultaneo de la diferencia media logarítmica de temperaturas.

$$\dot{Q}_{CON,oi} = U_{CON,oi} A_{CON,oi} \frac{\Delta T_{ce,CON,oi} - \Delta T_{he,CON,oi}}{\ln(\Delta T_{ce,CON,oi}/\Delta T_{he,CON,oi})} \quad (2.41)$$

Las diferencias de temperaturas en los extremos frío y caliente se definen según la Ecuación (2.42) y la Ecuación (2.43), respectivamente.

$$\Delta T_{ce,CON,oi} = T_{out,hf,CON,oi} - T_{in,cf,CON,oi} \quad (2.42)$$

$$\Delta T_{he,CON,oi} = T_{in,hf,CON,oi} - T_{out,cf,CON,oi} \quad (2.43)$$

Las caídas de presión en los fluidos frío y caliente se definen según la Ecuación (2.44) y la Ecuación (2.45), respectivamente.

$$\Delta P_{cf,CON,oi} = P_{in,cf,CON,oi} - P_{out,cf,CON,oi} \quad (2.44)$$

$$\Delta P_{hf,CON,oi} = P_{in,hf,CON,oi} - P_{out,hf,CON,oi} \quad (2.45)$$

Asimismo, se incluye el cálculo del sub-enfriamiento del fluido condensante, según la Ecuación (2.46).

$$SC_{CON,oi} = T_{hf,in,CON,oi} - T_{hf,out,CON,oi} \quad (2.46)$$

Desaireador

Se consideran balances de masa y energía, despreciándose las pérdidas de energía, según la Ecuación (2.47) y la Ecuación (2.48), respectivamente.

$$\sum_{out} \dot{m}_{out,DEA,oi} = \sum_{in} \dot{m}_{in,DEA,oi} \quad (2.47)$$

$$\sum_{out} (\dot{m}_{out,DEA,oi} h_{out,DEA,oi}) = \sum_{in} (\dot{m}_{in,DEA,oi} h_{in,DEA,oi}) \quad (2.48)$$

Variables de Diseño y Operativas Contempladas

Para el diseño y la operación de la caldera de recuperación, se consideran las siguientes variables:

- Caudal y propiedades del fluido frío en cada sección de intercambio

$$(\dot{m}_{cf,j,oi}, T_{in,cf,j,oi}, P_{in,cf,j,oi}, h_{in,cf,j,oi}, T_{out,cf,j,oi}, P_{out,cf,j,oi}, h_{out,cf,j,oi}).$$

- Caudal y propiedades del fluido caliente en cada sección de intercambio
 $(\dot{m}_{hf,j,oi}, T_{in,hf,j,oi}, P_{in,hf,j,oi}, h_{in,hf,j,oi}, T_{out,hf,j,oi}, P_{out,hf,j,oi}, h_{out,hf,j,oi})$.
- Parámetros característicos de cada sección de intercambio $(\dot{Q}_{j,oi}, A_{j,oi}, \Delta T_{ce,j,oi}, \Delta T_{he,j,oi})$.
- Punto pinch y acercamiento para cada nivel operativo de presión en la caldera de recuperación $(PP_{j,oi}, AP_{j,oi})$.
- Caudal y propiedades del fluido que circula por las bombas
 $(\dot{m}_{j,oi}, T_{in,j,oi}, P_{in,j,oi}, h_{in,j,oi}, T_{out,j,oi}, P_{out,j,oi}, h_{out,j,oi})$.
- Potencia consumida por las bombas $(\dot{W}_{j,oi})$.
- Caudal y propiedades del fluido frío en el condensador
 $(\dot{m}_{cf,j,oi}, T_{in,cf,j,oi}, P_{in,cf,j,oi}, h_{in,cf,j,oi}, T_{out,cf,j,oi}, P_{out,cf,j,oi}, h_{out,cf,j,oi})$.
- Caudal y propiedades del fluido caliente en el condensador
 $(\dot{m}_{hf,j,oi}, T_{in,hf,j,oi}, P_{in,hf,j,oi}, h_{in,hf,j,oi}, T_{out,hf,j,oi}, P_{out,hf,j,oi}, h_{out,hf,j,oi})$.
- Parámetros característicos de el condensador $(\dot{Q}_{j,oi}, A_{j,oi}, \Delta T_{ce,j,oi}, \Delta T_{he,j,oi})$.
- Caudales y propiedades de los fluidos en el desaireador
 $(\dot{m}_{in,j,oi}, T_{in,j,oi}, P_{in,j,oi}, h_{in,j,oi}, \dot{m}_{out,j,oi}, T_{out,j,oi}, P_{out,j,oi}, h_{out,j,oi})$.

Además, los siguientes parámetros deben ser proporcionados por el diseñador (y han sido listados como datos al final de este capítulo):

- Parámetros característicos de cada sección de intercambio $(U_{j,oi})$.
- Pérdidas de carga para los fluidos frío $(\Delta P_{cf,j,oi})$ y caliente $(\Delta P_{hf,j,oi})$ en cada sección de intercambio.
- Parámetros característicos de el condensador $(U_{CON,oi})$.
- Pérdidas de carga para los fluidos frío $(\Delta P_{cf,CON,oi})$ y caliente $(\Delta P_{hf,CON,oi})$ en el condensador.

2.2.4. Estrategia de Modelado de la Turbina de Vapor

Turbinas

La relación de expansión en la turbina se define como la presión del fluido a la entrada respecto de la presión del fluido a la salida, según la Ecuación (2.49).

$$PR_{j,oi} = \frac{P_{in,j,oi}}{P_{out,j,oi}} \quad , \quad j = ST \ HP, ST \ IP, ST \ LP \quad (2.49)$$

La capacidad de flujo de la turbina se define como la relación entre caudal, temperatura y presión del fluido a la entrada de la misma, según la Ecuación (2.50).

$$\dot{q}_{j,oi} = \frac{\dot{m}_{j,oi} \sqrt{T_{in,j,oi}}}{P_{in,j,oi}} \quad , \quad j = ST \ HP, ST \ IP, ST \ LP \quad (2.50)$$

Por definición, la eficiencia isentrópica de la turbina relaciona el cambio real de entalpía con el que ocurriría en una evolución ideal, tal como se describe en la Ecuación (2.51).

$$\eta_{i,j,oi} = \frac{\Delta h_{j,oi}}{\Delta h_{i,j,oi}} \quad , \quad j = ST \ HP, ST \ IP, ST \ LP \quad (2.51)$$

La definición de la eficiencia isentrópica se utiliza para dar cuenta de las irreversibilidades del proceso de expansión, según la Ecuación (2.52), como función de la relación de presiones, el coeficiente politrópico del vapor a las condiciones medias y la eficiencia politrópica de la turbina.

$$\eta_{i,j,oi} = \left[(PR_{j,oi})^{\frac{1-kp_{j,oi}}{kp_{j,oi}}} - 1 \right] / \left[(PR_{j,oi})^{\frac{1-kp_{j,oi}}{\eta_{p,j,oi} kp_{j,oi}}} - 1 \right] \quad , \quad j = ST \ HP, ST \ IP, ST \ LP \quad (2.52)$$

Teniendo en cuenta ambas expresiones anteriores, la generación bruta de potencia en la turbina se calcula como función del caudal de vapor y del cambio real de entalpía, según la Ecuación (2.53).

$$\dot{W}_{j,oi} = \dot{m}_{j,oi} \Delta h_{j,oi} \quad , \quad j = ST \ HP, ST \ IP, ST \ LP \quad (2.53)$$

Potencia Generada

La potencia neta generada por la turbina de vapor es calculada como la suma de la potencia bruta generada por cada sección de la turbina, según la Ecuación (2.54), afectada por la eficiencia eléctrica del generador, y las pérdidas mecánicas (fricción, sistemas auxiliares asociados al eje, etc.), así como el consumo de servicios auxiliares.

$$\dot{W}_{Net,ST,oi} = \eta_{el,ST} \eta_{m,ST,oi} \left(\dot{W}_{ST \ HP,oi} + \dot{W}_{ST \ IP,oi} + \dot{W}_{ST \ LP,oi} \right) \quad (2.54)$$

La eficiencia mecánica para la generación eléctrica en la turbina de vapor varía como función de la carga operativa de la misma, según la Ecuación (2.55).

$$\eta_{m,ST,oi} = \eta_{aux,ST} (L_{ST,oi})^{\beta_{l,ST}} \quad (2.55)$$

Variables de Diseño y Operativas Contempladas

Para el diseño y la operación de la turbina de vapor, se consideran las siguientes variables:

- Caudal y propiedades del vapor que circula por las turbinas
($\dot{m}_{j,oi}$, $T_{in,j,oi}$, $P_{in,j,oi}$, $h_{in,j,oi}$, $T_{out,j,oi}$, $P_{out,j,oi}$, $h_{out,j,oi}$, $h_{i,out,j,oi}$).
- Parámetros característicos de las turbinas ($PR_{j,oi}$, $\eta_{i,j,oi}$, $\dot{q}_{j,oi}$).
- Potencia bruta generada por las turbinas ($\dot{W}_{j,oi}$).
- Eficiencia mecánica para la generación eléctrica en la turbina de vapor ($\eta_{m,ST,oi}$).
- Carga operativa de la turbina de vapor ($L_{ST,oi}$).
- Potencia neta generada por la turbina de vapor ($\dot{W}_{Net,ST,oi}$).

Además, los siguientes parámetros deben ser proporcionados por el diseñador (y han sido listados como datos al final de este capítulo):

- Parámetros característicos de las turbinas ($kp_{j,oi}$, $\eta_{p,j,oi}$).
- Eficiencia eléctrica del generador acoplado a la turbina de vapor ($\eta_{el,ST}$), eficiencia por consumo de servicios auxiliares en la turbina de vapor ($\eta_{aux,ST}$) y factor para el cálculo de la eficiencia a carga parcial ($\beta_{l,GT}$).

2.2.5. Predicción de Propiedades Físico-químicas

Propiedades de Combustible

El poder calorífico inferior del combustible es calculado según la Ecuación (2.56), con los valores de los parámetros sugeridos por Green (2008).

$$LHV_{j,oi} = f(h_{CQC}, x_{QC,j,oi}) \quad (2.56)$$

Propiedades de Gases de Combustión

Las entalpías de los gases de combustión son descritas por la Ecuación (2.57), según las funcionalidades presentadas por McBride et al. (1993).

$$h_{j,oi} = f(T_{j,oi}, x_{QC,j,oi}) \quad (2.57)$$

Las entropías de los gases de combustión son descritas por la Ecuación (2.58), las cuales se derivan de las expresiones correspondientes de las entalpías.

$$s_{j,oi} = f(T_{j,oi}, P_{j,oi}, x_{QC,j,oi}) \quad (2.58)$$

Propiedades de Agua y Vapor

Las relación temperatura - presión de saturación es descrita por la Ecuación (2.59), según la funcionalidad presentada por IAPWS (1992).

$$\ln P_{Sat,j,oi} = f(T_{Sat,j,oi}) \quad (2.59)$$

Las entalpías del agua líquida, vapor de agua y las mezclas de ambos son descritas por la Ecuación (2.60), según las funcionalidades presentadas por IAPWS (2007).

$$h_{j,oi} = f(T_{j,oi}, P_{j,oi}, X_{j,oi}) \quad (2.60)$$

Las entropías del agua líquida, vapor de agua y las mezclas de ambos son descritas por la Ecuación (2.61), según las funcionalidades presentadas por IAPWS (2007).

$$s_{j,oi} = f(T_{j,oi}, P_{j,oi}, X_{j,oi}) \quad (2.61)$$

2.2.6. Restricciones Operativas

Con el objeto de circunscribir una región factible de operación de acuerdo a la práctica industrial, y considerando los límites y recomendaciones técnicas reportadas por Edris (2010); Mohagheghi y Shayegan (2009); Poma et al. (2010); Rapún Jiménez (1999); Srinivas (2009); Valdés et al. (2003), se consideran restricciones operativas (de desigualdad), según se describe en las Ecuaciones (2.62-2.79).

(1) Punto pinch mínimo y máximo (Ecuación (2.62)), para asegurar valores razonables del área de intercambio de cada sección de la caldera de recuperación.

$$PP_{min,j,oi} \leq PP_{j,oi} \leq PP_{max,j,oi} \quad , \quad j = EVA\ DEA, EVA\ LP, EVA\ IP, EVA\ HP \quad (2.62)$$

(2) Acercamiento mínimo y máximo (Ecuación (2.63)), para garantizar que no haya evapora-

ción en los economizadores y para evitar el choque térmico en la entrada de los evaporadores, respectivamente.

$$AP_{min,j,oi} \leq AP_{j,oi} \leq AP_{max,j,oi} \quad , \quad j = EVA\ DE A, EVA\ LP, EVA\ IP, EVA\ HP \quad (2.63)$$

(3) Presión de operación mínima y máxima en cada nivel operativo en la caldera de recuperación (Ecuación (2.64)), para asegurar la operación dentro de parámetros normales considerando condiciones seguras.

$$P_{min,Sat,j,oi} \leq P_{Sat,j,oi} \leq P_{max,Sat,j,oi} \quad , \quad j = HP, IP, LP, DE A, CON \quad (2.64)$$

(4) Relación de compresión máxima (Ecuación (2.65)), para asegurar la operación dentro de parámetros normales.

$$PR_{AC,oi} \leq PR_{max,AC,oi} \quad (2.65)$$

(5) Temperatura máxima de los gases en la turbina de gas (Ecuación (2.66)), determinada por la resistencia de los materiales de la misma.

$$T_{out,j,oi} \leq T_{max,out,j,oi} \quad , \quad j = CC, PCC \quad (2.66)$$

(6) Temperatura máxima de los gases que ingresan a la caldera de recuperación (Ecuación (2.67)), para prevenir deterioro de los materiales.

$$T_{in,HRSG,oi} \leq T_{max,in,HRSG,oi} \quad (2.67)$$

(7) Presión de descarga mínima de los gases que abandonan la caldera de recuperación (Ecuación (2.68)), para asegurar la operación dentro de parámetros normales.

$$P_{out,HRSG,oi} \geq P_{min,out,HRSG,oi} \quad (2.68)$$

(8) Temperatura mínima de los gases de descarga de la caldera de recuperación (Ecuación (2.69)), para prevenir la corrosión debido a la condensación de agua.

$$T_{out,HRSG,oi} \geq T_{min,out,HRSG,oi} \quad (2.69)$$

(9) Temperatura máxima en la admisión a la turbina de vapor (Ecuación (2.70)), determinada por la resistencia de los materiales de la misma.

$$T_{in,ST,oi} \leq T_{max,in,ST,oi} \quad (2.70)$$

(10) Diferencia mínima de temperaturas en los extremos frío y caliente del sobrecalentador (Ecuación (2.71) y Ecuación (2.72)), para asegurar la operación dentro de parámetros normales.

$$\Delta T_{ce,j,oi} \geq \Delta T_{min,ce,j,oi} \quad , \quad j = SH2 IP, SH HP, RH \quad (2.71)$$

$$\Delta T_{he,j,oi} \geq \Delta T_{min,he,j,oi} \quad , \quad j = SH2 IP, SH HP, RH \quad (2.72)$$

(11) Diferencia mínima de temperaturas para el agua de enfriamiento (Ecuación (2.73)), para evitar consumo excesivo de agua de enfriamiento.

$$\Delta T_{cf,CON,oi} \geq \Delta T_{min,cf,CON,oi} \quad (2.73)$$

(12) Diferencia mínima de temperaturas en los extremos frío y caliente del condensador (Ecuación (2.74) y Ecuación (2.75)), para asegurar la operación dentro de parámetros normales.

$$\Delta T_{ce,CON,oi} \geq \Delta T_{min,ce,CON,oi} \quad (2.74)$$

$$\Delta T_{he,CON,oi} \geq \Delta T_{min,he,CON,oi} \quad (2.75)$$

(13) Diferencia mínima de temperaturas en los extremos frío y caliente del regenerador (Ecuación (2.76) y Ecuación (2.77)), para asegurar la operación dentro de parámetros normales.

$$\Delta T_{ce,REG,oi} \geq \Delta T_{min,ce,REG,oi} \quad (2.76)$$

$$\Delta T_{he,REG,oi} \geq \Delta T_{min,he,REG,oi} \quad (2.77)$$

(14) Calidad de vapor mínima y máxima en la descarga de la turbina (Ecuación (2.78)), para asegurar operación normal de la misma.

$$X_{min,out,ST,oi} \leq X_{out,ST,oi} \leq X_{max,out,ST,oi} \quad (2.78)$$

(15) Sub-enfriamiento mínimo y máximo (Ecuación (2.79)), para garantizar que no haya cavitación en las bombas.

$$SC_{min,CON,oi} \leq SC_{CON,oi} \leq SC_{max,CON,oi} \quad (2.79)$$

2.3. Balances Globales

2.3.1. Área de Intercambio Necesaria

El área neta de transferencia para cada nivel operativo de presión en la caldera de recuperación es calculada según la Ecuación (2.80) a la Ecuación (2.83).

$$A_{Net,DEA,oi} = A_{ECO\ DE A,oi} + A_{EVA\ DE A,oi} \quad (2.80)$$

$$A_{Net,LP,oi} = A_{ECO\ LP,oi} + A_{EVA\ LP,oi} + A_{SH\ LP,oi} \quad (2.81)$$

$$A_{Net,IP,oi} = A_{ECO1\ IP,oi} + A_{ECO2\ IP,oi} + A_{EVA\ IP,oi} + A_{SH1\ IP,oi} + A_{SH2\ IP,oi} + A_{RH,oi} \quad (2.82)$$

$$A_{Net,HP,oi} = A_{ECO1\ HP,oi} + A_{ECO2\ HP,oi} + A_{ECO3\ HP,oi} + A_{EVA\ HP,oi} + A_{SH\ IP,oi} \quad (2.83)$$

El área neta de transferencia de la caldera de recuperación es calculada como la sumatoria de las áreas netas de transferencia para cada nivel operativo de presión, según la Ecuación (2.84).

$$A_{Net,HRSG,oi} = A_{Net,DEA,oi} + A_{Net,LP,oi} + A_{Net,IP,oi} + A_{Net,HP,oi} \quad (2.84)$$

El área neta de transferencia es calculada como la sumatoria de las áreas de transferencia de las secciones de la caldera de recuperación y los condensadores asociados, según la Ecuación (2.85).

$$A_{Net,oi} = 2(A_{Net,HRSG,oi} + A_{CON,oi}) \quad (2.85)$$

2.3.2. Consumo de Energía

El consumo neto de calor es calculado como la energía total provista por el combustible, en función del caudal de combustible y de su poder calorífico inferior, según la Ecuación (2.86).

$$\dot{Q}_{F,oi} = 2(\dot{m}_{F,CC,oi} + \dot{m}_{F,PCC,oi}) LHV_{F,oi} \quad (2.86)$$

2.3.3. Potencia Generada

La potencia neta generada es calculada como la sumatoria de la potencia neta generada por las turbinas de gas y de vapor, según se expresa en la Ecuación (2.87).

$$\dot{W}_{Net,oi} = 2 \dot{W}_{Net,GT,oi} + \dot{W}_{Net,ST,oi} \quad (2.87)$$

2.3.4. Demanda de Energía

Se impone la condición que la capacidad de diseño de la planta de generación se iguale al requerimiento externo de producción de energía, tal como expresa la Ecuación (2.88).

$$\dot{W}_{Net,oi} = \dot{W}_{0,oi} \quad (2.88)$$

2.4. Relaciones entre Variables de Decisión

Se definen relaciones entre las variables de decisión del sistema de generación, según la Ecuación (2.89). En etapas posteriores, se mostrará que dichas relaciones resultan útiles para representar eficientemente las características distintivas de los espacios de soluciones óptimas del sistema en estudio.

$$R_{j,oi} = f(x_{k,oi}) \quad , \quad x_{k,oi} \subseteq x_{oi} \quad (2.89)$$

El conjunto de relaciones aquí listado ha sido seleccionado en virtud de la importancia práctica que revisten las variables de decisión involucradas. Nótese que este conjunto no es único, ya que no existe limitación alguna para el criterio de selección.

Área Específica

El área específica se define como la relación entre el área total de intercambio y la producción neta de potencia, según la Ecuación (2.90).

$$A_{e,oi} = \frac{A_{Net,oi}}{\dot{W}_{Net,oi}} \quad (2.90)$$

Relación de Potencias

La relación de potencias se define como el cociente entre la generada por la turbina de gas y la generada por la turbina de vapor, según la Ecuación (2.91).

$$PD_{oi} = \frac{2 \dot{W}_{Net,GT,oi}}{\dot{W}_{Net,ST,oi}} \quad (2.91)$$

Distribución del Área de Intercambio

La distribución del área de intercambio entre los diferentes componentes de la planta se realiza de manera secuencial. Considerando la estructura fuente caliente - sumidero frío (utilizada por Vargas y Bejan (2000) para el problema fundamental del macheo termodinámico de dos corrientes), la asignación de las áreas de la caldera de recuperación y del condensador se realiza en primer instancia, según la Ecuación (2.92).

$$AAR_{oi} = \frac{2 A_{Net,HRSG,oi}}{A_{Net,oi}} \quad (2.92)$$

En segundo lugar, el área de intercambio se distribuye entre los distintos niveles operativos de presión en la caldera de recuperación, según la Ecuación (2.93).

$$AARO_{j,oi} = \frac{A_{Net,j,oi}}{A_{Net,HRSG,oi}} \quad , \quad j = DEA, LP, IP, HP \quad (2.93)$$

Por último, el área de intercambio se distribuye entre los economizadores, evaporadores y sobrecalentadores en cada nivel operativo de presión, según las Ecuaciones (2.94-2.97).

$$AAROS_{j,DEA,oi} = \frac{A_{j,oi}}{A_{Net,DEA,oi}} \quad , \quad j = ECO\ DE A, EVA\ DE A \quad (2.94)$$

$$AAROS_{j,LP,oi} = \frac{A_{j,oi}}{A_{Net,LP,oi}} \quad , \quad j = ECO\ LP, EVA\ LP, SH\ LP \quad (2.95)$$

$$AAROS_{j,IP,oi} = \frac{A_{j,oi}}{A_{Net,IP,oi}} \quad , \quad j = ECO1\ IP, ECO2\ IP, EVA\ IP, SH1\ IP, SH2\ IP, RH \quad (2.96)$$

$$AAROS_{j,HP,oi} = \frac{A_{j,oi}}{A_{Net,HP,oi}} \quad , \quad j = ECO1\ HP, ECO2\ HP, ECO3\ HP, EVA\ HP, SH\ HP \quad (2.97)$$

Relación de Compresión

La relación de compresión se define como el cociente entre las presiones a la salida y a la entrada del compresor de aire, según la Ecuación (2.98).

$$CR_{oi} = \frac{P_{out,AC,oi}}{P_{in,AC,oi}} \quad (2.98)$$

Relaciones de Temperaturas

La relación de potencias se define como el cociente entre la generada por la turbina de gas y la generada por la turbina de vapor, según la Ecuación (2.99).

$$TR_{j,k,oi} = \frac{T_{Sat,j,oi}}{T_{Sat,k,oi}} \quad , \quad \begin{cases} j = DEA \quad , \quad k = CON \\ j = LP \quad , \quad k = DEA \\ j = IP \quad , \quad k = LP \\ j = HP \quad , \quad k = IP \end{cases} \quad (2.99)$$

Consumo Específico de Combustible

El consumo específico de combustible se define como el cociente entre el caudal de combus-

tible y la potencia generada por la turbina de gas, según la Ecuación (2.100).

$$MF_{j,oi} = \frac{\dot{m}_{F,j,oi} LHV_{F,oi}}{\dot{W}_{Net,GT,oi}} \quad , \quad j = CC, PCC \quad (2.100)$$

Relación de Caudal de Aire

La relación de caudal de aire se define como el cociente entre el caudal de aire y el consumo de combustible en ambas cámaras de combustión, según la Ecuación (2.101).

$$MA_{oi} = \frac{\dot{m}_{AC,oi}}{\dot{m}_{F,CC,oi} + \dot{m}_{F,PCC,oi}} \quad (2.101)$$

Relaciones de Caudal de Vapor

Las relaciones de caudal de vapor se definen como los cocientes entre el caudal de vapor para cada nivel operativo de presión en la caldera de recuperación y el consumo de combustible en ambas cámaras de combustión, según la Ecuación (2.102).

$$MS_{j,oi} = \frac{\dot{m}_{cf,j,oi}}{\dot{m}_{F,CC,oi} + \dot{m}_{F,PCC,oi}} \quad , \quad j = EVA\ DE A, EVA\ LP, EVA\ IP, EVA\ HP \quad (2.102)$$

2.5. Datos de Entrada

Las datos de entrada han sido seleccionados considerando los lineamientos y valores sugeridos introducidos por Edris (2010); Mohagheghi y Shayegan (2009); Poma et al. (2010); Rapún Jiménez (1999); Srinivas (2009); Valdés et al. (2003), entre otros.

Los valores de entrada necesarios se introducen como se lista a continuación:

- Tabla 2.4: características del combustible y del aire.
 - Tabla 2.5: cálculo de la turbina de gas.
 - Tabla 2.6: cálculo de la turbina de vapor.
 - Tabla 2.7: cálculo de la caldera de recuperación.
 - Tabla 2.8: cálculo del condensador.
 - Tabla 2.9: restricciones operativas.
-

Tabla 2.4 – Datos de Entrada: Combustible y Aire

	Símbolo	Unidad	Valor
Combustible			
Fracción Molar de Metano	$x_{CH_4,F,oi}$	%	91.41
Fracción Molar de Etano	$x_{C_2H_6,F,oi}$	%	4.73
Fracción Molar de Propano	$x_{C_3H_8,F,oi}$	%	0.83
Fracción Molar de Butano	$x_{C_4H_{10},F,oi}$	%	0.29
Fracción Molar de Pentano	$x_{C_5H_{12},F,oi}$	%	0.09
Fracción Molar de Hexano	$x_{C_6H_{14},F,oi}$	%	0.07
Fracción Molar de Nitrógeno	$x_{N_2,F,oi}$	%	0.89
Fracción Molar de Dióxido de Carbono	$x_{CO_2,F,oi}$	%	1.69
Temperatura	$T_{F,oi}$	K	298
Presión	$P_{F,oi}$	atm	40
Aire			
Fracción Molar de Oxígeno	$x_{O_2,A,oi}$	%	20.59
Fracción Molar de Nitrógeno	$x_{N_2,A,oi}$	%	77.48
Fracción Molar de Agua	$x_{H_2O,A,oi}$	%	1.93
Temperatura	$T_{0,oi}$	K	298
Presión	$P_{0,oi}$	atm	1

Tabla 2.5 – Datos de Entrada: Turbina de Gas

	Símbolo	Unidad	Valor
Coefficiente Politrópico de Aire en <i>AC</i>	$k_{p,AC,oi}$		1.38
Coefficiente Politrópico de Gases en <i>GT1</i>	$k_{p,GT1,oi}$		1.32
Coefficiente Politrópico de Gases en <i>GT2</i>	$k_{p,GT2,oi}$		1.30
Eficiencia Politrópica de <i>AC</i>	$\eta_{p,AC,oi}$		0.91
Eficiencia Politrópica de <i>GT1</i>	$\eta_{p,GT1,oi}$		0.89
Eficiencia Politrópica de <i>GT2</i>	$\eta_{p,GT2,oi}$		0.89
Eficiencia Térmica de <i>CC</i>	$\eta_{l,CC,oi}$		0.97
Eficiencia Térmica de <i>PCC</i>	$\eta_{l,PCC,oi}$		0.97
Pérdida de Carga en <i>CC</i>	$\Delta P_{CC,oi}$		0.02
Pérdida de Carga en <i>PCC</i>	$\Delta P_{PCC,oi}$		0.02
Coefficiente Global para <i>REG</i>	$U_{REG,oi}$	W/m ² K	132
Pérdida de Carga de Fluido Frio en <i>REG</i>	$\Delta P_{cf,REG,oi}$		0.02
Pérdida de Carga de Fluido Caliente en <i>REG</i>	$\Delta P_{hf,REG,oi}$		0.02
Eficiencia Eléctrica del Generador Asociado	$\eta_{el,GT}$		0.99
Eficiencia por Consumo de Servicios Auxiliares	$\eta_{aux,GT}$		0.97
Factor para Cálculo de la Eficiencia a Carga Parcial	$\beta_{l,GT}$		0.20

Tabla 2.6 – Datos de Entrada: Turbina de Vapor

	Símbolo	Unidad	Valor
Coefficiente Politrópico de Vapor en <i>ST LP</i>	$k_{p,ST LP,oi}$		1.23
Coefficiente Politrópico de Vapor en <i>ST IP</i>	$k_{p,ST IP,oi}$		1.28
Coefficiente Politrópico de Vapor en <i>ST HP</i>	$k_{p,ST HP,oi}$		1.29
Eficiencia Politrópica de <i>ST LP</i>	$\eta_{p,ST LP,oi}$		0.90
Eficiencia Politrópica de <i>ST IP</i>	$\eta_{p,ST IP,oi}$		0.91
Eficiencia Politrópica de <i>ST HP</i>	$\eta_{p,ST HP,oi}$		0.92
Eficiencia Eléctrica del Generador Asociado	$\eta_{el,ST}$		0.99
Eficiencia por Consumo de Servicios Auxiliares	$\eta_{aux,ST}$		0.97
Factor para Cálculo de la Eficiencia a Carga Parcial	$\beta_{l,ST}$		0.15

Tabla 2.7 – Datos de Entrada: Caldera de Recuperación

	Símbolo	Unidad	Valor
Coefficiente Global para <i>ECO DEA</i>	$U_{ECO\,DEA,oi}$	W/m ² K	50.5
Coefficiente Global para <i>ECO LP</i>	$U_{ECO\,LP,oi}$	W/m ² K	29.9
Coefficiente Global para <i>ECO1 IP</i>	$U_{ECO\,1IP,oi}$	W/m ² K	68.0
Coefficiente Global para <i>ECO2 IP</i>	$U_{ECO\,2IP,oi}$	W/m ² K	52.5
Coefficiente Global para <i>ECO1 HP</i>	$U_{ECO\,1HP,oi}$	W/m ² K	61.3
Coefficiente Global para <i>ECO2 HP</i>	$U_{ECO\,2HP,oi}$	W/m ² K	59.2
Coefficiente Global para <i>ECO3 HP</i>	$U_{ECO\,3HP,oi}$	W/m ² K	55.2
Coefficiente Global para <i>EVA DEA</i>	$U_{EVA\,DEA,oi}$	W/m ² K	9.3
Coefficiente Global para <i>EVA LP</i>	$U_{EVA\,LP,oi}$	W/m ² K	25.0
Coefficiente Global para <i>EVA IP</i>	$U_{EVA\,IP,oi}$	W/m ² K	35.9
Coefficiente Global para <i>EVA HP</i>	$U_{EVA\,HP,oi}$	W/m ² K	52.7
Coefficiente Global para <i>SH LP</i>	$U_{SH\,LP,oi}$	W/m ² K	5.9
Coefficiente Global para <i>SH1 IP</i>	$U_{SH\,1IP,oi}$	W/m ² K	42.4
Coefficiente Global para <i>SH2 IP</i>	$U_{SH\,2IP,oi}$	W/m ² K	31.4
Coefficiente Global para <i>SH HP</i>	$U_{SH\,HP,oi}$	W/m ² K	31.7
Coefficiente Global para <i>RH</i>	$U_{RH,oi}$	W/m ² K	63.3
Pérdida de Carga de Fluido Frio	$\Delta P_{cf,j,oi}$	atm	0
Pérdida de Carga de Fluido Caliente	$\Delta P_{hf,j,oi}$	atm	0.005

Tabla 2.8 – Datos de Entrada: Condensador

	Símbolo	Unidad	Valor
Coefficiente Global para <i>CON</i>	$U_{CON,oi}$	W/m ² K	3403
Pérdida de Carga de Fluido Frio en <i>CON</i>	$\Delta P_{cf,CON,oi}$		0
Pérdida de Carga de Fluido Caliente en <i>CON</i>	$\Delta P_{hf,CON,oi}$		0

Tabla 2.9 – Datos de Entrada: Restricciones Técnicas

		Símbolo	Unidad	Valor
Punto Pinch Mínimo	(1)	$PP_{min,j,oi}$	K	5
Punto Pinch Máximo	(1)	$PP_{max,j,oi}$	K	15
Acercamiento Mínimo	(2)	$AP_{min,j,oi}$	K	5
Acercamiento Máximo	(2)	$AP_{max,j,oi}$	K	10
Presión Operativa Máxima en la Sección de Alta	(3)	$P_{min,Sat,HP,oi}$	atm	175
Presión Operativa Mínima en la Sección de Alta	(3)	$P_{max,Sat,HP,oi}$	atm	110
Presión Operativa Máxima en la Sección de Media	(3)	$P_{min,Sat,IP,oi}$	atm	70
Presión Operativa Mínima en la Sección de Media	(3)	$P_{max,Sat,IP,oi}$	atm	15
Presión Operativa Máxima en la Sección de Baja	(3)	$P_{min,Sat,LP,oi}$	atm	10
Presión Operativa Mínima en la Sección de Baja	(3)	$P_{max,Sat,LP,oi}$	atm	3
Presión Operativa Máxima en el Desaireador	(3)	$P_{min,Sat,DEA,oi}$	atm	3
Presión Operativa Mínima en el Desaireador	(3)	$P_{max,Sat,DEA,oi}$	atm	1
Presión Operativa Máxima en el Condensador	(3)	$P_{min,Sat,CON,oi}$	atm	0.15
Presión Operativa Mínima en el Condensador	(3)	$P_{max,Sat,CON,oi}$	atm	0.05
Relación de Compresión Máxima	(4)	$PR_{max,AC,oi}$		30
Temperatura Máxima en la Turbina de Gas	(5)	$T_{max,out,j,oi}$	K	1500
Temperatura Máxima de los Gases que Ingresan en la Caldera	(6)	$T_{max,in,HRSG,oi}$	K	900
Presión de Descarga Mínima de los Gases que Abandonan la Caldera	(7)	$P_{min,out,HRSG,oi}$	atm	1.005
Temperatura Mínima de los Gases que Ingresan en la Caldera	(8)	$T_{min,out,HRSG,oi}$	K	360
Temperatura Máxima en la Admisión a la Turbina de Vapor	(9)	$T_{max,in,ST,oi}$	K	850
Diferencia Mínima de Temperaturas en los Sobrecalentadores	(10)	$\Delta T_{min,k,j,oi}$	K	30
Diferencia Mínima de Temperaturas para el Agua de Enfriamiento	(11)	$\Delta T_{min,cf,CON,oi}$	K	15
Diferencia Mínima de Temperaturas en el Condensador	(12)	$\Delta T_{min,j,CON,oi}$	K	4
Diferencia Mínima de Temperaturas en el Regenerador	(13)	$\Delta T_{min,j,REG,oi}$	K	40
Mínima Calidad de Vapor en la Descarga de la Turbina de Vapor	(14)	$X_{min,out,ST,oi}$		0.92
Máxima Calidad de Vapor en la Descarga de la Turbina de Vapor	(14)	$X_{max,out,ST,oi}$		0.97
Sub-enfriamiento Mínimo	(15)	$SC_{min,CON,oi}$	K	5
Sub-enfriamiento Máximo	(15)	$SC_{max,CON,oi}$	K	10

**Estrategias de Diseño considerando las
Características de los Espacios de Soluciones
Óptimas Termodinámicas y Económicas**

3.1. Introducción y Objetivos

Tradicionalmente, el diseño de sistemas de generación de energía eléctrica se realiza siguiendo una estrategia secuencial. Generalmente, como primer paso, la eficiencia termodinámica de la planta es maximizada. En este sentido, numerosas estrategias han sido presentadas en la literatura científica, incluyendo maximización de las eficiencias del primer y segundo principios, maximización de la producción de potencia y minimización de la generación de entropía (Consonni y Silva, 2007; Franco y Casarosa, 2002; Franco y Giannini, 2006; Guo et al., 2010; Mohagheghi y Shayegan, 2009; Valdés y Rapún, 2001), entre otros.

Luego, como segundo paso, la optimización económica del sistema es abordada. Distintos métodos se utilizan para dicho propósito, incluyendo maximización de ganancias o minimización de costos (Biezma y Cristóbal, 2006; Rodrigues et al., 2003; Söderman y Pettersson, 2006), termo-economía (Franco y Casarosa, 2004; Valdés et al., 2003), y exergo-economía (Borelli y Oliveira Junior, 2008; Kwak et al., 2003; Rosen y Dincer, 2003). Incluso algunas medidas de la eficiencia ecológica han sido propuestas para cuantificar la performance de la planta de generación (Corrado et al., 2006; de Castro Villela y Silveira, 2007).

Como Vargas y Bejan (2000) señalaron, la optimización termodinámica puede ser utilizada en las primeras etapas de diseño, de manera de identificar tendencias en el comportamiento del sistema y la existencia de oportunidades de optimización. Asimismo, la optimización termodinámica genera buenas aproximaciones en aquellos sistemas donde el costo total está dominado por la destrucción de exergía, como lo son las plantas de potencia. Al avanzar con el diseño, las características óptimas identificadas por medio de optimización termodinámica deben ser refinadas en etapas subsecuentes basadas en la optimización de criterios económicos que aseguren la competitividad del proyecto seleccionado. Aún así, los esfuerzos dedicados a la optimización simultánea de sistemas de generación de electricidad son escasos (Giannantoni et al., 2005; Li et al., 2006; Mussati et al., 2006), debido a la complejidad inherente que se presenta en la aplicación de dichas técnicas.

En este contexto, se aborda en el presente capítulo el desarrollo de distintas estrategias que permitan simplificar la tarea de optimización de los sistemas de generación, en vista de asistir en la mejora de los indicadores técnicos y económicos del proyecto durante las etapas tempranas

de síntesis y diseño del mismo. Para afrontar dicho objetivo, se propone la realización de las siguientes dos tareas principales.

En primer lugar, la optimización de la planta de generación siguiendo criterios termodinámicos permite la identificación de las características distintivas que describen el comportamiento de las variables de diseño y operativas de manera de alcanzar valores óptimos de la performance termodinámica del primer principio. Mas aún, se propone un procedimiento de simple implementación que permite obtener funcionalidades que describan el comportamiento de relaciones entre las variables de decisión en el espacio de soluciones óptimas.

Luego, se analiza el espacio de soluciones del problema de optimización económica del proyecto, que representa las distintas opciones disponibles al enfrentar las cambiantes condiciones del mercado en cuanto a aquellos parámetros que mas influencia ejercen sobre la economía del sistema. Asimismo, basándose en los lineamientos propuestos por otros autores, se exploran las posibles relaciones entre los espacios de soluciones óptimas económicas y termodinámicas.

Considerando los hallazgos previos y con el objeto de simplificar el procedimiento de optimización, se propone una estrategia para obtener estimaciones precisas de las variables de decisión de la planta de generación, mientras se logra reducir drásticamente el esfuerzo computacional. Esta estrategia toma ventaja de las funcionalidades entre variables de decisión, que son explotadas como restricciones adicionales para reducir el espacio de soluciones factibles, obteniéndose así soluciones (cuasi) óptimas mediante la resolución del sistema de ecuaciones con restricciones adicionales resultante.

Finalmente, se propone la inclusión de distintas nociones de disponibilidad durante la evaluación económica del proyecto, como una estrategia preliminar para mejorar la estimación obtenida de los indicadores de performance durante las etapas de síntesis y diseño de la planta de generación.

3.2. Síntesis y Diseño Termodinámicamente Orientados

En esta sección se reseñan con más detalle las contribuciones realizadas por otros autores respecto de la optimización termodinámica de sistemas de generación, con el objeto de expandir los lineamientos generales discutidos anteriormente, y que servirán de base conceptual durante la formulación del problema propuesto.

La optimización termodinámica tiene por objeto mejorar la eficiencia energética del sistema, al identificar maneras para aprovechar íntegramente los recursos disponibles. Diversas estrategias han sido propuestas en la bibliografía para incrementar la efectividad termodinámica de las plantas de potencia, incluyendo la maximización de la eficiencia térmica, hasta enfoques elaborados que incluyen el análisis detallado de las características constructivas del sistema.

Considerando que la caldera de recuperación es una pieza de equipamiento altamente complejo, Franco y Giannini (2006) definieron una estrategia de descomposición al organizar la optimización de la planta de potencia en dos niveles; habilitando el primero la obtención de las principales variables operativas al minimizar las pérdidas de exergía; y adquiriendo el diseño detallado de la caldera de recuperación en el segundo al optimizar diferentes parámetros geométricos. Sin embargo, este enfoque secuencial podría excluir regiones de soluciones factibles del espacio explorado por el algoritmo de optimización.

Valdés y Rapún (2001) presentaron un método para la optimización de la caldera de recuperación basado en la utilización de coeficientes de influencia, que que ventaja de la incidencia de los parámetros de diseño en la performance termodinámica del ciclo, sin incrementar el área total de intercambio; aunque su aplicación a configuraciones con múltiples niveles de presión resulta complejo debido a la necesidad de evaluar un elevado número de combinaciones.

Utilizando un ciclo combinado de tres niveles de presión como caso de estudio, Bassily (2007) comparó los resultados obtenidos de la optimización termodinámica respecto de parámetros operativos con un método propuesto para la reducción de las irreversibilidades en la caldera de recuperación (tomando como base una planta disponible comercialmente). Así, se observó que el ciclo optimizado alcanza una eficiencia térmica 1.7 % más alta que el obtenido mediante el método de reducción de irreversibilidades, y 3.6-3.8 % más alta que la planta comercial.

Woudstra et al. (2010) exploraron el potencial de mejoramiento de una planta de potencia

al usar la (así llamada) eficiencia exergética interna, que pretende medir la diferencia entre las pérdidas reales contra las correspondientes al sistema reversible ideal. Mediante dicho indicador, los autores identificaron cuáles son los componentes más susceptibles a mejoras de diseño y operativas.

Scenna y Aguirre (1991) afirmaron que los sets de heurísticos derivados de propiedades termodinámicas universales pueden ser utilizados para facilitar la resolución del problema de optimización, al permitir construir eficientemente perfiles para las características operativas del sistema en consideración. Más aún, los heurísticos propuestos para plantas de generación de energía eléctrica probaron ser útiles durante la fase de inicialización del procedimiento de optimización de dichos sistemas.

Otros autores han enfocado su investigación desde un punto de vista más teórico, habilitando que sus resultados provean reglas generales respecto del comportamiento operativo óptimo de diversos sistemas, y proporcionando pautas para el diseño de dichos sistemas para mejorar la performance desde el punto de vista del segundo principio.

En equipos de separación o contacto para un área de transferencia dado y una carga especificada, Tondeur y Kvaalen (1987) afirmaron que la entropía total producida es mínima cuando la tasa local de generación de entropía está uniformemente distribuida, o equiparticionada, a lo largo de las variables de espacio y/o tiempo. Más tarde, Nummedal y Kjelstrup (2001) propusieron que las familias de líneas operativas de iso-fuerza (o sea, las relaciones entre fuerzas impulsoras constantes y las tasas mínimas de producción de entropía correspondientes) pueden ser utilizadas para evaluar la eficiencia de los intercambiadores de calor, logrando reducciones del área total al reemplazar la operación normal por operación siguiendo las líneas de iso-fuerza.

Aguirre y Scenna (1989); Scenna y Aguirre (1991) presentaron un enfoque termodinámico para la síntesis de sistemas integrados de calor y potencia, determinando la política de macheo entre las corrientes externas y los fluidos del ciclo al minimizar la generación de entropía, para valores dados del área de intercambio y de las eficiencias isentrópicas de turbinas y compresores. Mussati et al. (2006) extendieron el procedimiento de síntesis a plantas desalinizadoras de doble propósito, incluyendo turbinas de gas y utilizando los gases exhaustos como fuente de calor para la turbina de vapor.

Vargas y Bejan (2000) estudiaron el comportamiento desde el punto de vista termodinámico de una planta de potencia asociada solo con la interacción entre el sumidero frío y la fuente caliente (corriente a corriente), mientras el sistema se opera a potencia máxima. Los autores demostraron que un óptimo termodinámico existe respecto a la relación de flujos y a la relación de áreas (para este sistema simple); mientras que también mencionaron que dichas relaciones debieran poder extenderse a sistemas más complejos.

3.2.1. Evaluación de Indicadores Termodinámicos

El óptimo termodinámico de las plantas de generación de energía se obtiene usualmente al maximizar su eficiencia definida desde el punto de vista del primer principio (véase por ejemplo, Valdés y Rapún (2001)). Así, la eficiencia térmica se define como la producción neta de potencia por unidad de energía suministrada en la forma de combustible, según la Ecuación (3.1).

$$\eta_{T,oi} = \frac{\dot{W}_{Net,oi}}{\dot{Q}_{F,oi}} \quad (3.1)$$

Esta definición de la eficiencia térmica se puede desglosar respecto de las eficiencias de los distintos componentes del ciclo combinado. Para ello, se introduce en la Figura 3.1 un diagrama esquemático de los flujos de potencia y calor en la planta de generación.

Luego, se pueden definir las eficiencias térmicas de la turbina de gas, de la caldera de recuperación y de la turbina de vapor, según las Ecuaciones (3.2-3.4), respectivamente

$$\eta_{GT,oi} = \frac{2 \dot{W}_{Net,GT,oi}}{\dot{Q}_{F,oi}} \quad (3.2)$$

$$\eta_{HRSG,oi} = \frac{\dot{Q}_{HRSGr,oi}}{\dot{Q}_{GT1r,oi} + \dot{Q}_{GT2r,oi}} \quad (3.3)$$

$$\eta_{ST,oi} = \frac{\dot{W}_{Net,ST,oi}}{\dot{Q}_{HRSGr,oi}} \quad (3.4)$$

Así, la eficiencia térmica definida en la Ecuación (3.1) se puede redefinir en función de las eficiencias de los principales componentes del ciclo combinado, según la Ecuación (3.5).

$$\begin{aligned} \eta_{T,oi} &= \frac{2 \dot{W}_{Net,GT,oi} + \dot{W}_{Net,ST,oi}}{\dot{Q}_{F,oi}} \\ &= \eta_{GT,oi} + \frac{\dot{W}_{Net,ST,oi}}{\dot{Q}_{HRSGr,oi}} \frac{\dot{Q}_{HRSGr,oi}}{\dot{Q}_{F,oi}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
&= \eta_{GT,oi} + \eta_{ST,oi} \frac{\eta_{HRSG,oi} (\dot{Q}_{GT1r,oi} + \dot{Q}_{GT2r,oi})}{\dot{Q}_{F,oi}} \\
&= \eta_{GT,oi} + \eta_{ST,oi} \eta_{HRSG,oi} \frac{\dot{Q}_{F,oi} - 2 \dot{W}_{Net,GT,oi}}{\dot{Q}_{F,oi}} \\
&= \eta_{GT,oi} + \eta_{ST,oi} \eta_{HRSG,oi} (1 - \eta_{GT,oi}) \tag{3.5}
\end{aligned}$$

En conclusión, la eficiencia térmica de la planta de generación es críticamente dependiente de las eficiencias que se alcancen en la turbina de gas, la caldera de recuperación y la turbina de vapor. De aquí se desprende la necesidad de hallar la mejor estrategia de integración entre el ciclo de gas y el ciclo de vapor, asegurando así el mayor aprovechamiento de la energía entregada por el combustible para producir potencia destinada a la satisfacción de la demanda esperada.

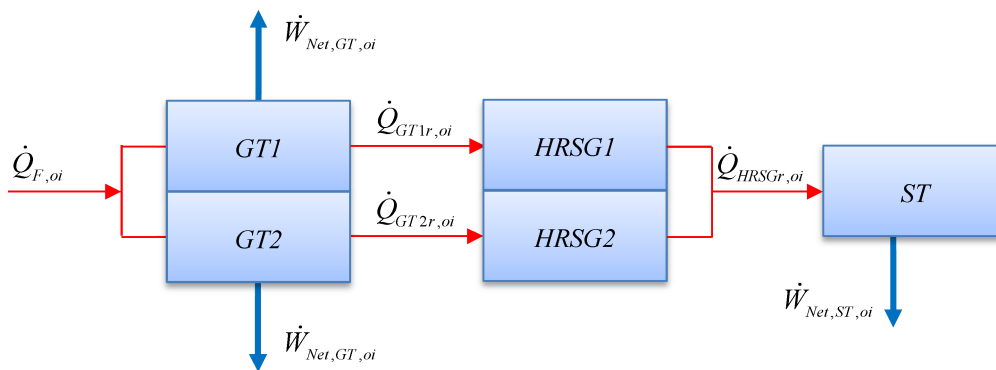


Figura 3.1 – Diagrama Esquemático de Flujos de Potencia y Calor

Eficiencia Térmica versus Eficiencia Exergética

Se aprecia en el diagrama esquemático de los flujos de potencia y calor en la planta de generación (Figura 3.1) que la eficiencia térmica de la misma no depende de las pérdidas de energía inherentes a cada uno de los componentes que componen el sistema, como tampoco refleja la magnitud de la energía liberada a la atmósfera por los gases de combustión.

Por el contrario, la eficiencia definida desde el punto de vista del segundo principio tiene en cuenta de manera explícita las irreversibilidades del proceso de producción (Vargas y Bejan, 2000). Al utilizar la eficiencia exergética en el análisis de una planta de potencia, Sue y Chuang (2004) afirmaron que ésta constituye una representación más exacta de la performance del sistema.

Luego, la principal crítica a la eficiencia definida desde el punto de vista del primer principio es que no considera las pérdidas irreversibles al no hacer distinción alguna entre potencia y calor.

Aún así, los estudios paramétricos que Regulagadda et al. (2010) condujeron en una planta a carbón mostraron que las eficiencias térmica y exergética siguen tendencias similares al variar distintas variables operativas a través de amplios rangos.

Tomando en cuenta las conclusiones anteriores, y considerando que la eficiencia térmica es ampliamente utilizada en la práctica industrial para medir la performance técnica de las planta de potencia, es ésta definición de la eficiencia la que se utilizará en este trabajo como función objetivo termodinámica.

3.2.2. Formulación del Problema de Optimización Termodinámico

La formulación matemática para la optimización termodinámica de la planta de generación está dada por las Ecuaciones (3.6-3.8).

$$\text{máx } f(x_{oi}) = \eta_{T,oi} \quad (3.6)$$

$$\underline{h}(x_{oi}) = 0 \quad (3.7)$$

$$\underline{g}(x_{oi}) \leq 0 \quad (3.8)$$

Los siguientes ítems son considerados:

- La eficiencia térmica $\eta_{T,oi}$, definida en la Ecuación (3.1), se utiliza como función objetivo.
- El set de variables x_{oi} incluye variables de diseño (áreas de transferencia, dimensiones de las turbinas, etc.) y variables operativas (temperaturas, presiones, caudales, etc.).
- Las restricciones de igualdad \underline{h} y de desigualdad \underline{g} incluyen:
 - los balances de materia y energía, las ecuaciones de diseño, y las correlaciones de predicción de propiedades físico-químicas, abarcando las Ecuaciones (2.1-2.61),
 - las restricciones operativas definidas en las Ecuaciones (2.62-2.79),
 - los balances globales, incluyendo el requerimiento externo de producción de energía, listados en las Ecuaciones (2.80-2.88),
 - las relaciones entre variables de decisión definidas por las Ecuaciones (2.90-2.102),
 - la evaluación de los indicadores termodinámicos del proyecto, según las Ecuaciones (3.1-3.4).

- En todos los casos, se considera operación a potencia nominal (carga operativa del 100 %).

Implementación

(1) El programa matemático formulado es implementado en el software GAMS (Rosenthal, 2008) y es resuelto por medio del algoritmo CONOPT (Drud, 1996), en un procesador Intel Core i3 3.07 GHz con 2 GB RAM.

(2) El set oi se utiliza para representar un escenario operativo en particular.

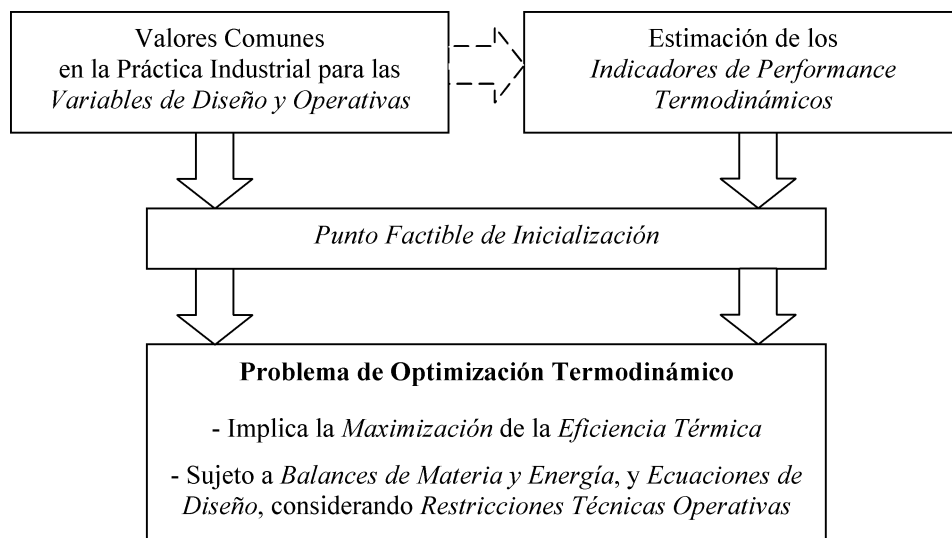


Figura 3.2 – Inicialización del Problema de Optimización Termodinámico

(3) El problema de optimización se inicializa según se introduce en la Figura 3.2 y se detalla a continuación:

- primero, se asignan valores comunes en la práctica industrial a las variables de diseño y operativas;
- en base a estos, se estiman los valores de los indicadores de performance termodinámicos (mediante cálculo según las Ecuaciones (3.1-3.4));
- estos valores se utilizan como un punto factible de inicialización para el problema de optimización termodinámico.

(4) Los datos de entrada necesarios han sido listados en las Tablas 2.4 a 2.9.

3.2.3. Familias de Soluciones Óptimas Termodinámicas

Debido a que la producción total de potencia y el área total de intercambio necesaria constituyen dos de los atributos más importantes a considerar durante la etapa de diseño de una planta de potencia, su influencia conjunta en el óptimo termodinámico del sistema se considera por medio del área específica, según se define en la Ecuación (2.90).

Luego, la resolución del problema de optimización termodinámica formulado se lleva a cabo para amplios rangos de valores del área específica, entre $435 \text{ m}^2/MW$ y $750 \text{ m}^2/MW$. La obtención de las soluciones óptimas presentadas, que corresponden a 22 puntos de resolución, insumieron cada una en un promedio de 296 iteraciones y 3.9 segundos.

En la Figura 3.3 se presenta la evolución de la eficiencia térmica (función objetivo) respecto del área específica de intercambio.

Se observa que para áreas específicas por encima del valor óptimo reportado en la sección anterior, no se obtienen mejoras en la eficiencia del sistema. De esta forma, la asignación de área extra (para lograr una meta de generación dada) no tiene efecto positivo alguno en la performance del sistema desde el punto de vista termodinámico; aunque si se verá un impacto sobre la economía del proyecto, al deber enfrentar erogaciones adicionales en inversión de capital.

Por el contrario, al disminuirse el área específica por debajo del valor óptimo, se aprecia una caída de la eficiencia térmica de la planta. Así, el área asignada en estos casos constituye una restricción de diseño que impide que la planta alcance el mejor punto operativo posible.

En la Figura 3.3 también se presentan las variaciones porcentuales de las eficiencias térmicas de la turbina de gas, la caldera de recuperación y la turbina de vapor (calculadas según las Ecuaciones 3.2-3.4). Se observa que la eficiencia térmica de la turbina de vapor presenta la variación más pronunciada, con un máximo para $660 \text{ m}^2/MW$. Por el contrario, las eficiencias térmicas de la turbina de gas y de la caldera de recuperación resultan siempre menores que el máximo valor factible, siguiendo una tendencia negativa a medida que se disminuye el área específica asignada a la planta.

Análisis de las Variables de Diseño y Operativas Óptimas

A continuación, se discuten algunas características de las familias de soluciones óptimas, en

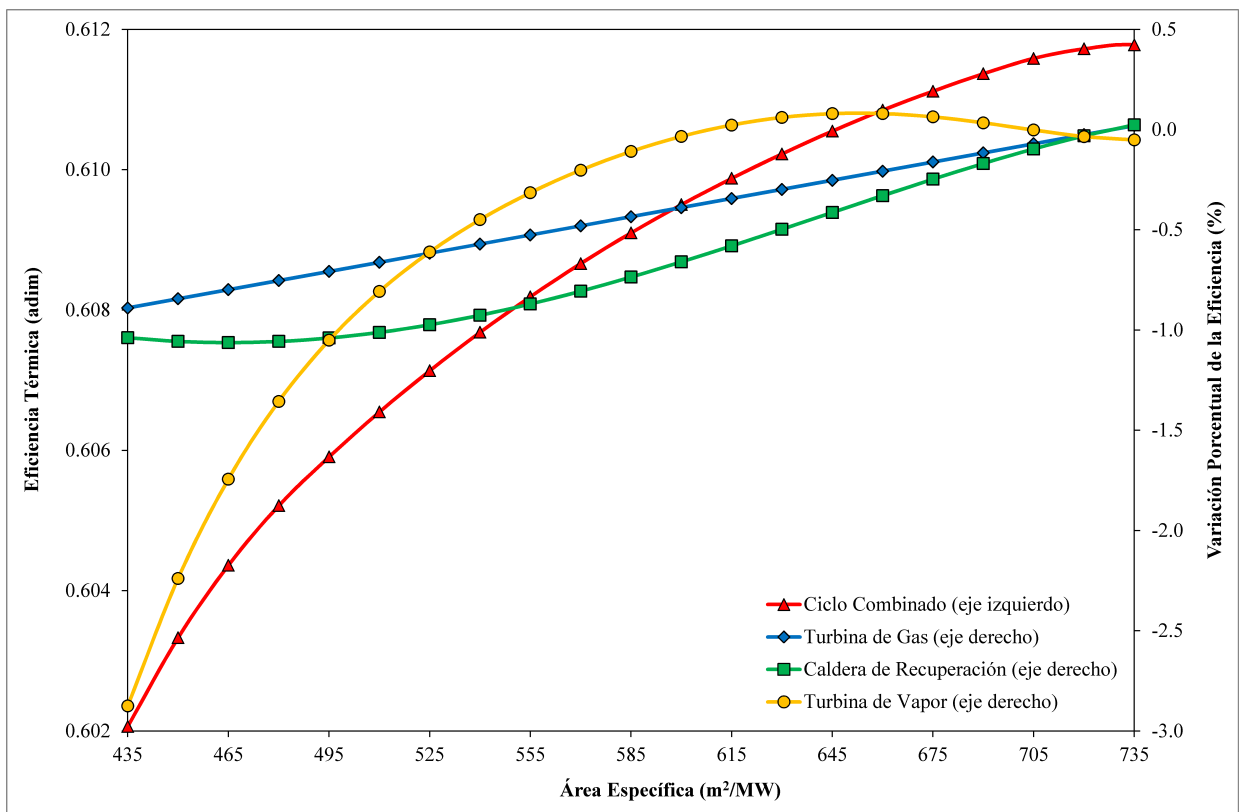


Figura 3.3 – Familias de Soluciones Óptimas. Eficiencia Térmica versus Área Específica

relación a las tendencias que presentan las variables de diseño y operativas para todo el rango de áreas específicas consideradas.

- Se puede observar que los valores reportados de la eficiencia térmica resultan ser superiores a los regularmente obtenidos en la práctica industrial (en general ubicados por debajo de 60 %), debido a que aquí se permite ajustar el valor de las variables más libremente y dentro de rangos más amplios. Más aún, Franco y Casarosa (2002) muestran que la unión de la optimización de la caldera de recuperación en conjunto con la utilización de post-combustión y regeneración pueden conducir a la eficiencia de un ciclo combinado hasta valores del 65 %. Asimismo, Bassily (2007) expuso consideraciones similares, principalmente respecto de la mejora de los parámetros operativos de la caldera de recuperación, reportando valores óptimos para la eficiencia de 61 %. Por su parte, Edris (2010) mostró que la eficiencia de un ciclo de tres niveles de presión aumenta al incrementarse la capacidad instalada, aproximándose al 60 % para potencias superiores a 800 MW.
- La distribución en la generación de potencia presenta una tendencia positiva al alejarse del valor óptimo, aumentando desde 2.222 a 735 m^2/MW hasta 2.262 a 435 m^2/MW . Ello implica que las turbinas de gas resultan más eficientes que las de vapor a medida que se disminuye el área asignada a la caldera de recuperación, aunque la variación total solo llega al 1.8 %.
- La distribución del área de intercambio se realiza secuencialmente.

En primer lugar, el área es asignada a la caldera de recuperación y al condensador (o sea, a la fuente caliente o al sumidero frío, tal como realizaron Vargas y Bejan (2000)). Se observa que el porcentaje del área asignada a la caldera de recuperación varía ligeramente a lo largo de todo el rango de áreas específicas considerado.

En segundo lugar, el área asignada a la caldera de recuperación es distribuida entre los diferentes niveles operativos. A medida que el área específica se incrementa, se observa que las fracciones de área asociadas a las secciones de alta y de baja presión también lo hacen, en detrimento de las áreas de intercambio de la sección de media y del economizador y evaporador asociados al desaireador.

En último lugar, al área asignada a cada nivel operativo en la caldera de recuperación es

distribuido entre los economizadores, evaporadores y sobrecalentadores (y si existieran, recalentadores) asociados al mismo. En este caso, se observan comportamientos disímiles, mostrando algunas fracciones tendencias positivas y otras tendencias negativas.

- La relación de compresión en la turbina de gas varía entre 30.0 a 435 m^2/MW (el cual es el límite superior impuesto a dicha variable) y 28.5 a 735 m^2/MW , totalizando un 5 % entre ambos extremos; asimismo, el consumo específico de combustible disminuye un total de 1.8 % y el caudal de aire aumenta un 1.2 %. El decremento de la relación de compresión y del consumo de combustible están vinculados a la menor fracción de la potencia total a ser cubierta por la turbina de gas, forzada por el incremento de la eficiencia del ciclo de vapor al asignarse una mayor área de intercambio a la caldera de recuperación.
- Las relaciones de temperatura de saturación para $HP - IP$ y para $DEA - CON$ disminuyen a medida que el área específica se incrementa, mientras que las relaciones para $IP - LP$ y para $LP - DEA$ aumentan. Por otra parte, los consumos específicos de vapor para las secciones del desaireador, de baja y de alta aumentan, mientras que el mismo disminuye para el nivel de media.

A modo de ejemplo, el valor óptimo de la función objetivo y de los indicadores de performance computacional se presentan en la Tabla 3.1 para el caso en que la eficiencia térmica es máxima en el rango de valores óptimos antes presentado. Asimismo se listan los valores óptimos de variables de interés práctico vinculadas a las turbinas de gas y de vapor y a la caldera de recuperación. Se hace notar que es posible obtener la solución reportada al liberar el área específica y permitir que dicha variable se optimice libremente.

Los valores óptimos termodinámicos de las variables de diseño y operativas de la planta de generación aquí obtenidos son consistentes con los reportados anteriormente en la bibliografía técnicas y científica, como por ejemplo:

- Para las turbinas de gas, se tomaron como referencia a la SGT5-4000F de Siemens (Siemens, 2013) y a la PG9351FA de GE (General Electric, 2013). En el presente trabajo, se obtienen valores en el mismo orden de magnitud para el caudal de gas de descarga (541 kg/s versus 688 kg/s para SGT5-4000F y 624 kg/s para PG9351FA) y el consumo específico de combustible (8524 kJ/kWh versus 8638 kJ/kWh para SGT5-4000F y 9757

Tabla 3.1 – Valores Óptimos Termodinámicos de Variables Claves

(a) Función Objetivo y Performance Computacional

	Símbolo	Unidad	Valor Óptimo
Eficiencia Térmica del Ciclo Combinado	$\eta_{T,oi}$		0.6118
Eficiencia Térmica de la Turbina de Gas	$\eta_{GT,oi}$		0.4223
Eficiencia Térmica de la Caldera	$\eta_{HRSG,oi}$		0.4265
Eficiencia Térmica de la Turbina de Vapor	$\eta_{ST,oi}$		0.7689
Área Específica	$A_{e,oi}$	m ² /MW	733.4
Tiempo de Resolución		s	9.6
Número de Iteraciones			414

(b) Variables Asociadas al Ciclo de Gas

	Símbolo	Unidad	Valor Óptimo
Potencia Neta Turbina de Gas	$\dot{W}_{Net,GT,oi}$	MW	276.1
Producción Bruta Turbina	$\dot{W}_{GT1,oi}$	MW	290.5
Producción Bruta Turbina	$\dot{W}_{GT2,oi}$	MW	290.5
Consumo Bruto Compresor	$\dot{W}_{AC,oi}$	MW	293.5
Potencia Neta Turbina de Vapor	$\dot{W}_{Net,ST,oi}$	MW	247.7
Producción Bruta Turbina de Baja	$\dot{W}_{STLP,oi}$	MW	113.2
Producción Bruta Turbina de Media	$\dot{W}_{STIP,oi}$	MW	88.9
Producción Bruta Turbina de Alta	$\dot{W}_{STHP,oi}$	MW	55.9
Capacidad de la Planta de Generación	$\dot{W}_{Net,oi}$	MW	800.0
Consumo de Combustible	$\Sigma \dot{m}_{F,J,oi}$	kmol/s	0.7863
Caudal de Aire	$\dot{m}_{AC,oi}$	kmol/s	18.43
Relación de Compresión	CR_{oi}		28.5
Área de Intercambio en Regenerador	$A_{REG,oi}$	m ²	20564

(c) Variables Asociadas al Ciclo de Vapor

	Símbolo	Unidad	Valor Óptimo
Áreas de Intercambio en Caldera de Recuperación			
Nivel del Desaireador	$A_{Net,DEA,oi}$	m ²	33183
Nivel de Baja	$A_{Net,LP,oi}$	m ²	57803
Nivel de Media	$A_{Net,IP,oi}$	m ²	55623
Nivel de Alta	$A_{Net,HP,oi}$	m ²	139579
Caudal de Vapor			
Nivel del Desaireador	$\dot{m}_{cf,EVA\ DE A,oi}$	kg/s	87.36
Nivel de Baja	$\dot{m}_{cf,EVA\ LP,oi}$	kg/s	10.31
Nivel de Media	$\dot{m}_{cf,EVA\ IP,oi}$	kg/s	14.91
Nivel de Alta	$\dot{m}_{cf,EVA\ HP,oi}$	kg/s	62.13
Presiones Operativas en Caldera de Recuperación			
Nivel del Condensador	$P_{Sat,CON,oi}$	kPa	0.0899
Nivel del Desaireador	$P_{Sat,DEA,oi}$	kPa	1.97
Nivel de Baja	$P_{Sat,LP,oi}$	kPa	4.74
Nivel de Media	$P_{Sat,IP,oi}$	kPa	34.77
Nivel de Alta	$P_{Sat,HP,oi}$	kPa	175.00
Diferencias Mínimas de Temperaturas en Caldera de Recuperación			
Nivel del Desaireador	$PP_{EVA\ DE A,oi}$	K	12.5
Nivel de Baja	$PP_{EVA\ LP,oi}$	K	5.0
Nivel de Media	$PP_{EVA\ IP,oi}$	K	5.0
Nivel de Alta	$PP_{EVA\ HP,oi}$	K	5.0

kJ/kWh para PG9351FA), obteniéndose valores similares de la potencia neta generada (276.1 MW versus 288 MW para SGT5-4000F y 255.6 MW para PG9351FA).

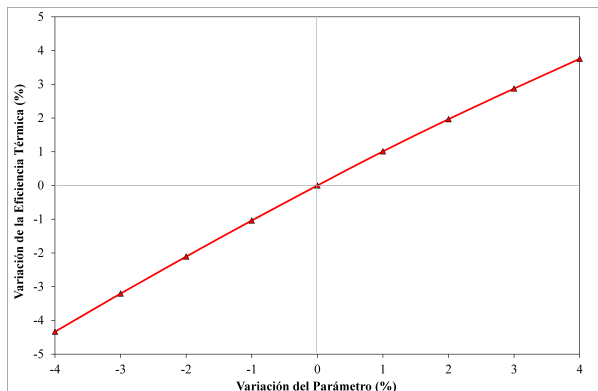
- Los valores óptimos de la relación de compresión aquí obtenidos resultan más elevados que los correspondientes a las turbinas comerciales (28.5 versus 18.2 para SGT5-4000F y 15.4 para PG9351FA). Bassily (2007) también reportó que los valores óptimos de la relación de compresión para un ciclo combinado de tres niveles de presión con recalentamiento se ubican alrededor de un valor de 31.33.
- Al minimizar las irreversibilidades en una planta de generación por ciclo combinado de tres niveles de presión, Mohagheghi y Shayegan (2009) reportaron una proporción en los caudales de vapor de 13.4 %, 18.3 % y 68.3 % para los niveles de baja, media y alta; obteniéndose aquí valores de 11.8 %, 17.1 % y 71.1 % para la distribución del vapor entre los distintos niveles de presión.
- Franco y Giannini (2006) reportaron valores de las presiones operativas de 6 bar, 53 bar y 169 bar para una caldera de recuperación cuyas pérdidas de exergía fueron minimizadas; los que se encuentran en el mismo orden de magnitud con los aquí hallados. Por su parte, Woudstra et al. (2010) también reportaron valores similares para las presiones operativas, con valores óptimos de 2.7 bar, 31.5 bar y 175 bar para los niveles de baja, media y alta.
- Los valores de las diferencias de temperatura en el pinch para los niveles de baja, media y alta se sitúan en el límite inferior, asegurando se alcance la mejor performance posible en las secciones de intercambio asociadas; no así el correspondiente al evaporador del desaireador, cuyo valor se encuentra limitado por las bajas temperaturas del gas y la baja cantidad de calor remanente en las últimas etapas de la caldera de recuperación.
- La distribución del área de intercambio entre las distintas secciones de la caldera de recuperación no coincide con la de ningún otro trabajo, ya que es críticamente dependiente de la configuración de los elementos. Aún así, el área total necesaria se ubica en el mismo orden de magnitud que los valores reportados por Franco y Giannini (2006).

Sensibilidad del Óptimo Termodinámico

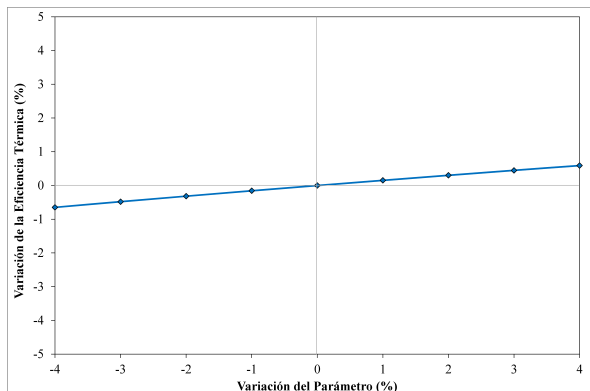
Para ganar más detalle respecto del comportamiento del óptimo termodinámico, un análisis de sensibilidad respecto de los principales parámetros técnicos es llevado a cabo, al variar los

mismos respecto de los valores reportados en las Tablas 2.4 a 2.9 (nótese los demás parámetros se mantienen invariables; nótese también que se presentan gráficas respecto de valores máximos de restricciones técnicas dadas, verificándose que las mismas son activas, a menos que se indique lo contrario). Los resultados obtenidos se presentan en la Figura 3.4, y se extraen las siguientes observaciones:

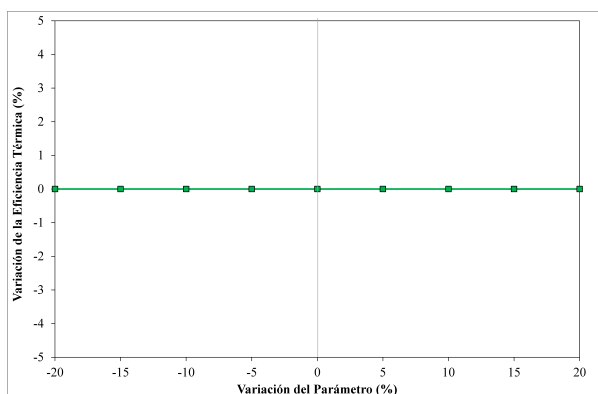
- Las eficiencias politrópicas del compresor de aire y de ambas secciones de compresión de la turbina de gas se varían simultáneamente en incrementos/ decrementos de 1 %, observándose una variación promedio de la eficiencia térmica de 1.0 %. Por otra parte, las performance termodinámica varía en promedio 0.7 % al variarse las eficiencias politrópicas de las secciones de la turbina de vapor en 1 %.
 - La variación de los coeficientes de intercambio (en ± 20 % respecto de los valores originales) no tienen influencia directa sobre la eficiencia térmica del sistema, ya que no restringen la transferencia de calor en las distintas secciones de la caldera de recuperación. Aunque no es reflejado en la gráfica, la variación de los mismos sí modifica el área de intercambio necesaria para concretar una recuperación dada (por lo que la inversión de capital necesaria también lo será).
 - La máxima temperatura que pueden soportar los distintos componentes de la turbina de gas es el parámetro que en mayor medida repercute sobre la eficiencia térmica de la planta de generación, al ser también la mayor temperatura que se alcanza en el sistema (un incremento de 5 % en esta temperatura implica un aumento de la eficiencia de 2 %). Aún así, la posibilidad de variar dicha temperatura máxima (en particular, de aumentarla) esta determinada por la resistencia de los materiales con que está construida la turbina, y los adelantos tecnológicos que se realicen en el área de refrigeración de sistemas de compresión (Canière et al., 2006; Jin et al., 2006; Najjar et al., 2004).
 - La variación de la máxima presión operativa en el nivel de alta de la caldera de recuperación (aún en amplios rangos) tiene un efecto limitado en la eficiencia del sistema, principalmente porque se vuelven activas otras restricciones técnicas (respecto de las posibilidades de recuperar el calor remanente de los gases de combustión).
 - Al disminuirse la temperatura máxima de admisión a la turbina de vapor, se observa que
-



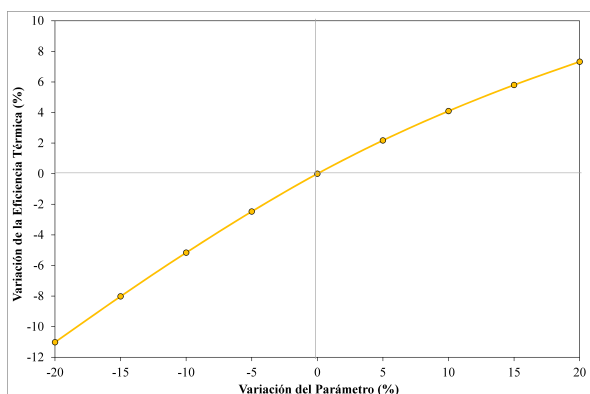
(a) Eficiencias Politrópicas en la Turbina de Gas



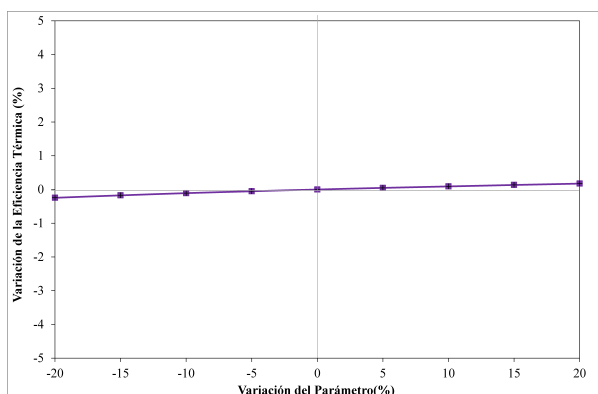
(b) Eficiencias Politrópicas en la Turbina de Vapor



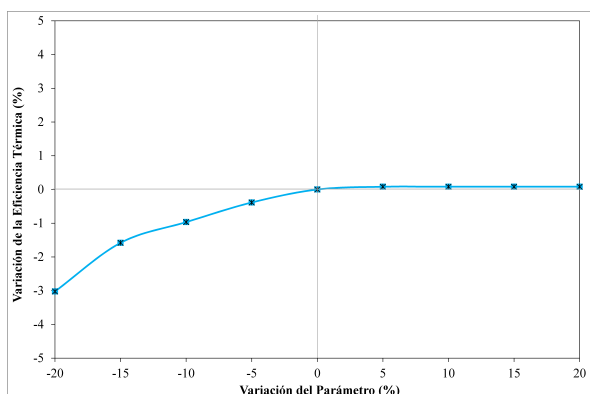
(c) Coeficientes Globales en la Caldera de Recuperación



(d) Temperatura Máxima en la Turbina de Gas



(e) Presión Operativa Máxima en Sección de Alta



(f) Temperatura Máxima en la Admisión a la Turbina de Vapor

Figura 3.4 – Sensibilidad del Óptimo Termodinámico

la eficiencia de la planta de generación también disminuye. Por el contrario, la eficiencia térmica solo es sensible a incrementos de dicha temperatura hasta 870 K, ya que la restricción correspondiente no es más activa más allá de dicho valor (al entrar en vigencia otras restricciones técnicas respecto de las diferencias de temperaturas mínimas en los sobrecalentadores de alta).

Nótese que en la bibliografía se ha tratado de manera más extensa la influencia de distintos parámetros en la performance de distintos sistemas de generación, como por ejemplo en los trabajos de Alabdoadaim et al. (2006); Arrieta y Lora (2005); Canière et al. (2006); Chuang y Sue (2005).

3.2.4. Relaciones Funcionales

Muchos trabajos de investigación han sido dedicados a la noción de utilizar heurísticos derivados de propiedades termodinámicas universales para obtener perfiles de las características operativas del sistema respecto de aquellos parámetros que gobiernan su comportamiento (Nummedal y Kjelstrup, 2001; Tondeur y Kvaalen, 1987; Vargas y Bejan, 2000).

Considerando dichas nociones, aunque utilizando un enfoque más directo y simple, se pretende aquí reflejar los atributos del espacio de soluciones óptimas termodinámicas mediante la búsqueda de relaciones funcionales entre las variables de decisión del sistema, utilizando para ello las relaciones entre variables previamente adoptadas según las Ecuaciones (2.90-2.102).

Así, vinculada a las familias de soluciones óptimas termodinámicas, una formulación matemática es propuesta con el objeto de encontrar dichas relaciones entre las variables de decisión de la planta, según las Ecuaciones (3.9-3.12).

$$\text{mín } f_{aux}(\underline{x}_{oi}) = \sum_j \sum_{oi} \alpha_{j,oi} - \eta_{T,oi} \quad (3.9)$$

$$\underline{h}(\underline{x}_{oi}) = 0 \quad (3.10)$$

$$\underline{g}(\underline{x}_{oi}) \leq 0 \quad (3.11)$$

$$\left[\psi_{j,oi} \left(\hat{R}_{j,oi}, \gamma_{lj} \right) - \underline{R}_{j,oi}^* \right]^2 \leq \alpha_{j,oi} \quad (3.12)$$

Los parámetros de tolerancia son minimizados (de acuerdo a la Ecuación (3.9)), a la vez que la eficiencia térmica es maximizada (tal como en el problema de optimización original), lo que permite hallar relaciones funcionales (por medio de la Ecuación (3.12)) que predicen con un mínimo error los valores óptimos de las relaciones entre las variables de decisión. Las restricciones de igualdad (Ecuación (3.10)) y desigualdad (Ecuación (3.11)) son las mismas que en el problema de optimización original. La implementación de este problema de optimización se realiza según los lineamientos detallados en la *Sección 3.2.2*.

Si se asume que las funcionalidades son lineales, la expresión matemática de la Ecuación (3.13) puede ser utilizada para correlacionar las relaciones entre variables de decisión como función del área específica, con muy bajo costo computacional. Los valores de los parámetros de ajuste (γ_{1j} y γ_{2j}) se listan en la Tabla 3.2.

$$\hat{R}_{j,oi} = \gamma_{1j} A_{e,oi} + \gamma_{2j} \quad (3.13)$$

Luego, las relaciones funcionales constituyen un enfoque sistemático a la idea de representar las propiedades del óptimo termodinámico de manera eficiente (con bajo costo computacional) y simplificada (ya que se asumen lineales). Así, una vez que se han determinado los parámetros de ajuste, las relaciones funcionales pueden ser utilizadas para estimar con precisión los valores óptimos de las variables de decisión, para amplios rangos de los valores de los parámetros técnicos del sistema.

Tabla 3.2 – Valores de los Parámetros de Ajuste para las Relaciones Funcionales Lineales

Relación $\hat{R}_{j,oi}$		Parámetro γ_{1j}	Parámetro γ_{2j}
PD_{oi}		$-1.346 \cdot 10^{-04}$	$2.320 \cdot 10^{+00}$
AAR_{oi}		$5.677 \cdot 10^{-05}$	$9.351 \cdot 10^{-01}$
$AARO_{j,oi}$	$j = DEA$	$-2.563 \cdot 10^{-04}$	$3.005 \cdot 10^{-01}$
	$j = LP$	$6.834 \cdot 10^{-05}$	$1.481 \cdot 10^{-01}$
	$j = IP$	$-1.077 \cdot 10^{-04}$	$2.713 \cdot 10^{-01}$
	$j = HP$	$2.956 \cdot 10^{-04}$	$2.801 \cdot 10^{-01}$
$AAROS_{j,DEA,oi}$	$j = ECO\ DE A$	$-1.172 \cdot 10^{-04}$	$5.832 \cdot 10^{-01}$
	$j = EVA\ DE A$	$1.172 \cdot 10^{-04}$	$4.168 \cdot 10^{-01}$
$AAROS_{j,LP,oi}$	$j = ECO\ LP$	$8.846 \cdot 10^{-05}$	$-2.986 \cdot 10^{-02}$
	$j = EVA\ LP$	$-4.032 \cdot 10^{-04}$	$8.978 \cdot 10^{-01}$
	$j = SH\ LP$	$3.148 \cdot 10^{-04}$	$1.321 \cdot 10^{-01}$
$AAROS_{j,IP,oi}$	$j = ECO1\ IP$	$9.997 \cdot 10^{-05}$	$-1.927 \cdot 10^{-02}$
	$j = ECO2\ IP$	$-3.290 \cdot 10^{-05}$	$8.599 \cdot 10^{-02}$
	$j = EVA\ IP$	$-8.972 \cdot 10^{-05}$	$6.061 \cdot 10^{-01}$
	$j = SH1\ IP$	$3.126 \cdot 10^{-05}$	$8.420 \cdot 10^{-02}$
	$j = SH2\ IP$	$4.896 \cdot 10^{-05}$	$4.324 \cdot 10^{-02}$
	$j = RH$	$-5.757 \cdot 10^{-05}$	$1.998 \cdot 10^{-01}$
$AAROS_{j,HP,oi}$	$j = ECO1\ HP$	$1.600 \cdot 10^{-04}$	$-1.995 \cdot 10^{-02}$
	$j = ECO2\ HP$	$3.396 \cdot 10^{-04}$	$1.576 \cdot 10^{-02}$
	$j = ECO3\ HP$	$-6.661 \cdot 10^{-05}$	$2.488 \cdot 10^{-01}$
	$j = EVA\ HP$	$-3.837 \cdot 10^{-04}$	$4.684 \cdot 10^{-01}$
	$j = SH\ HP$	$-4.936 \cdot 10^{-05}$	$2.869 \cdot 10^{-01}$
CR_{oi}		$-4.885 \cdot 10^{-03}$	$3.213 \cdot 10^{+01}$
$TR_{j,k,oi}$	$j = DEA, k = CON$	$-1.665 \cdot 10^{-04}$	$1.363 \cdot 10^{+00}$
	$j = LP, k = DEA$	$1.560 \cdot 10^{-04}$	$9.654 \cdot 10^{-01}$
	$j = IP, k = LP$	$1.824 \cdot 10^{-04}$	$1.085 \cdot 10^{+00}$
	$j = HP, k = IP$	$-9.738 \cdot 10^{-05}$	$1.290 \cdot 10^{+00}$
$MF_{j,oi}$	$j = CC$	$-3.163 \cdot 10^{-05}$	$1.226 \cdot 10^{+00}$
	$j = PCC$	$-3.881 \cdot 10^{-05}$	$1.193 \cdot 10^{+00}$
MA_{oi}		$9.309 \cdot 10^{-04}$	$2.276 \cdot 10^{+01}$
$MS_{j,oi}$	$j = EVA\ DE A$	$5.734 \cdot 10^{-03}$	$1.069 \cdot 10^{+02}$
	$j = EVA\ LP$	$1.052 \cdot 10^{-02}$	$5.399 \cdot 10^{+00}$
	$j = EVA\ IP$	$-1.024 \cdot 10^{-02}$	$2.647 \cdot 10^{+01}$
	$j = EVA\ HP$	$5.447 \cdot 10^{-03}$	$7.502 \cdot 10^{+01}$

3.3. Optimización de Plantas de Potencia siguiendo Criterios Económicos

En esta sección se reseñan con más detalle las contribuciones realizadas por otros autores respecto de la optimización económica de sistemas de generación, con el objeto de expandir los alineamientos generales discutidos anteriormente, y que servirán de base conceptual durante la formulación del problema propuesto.

En la práctica industrial, el diseño y la operación de plantas de generación de energía eléctrica usualmente implican dos tipos de oportunidades de optimización. Primero, la repotenciación de una instalación existente resulta indispensable para mantener los márgenes de ganancia al enfrentar incrementos del costo del combustible y otros costos operativos. Segundo, al diseñar una planta nueva, resulta crítico seleccionar el equipamiento apropiado y determinar las condiciones operativas que garanticen que la demanda podrá ser satisfecha y que buenos valores de los indicadores económicos serán obtenidos.

Kotowicz y Bartela (2010) estudiaron la influencia de las variaciones de precio en el sección de vapor de un ciclo combinado, por medio de un programa de optimización basado en algoritmos genéticos. Por este medio, observaron que el incremento del precio del combustible afecta los valores óptimos de las variables de decisión, y en última instancia ocasiona aumentos ineludibles de los costos operativos. Dentro del rango de precios estudiado, los autores también reportaron que los óptimos termodinámico y económico diferían entre sí solo en un pequeño porcentaje del costo final de la energía generada.

Poma et al. (2010) mejoraron el diseño inicial de una planta térmica de residuos integrada a un ciclo combinado a través de un procedimiento termo-económico, y lograron una reducción en el costo unitario de la electricidad y un incremento de la generación de potencia. Además, diferentes alternativas fueron evaluadas económicamente aunque usando valores óptimos termodinámicos de las variables de proceso, lo que permitió seleccionar configuraciones que se ajustan a distintos escenarios de mercado.

Mussati et al. (2006) presentaron una metodología híbrida capaz de proveer límites inferior y superior para la solución económica óptima de plantas de energía y vapor combinadas con

sistemas de desalación, por medio de relaciones que hallaron entre los óptimos termodinámico y económico. Aún así, el diseño económicamente óptimo de sistemas complejos suele resultar un difícil reto debido al gran número de variables de decisión y a la naturaleza inherentemente no-lineal del problema resultante.

Otros autores han elaborado estrategias más complejas en un intento de hallar un compromiso entre la economía y la termodinámica de diversos procesos. En este contexto, las metodologías de análisis económico basados en exergía están basados en la proposición que el rol de la energía debería ser definido y entendido a través de la segunda ley de la termodinámica, en términos de los costos y beneficios de utilizar la energía disponible (o exergía) para lograr un trabajo especificado.

Franco y Casarosa (2004) mostraron cómo la eficiencia térmica puede aumentar sobre el límite actual de 60 % para un ciclo combinado diseñado en su óptimo termodinámico, basado en la minimización del costo total por unidad de potencia obtenido al referir a una base económica común a las pérdidas de exergía y a los costos de los componentes. Valdés et al. (2003) presentaron un modelo de optimización termo-económica enfocado en la caldera de recuperación de un ciclo combinado, y como resultado mostraron que es posible hallar un óptimo para cada parámetro de diseño seleccionado, aunque dicho óptimo depende de la estrategia de optimización seleccionada.

Rosen y Dincer (2003) afirmaron que una correlación sistemática parece existir entre la tasa de pérdida de exergía y el costo de capital de estaciones de generación a carbón, petróleo y nucleares (e incluso extensible a otras tecnologías), lo que implica que sus componentes están configurados para lograr un óptimo general al balancear apropiadamente las características exergéticas y económicas de los distintos sistemas.

3.3.1. Evaluación de Indicadores Económicos

La optimización económica del proyecto está vinculada a la evaluación de la rentabilidad de las diferentes opciones de inversión, y habilita la selección de aquel proyecto que ostenta valores óptimos de los indicadores financieros.

La performance económica del proyecto es evaluada a través del costo anual total, según se expresa en la (3.14), el cual incluye el cálculo de la inversión de capital y de los costos operativos.

$$TAC = \sum_{oi} \frac{CAPEX_{oi}}{CRF_{oi}} + OPEX_{oi} \quad (3.14)$$

Los siguientes ítems son tenidos en cuenta al calcular al costo anual total: los componentes que constituyen los gastos de capital y operativos son calculados de acuerdo a los lineamientos dados por Abu-Zahra et al. (2007); Rao y Rubin (2002), y los costos de servicios auxiliares son estimados utilizando las correlaciones introducidas por Ulrich y Vasudevan (2006).

Los valores de los parámetros económicos utilizados en el cálculo de los gastos de capital y operativos se listan en la Tabla 3.3 y la Tabla 3.4, respectivamente.

Gastos de Capital

El costo de adquisición de un equipo de proceso dado es función de su tamaño y características constructivas, tal como se expresa en la Ecuación (3.15) para las turbinas de gas, en la Ecuación (3.16) para la turbina de vapor, y en la Ecuación (3.17) para la caldera de recuperación.

$$C_{Inv,GT,oi} = C_{T,oi}^u 2 \dot{W}_{Net,GT,oi} \quad (3.15)$$

$$C_{Inv,ST,oi} = C_{T,oi}^u \dot{W}_{Net,ST,oi} \quad (3.16)$$

$$C_{Inv,A,oi} = C_{A,oi}^u (A_{Net,HRSG,oi})^a \quad (3.17)$$

El costo total de adquisición de los equipos se expresa según la Ecuación (3.18).

$$C_{Inv,oi} = C_{Inv,GT,oi} + C_{Inv,ST,oi} + C_{Inv,A,oi} \quad (3.18)$$

Los gastos totales de capital están también relacionados con el diseño y la construcción de las instalaciones necesarias y otros servicios (tal como se detalla en la Tabla 3.3), por lo que al costo total de adquisición de equipos se lo afecta por un factor que considere dichas erogaciones, según la Ecuación (3.19).

$$CAPEX_{oi} = F_{Inst,oi} C_{Inv,oi} \quad (3.19)$$

El factor de recupero de capital, que facilita la actualización de los valores del gasto de capital, está dado por la (3.20).

$$CRF_{oi} = \frac{(ADR_{oi} + 1)^{n_{oi}} - 1}{ADR_{oi} (ADR_{oi} + 1)^{n_{oi}}} \quad (3.20)$$

Tabla 3.3 – Estimación de Gastos de Capital

Costo de Adquisición de Equipos	$C_{Inv,oi}$	
Costo de Instalación		$= 0.53 C_{Inv,oi}$
Instrumentación y control		$= 0.20 C_{Inv,oi}$
Instalación de Cañerías		$= 0.40 C_{Inv,oi}$
Instalación Eléctrica		$= 0.11 C_{Inv,oi}$
Construcciones y Servicios		$= 0.10 C_{Inv,oi}$
Mejoras del Terreno		$= 0.15 C_{Inv,oi}$
Servicios		$= 0.20 C_{Inv,oi}$
<i>Costo Directo de Producción</i>	DMC_{oi}	$= 2.69 C_{Inv,oi}$
Ingeniería		$= 0.10 DMC_{oi}$
Costos de Construcción		$= 0.10 DMC_{oi}$
Contratos		$= 0.01 DMC_{oi}$
Contingencias		$= 0.16 DMC_{oi}$
<i>Costo Indirecto de Producción</i>	IMC_{oi}	$= 0.37 DMC_{oi}$
Inversión en Capital Fijo	IFC_{oi}	$= DMC_{oi} + IMC_{oi}$
Inversión de Trabajo		$= 0.25 IFC_{oi}$
Costos de Arranque		$= 0.10 IFC_{oi}$
<i>Gastos de Capital</i>	$CAPEX_{oi}$	$= 1.35 IFC_{oi}$

Tabla 3.4 – Estimación de Gastos Operativos

Costo de Materias Primas y Servicios	$C_{RM,oi}$	
Personal	$C_{MP,oi}$	
Costo de Mantenimiento	$C_{Mant,oi}$	
Impuestos		= $0.02 IFC_{oi}$
Seguros		= $0.01 IFC_{oi}$
Supervisión y Apoyo		= $0.30 C_{MP,oi}$
Actividades de Laboratorio		= $0.10 C_{MP,oi}$
Suministros Operativos		= $0.015 IFC_{oi}$
Gastos Generales		= $0.045 IFC_{oi} + 0.60 C_{MP,oi}$
<i>Costo de Producción Base</i>	PC_{oi}	= $C_{RM,oi} + 2C_{MP,oi} + C_{Mant,oi} + 0.09 IFC_{oi}$
Costos Administrativos		= $0.15 C_{MP,oi}$
Distribución y Marketing		= $0.015 C_{MP,oi}$
Investigación y Desarrollo		= $0.035 C_{MP,oi}$
<i>Costo de Producción Adicional</i>	AC_{oi}	= $0.20 C_{MP,oi}$
<i>Gastos Operativos</i>	$OPEX_{oi}$	= $PC_{oi} + AC_{oi}$

Gastos Operativos

La gastos operativos se computan de acuerdo a la Ecuación (3.21). Estos incluyen materias primas y servicios, mantenimiento, personal, y otros relacionados a estos anteriores.

$$OPEX_{oi} = C_{RM,oi} + C_{Mant,oi} + F_{PO,oi} C_{MP,oi} + F_{IO,oi} C_{Inv,oi} \quad (3.21)$$

Los costos en materias primas se calculan como la sumatoria de los consumos de combustible, agua de caldera y agua de enfriamiento, según se expresa en la Ecuación (3.22).

$$C_{RM,oi} = POT_{oi} \left(C_{F,oi}^u \dot{Q}_{F,oi} + C_{W,oi}^u \dot{m}_{W,oi} + C_{CW,oi}^u \dot{m}_{CW,oi} \right) \quad (3.22)$$

Los costos de personal se calculan según la Ecuación (3.23).

$$C_{MP,oi} = F_{MP,oi} N_{MP,oi} \quad (3.23)$$

Asignación de Fondos para Mantenimiento

Los métodos tradicionales de evaluación económica de proyectos de inversión estiman los costos de mantenimiento como un porcentaje fijo de la inversión de capital, según la Ecuación (3.24).

$$C_{Mant,oi} = F_{Mant,oi} C_{Inv,oi} \quad (3.24)$$

Además, se establecen límites mínimo y máximo a los fondos de mantenimiento disponibles, de acuerdo a la Ecuación (3.25).

$$F_{Mant,min} \leq F_{Mant} \leq F_{Mant,max} \quad (3.25)$$

Ventas de Energía

Las ventas de energía eléctrica se calculan según la Ecuación (3.26).

$$Sales_{oi} = POT_{oi} P_{Elec,oi} \dot{W}_{Net,oi} \quad (3.26)$$

Costo de la Electricidad Generada

El costo de la electricidad generada se calcula según la Ecuación (3.27), como el costo anual total por unidad de energía generada.

Tabla 3.5 – Datos de Entrada: Parámetros Económicos

	Símbolo	Unidad	Valor
Tiempo Operativo	POT_{oi}	hs/año	8000
Tasa de Interés	ADR_{oi}		0.050
Longitud del Ciclo de Vida Útil	n_{oi}	años	25
Costo Unitario de Potencia	$C_{T,oi}^u$	\$/kW	258.3
Costo Unitario de Área de Intercambio	$C_{A,oi}^u$	\$/m ²	268.2
Factor de Costo del Área	a		0.6
Factor de Instalación	$F_{Inst,oi}$		5
Costo Unitario de Combustible	$C_{F,oi}^u$	\$/GJ	3.31754
Costo Unitario de Agua de Caldera	$C_{W,oi}^u$	\$/ton	3.531
Costo Unitario de Agua de Enfriamiento	$C_{CW,oi}^u$	\$/ton	0.05829
Factor de Mantenimiento	$F_{Mant,oi}$		0.020
Factor de Mantenimiento Mínimo	$F_{Mant,Min}$		0.005
Factor de Mantenimiento Máximo	$F_{Mant,Max}$		0.040
Factor de Personal	$F_{MP,oi}$		30000
Número de Personal	$N_{MP,oi}$		42
Precio de la Electricidad	$P_{Elec,oi}$	\$/MWh	80

$$COE_{oi} = \frac{TAC_{oi}}{\dot{W}_{Net,oi} POT_{oi}} \quad (3.27)$$

Datos de Entrada

Los datos de entrada se listan en la Tabla 3.5.

Los parámetros económicos se toman de referencias generales y técnicas (Bernier et al., 2010, 2012; CAMMESA, 2013; El-Nashar, 2008; Pak et al., 2010; RAEng, 2004); los precios de combustible y de la electricidad se obtienen de U. S. Energy Information Administration (2010); U.S. Department of Energy (2013); los costos de adquisición de equipos son calculados considerando las funcionalidades y costos unitarios reportados por Bernier et al. (2010); Kotowicz y Bartela (2010); Pak et al. (2010); U. S. Energy Information Administration (2010).

3.3.2. Formulación del Problema de Optimización Económico

La formulación matemática para la optimización económica de la planta de generación está dada por las Ecuaciones (3.28-3.30).

$$\text{mín } f(\underline{x}_{oi}) = TAC \quad (3.28)$$

$$\underline{h}(\underline{x}_{oi}) = 0 \quad (3.29)$$

$$\underline{g}(\underline{x}_{oi}) \leq 0 \quad (3.30)$$

Los siguientes ítems son considerados:

- El costo anual total TAC_{oi} , definido en la Ecuación (3.14), se utiliza como función objetivo.
- El set de variables \underline{x}_{oi} incluye variables de diseño (áreas de transferencia, dimensiones de las turbinas, etc.) y variables operativas (temperaturas, presiones, caudales, etc.).
- Las restricciones de igualdad \underline{h} y de desigualdad \underline{g} incluyen:
 - los balances de materia y energía, las ecuaciones de diseño, y las correlaciones de predicción de propiedades físico-químicas, abarcando las Ecuaciones (2.1-2.61),
 - las restricciones operativas definidas en las Ecuaciones (2.62-2.79),
 - los balances globales, incluyendo el requerimiento externo de producción de energía, listados en las Ecuaciones (2.80-2.88),

- las relaciones entre variables de decisión definidas por las Ecuaciones (2.90-2.102),
 - la evaluación de los indicadores termodinámicos del proyecto, según las Ecuaciones (3.1-3.4),
 - la evaluación de los indicadores económicos del proyecto, según las Ecuaciones (3.14-3.27).
- En todos los casos, se considera operación a potencia nominal (carga operativa del 100 %).

Implementación

(1) El programa matemático formulado es implementado en el software GAMS (Rosenthal, 2008) y es resuelto por medio del algoritmo CONOPT (Drud, 1996), en un procesador Intel Core i3 3.07 GHz con 2 GB RAM.

(2) El set *oi* se utiliza para representar un escenario operativo en particular.

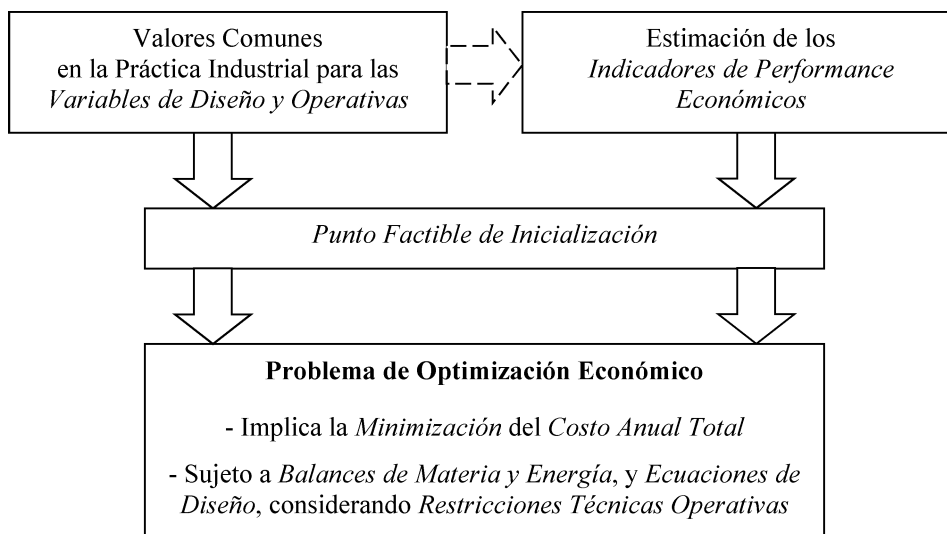


Figura 3.5 – Inicialización del Problema de Optimización Económico

(3) El problema de optimización se inicializa según se introduce en la Figura 3.5 y se detalla a continuación:

- primero, se asignan valores comunes en la práctica industrial a las variables de diseño y operativas;
- en base a estos, se estiman los valores de los indicadores de performance económicos (mediante cálculo según las Ecuaciones (3.14-3.27));

- estos valores se utilizan como un punto factible de inicialización para el problema de optimización económico.

(4) Los datos de entrada necesarios han sido listados en las Tablas 2.4 a 2.9 y 3.5.

3.3.3. Soluciones Óptimas Económicas para Distintas Condiciones de Mercado

Al analizar la estructura de costos del proyecto, se desprende que los principales componentes son el costo de la energía consumida y los erogaciones de capital asociadas al área de intercambio y a la potencia instalada. No obstante, durante la optimización de las características de diseño y operativas del ciclo combinado, la potencia demandada es fijada por el diseñador a priori, por lo que la potencia a instalar también estará predeterminada (optimizándose la distribución de generación entre las distintas turbinas), y así también su influencia directa sobre el óptimo económico.

Luego, la influencia sobre el óptimo económico del costo unitario del combustible y del costo unitario del área de intercambio se estudia mediante la variación de dichos parámetros en amplios rangos de valores factibles. Con el objeto de considerar ambos efectos simultáneamente, se define la relación de costos según la Ecuación (3.31).

$$RC_{oi} = \frac{C_{F,oi}^u}{C_{A,oi}^u} \quad (3.31)$$

La resolución del problema de optimización económica formulado se lleva a cabo paramétricamente para amplios rangos de valores de la relación de costos entre $1.56 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/MJ$ y $1.56 \cdot 10^{-3} \text{ m}^2/MJ$. La obtención de las soluciones óptimas presentadas, que corresponden a 33 puntos de resolución, insumieron cada una un promedio de 601 iteraciones y 10.8 segundos.

En la Figura 3.6 se presenta la evolución del costo anual total (función objetivo) respecto de la relación de costos, junto con el porcentaje que los principales componentes implican en las erogaciones totales.

Se observa que el costo anual total crece linealmente al aumentar el costo de la unidad de la energía consumida. Por su parte, los costos en combustible insumen el mayor porcentaje de las erogaciones anuales, y se incrementan a lo largo de todo el rango de valores de la relación de costos. Aún así, dicho incremento aminora a medida que la relación de costos aumenta, disminu-

yendo de 2.8 % en un extremo a 1.0 % en el otro. Por el contrario, la proporción que abarcan los costos de los componentes de capital es menor, y disminuye a medida que aumenta la relación de costos.

En la Figura 3.7 se presenta la evolución del área específica respecto de la relación de costos. Se observa que tanto para valores bajos como para valores altos de la relación de costos se produce un achatamiento en la variación del área específica. Por lo tanto, si se asume que la funcionalidad es sigmoide, la expresión matemática de la Ecuación (3.32) es utilizada para correlacionar el área específica óptima económica como función de la relación de costos.

$$\hat{A}_{e,oi} = \frac{\delta_1 - \delta_5}{(1 + \exp(\delta_2 RC_{oi} + \delta_3))^{\delta_4}} + \delta_5 \quad (3.32)$$

Los valores de los parámetros de ajuste (δ_1 a δ_5) se listan en la Tabla 3.6. Dicha funcionalidad provee estimaciones precisas del valor óptimo del área específica para todo el rango de escenarios del mercado, con un coeficiente de regresión de 0.9988 y una desviación máxima de 2.5 %.

Funcionalidad Lineal

En general, será solamente necesario abarcar un rango mucho más reducido de valores de la relación de costos, ya que es improbable que los costos unitarios del combustible y del área de intercambio varíen en varios ordenes de magnitud durante el periodo de vida de una planta de procesos. Como ejemplo de aplicación práctica, se estudiarán aquellos casos donde la relación de costos se incrementa hasta un máximo del doble del valor tomado como referencia (para condiciones actuales del mercado).

Luego, la resolución del problema de optimización económica formulado se lleva a cabo paramétricamente para valores de la relación de costos entre $1.24 \cdot 10^{-5} \text{ m}^2/MJ$ y $2.54 \cdot 10^{-5} \text{ m}^2/MJ$. Los resultados presentados corresponden a 22 puntos de resolución, los que insumieron en total 13687 iteraciones y 241.4 segundos de computación (con un promedio de 622 iteraciones y 11.0 segundos).

En la Figura 3.8 se presenta la evolución del costo anual total (función objetivo) respecto de la relación de costos, junto con el porcentaje que los principales componentes implican en las erogaciones totales.

En el rango reducido de valores del costo unitario del combustible, se observa que tanto el

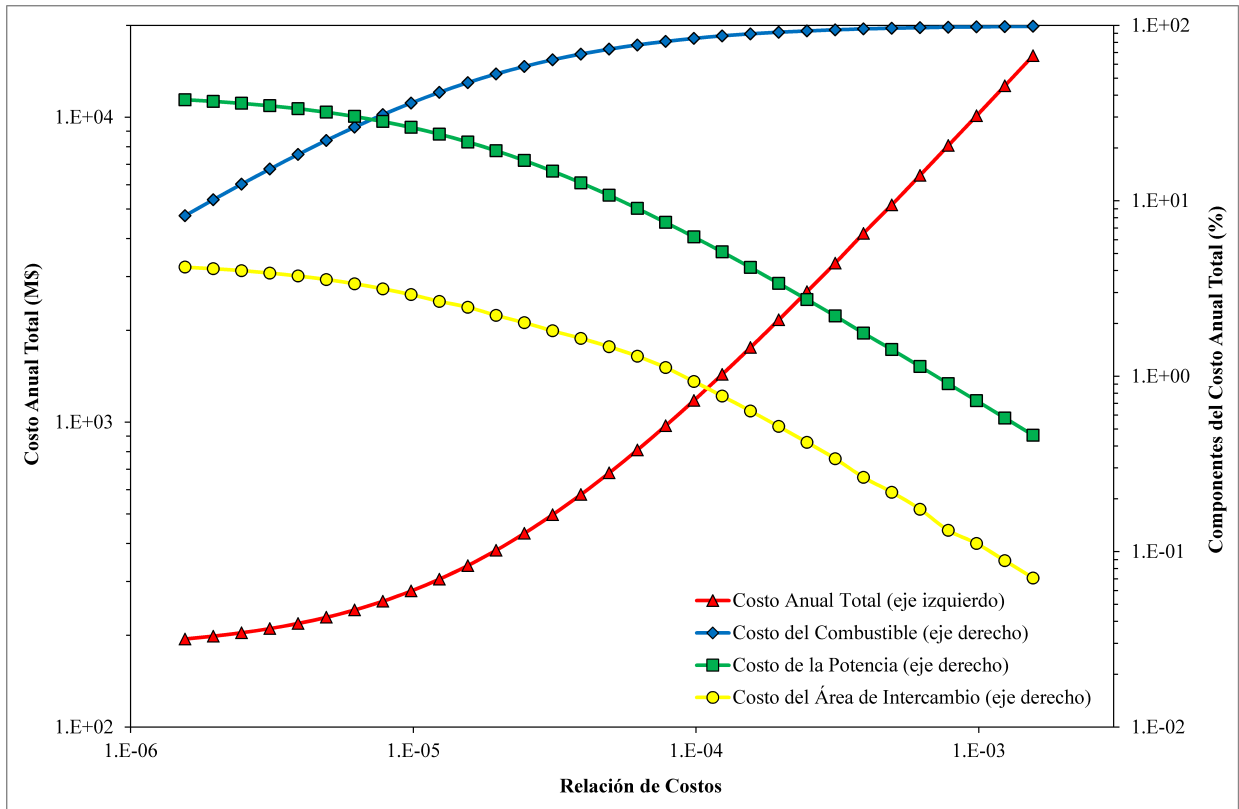


Figura 3.6 – Costo Anual Total para Distintas Condiciones de Mercado

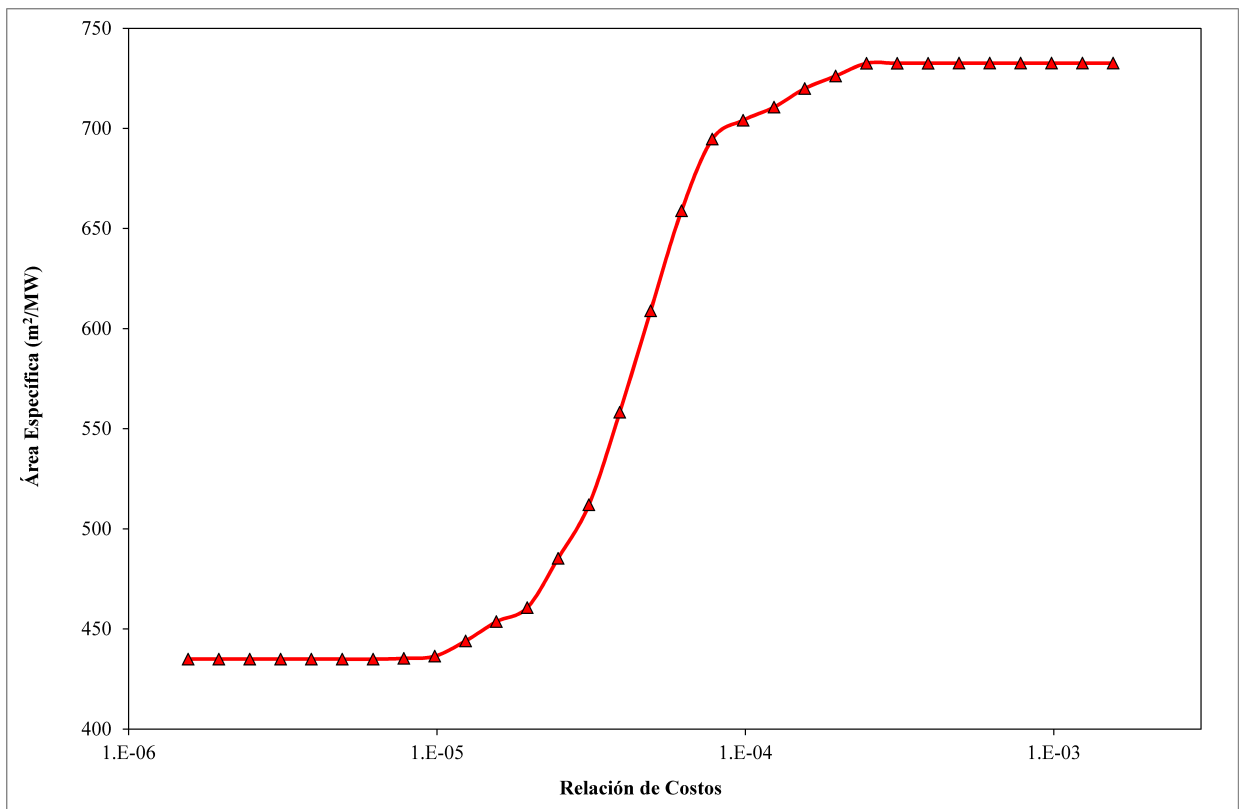


Figura 3.7 – Área Específica en el Óptimo Económico versus la Relación de Costos

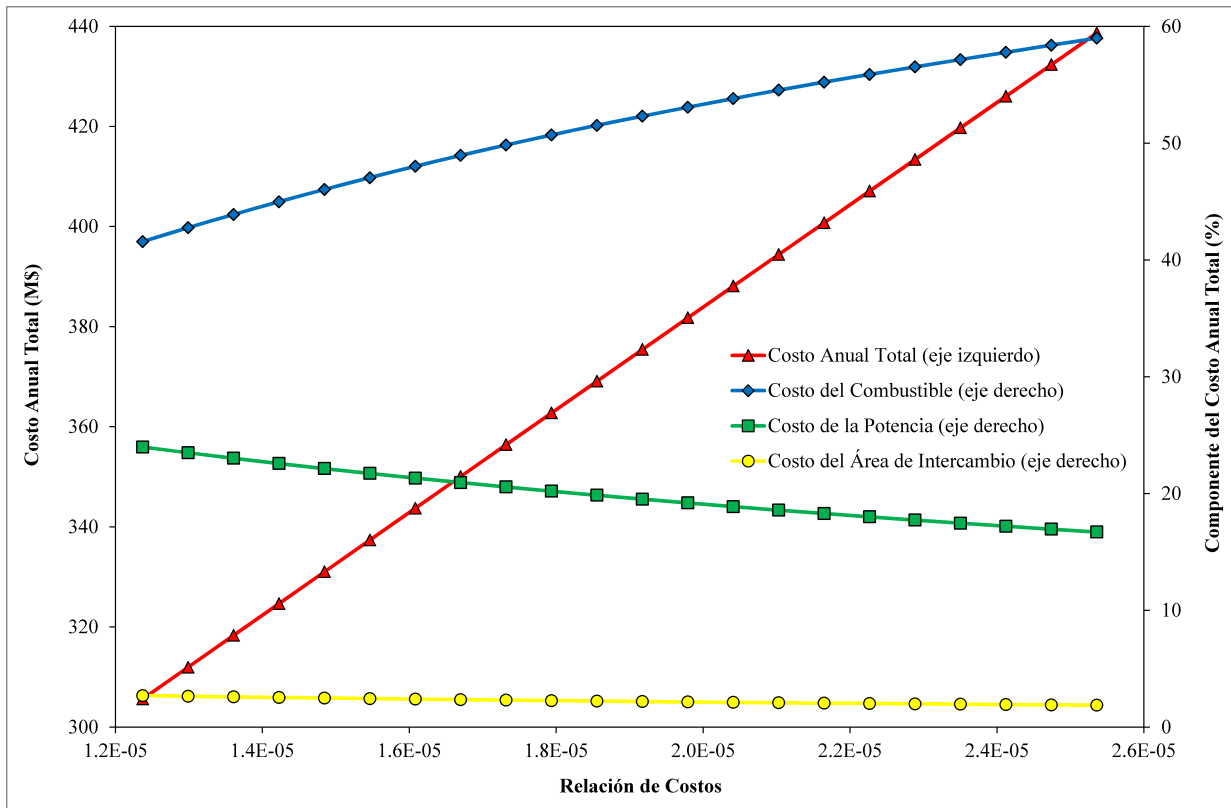


Figura 3.8 – Costo Anual Total asumiendo Incrementos del Costo del Combustible

Tabla 3.6 – Parámetros para las Funcionalidades del Área Económica Óptima

	Funcionalidad Sigmoide	Funcionalidad Lineal
Parámetro δ_1	$7.326 \cdot 10^{02}$	$3.175 \cdot 10^{06}$
Parámetro δ_2	$-4.872 \cdot 10^{04}$	$4.026 \cdot 10^{02}$
Parámetro δ_3	$-4.005 \cdot 10^{00}$	
Parámetro δ_4	$3.337 \cdot 10^{02}$	
Parámetro δ_5	$4.349 \cdot 10^{02}$	

costo anual total como el porcentaje que abarca el costo de la energía consumida evolucionan siguiendo una funcionalidad que puede asumirse lineal. Una tendencia similar se observa en este caso para el valor óptimo del área específica, la cual varía linealmente para el rango de valores de interés de la relación de costos.

En este caso, la expresión matemática de la Ecuación (3.33) puede ser utilizada para correlacionar el área específica óptima económica como función de la relación de costos.

$$\hat{A}_{e,oi} = \delta_1 RC_{oi} + \delta_2 \quad (3.33)$$

Los valores de los parámetros de ajuste (δ_1 y δ_2) se listan en la Tabla 3.6. Dicha funcionalidad provee estimaciones precisas del valor óptimo del área específica para el rango estudiado de escenarios del mercado, disminuyéndose la desviación máxima hasta solo 1.3%. Además, el número de puntos de correlación necesarios se ve reducido, así como el costo computacional para obtener los parámetros de ajuste.

Análisis de las Variables de Diseño y Operativas Óptimas

A modo de ejemplo, se presentan las soluciones del problema de optimización económico para dos casos de estudio distintos:

- *Caso 1*: condiciones actuales del mercado, donde los costos unitarios del combustible y del área de intercambio se corresponden con los listados en la Tabla 3.5.
- *Caso 2*: escenario hipotético donde el costo del combustible se duplica respecto del valor base reportado en la Tabla 3.5.

El valor óptimo de la función objetivo y de los indicadores de performance computacional se presentan en la Tabla 3.7. Asimismo se listan los valores óptimos de variables de interés práctico vinculadas a las turbinas de gas y de vapor y a la caldera de recuperación.

Algunas características destacables asociadas a los valores óptimos económicos de las variables de diseño y operativas de la planta de generación aquí obtenidos se discuten a continuación:

- En el *Caso I*, los gastos operativos insumen más del 73% de las erogaciones anuales totales; mientras que en el *Caso II* dicho porcentaje se eleva hasta el 81%.

Tabla 3.7 – Valores Óptimos Económicos de Variables Claves

(a) Función Objetivo y Performance Computacional

	Símbolo	Unidad	Caso I Valor Óptimo	Caso II Valor Óptimo
Costo Anual Total	TAC_{oi}	M\$	305.6	432.4
Gastos de Capital	$CAPEX_{oi}$	M\$	1149.7	1156.2
Gastos Operativos	$OPEX_{oi}$	M\$	224.1	350.3
Costos de Materias Primas	$C_{RM,oi}$	M\$	140.8	266.6
Costos de Personal	$C_{MP,oi}$	M\$	1.3	1.3
Costos de Mantenimiento	$C_{Mant,oi}$	M\$	4.6	4.6
Costo de la Electricidad	COE_{oi}	\$/MWh	47.75	67.56
Ventas de Energía	$Sales_{oi}$	M\$	512.0	512.0
<hr/>				
Eficiencia Térmica del Ciclo Combinado	$\eta_{T,oi}$		0.6015	0.6055
Eficiencia Térmica de la Turbina de Gas	$\eta_{GT,oi}$		0.4188	0.4192
Eficiencia Térmica de la Caldera	$\eta_{HRSG,oi}$		0.4212	0.4219
Eficiencia Térmica de la Turbina de Vapor	$\eta_{ST,oi}$		0.7461	0.7602
Área Específica	$A_{e,oi}$	m ² /MW	444.0	485.4
<hr/>				
Tiempo de Resolución		s	7.2	7.2
Número de Iteraciones			310	304

(b) Variables Asociadas al Ciclo de Gas

	Símbolo	Unidad	Caso I Valor Óptimo	Caso II Valor Óptimo
Potencia Neta Turbina de Gas	$\dot{W}_{Net,GT,oi}$	MW	278.5	276.9
Producción Bruta Turbina	$\dot{W}_{GT1,oi}$	MW	296.0	293.9
Producción Bruta Turbina	$\dot{W}_{GT2,oi}$	MW	296.0	293.9
Consumo Bruto Compresor	$\dot{W}_{AC,oi}$	MW	302.0	299.4
Potencia Neta Turbina de Vapor	$\dot{W}_{Net,ST,oi}$	MW	242.9	246.2
Producción Bruta Turbina de Baja	$\dot{W}_{STLP,oi}$	MW	114.2	119.5
Producción Bruta Turbina de Media	$\dot{W}_{STIP,oi}$	MW	76.2	76.1
Producción Bruta Turbina de Alta	$\dot{W}_{STHP,oi}$	MW	62.5	60.8
Capacidad de la Planta de Generación	$\dot{W}_{Net,oi}$	MW	800.0	800.0
Consumo de Combustible	$\Sigma \dot{m}_{F,J,oi}$	kmol/s	0.7998	0.7945
Caudal de Aire	$\dot{m}_{AC,oi}$	kmol/s	18.54	18.44
Relación de Compresión	CR_{oi}		30.0	29.8
Área de Intercambio en Regenerador	$A_{REG,oi}$	m ²	19430	19263

(c) Variables Asociadas al Ciclo de Vapor

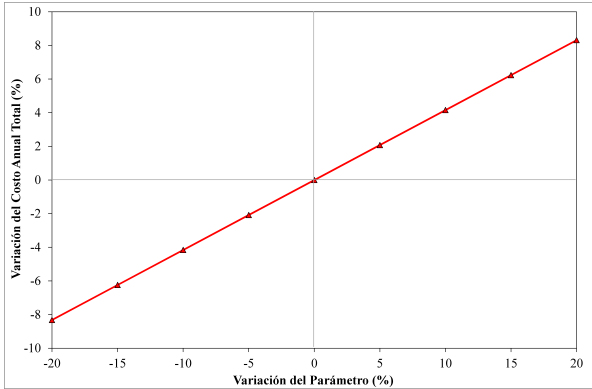
	Símbolo	Unidad	Caso I Valor Óptimo	Caso II Valor Óptimo
Áreas de Intercambio en Caldera de Recuperación				
Nivel del Desaireador	$A_{Net,DEA,oi}$	m ²	31947	32002
Nivel de Baja	$A_{Net,LP,oi}$	m ²	30324	33423
Nivel de Media	$A_{Net,IP,oi}$	m ²	37945	40576
Nivel de Alta	$A_{Net,HP,oi}$	m ²	70519	80900
Caudal de Vapor				
Nivel del Desaireador	$\dot{m}_{cf,EVA\,DEA,oi}$	kg/s	87.53	87.14
Nivel de Baja	$\dot{m}_{cf,EVA\,LP,oi}$	kg/s	8.06	8.35
Nivel de Media	$\dot{m}_{cf,EVA\,IP,oi}$	kg/s	17.54	17.08
Nivel de Alta	$\dot{m}_{cf,EVA\,HP,oi}$	kg/s	61.93	61.71
Presiones Operativas en Caldera de Recuperación				
Nivel del Condensador	$P_{Sat,CON,oi}$	kPa	0.0979	0.0899
Nivel del Desaireador	$P_{Sat,DEA,oi}$	kPa	3.00	3.00
Nivel de Baja	$P_{Sat,LP,oi}$	kPa	4.29	5.05
Nivel de Media	$P_{Sat,IP,oi}$	kPa	21.43	25.54
Nivel de Alta	$P_{Sat,HP,oi}$	kPa	139.08	156.49
Diferencias Mínimas de Temperaturas en Caldera de Recuperación				
Nivel del Desaireador	$PP_{EVA\,DEA,oi}$	K	15.0	15.0
Nivel de Baja	$PP_{EVA\,LP,oi}$	K	14.3	11.8
Nivel de Media	$PP_{EVA\,IP,oi}$	K	14.3	11.8
Nivel de Alta	$PP_{EVA\,HP,oi}$	K	14.3	11.8

- Para las condiciones actuales del mercado, el costo del combustible es el que mayor porcentaje abarca entre los gastos operativos, alcanzando alrededor del 57 % (o 42 % del costo anual total) en el *Caso I*; y 72 % (o 58 % del costo anual total) en el *Caso II*.
- El costo de la energía generada se encuentra en el mismo rango que el de las plantas comerciales, tal como se puede apreciar al compararlo con los valores reportados en CAMMESA (2013); U.S. Department of Energy (2013).
- En ambos casos, la inversión en la turbina de gas representa el 62 % de la inversión total de capital, seguida por la turbina de vapor con un 27 % y por la caldera de recuperación con el restante 10 %.
- Los valores óptimos de las variables de diseño y operativos concuerdan con los reportados por distintos fabricantes (por ejemplo, General Electric (2013); Siemens (2013)) para ciclos combinados comercialmente disponibles.

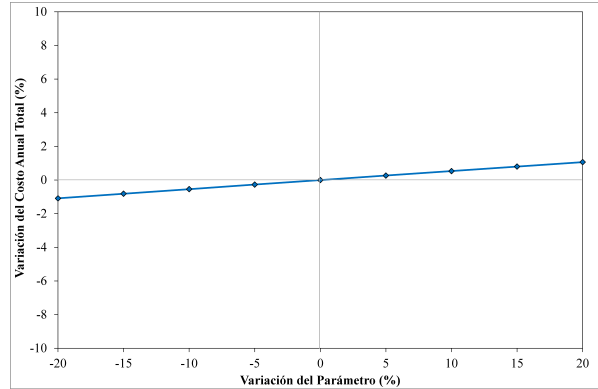
Sensibilidad del Óptimo Económico

Otra manera en que se puede ganar más detalle respecto del comportamiento del óptimo económico es mediante un análisis de sensibilidad respecto de los principales parámetros económicos. Luego, se varían los mismos en $\pm 20\%$ respecto de los valores reportados en la Tabla 3.5 (nótese que se modifica un parámetro a la vez, manteniéndose los demás invariables), y los resultados obtenidos se presentan en la Figura 3.9, a la vez que se extraen las siguientes observaciones:

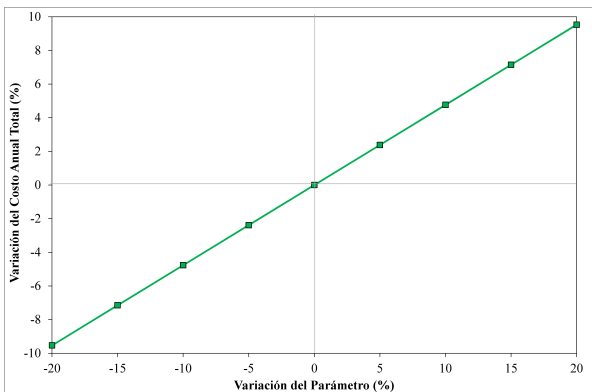
- El aumento del costo unitario de cualquiera de los componentes considerados durante el cálculo de las erogaciones totales provoca un incremento de éstas últimas. La variación de los costos de la energía consumida o de la potencia instalada ejercen el mayor impacto sobre el costo anual total, seguidos por el costo del área, y luego por el de los demás costos de materiales (por ejemplo, agua de enfriamiento; no se presentan gráficamente).
- El costo anual total se incrementa alrededor de 2.5 % por cada punto porcentual que aumenta la tasa de interés.
- A medida que se estima que el ciclo de vida útil de la planta de generación es más extenso, las erogaciones anuales disminuyen al distribuirse los costos de capital a lo largo de un mayor número de ejercicios financieros.



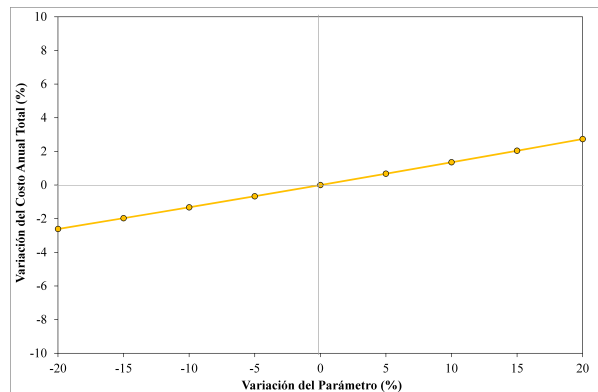
(a) Costo del Combustible



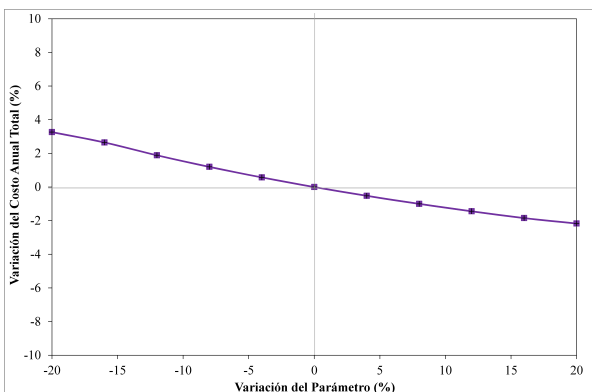
(b) Costo del Área de Intercambio



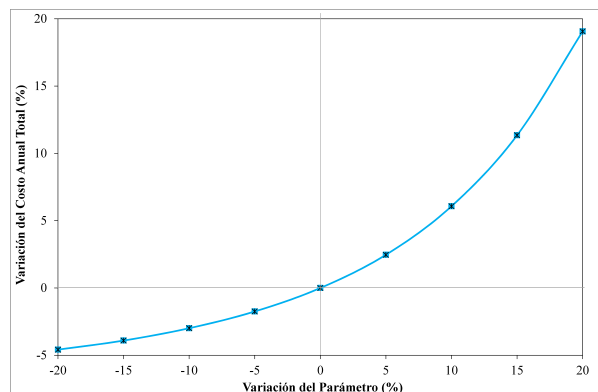
(c) Costo de la Potencia



(d) Tasa de Interés



(e) Longitud del Ciclo de Vida Útil



(f) Factor de Costo del Área

Figura 3.9 – Sensibilidad del Óptimo Económico

- El factor del costo del área ejerce una influencia exponencial en el costo anual total, por lo que su selección debe ser cuidadosamente sopesada por el diseñador.

3.3.4. Relación con el Espacio de Soluciones Óptimas Termodinámicas

Las relaciones entre los óptimos termodinámico y económico de la planta de generación se exploran por medio del reconocimiento de las características comunes a ambos. El objeto de este análisis es distinguir si, y cuando, las soluciones óptimas termodinámicas también representan soluciones óptimas económicas del sistema para condiciones dadas del mercado.

Por un lado, el espacio de soluciones óptimas termodinámicas fue previamente obtenido al maximizar la eficiencia térmica de la planta de generación, tal como se presentó en la *Sección 3.2.3*. En esta instancia, y mediante los criterios para la evaluación de los indicadores económicos del proyecto antes presentados, es posible calcular el valor del costo anual total asociado a cada solución óptima que constituye el espacio óptimo termodinámico del sistema.

Por lo tanto, en la Figura 3.10 se presenta los valores del costo anual total asociado al espacio de soluciones óptimas termodinámicas para distintas condiciones de mercado dado por distintos valores de la relación de costos (superficie en azul). Se observa que dichos valores son altamente dependientes de la relación entre los costos unitarios del combustible y del área de intercambio, mientras que varían solo ligeramente con el área específica.

Asimismo, en la Figura 3.10 se grafican los valores óptimos económicos del costo anual total para todo el rango de condiciones de mercado considerado, y utilizando los valores óptimos del área específica asociados a cada valor dado del costo del combustible.

De esta manera, se observa que existe un valor del área específica para cada valor de la relación de costos para el cual las soluciones óptimas económica y termodinámica son equivalentes (o sea, iguales valores de la función objetivo y de las variables de diseño y operativas). En otras palabras, se deduce que el óptimo económico del sistema de generación está soportado en el espacio factible de soluciones óptimas termodinámicas.

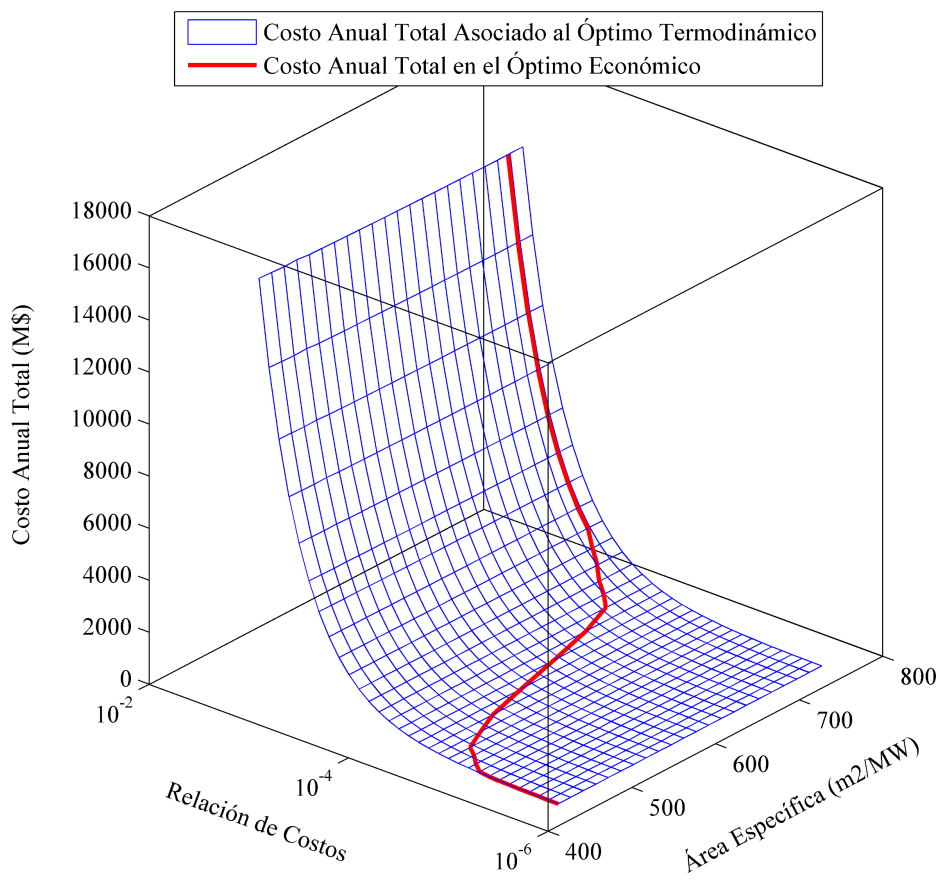


Figura 3.10 – Relación entre los Espacios de Soluciones Óptimas Económico y Termodinámico

3.4. Sistema de Ecuaciones con Restricciones Adicionales

Los esfuerzos están aquí orientados a hallar maneras de estimar las soluciones óptimas económicas evitando la necesidad de resolver el programa matemático de optimización del sistema. Para lograr dicha meta, se propone una nueva estrategia como se reseña en la Figura 3.11.

Aquí, se consideran las siguientes instancias previamente exploradas:

- El espacio de soluciones óptimas termodinámicas representa las características de la planta de generación para distintos valores de variables de decisión claves (en este caso, el área específica).
- Obtenidas a partir del tratamiento matemático de la información contenida en el espacio de soluciones óptimas termodinámicas, las relaciones funcionales lineales proveen estimaciones precisas de los valores óptimos de las variables de decisión, con bajo costo computacional.
- Las soluciones óptimas económicas para distintas condiciones de mercado están soportadas en el espacio de soluciones óptimas termodinámicas.
- La relación entre los óptimos económico y termodinámico esta dada por un valor dado del área específica para cada valor de la relación entre los costos unitarios del combustible y del área de intercambio (siguiendo una funcionalidad lineal en rangos reducidos), y se verifica que los valores de las variables de diseño y operativos resultan iguales.

Luego, resulta posible implementar una estrategia para simplificar la resolución del problema de optimización de la planta de generación, al tomar ventaja de las funcionalidades que describen el comportamiento de las variables de decisión en el espacio de soluciones óptimas, así como de la interrelación entre los óptimos económico y termodinámico. Así, la funcionalidad lineal introducida en la *Sección 3.3.3* provee estimaciones precisas del valor óptimo económico del área específica; que es luego utilizada en conjunto con las relaciones funcionales lineales obtenidas en la *Sección 3.2.4* para predecir los valores óptimos de las relaciones entre variables de decisión de la planta de generación (ya que también contienen la información correspondiente al óptimo económico).

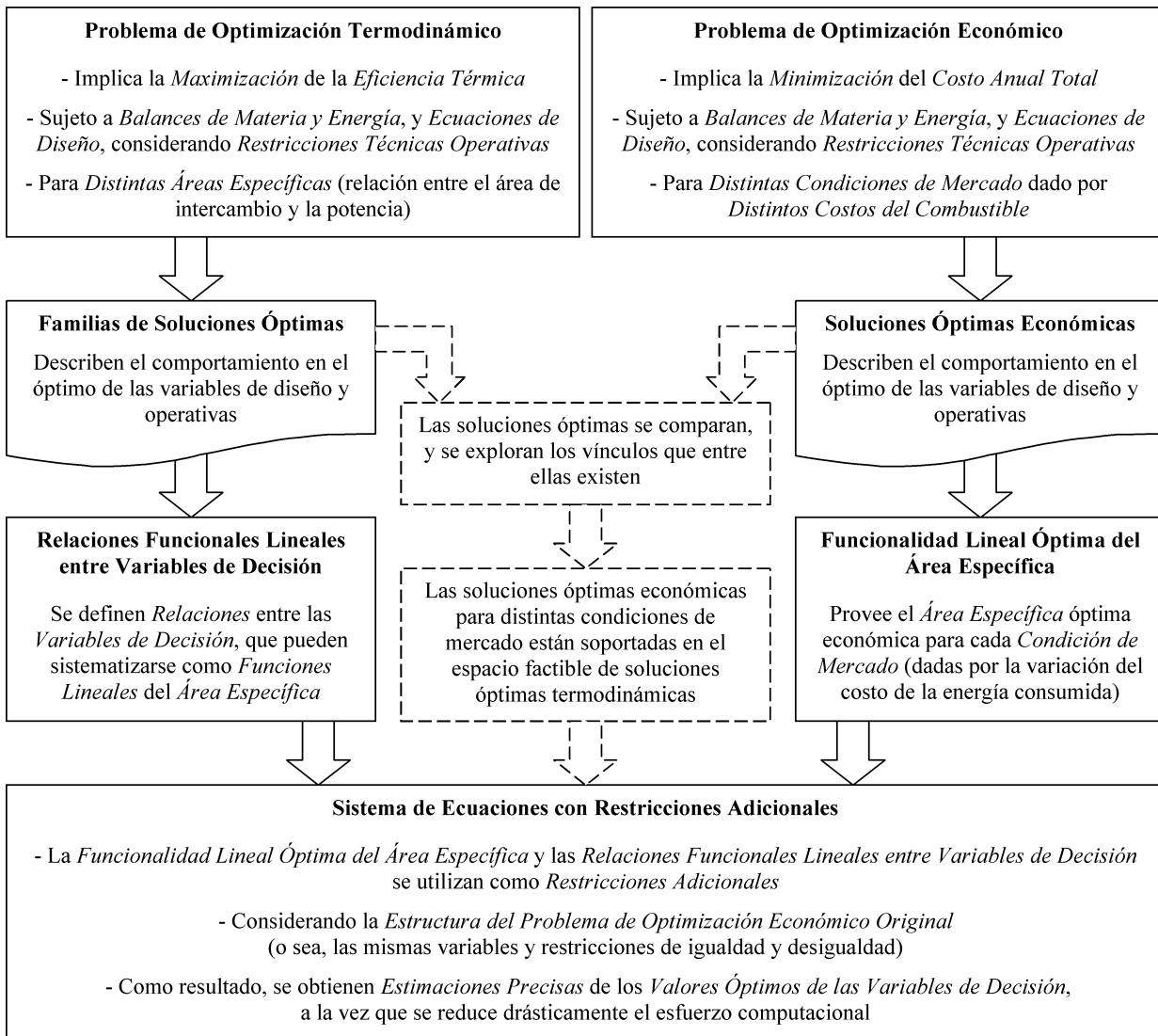


Figura 3.11 – Diagrama de Flujo para la Estrategia Propuesta

A medida que se introducen restricciones adicionales a la formulación de optimización original, el espacio de soluciones factibles se reduce gradualmente. Una vez se han adicionado la relación para el área específica óptima económica en conjunto con un número suficiente de relaciones funcionales entre variables de decisión de manera que los grados de libertad del sistema resultante se igualen a cero, se obtiene un sistema de ecuaciones no-lineales equivalente al problema de optimización original, y que mediante su resolución provee estimaciones precisas de la solución óptima económica para un valor dado de la relación de costos.

La formulación matemática resultante, en la forma de un sistema de ecuaciones con restricciones adicionales, está dada por las Ecuaciones (3.34-3.37).

$$\hat{A}_{e,oi} = \delta_1 RC_{oi} + \delta_2 \quad (3.34)$$

$$\hat{R}_{j,oi} = \gamma_{1j} \hat{A}_{e,oi} + \gamma_{2j} \quad (3.35)$$

$$\underline{h}(\hat{x}_{oi}) = 0 \quad (3.36)$$

$$\underline{g}(\hat{x}_{oi}) \leq 0 \quad (3.37)$$

Los siguientes ítems son considerados:

- La funcionalidad lineal de la Ecuación (3.34) se utiliza para predecir el valor óptimo económico del área específica para un valor dado de la relación de costos.
- Las relaciones funcionales expresadas por la Ecuación (3.35) proporcionan los valores óptimos de las relaciones entre variables de decisión para el valor estimado del área específica.
- Las restricciones de igualdad \underline{h} y de desigualdad \underline{g} son las declaradas en el problema de optimización original, las cuales son evaluadas en función de los valores estimados de las variables de diseño y operativas \hat{x}_{oi} .
- En todos los casos, se considera operación a potencia nominal (o sea, carga operativa de 100 %).

Implementación

(1) El programa matemático formulado es implementado en el software GAMS (Rosenthal, 2008) y es resuelto por medio del algoritmo CONOPT (Drud, 1996), en un procesador Intel Core

i3 3.07 GHz con 2 GB RAM; utilizando para ello una variable muda (no vinculada con el resto del modelo del sistema) como función objetivo.

Se hace notar que cualquier otro método para tratar con sistemas de ecuaciones no-lineales puede ser aplicado (como por ejemplo el propuesto por Tarifa et al. (2004), que permite la selección de las variables de decisión y de la secuencia de cálculo más conveniente en un solo paso tal como demostraron para un sistema de desalación de múltiples efectos).

(2) El set *oi* se utiliza para representar un escenario operativo en particular.

(3) Los datos de entrada necesarios han sido listados en las Tablas 2.4 a 2.9, 3.2, 3.5 y 3.6

Casos de Estudio

Se presentan comparaciones entre las soluciones del sistema de ecuaciones con restricciones adicionales y del problema original de optimización económico para los dos casos de estudio anteriormente tratados, según:

- *Caso 1*: condiciones actuales del mercado, donde los costos unitarios del combustible y del área de intercambio se corresponden con los listados en la Tabla 3.5. Los valores obtenidos para diversas variables de diseño y operativas se listan en la Tabla 3.8.
- *Caso 2*: escenario hipotético donde el costo del combustible se duplica respecto del valor base reportado en la Tabla 3.5. Los valores obtenidos para diversas variables de diseño y operativas se listan en la Tabla 3.9.

De los valores reportados para las condiciones actuales del mercado, se observa que el error medio de estimación de las variables de decisión es de 0.4 %, con una desviación máxima de 8.2 % y una desviación para el costo anual total (función objetivo económica) menor a 0.1 %. Para el escenario hipotético donde el costo de la energía consumida se duplica, el error medio de estimación de las variables de decisión es de 0.5 %, con una desviación máxima de 2.3 % y una desviación para el costo anual total (función objetivo económica) menor a 0.1 %. Mas aún, errores de estimación similares se observan a lo largo de todo el rango de condiciones del mercado aquí abarcadas.

Varias observaciones adicionales pueden ser extraídas del análisis de los resultados obtenidos:

- El error de estimación se mantiene en el mismo orden para todo el rango de relaciones de costo aquí comprendidas, y para amplios rangos de la potencia demandada.
- Los valores óptimos de los indicadores de performance económicos dependen fuertemente de los parámetros financieros (listados en la Tabla 3.5). Aún así, si dichos parámetros se modifican, la estrategia propuesta puede ser fácilmente adaptada al recalcular las funcionalidades que describen el comportamiento del área específica para las distintas condiciones de mercado; o aún, utilizar las correlaciones aquí reportadas sin incurrir en errores de estimación significativos si la variación de los parámetros económicos se restringe a rangos acotados.
- Aún así, esta estrategia presenta una gran independencia de los parámetros económicos, ya que solo es necesario proveer el valor óptimo económico del área específica, tomando así ventaja de amplio espacio de factibilidad de problema de optimización termodinámico.

En la búsqueda de nuevas estrategias para simplificar la búsqueda de plantas de generación óptimas, se puede inferir que la formulación aquí propuesta permite obtener de manera rápida y precisa el óptimo económico correspondiente para condiciones dadas del mercado. Más aún, la resolución del sistema de ecuaciones con restricciones adicionales requiere menos recursos computacionales que el problema de optimización original.

De esta forma, el sistema de ecuaciones con restricciones adicionales provee eficientemente estimaciones precisas de los valores óptimos de las variables de decisión de la planta de generación, lo cual resulta indispensable al enfrentarse a tareas de optimización más complejas o que impliquen un incremento significativo del tamaño del problema a resolver, tales como la optimización del diseño de la planta considerando un amplio rango de condiciones operativas factibles (como se abordará en el capítulo siguiente).

Tabla 3.8 – Variables Claves obtenidas por medio del Sistema de Ecuaciones con Restricciones Adicionales para el Caso 1

(a) Indicadores de Performance				
	Símbolo	Unidad	Caso I Valor Estimado	Error (%)
Costo Anual Total	TAC_{oi}	M\$	305.8	0.06
Gastos de Capital	$CAPEX_{oi}$	M\$	1149.5	-0.02
Gastos Operativos	$OPEX_{oi}$	M\$	224.2	0.08
Costos de Materias Primas	$C_{RM,oi}$	M\$	141.0	0.14
Costos de Personal	$C_{MP,oi}$	M\$	1.3	0.00
Costos de Mantenimiento	$C_{Mant,oi}$	M\$	4.6	-0.02
Costo de la Electricidad	COE_{oi}	\$/MWh	47.78	0.06
Ventas de Energía	$Sales_{oi}$	M\$	512.0	0.00
Eficiencia Térmica del Ciclo Combinado	$\eta_{T,oi}$		0.6029	0.23
Eficiencia Térmica de la Turbina de Gas	$\eta_{GT,oi}$		0.4189	0.00
Eficiencia Térmica de la Caldera	$\eta_{HRSG,oi}$		0.4219	0.17
Eficiencia Térmica de la Turbina de Vapor	$\eta_{ST,oi}$		0.7504	0.57
Área Específica	$A_{e,oi}$	m ² /MW	444.1	0.00
Tiempo de Resolución		s	1.5	
Número de Iteraciones			15	

(b) Variables Asociadas al Ciclo de Gas

	Símbolo	Unidad	Caso I Valor Estimado	Error (%)
Potencia Neta Turbina de Gas	$\dot{W}_{Net,GT,oi}$	MW	277.9	-0.22
Producción Bruta Turbina	$\dot{W}_{GT1,oi}$	MW	295.4	-0.22
Producción Bruta Turbina	$\dot{W}_{GT2,oi}$	MW	295.4	-0.22
Consumo Bruto Compresor	$\dot{W}_{AC,oi}$	MW	301.3	-0.22
Potencia Neta Turbina de Vapor	$\dot{W}_{Net,ST,oi}$	MW	244.2	0.51
Producción Bruta Turbina de Baja	$\dot{W}_{STLP,oi}$	MW	115.9	1.47
Producción Bruta Turbina de Media	$\dot{W}_{STIP,oi}$	MW	76.0	-0.25
Producción Bruta Turbina de Alta	$\dot{W}_{STHP,oi}$	MW	62.3	-0.31
Capacidad de la Planta de Generación	$\dot{W}_{Net,oi}$	MW	800.0	0.00
Consumo de Combustible	$\Sigma \dot{m}_{F,J,oi}$	kmol/s	0.7980	-0.23
Caudal de Aire	$\dot{m}_{AC,oi}$	kmol/s	18.50	-0.22
Relación de Compresión	CR_{oi}		30.0	0.00
Área de Intercambio en Regenerador	$A_{REG,oi}$	m ²	19409	-0.11

(c) Variables Asociadas al Ciclo de Vapor

	Símbolo	Unidad	Caso I Valor Estimado	Error (%)
Áreas de Intercambio en Caldera de Recuperación				
Nivel del Desaireador	$A_{Net,DEA,oi}$	m ²	32159	0.66
Nivel de Baja	$A_{Net,LP,oi}$	m ²	30186	-0.46
Nivel de Media	$A_{Net,IP,oi}$	m ²	37787	-0.42
Nivel de Alta	$A_{Net,HP,oi}$	m ²	70157	-0.51
Caudal de Vapor				
Nivel del Desaireador	$\dot{m}_{cf,EVA\ DE A,oi}$	kg/s	87.33	-0.23
Nivel de Baja	$\dot{m}_{cf,EVA\ LP,oi}$	kg/s	8.04	-0.22
Nivel de Media	$\dot{m}_{cf,EVA\ IP,oi}$	kg/s	17.50	-0.23
Nivel de Alta	$\dot{m}_{cf,EVA\ HP,oi}$	kg/s	61.79	-0.23
Presiones Operativas en Caldera de Recuperación				
Nivel del Condensador	$P_{Sat,CON,oi}$	kPa	0.0899	-8.18
Nivel del Desaireador	$P_{Sat,DEA,oi}$	kPa	3.00	0.00
Nivel de Baja	$P_{Sat,LP,oi}$	kPa	4.29	-0.01
Nivel de Media	$P_{Sat,IP,oi}$	kPa	21.43	-0.02
Nivel de Alta	$P_{Sat,HP,oi}$	kPa	139.01	-0.04
Diferencias Mínimas de Temperaturas en Caldera de Recuperación				
Nivel del Desaireador	$PP_{EVA\ DE A,oi}$	K	15.0	0.00
Nivel de Baja	$PP_{EVA\ LP,oi}$	K	14.4	0.47
Nivel de Media	$PP_{EVA\ IP,oi}$	K	14.4	0.47
Nivel de Alta	$PP_{EVA\ HP,oi}$	K	14.4	0.47

Tabla 3.9 – Variables Claves obtenidos por medio del Sistema de Ecuaciones con Restricciones Adicionales para el Caso 2

(a) Indicadores de Performance

	Símbolo	Unidad	Caso II Valor Estimado	Error (%)
Costo Anual Total	TAC_{oi}	M\$	432.1	-0.06
Gastos de Capital	$CAPEX_{oi}$	M\$	1155.4	-0.07
Gastos Operativos	$OPEX_{oi}$	M\$	350.1	-0.05
Costos de Materias Primas	$C_{RM,oi}$	M\$	266.5	-0.05
Costos de Personal	$C_{MP,oi}$	M\$	1.3	0.00
Costos de Mantenimiento	$C_{Mant,oi}$	M\$	4.6	-0.07
Costo de la Electricidad	COE_{oi}	\$/MWh	67.52	-0.06
Ventas de Energía	$Sales_{oi}$	M\$	512.0	0.00
Eficiencia Térmica del Ciclo Combinado	$\eta_{T,oi}$		0.6052	-0.04
Eficiencia Térmica de la Turbina de Gas	$\eta_{GT,oi}$		0.4191	-0.02
Eficiencia Térmica de la Caldera	$\eta_{HRSG,oi}$		0.4220	0.01
Eficiencia Térmica de la Turbina de Vapor	$\eta_{ST,oi}$		0.7592	-0.13
Área Específica	$A_{e,oi}$	m ² /MW	480.2	-1.05
Tiempo de Resolución		s	1.4	
Número de Iteraciones			12	

(b) Variables Asociadas al Ciclo de Gas

	Símbolo	Unidad	Caso II Valor Estimado	Error (%)
Potencia Neta Turbina de Gas	$\dot{W}_{Net,GT,oi}$	MW	277.0	0.03
Producción Bruta Turbina	$\dot{W}_{GT1,oi}$	MW	294.0	0.05
Producción Bruta Turbina	$\dot{W}_{GT2,oi}$	MW	294.0	0.05
Consumo Bruto Compresor	$\dot{W}_{AC,oi}$	MW	299.6	0.06
Potencia Neta Turbina de Vapor	$\dot{W}_{Net,ST,oi}$	MW	246.0	-0.06
Producción Bruta Turbina de Baja	$\dot{W}_{STLP,oi}$	MW	119.1	-0.38
Producción Bruta Turbina de Media	$\dot{W}_{STIP,oi}$	MW	76.1	0.05
Producción Bruta Turbina de Alta	$\dot{W}_{STHP,oi}$	MW	61.0	0.42
Capacidad de la Planta de Generación	$\dot{W}_{Net,oi}$	MW	800.0	0.00
Consumo de Combustible	$\Sigma \dot{m}_{F,j,oi}$	kmol/s	0.7949	0.04
Caudal de Aire	$\dot{m}_{AC,oi}$	kmol/s	18.44	0.02
Relación de Compresión	CR_{oi}		29.8	0.08
Área de Intercambio en Regenerador	$A_{REG,oi}$	m ²	19240	-0.12

(c) Variables Asociadas al Ciclo de Vapor

	Símbolo	Unidad	Caso II Valor Estimado	Error (%)
Áreas de Intercambio en Caldera de Recuperación				
Nivel del Desaireador	$A_{Net,DEA,oi}$	m ²	31993	-0.03
Nivel de Baja	$A_{Net,LP,oi}$	m ²	32902	-1.56
Nivel de Media	$A_{Net,IP,oi}$	m ²	40220	-0.88
Nivel de Alta	$A_{Net,HP,oi}$	m ²	79732	-1.44
Caudal de Vapor				
Nivel del Desaireador	$\dot{m}_{cf,EVA\ DEA,oi}$	kg/s	87.16	0.02
Nivel de Baja	$\dot{m}_{cf,EVA\ LP,oi}$	kg/s	8.31	-0.47
Nivel de Media	$\dot{m}_{cf,EVA\ IP,oi}$	kg/s	17.13	0.29
Nivel de Alta	$\dot{m}_{cf,EVA\ HP,oi}$	kg/s	61.71	0.01
Presiones Operativas en Caldera de Recuperación				
Nivel del Condensador	$P_{Sat,CON,oi}$	kPa	0.0899	0.00
Nivel del Desaireador	$P_{Sat,DEA,oi}$	kPa	3.00	0.00
Nivel de Baja	$P_{Sat,LP,oi}$	kPa	4.95	-1.93
Nivel de Media	$P_{Sat,IP,oi}$	kPa	25.04	-1.97
Nivel de Alta	$P_{Sat,HP,oi}$	kPa	154.07	-1.54
Diferencias Mínimas de Temperaturas en Caldera de Recuperación				
Nivel del Desaireador	$PP_{EVA\ DEA,oi}$	K	15.0	0.00
Nivel de Baja	$PP_{EVA\ LP,oi}$	K	12.1	2.33
Nivel de Media	$PP_{EVA\ IP,oi}$	K	12.1	2.33
Nivel de Alta	$PP_{EVA\ HP,oi}$	K	12.1	2.33

3.5. Nociones Preliminares de Disponibilidad

En la presente sección se estudia el efecto sobre los indicadores económicos de la planta de generación de dos distintas nociones de disponibilidad, que en general no son consideradas adecuadamente por los métodos tradicionales para la evaluación económica de proyectos, durante la etapa de diseño conceptual de los mismos.

Funcionalidad entre Horas Operativas y Fondos para Mantenimiento

Los fondos asignados para tareas de mantenimiento se estiman usualmente como un porcentaje fijo de la inversión de capital necesaria (de acuerdo a la Ecuación (3.24), con el valor de $F_{Mant,oi}$ listado en la Tabla 3.5); ignorando así la mejora potencial en las características de mantenibilidad de los distintos equipos de proceso debidas a un aumento del presupuesto destinado a mantenimiento.

Se ha propuesto en la literatura (véase por ejemplo Erguina (2004)) que el incrementar la disponibilidad del sistema requiere mayores erogaciones destinadas a actividades de mantenimiento, siguiendo una ley de rendimientos decrecientes. Como primer aproximación, se propone aquí la utilización de una relación exponencial entre las horas operativas anuales y los fondos asignados para mantenimiento, según expresa la Ecuación (3.38).

$$POT_{oi} = 8760 \nu_1 e^{\nu_2 C_{Mant,oi}} \quad (3.38)$$

Operación en Estados Degradados

Los métodos tradicionales de evaluación económica consideran solamente operación a capacidad nominal, y asumen que el sistema se encuentra totalmente fuera de servicio en caso contrario. Sin embargo, las plantas de generación pueden operar en un rango estados degradados, dependiendo de la condición de cada uno de los componentes que la integran. De manera general, se pueden identificar diversos escenarios operativos en función de la capacidad remanente de generación en las turbinas de gas y de vapor frente a la salida de servicio de distintos equipos de proceso.

Luego, se obtendrá una evaluación más realista del óptimo económico de la planta de generación si se incluyen en el cálculo los recursos necesarios para operar en los distintos estados

degradados, así como la generación extra obtenida durante dichos periodos. Una solución simple, con objeto de considerar dichos efectos durante la evaluación económica del proyecto, es utilizar un horizonte de operación a capacidad nominal que implique una producción total de energía equivalente a la que se obtendría si se computara la energía extra generada en los estados degradados, según expresa la Ecuación (3.39).

$$POT_{eq,oi} = POT_{oi} (1 + F_{eq}) \quad (3.39)$$

Este horizonte operativo equivalente es utilizado para la evaluación de los indicadores económicos del proyecto de generación, según las Ecuaciones (3.14-3.27).

Datos de Entrada

Los datos de entrada adicionales necesarios en las funcionalidades aquí descritas se listan en la Tabla 3.10.

Los valores de los parámetros ν_l pueden ser obtenidos de datos históricos de la industria respecto de fondos asignados para mantenimiento versus disponibilidades alcanzadas en el sistema, tales como los reportados en Alber et al. (1995); NERC (2011); OREDA Participants (2002). Asimismo, el diseñador debe proveer el valor de F_{eq} , en base a la experiencia previa sobre los escenarios operativos que afronta una planta de generación tipo.

Implementación

(1) Las Ecuaciones (3.38-3.39) se adicionan a la formulación matemática para la optimización económica de la planta de generación discutida en la *Sección 3.3.2*.

(2) El set oi se utiliza para representar un escenario operativo en particular.

(3) El problema de optimización se inicializa según se introdujo anteriormente en la Figura 3.5.

(4) Los datos de entrada necesarios han sido listados en las Tablas 2.4 a 2.9, 3.5 (excepto por el valor de $F_{Mant,oi}$ que se determina aquí como resultado de la optimización) y 3.10.

Caso de Estudio

La resolución del problema de optimización formulado se lleva a cabo paramétricamente para valores del lapso operativo anual entre 7890 y 8200 horas. La obtención de las soluciones óptimas

Tabla 3.10 – Datos de Entrada: Parámetros Preliminares de Disponibilidad

	Símbolo	Unidad	Valor
Parámetro para Funcionalidad de Horas Operativas versus Fondos de Mantenimiento	v_1		0.8953
Parámetro para Funcionalidad de Horas Operativas versus Fondos de Mantenimiento	v_2		0.005366
Factor de Equivalencia	F_{eq}		0.05

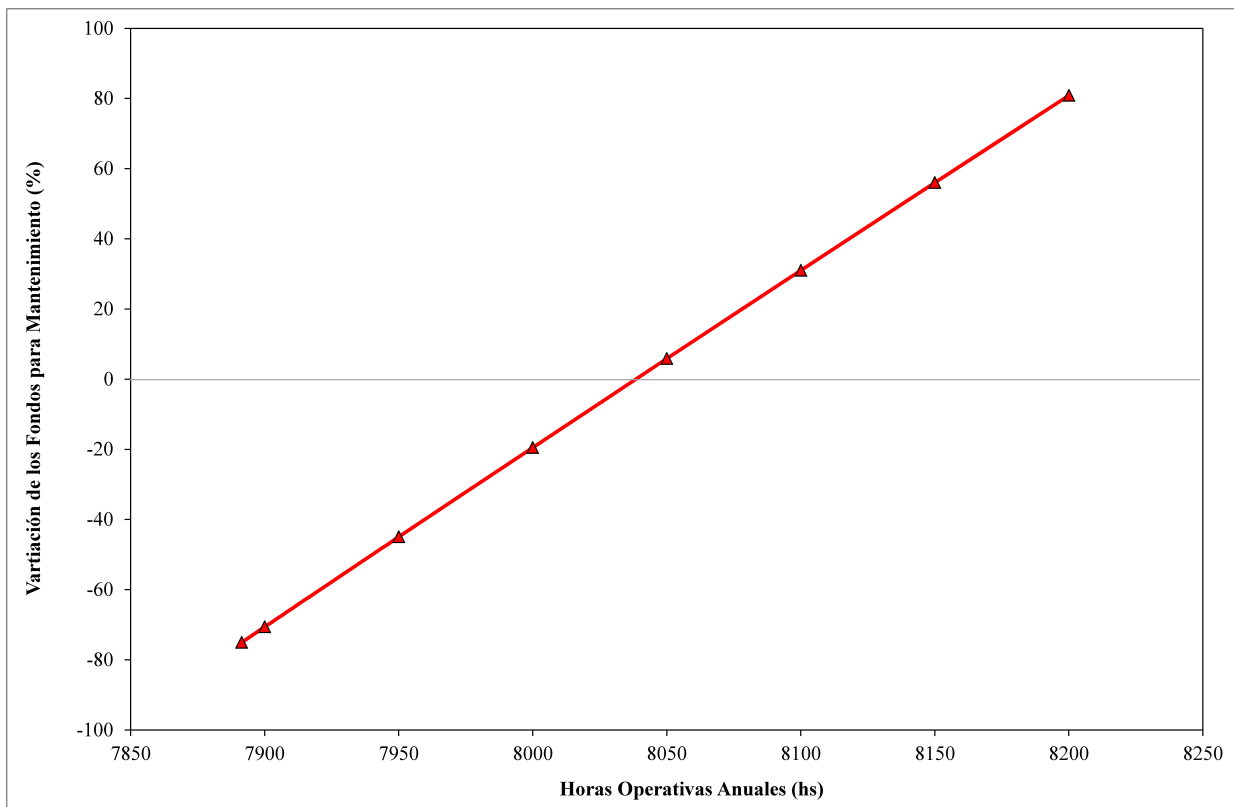


Figura 3.12 – Influencia de las Horas Operativas Anuales en el Costo de Mantenimiento

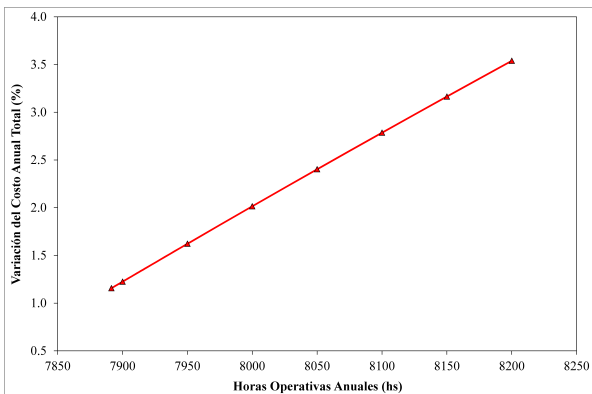
presentadas, que corresponden a 8 puntos de resolución, insumieron cada una un promedio de 13 iteraciones y 0.2 segundos.

Con objeto de identificar las mejoras alcanzadas al implementar la estrategia propuesta en la presente sección, las soluciones óptimas obtenidas son comparadas con las resultantes de métodos tradicionales para la evaluación económica de proyectos (según se discutiera anteriormente en la *Sección 3.3*, o sea, donde los fondos para mantenimiento se asignan como un porcentaje fijo de la inversión de capital necesaria). Luego, los resultados son expresados como la variación porcentual de los valores óptimos de las variables económicas calculados según la estrategia propuesta en la presente sección, respecto de los valores de dichos indicadores obtenidos por los métodos tradicionales para evaluación económica de proyectos.

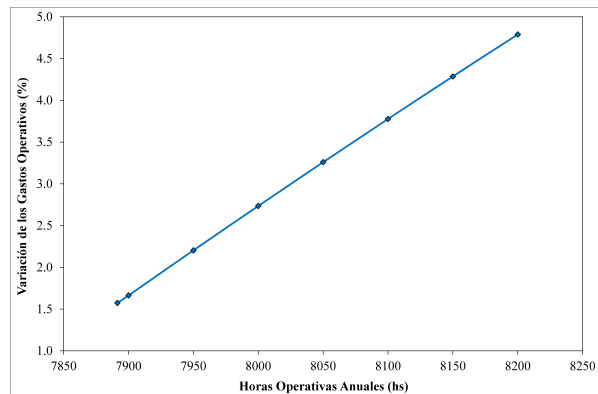
La Figura 3.12 representa los fondos que deben asignarse para mantenimiento con objeto de alcanzar una cantidad determinada de horas operativas anuales. De manera general, se observa que el aumento del presupuesto destinado a acciones de mantenimiento se ve reflejado como una mayor cantidad de horas operativas por año. De mayor importancia es el hecho que al no considerarse la vinculación entre horas operativas y presupuesto para mantenimiento aquí propuesta (en la Ecuación (3.38)), los fondos asignados a tal fin mediante métodos tradicionales serán insuficientes para alcanzar un nivel de disponibilidad que implique un lapso operativo anual superior a un umbral dado (que para el caso de estudio aquí discutido es de 8030 horas).

La Figura 3.13 introduce la variación porcentual de otros indicadores económicos del proyecto de generación para distintos valores de disponibilidad del sistema. La variación del costo anual total es de alrededor de 1 % por cada 100 horas en que se incrementa el lapso operativo anual a capacidad nominal (según se aprecia en la Figura 3.13a); impulsado principalmente por el incremento de los gastos operativos (representados en la Figura 3.13b), en lo que se refiere a los suministros y materiales extras necesarios en virtud de la prolongación del periodo anual de operación.

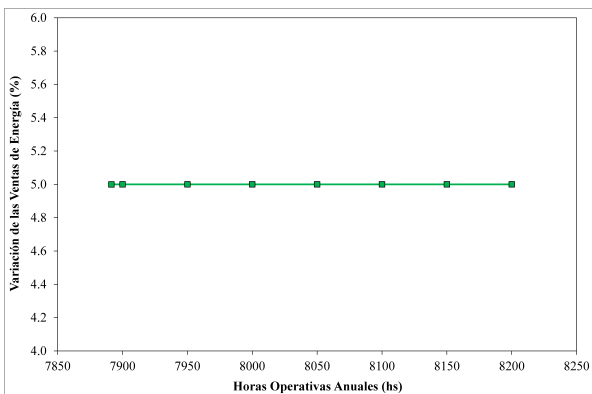
Debido a que el horizonte operativo equivalente es estimado como un porcentaje extra constante respecto del horizonte operativo real, y que las ventas de energía se computan exclusivamente como función de dicho valor (según la Ecuación (3.26)), se observa en la Figura 3.13c que las estimaciones de ventas de energía se incrementan en un porcentaje constante.



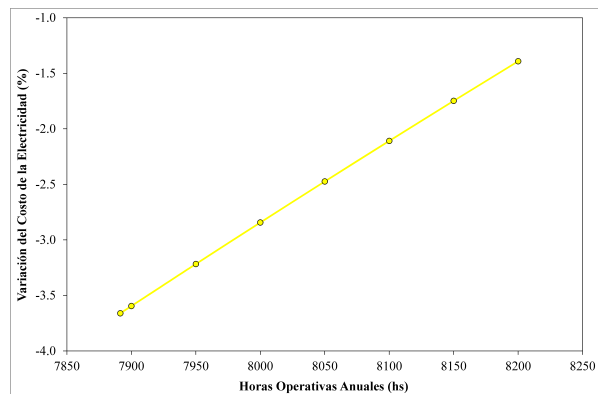
(a) Costo Anual Total



(b) Gastos Operativos



(c) Ventas de Energía



(d) Costo de la Electricidad

Figura 3.13 – Influencia de las Horas Operativas Anuales en los Indicadores Económicos

Por otra parte, el aumento en la previsión de la producción de energía (debido al valor adoptado para F_{eq}) es mayor a la variación porcentual de las erogaciones totales; por lo que la inclusión de las Ecuaciones (3.38-3.39) implica se obtengan valores óptimos del costo de la energía generada menores a los que resultan de la optimización del sistema según el enfoque tradicional, según muestra la Figura 3.13d.

Es así posible concluir que la inclusión de distintas nociones de disponibilidad (aun de manera preliminar) en la formulación de optimización del proyecto de generación implican una mejoría de los indicadores económicos del mismo. Asimismo, los resultados aquí presentados también pueden ser utilizados para la planificación operativa de la planta en caso de requerirse un aumento de la cantidad de energía a entregar, lo cual es aquí logrado exclusivamente mediante el aumento del lapso operativo anual a capacidad nominal; a la vez que la estrategia propuesta hace hincapié en que dicho incremento lleva asociado un costo extra destinado a acciones de mantenimiento.

Más aún, penalidades económicas son impuestas por los organismos regulatorios por no cumplir con los requerimientos de generación comprometidos; por lo que resulta indispensable conseguir una estimación certera del presupuesto de mantenimiento a asignar para lograr el nivel de disponibilidad deseado. De esta manera, las conclusiones alcanzadas introducen una motivación adicional para profundizar en los conceptos aquí discutidos, en cuanto a la influencia que ejercen la asignación de recursos para mantenimiento y el funcionamiento a través de distintas condiciones operativas en la economía de la planta.

**Diseño Óptimo considerando Nociones de
Disponibilidad según el Modelo del Espacio de
Estados**

4.1. Introducción y Objetivos

4.1.1. Disponibilidad y Mantenimiento en Diseño de Procesos

Distintos enfoques se han presentado en la bibliografía con el objeto de considerar conceptos vinculados al diseño inherentemente seguro de procesos, y en particular, para incorporar la evaluación de la disponibilidad y la estrategia de mantenimiento del sistema, así como la posibilidad de determinar la influencia tanto positiva como negativa que éstos ejercen sobre los parámetros técnico-económicos del proyecto formulado, aún desde las etapas tempranas de síntesis y diseño del proyecto.

Con el objeto de considerar los efectos de los factores asociados a las políticas de mantenimiento implementadas, Goel et al. (2002, 2003) indicaron que las ganancias y los costos operativos deben ser afectados por la disponibilidad inherente del sistema, al tiempo que se utiliza una relación exponencial que refleje la variación de los costos de capital de los diferentes equipos en función de su confiabilidad intrínseca. No obstante, puede resultar difícil la obtención de datos realistas sobre cómo la disponibilidad inherente está vinculada al costo de capital de un equipo de procesos dado. Haghifam y Manbachi (2011) concluyeron que la mejora de las tasas de reparación tiene una relación directa con el número de operadores y sus capacidades, que a su vez depende del presupuesto anual asignado a mantenimiento, y que finalmente determina la disponibilidad del sistema.

Para el modelo termo-económico de un sistema de co-generación, Frangopoulos y Dimopoulos (2004) introdujeron aspectos de confiabilidad por medio del método del espacio de estados, de manera que las redundancias estuvieran embebidas en el espacio de soluciones factibles. Los autores aplicaron dicho enfoque a la determinación del número de paquetes de co-generación (turbinas + calderas + servicios auxiliares) necesarias para alcanzar la meta de producción con un nivel de disponibilidad dado, por medio de un programa de optimización en tres niveles (síntesis y diseño, operación bajo condiciones variables, operación bajo fallas parciales). En este contexto, las características de una planta de co-generación fueron comparadas cuando el problema de optimización se resuelve con y sin consideraciones de confiabilidad (aunque el modelo del sistema utilizado es simplificado de manera que su tamaño resulte manejable). Como resultado, se obser-

va que es necesario un paquete de co-generación extra si se consideran aspectos de confiabilidad en el modelo, de manera de satisfacer los requisitos mínimos de disponibilidad, y se demuestran que las ganancias netas resultan sobreestimadas si la disponibilidad del sistema es ignorada.

Aguilar et al. (2008) incorporaron confiabilidad y disponibilidad en el diseño (configuración y disposición de redundancias) y la operación (programación de mantenimiento) de plantas integradas de servicios; y observaron que dos diferentes tradeoffs pueden surgir: inversión de capital versus penalidades contractuales por no cubrir la demanda, e inversión de capital versus costos originados por diferentes escenarios de fallas. Ambas disyuntivas presentan la ventaja que pueden ser implementadas por medio de datos fácilmente asequibles en la literatura técnica y en los históricos industriales.

Erguina (2004) describió una metodología para la implementación de estrategias de mantenimiento centrado en la confiabilidad en plantas nucleares, con el objeto de comprender el impacto de la asignación de fondos para mantenimiento en la confiabilidad y la performance del sistema considerando su ciclo de vida. En el modelo propuesto, se considera que los fondos asignados a acciones de mantenimiento preventivo tienen un efecto asintótico en la confiabilidad del sistema, debido a que más allá de un cierto punto no se observan mejorías significativas aún cuando cantidades extras se destinen a tal fin.

McLeod et al. (2007) abordaron la optimización del diseño de plantas nucleares con el objetivo de reducir el riesgo global; enfocándose en dos aspectos de dicha problemática: consideración de la calidad de los componentes y de distintos niveles de redundancia, y programación de mantenimiento y confiabilidad humana. La resolución del problema se realizó por medio de un algoritmo evolutivo (una combinación de estrategias evolutivas y algoritmos genéticos), que permitió obtener un diseño balanceado donde el mantenimiento a futuro y la programación de pruebas son establecidos desde el punto de vista del análisis de riesgo a un costo total mínimo.

Mijailovic (2003) estudió los componentes de sub-estaciones de manera de encontrar un intervalo óptimo para las acciones de mantenimiento preventivo que minimice el costo operativo o maximice la disponibilidad. En dicho contexto, el autor concluyó que el costo de mantenimiento preventivo es menor que el costo de reparación de fallas mayores, a medida que la longitud del intervalo previo a las acciones de mantenimiento preventivo se vuelve más corto; y que el man-

tenimiento preventivo habilita la identificación de problemas en sus etapas incipientes cuando las acciones correctivas son menos costosas.

En su análisis, Iyer y Grossmann (1997) también calcularon los costos de transición para arranque/parada de unidades entre períodos de operación. Más aún, son dichos costos los que utilizaron para vincular los diferentes períodos a través de variables binarias. Los costos de operación en estados degradados pueden ser incluidos en el análisis si se puede determinar un modelo para la degradación de un componente en función del tiempo, si la calidad puede ser modelada en función de la performance del componente, y si las ganancias pueden ser modeladas como función de la calidad (Tan y Kramer, 1997).

En vista de lo expuesto, resulta clara la importancia de considerar conceptos de disponibilidad al afrontar la mejora de los indicadores económicos de distintos procesos a través de su diseño y operación. En este contexto, se aborda la síntesis y diseño conceptual de un sistema de generación por ciclo combinado considerando de manera explícita la influencia de la configuración de confiabilidad del sistema y de la asignación de recursos para mantenimiento sobre la economía del proyecto.

Asimismo, se hace aquí énfasis en aquellas estrategias que resulten fácilmente implementables en virtud que los parámetros de entrada necesarios sean asequibles a partir de datos históricos de la práctica industrial, y que resulten en políticas directamente aplicables según los métodos actualmente utilizados en este tipo de sistemas de generación.

Más aún, con el objeto de considerar todos los estados que el sistema adopta a lo largo del horizonte de tiempo, se utiliza aquí el enfoque del espacio de estados (cadena de Markov continua), según se discute a continuación.

4.1.2. Espacio de Estados Posibles: Modelando con Markov

La aplicación del método del espacio de estados consiste en tres pasos (véase por ejemplo El-Nashar (2008)): primero, identificación de modos funcionales y de fallas mediante la realización de un inventario de todos los estados posibles; segundo, establecimiento de reglas de transición entre estados; y tercero, evaluación de los valores esperados de las variables de interés, al ponderar sus valores en cada estado por medio de las probabilidades de estado.

En un problema de síntesis de sitios de producción integrados, Terrazas-Moreno et al. (2010) probaron que es posible optimizar por medio del método del espacio de estados en el último nivel del árbol, aún si la configuración óptima contiene menos unidades que las presentes en el último nivel. Esto es posible debido a que los estados en el último nivel del árbol de estructuras son derivados del mismo nodo y son idénticos en términos de factibilidad/infactibilidad, y también a que la suma de las probabilidades de estado en el último nivel del árbol es igual a la probabilidad del estado de la cual se derivan. Los autores también observaron que existen dos formas de reducir el número de estados posibles: primero, las fallas interrelacionadas pueden ser agregadas en un evento equivalente; y en segundo lugar, solo los estados más probables pueden ser considerados (como por ejemplo, aquellos que abarcan el 99 % del horizonte de tiempo).

Vassiliadis y Pistikopoulos (2001) presentaron un marco de optimización MINLP para derivar políticas de mantenimiento óptimas en procesos continuos en la presencia de incertidumbre paramétrica. Para salvar la naturaleza altamente no-lineal y combinatoria del modelo resultante, valores umbral en la disponibilidad de los componentes (que constituyen el mínimo valor aceptable de su disponibilidad, y por lo tanto, determinan cuándo las acciones de mantenimiento deben ser realizadas) fueron usados para proponer una estrategia de resolución en dos pasos. Más aún, para describir los estados posibles del proceso, los autores usaron un espacio de estados del tipo operativo/fallado, donde cada estado posible del proceso tiene una probabilidad dada de ocurrencia vinculada a la variación temporal de la disponibilidad de cada componente (dado por sus características inherentes y las políticas de mantenimiento implementadas).

De esta manera, se deduce que el modelo del espacio de estados permite representar eficientemente los distintos escenarios operativos que el sistema transcurre a lo largo del horizonte de tiempo. Asimismo, es posible implementar diferentes estrategias con el objeto de seleccionar aquellos estados que resultaran más representativos de la condición del sistema.

Bajo dichas consideraciones, en el presente capítulo se desarrolla un modelo de espacio de estados para el sistema de generación, que posee intercalado un paso extra que permite identificar los estados funcionales con mayor probabilidad de ocurrencia. A través de variables enteras, el método propuesto considera estados binarios para cada componente que conforma el sistema; mientras que el estado colectivo de todos los componentes compone la condición operativa de la

planta de generación (abarcando el estado nominal y varios estados degradados).

Más aún, la estrategia se aplica también al caso en que la planta de generación cuenta con una opción de captura de contaminantes gaseosos. La adaptación del método para la aplicación a este caso de estudio es directa y requiere mínimas modificaciones, mientras que resulta capaz de representar los distintos escenarios operativos factibles del sistema desde los puntos de vista de la generación y la captura simultáneamente.

Luego, el modelo desarrollado se utiliza para evaluar la performance del sistema en cada estado funcional, y obtener una mejor y más detallada perspectiva sobre los valores óptimos de los parámetros económicos del proyecto. Para ello, el método de evaluación económica se adapta para reflejar la situación del sistema en cada escenario considerado.

4.2. Modelo del Espacio de Estados

El método del espacio de estados (véase por ejemplo Ibe (2009); Kuo y Zuo (2003)) se utiliza para evaluar la probabilidad del sistema de permanecer en cada estado funcional. Estas probabilidades pueden ser utilizadas para calcular los índices de operabilidad del sistema, así como para evaluar los índices de performance técnica y económica.

4.2.1. Identificación de Modos Funcionales Posibles

Los sistemas lógicamente arreglados, también denominados componentes, se listan en la Ecuación (4.1).

$$ASS = \{ASS_1, ASS_2, \dots, ASS_{N_{ASS}}\} \quad (4.1)$$

Para un sistema con N_{ASS} componentes, donde solo se consideran dos estados para cada uno de ellos (operativo y fallado), el número de modos funcionales posibles viene dado por la Ecuación (4.2).

$$N_{FM} = 2^{N_{ASS}} \quad (4.2)$$

El espacio de modos funcionales posibles se lista en la Ecuación (4.3).

$$FM = \{FM_1, FM_2, \dots, FM_{N_{FM}}\} \quad (4.3)$$

Luego, una variable binaria es asociada a cada componente, de acuerdo a la Ecuación (4.4), con el objeto de describir su status en cada uno de los modos funcionales posibles del sistema.

$$y_{ASS,FM} = \begin{cases} 0 & \text{fallado} \\ 1 & \text{operativo} \end{cases} \quad (4.4)$$

El número de componentes operativos en un modo funcional posible dado es igual a la sumatoria de los valores de todas las variables binarias asociadas a dicho modo funcional, según la Ecuación (4.5).

$$N_{Op,FM} = \sum_{ASS} y_{ASS,FM} \quad (4.5)$$

4.2.2. Diferenciación de Modos Funcionales Factibles

Un paso extra es intercalado en el procedimiento estándar para reducir el número de modos funcionales que son considerados en las etapas posteriores del análisis, sin afectar de manera significativa a los resultados obtenidos. La estrategia propuesta se basa en el hecho que la probabilidad de incidencia de algunos modos funcionales posibles es muy baja o despreciable, y por lo tanto, pueden ser descartados a la vez que se trabaja solo con aquellos que proveerán una buena inferencia de la solución óptima buscada.

Los modos funcionales de baja incidencia pueden ser eliminados del set de modos factibles de acuerdo a cualquier criterio especificado por el diseñador respecto del número de unidades que se considere pueden fallar simultánea e independientemente. Para un sistema con N_{ASS} componentes, el número de modos funcionales factibles viene dado por la Ecuación (4.6).

$$N_{FM^f} = 2^{N_{ASS}} - \sum_{k=0}^{(N_{ASS}-N_{SIFC})} \frac{N_{ASS}!}{k!(N_{ASS}-k)!} \quad (4.6)$$

El espacio de modos funcionales posibles se lista en la Ecuación (4.7).

$$FM^f = \{FM_1^f, FM_2^f, \dots, FM_{N_{FM^f}}^f\}, \quad FM^f \subseteq FM \quad (4.7)$$

La variable binaria asociada a cada componente que describe su status en cada uno de los modos funcionales factibles del sistema viene dada por la Ecuación (4.8).

$$y_{ASS,FM^f} = y_{ASS,FM} \quad \text{si} \quad N_{ASS} - N_{SIFC} \leq N_{Op,FM} \leq N_{ASS} \quad (4.8)$$

El número de componentes operativos en un modo funcional factible dado es calculado según la Ecuación (4.9).

$$N_{Op,FM^f} = N_{Op,FM} \quad \text{si} \quad N_{ASS} - N_{SIFC} \leq N_{Op,FM} \leq N_{ASS} \quad (4.9)$$

4.2.3. Establecimiento de Reglas de Transición

Cada componente tiene una velocidad de transición entre sus dos estados (operativo y fallado), según determinan sus tasas de falla y de reparación. Luego, la velocidad de transición está dada por la Ecuación (4.10).

$$z_{ASS,FM_i^f,FM_j^f} = \begin{cases} \mu_{ASS} & si & y_{ASS,FM_i^f} = 0 & y & y_{ASS,FM_j^f} = 1 \\ \lambda_{ASS} & si & y_{ASS,FM_i^f} = 1 & y & y_{ASS,FM_j^f} = 0 \\ 0 & si & y_{ASS,FM_i^f} = 0 & y & y_{ASS,FM_j^f} = 0 \\ 0 & si & y_{ASS,FM_i^f} = 1 & y & y_{ASS,FM_j^f} = 1 \end{cases} \quad (4.10)$$

Además, se mantienen las relaciones típicas entre los tiempos de falla y reparación y las respectivas tasas, según expresan la Ecuación (4.11) y la Ecuación (4.12).

$$\lambda_{ASS} = \frac{1}{MTBF_{ASS}} \quad (4.11)$$

$$\mu_{ASS} = \frac{1}{MTTR_{ASS}} \quad (4.12)$$

La tasa de transición global es dada por la matriz de velocidades de transición, tal como describen la Ecuación (4.13) y la Ecuación (4.14).

$$TRM_{FM_i^f,FM_j^f} = \begin{cases} \sum_{ASS} z_{ASS,FM_i^f,FM_j^f} & \forall i \neq j & si & 0 < \sum_{ASS} |y_{ASS,FM_i^f} - y_{ASS,FM_j^f}| \leq N_{SE} \\ -TRM_{sum_{FM_i^f}} & \forall i = j \end{cases} \quad (4.13)$$

$$TRM_{sum_{FM_i^f}} = \sum_{FM_j^f} TRM_{FM_i^f,FM_j^f} \quad \forall i \neq j & si & 0 < \sum_{ASS} |y_{ASS,FM_i^f} - y_{ASS,FM_j^f}| \leq N_{SE} \quad (4.14)$$

4.2.4. Evaluación de Probabilidades

La probabilidad del sistema de permanecer en un modo funcional factible dado se obtiene al resolver la sistema de ecuaciones lineal homogéneo dado por la Ecuación (4.15). La resolución de dicho sistema de ecuaciones implica encontrar las probabilidad de estado estacionario de un proceso de Markov irreducible (o sea, donde cada estado puede ser alcanzado desde cualquier otro).

$$\sum_{FM_i^f} Pr_{FM_i^f} TRM_{FM_i^f,FM_j^f} = 0 \quad \forall j \quad (4.15)$$

Una restricción adicional es implementada al considerar que la suma de las probabilidades es siempre igual a uno, tal como se expresa en la Ecuación (4.16).

$$\sum_{FM_i^f} Pr_{FM_i^f} = 1 \quad (4.16)$$

4.2.5. Valor Ponderado de Variables, Tiempo Operativo y Disponibilidad del Sistema

El valor esperado de una variable dada puede ser computada como la suma ponderada de los valores de dicha variable en cada modo funcional factible, tal como expresa la Ecuación (4.17)

$$\hat{x} = \sum_{FM^f} Pr_{FM^f} x_{FM^f} \quad (4.17)$$

El tiempo operativo asociado a cada modo funcional factible se calcula de acuerdo a la Ecuación (4.18) como la longitud total del horizonte de tiempo afectada por la probabilidad de ocurrencia de dicho modo.

$$POT_{FM^f} = 8760 Pr_{FM^f} \quad (4.18)$$

La disponibilidad se calcula como la sumatoria de las probabilidades de que el sistema opere de acuerdo a las condiciones representadas por un subset de modos funcionales seleccionados (o deseados) por el diseñador, según la Ecuación (4.19).

$$A_S = \sum_{FM^a} Pr_{FM^f} \quad , \quad FM^a \subseteq FM^f \quad (4.19)$$

4.2.6. Funcionalidad de las Tasas de Reparación respecto de los Fondos para Mantenimiento

La asignación de recursos extras para la realización de tareas de mantenimiento tiene un efecto directamente mensurable en la mejora de la tasa de reparación de los equipos de proceso, ya que se observa una influencia potencial sobre los siguientes factores (entre otros):

- Acelerar la reparación de equipos hasta estándares aceptables.
- Mantener un inventario estratégico, para asegurar que los repuestos críticos estén disponibles sin retraso apreciable.
- Efectivizar las recomendaciones de los fabricantes respecto de los cronogramas de mantenimiento y asegurar el cumplimiento de los requerimientos contractuales.

- Entrenar al personal de mantenimiento de manera de mejorar sus habilidades y conocimientos.
- Implementar estrategias para mejorar la seguridad laboral.
- Sistematizar las acciones de mantenimiento y mantener a todo el personal de las políticas implementadas.
- Manejar eficientemente los residuos generados por las actividades de mantenimiento.

Por ende, mejorar cualquiera de estos factores implica la necesidad de asignar recursos extra para el mantenimiento de los equipos. Se asume que existe una relación exponencial entre la tasa (velocidad) de reparación de un equipo dado y los recursos asignados a tal fin, según la Ecuación (4.20). Así, la asignación de más fondos para acciones de mantenimiento mejorarán el tiempo de reparación del equipo en cuestión, hasta el punto donde las dificultades técnicas constituyan una limitación a la velocidad a la cual las reparaciones pueden realizarse (o sea, el punto de rendimiento decreciente de los recursos asignados).

$$\mu_{ASS} = \mu_{ASS,0} e^{\gamma_{ASS} C_{Mant,ASS}} \quad (4.20)$$

El parámetro γ_{ASS} depende de los valores mínimo y máximo de los fondos disponibles para mantenimiento, y de los valores de las velocidades de falla para dichos escenarios, según la Ecuación (4.21).

$$\gamma_{ASS} = \frac{\ln \left(\frac{\mu_{ASS,Min}}{\mu_{ASS,Max}} \right)}{(F_{Mant,Min} - F_{Mant,Max}) C_{Inv}} \quad (4.21)$$

Los valores de los parámetros γ_{ASS} pueden ser obtenidos de datos históricos de la industria respecto de fondos asignados para mantenimiento versus tasas de mantenimiento alcanzadas.

4.3. Plantas Óptimas considerando Nociones de Disponibilidad

4.3.1. Configuración del Caso de Estudio

El diagrama de bloques de la planta de generación se introduce en la Figura 4.1, donde se identifican 7 componentes para los propósitos de análisis de disponibilidad, que definen el set de componentes de la (4.1) y se listan a continuación:

- Módulo de servicios auxiliares para la turbina de gas: $AuxGT$
- Turbina de gas + generador: $GT1Gen$ y $GT2Gen$
- Módulo de servicios auxiliares para la turbina de vapor: $AuxST$
- Caldera de recuperación: $HRSG1$ y $HRSG2$
- Turbina de vapor + generador: $STGen$

De acuerdo a la (4.2), el número de modos funcionales posibles es igual a $2^7 = 128$. Un listado completo de modos funcionales posibles es provisto en la Tabla 4.1, junto con los valores de las variables binarias asociadas a cada componente (según la Ecuación (4.4)).

En la Tabla 4.1, los modos funcionales posibles han sido agrupados de acuerdo al estado operativo funcional de la planta de generación como un todo. Así, los estados funcionales son descritos en la Tabla 4.2 mediante la especificación de cuáles secciones operan a capacidad total, cuáles operan en una condición degradada, y cuáles no operan. El primer estado corresponde a aquel donde la planta se encuentra operativa en su totalidad; el último estado corresponde a aquel donde la planta no opera en absoluto; y diferentes estados degradados se encuentran comprendidos entre ambos escenarios extremos.

Probabilidades de Estados Funcionales y Disponibilidad de la Planta de Generación

Si se asume que la probabilidad de que dos o más componentes fallen simultánea e independientemente es despreciable (o sea, $N_{SIFC} = 1$, lo cual es una suposición razonable para plantas de generación de energía eléctrica), solo 8 modos funcionales factibles existirán para la planta de potencia, según la Ecuación (4.6).

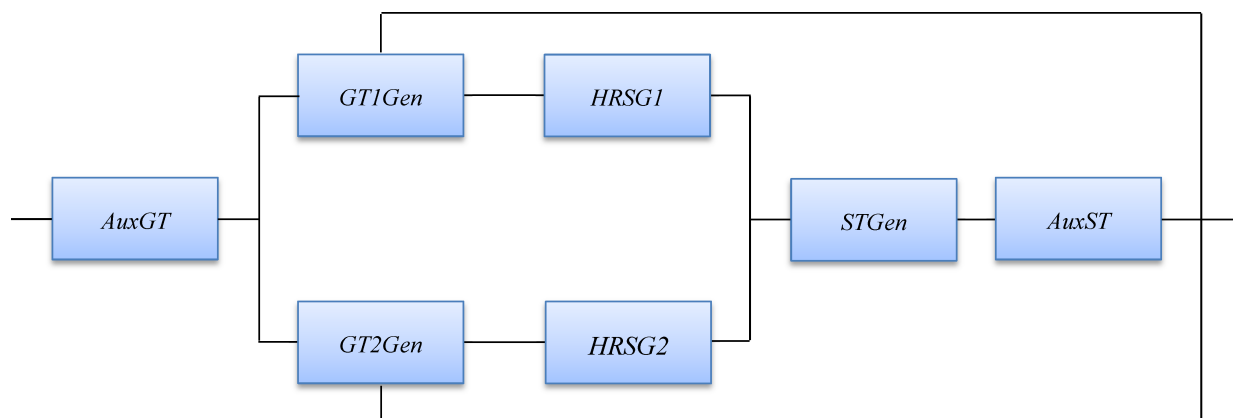


Figura 4.1 – Diagrama de Bloques de la Planta de Generación

Tabla 4.1 – Enumeración de Modos Funcionales Posibles para la Planta de Generación

Número de Modos Posibles	Variable Binaria Asociada a Cada Componente							Estado Funcional
	<i>AuxGT</i>	<i>GT1Gen</i>	<i>GT2Gen</i>	<i>AuxST</i>	<i>STGen</i>	<i>HRSG1</i>	<i>HRSG2</i>	
1	1	1	1	1	1	1	1	P1
1	1	1	1	1	1	1	0	P2
1	1	1	1	1	1	0	1	P2
12	1	1	1	Al Menos Un Cero en <i>AuxST</i> ó en <i>STGen</i>				P3
1	1	1	1	1	1	0	0	P3
2	1	Un Cero		1	1	1	1	P4
1	1	1	0	1	1	1	0	P4
1	1	0	1	1	1	0	1	P4
24	1	Un Cero		Al Menos Un Cero en <i>AuxST</i> ó en <i>STGen</i>				P5
2	1	Un Cero		1	1	0	0	P5
1	1	1	0	1	1	0	1	P5
1	1	0	1	1	1	1	0	P5
16	1	0	0	Cualquier Estado				P6
64	0	Cualquier Estado						P6

Tabla 4.2 – Descripción de Estados Operativos Funcionales para la Planta de Generación

Estado Funcional	Descripción
P1	La Planta de Generación Opera al 100 % de Capacidad
P2	Ambas Turbinas de Gas Operan a 100 % de Capacidad La Turbina de Vapor Opera al 50 % de Capacidad
P3	Ambas Turbinas de Gas Operan a 100 % de Capacidad a Ciclo Abierto La Turbina de Vapor No Opera
P4	Una Turbina de Gas Opera a 100 % de Capacidad Una Turbina de Gas No Opera La Turbina de Vapor Opera al 50 % de Capacidad
P5	Una Turbina de Gas Opera a 100 % de Capacidad a Ciclo Abierto Una Turbina de Gas No Opera La Turbina de Vapor No Opera
P6	La Planta de Generación No Opera

Tabla 4.3 – Enumeración Detallada de Estados Funcionales Factibles para la Planta de Generación

Modo Factible	Variable Binaria Asociada a Cada Componente							Estado Funcional
	<i>AuxGT</i>	<i>GT1Gen</i>	<i>GT2Gen</i>	<i>AuxST</i>	<i>STGen</i>	<i>HRS G1</i>	<i>HRS G2</i>	
FP1	1	1	1	1	1	1	1	P1
FP2	1	1	1	1	1	1	0	P2
FP3	1	1	1	1	1	0	1	P2
FP4	1	1	1	1	0	1	1	P3
FP5	1	1	1	0	1	1	1	P3
FP6	1	1	0	1	1	1	1	P4
FP7	1	0	1	1	1	1	1	P4
FP8	0	1	1	1	1	1	1	P6

Un listado detallado de estados funcionales factibles es provisto en la Tabla 4.3, junto con los valores de las variables binarias asociadas a cada componente (según la Ecuación (4.8)).

Luego, la probabilidad de ocurrencia de cada estado funcional factible será igual a la sumatoria de las probabilidades de ocurrencia de los modos funcionales factibles asociados, según describen las Ecuaciones (4.22-4.26)

$$Pr_{P1} = Pr_{FP1} \quad (4.22)$$

$$Pr_{P2} = Pr_{FP2} + Pr_{FP3} \quad (4.23)$$

$$Pr_{P3} = Pr_{FP4} + Pr_{FP5} \quad (4.24)$$

$$Pr_{P4} = Pr_{FP6} + Pr_{FP7} \quad (4.25)$$

$$Pr_{P6} = Pr_{FP8} \quad (4.26)$$

La disponibilidad del sistema se define aquí como la probabilidad de aquellos estados funcionales donde la planta de generación es capaz de satisfacer la totalidad de la demanda requerida, y se computa según la (4.27).

$$A_S = Pr_{P1} \quad (4.27)$$

Nótese que el sistema genera energía en otros estados funcionales factibles, aunque por debajo de la cantidad necesaria para satisfacer la totalidad de la demanda; por lo que las probabilidades de ocurrencia de dichos estados no es considerada al computar la disponibilidad del sistema.

Datos de Entrada

Los datos de entrada adicionales necesarios en el modelo aquí descrito se listan en la Tabla 4.4.

Los tiempos de falla y reparación son obtenidos de datos históricos de la industria, tales como los reportados en Alber et al. (1995); NERC (2011); OREDA Participants (2002). Nótese que cada componente está constituido por diversos equipos de proceso; por lo tanto, su disposición lógica (serie, paralelo, redundancias) debe ser considerado para calcular las tasas de falla y reparación asociadas a cada componente dado.

Tabla 4.4 – Datos de Entrada: Parámetros de Confiabilidad y Mantenibilidad para la Planta de Generación

	Símbolo	Unidad	Valor
Tiempo Medio entre Fallas para <i>AuxGT</i>	$MTBF_{AuxGT}$	h	9000
Tiempo Medio entre Fallas para <i>GT1Gen</i>	$MTBF_{GT1Gen}$	h	10000
Tiempo Medio entre Fallas para <i>GT2Gen</i>	$MTBF_{GT2Gen}$	h	10000
Tiempo Medio entre Fallas para <i>AuxST</i>	$MTBF_{AuxST}$	h	8000
Tiempo Medio entre Fallas para <i>STGen</i>	$MTBF_{STGen}$	h	9300
Tiempo Medio entre Fallas para <i>HRS G1</i>	$MTBF_{HRS G1}$	h	8700
Tiempo Medio entre Fallas para <i>HRS G2</i>	$MTBF_{HRS G2}$	h	8700
Tiempo Medio de Reparación para <i>AuxGT</i>	$MTTR_{AuxGT}$	h	130
Tiempo Medio de Reparación para <i>GT1Gen</i>	$MTTR_{GT1Gen}$	h	170
Tiempo Medio de Reparación para <i>GT2Gen</i>	$MTTR_{GT2Gen}$	h	170
Tiempo Medio de Reparación para <i>AuxST</i>	$MTTR_{AuxST}$	h	130
Tiempo Medio de Reparación para <i>STGen</i>	$MTTR_{STGen}$	h	180
Tiempo Medio de Reparación para <i>HRS G1</i>	$MTTR_{HRS G1}$	h	150
Tiempo Medio de Reparación para <i>HRS G2</i>	$MTTR_{HRS G2}$	h	150

Tabla 4.5 – Datos de Entrada: Parámetros provistos por el Diseñador para la Planta de Generación

	Símbolo	Unidad	Valor
Número de Componentes Fallados Simultanea e Independientemente	N_{SIFC}		1
Número de Eventos Simultáneos	N_{SE}		1
Tasa de Mejora del Factor de Mantenibilidad para <i>AuxGT</i>	$MFIR_{AuxGT}$		1.9
Tasa de Mejora del Factor de Mantenibilidad para <i>GT1Gen</i>	$MFIR_{GT1Gen}$		1.5
Tasa de Mejora del Factor de Mantenibilidad para <i>GT2Gen</i>	$MFIR_{GT2Gen}$		1.5
Tasa de Mejora del Factor de Mantenibilidad para <i>AuxST</i>	$MFIR_{AuxST}$		1.9
Tasa de Mejora del Factor de Mantenibilidad para <i>STGen</i>	$MFIR_{STGen}$		1.5
Tasa de Mejora del Factor de Mantenibilidad para <i>HRS G1</i>	$MFIR_{HRS G1}$		1.8
Tasa de Mejora del Factor de Mantenibilidad para <i>HRS G2</i>	$MFIR_{HRS G2}$		1.8

Asimismo, los parámetros que el diseñador debe proveer se listan aquí en la Tabla 4.5. Estos se obtienen de la experiencia previa sobre la influencia que distintos montos gastados en mantenimiento ejercen sobre las características de mantenimiento de los distintos equipos de proceso.

4.3.2. Formulación del Problema de Optimización considerando Disponibilidad

La formulación matemática para la optimización de la planta de generación considerando disponibilidad, está dada por las Ecuaciones (4.28-4.30).

$$\text{mín } f(\underline{x}_{oi,FMf}, \underline{y}_{oi,FMf}, A_S) = TAC \quad (4.28)$$

$$\underline{h}(\underline{x}_{oi,FMf}, \underline{y}_{oi,FMf}, A_S) = 0 \quad (4.29)$$

$$\underline{g}(\underline{x}_{oi,FMf}, \underline{y}_{oi,FMf}, A_S) \leq 0 \quad (4.30)$$

Los siguientes ítems son considerados:

- El costo anual total TAC , definido en la Ecuación (3.14), se utiliza como función objetivo.
- El set de variables $\underline{x}_{oi,FMf}$ incluye variables de diseño (áreas de transferencia, dimensiones de las turbinas, etc.) y variables operativas (temperaturas, presiones, caudales, etc.).
- El set de variables $\underline{y}_{oi,FMf}$ incluye variables discretas que configuran el espacio de estados del sistema.
- Las restricciones de igualdad \underline{h} y de desigualdad \underline{g} incluyen:
 - los balances de materia y energía, las ecuaciones de diseño, y las correlaciones de predicción de propiedades físico-químicas, abarcando las Ecuaciones (2.1-2.61),
 - las restricciones operativas definidas en las Ecuaciones (2.62-2.79),
 - los balances globales, incluyendo el requerimiento externo de producción de energía, listados en las Ecuaciones (2.80-2.88),
 - las relaciones entre variables de decisión definidas por las Ecuaciones (2.90-2.102),
 - el modelo de espacio de estados del sistema, descrito por las Ecuaciones (4.1-4.19),
 - la funcionalidad de las tasas de reparación respecto de los fondos asignados para mantenimiento, según se propuso en las Ecuaciones (4.20-4.21),

- el computo de la probabilidad de ocurrencia de cada estado funcional y de la disponibilidad del sistema, definidas en las Ecuaciones (4.22-4.27),
- la evaluación de los indicadores económicos del proyecto, según las Ecuaciones (3.14-3.27).

Implementación

(1) El programa matemático formulado es implementado en el software GAMS (Rosenthal, 2008) y es resuelto por medio de los algoritmos CONOPT (Drud, 1996) y CPLEX (IBM, 2013), en un procesador Intel Core i3 3.07 GHz con 2 GB RAM.

(2) El set oi se utiliza para representar un escenario operativo en particular. Por otra parte, el set FM^f se utiliza para representar los estados funcionales factibles del sistema, por medio del modelo del espacio de estados. Nótese que todas las variables operativas comprendidas en las Ecuaciones (2.1-2.102) y (3.14-3.27) dependen del set FM^f , aunque no hayan sido antes explícitamente declaradas en tal forma (con objeto de simplificar la presentación del modelo).

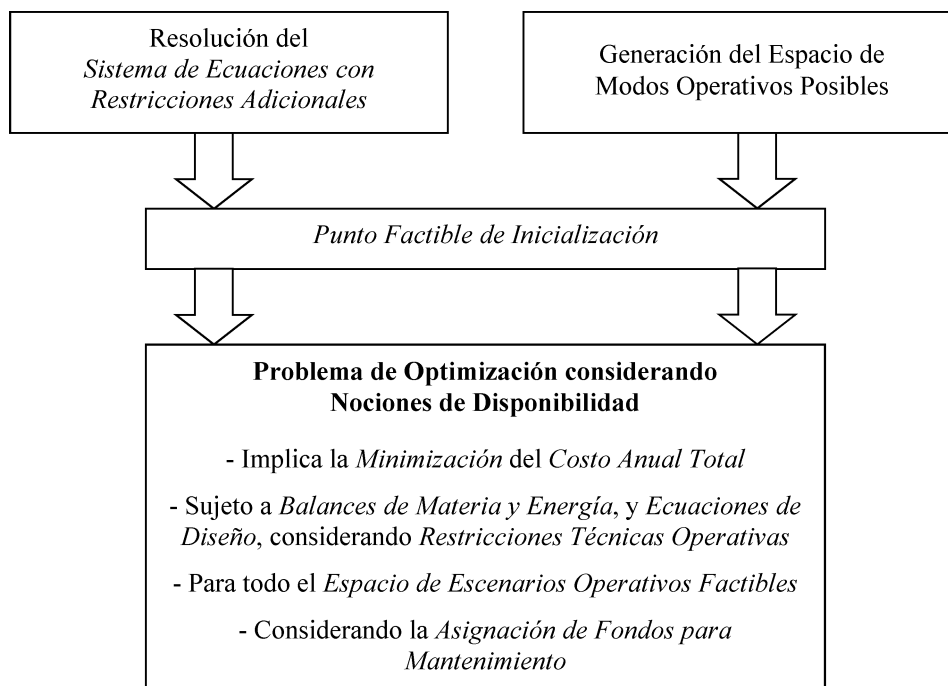


Figura 4.2 – Inicialización del Problema de Optimización considerando Nociones de Disponibilidad

(3) El problema de optimización se inicializa según se introduce en la Figura 4.2 y se detalla a continuación:

- en primer lugar, se resuelve el sistema de ecuaciones con restricciones adicionales (según se discutió en la *Sección 3.4*), para condiciones actuales del mercado y para operación a capacidad nominal; obteniéndose (estimaciones precisas de) los valores óptimos de las variables de diseño y operativas, así como de los indicadores de performance económicos;
- en paralelo, se genera el espacio completo de modos operativos posibles (según se discutiera en la *Sección 4.2.1*);
- estos valores se utilizan como un punto factible de inicialización para el problema de optimización económico considerando nociones de disponibilidad.

(4) Las condiciones operativas de la planta varían para cada estado funcional factible. Por ello, y a menos que se indique lo contrario, los indicadores de performance económicos son ponderados a través de todos los escenarios factibles por medio de las probabilidades de ocurrencia de cada uno de ellos (o del periodo de tiempo asociado), según se explicara en la *Sección 4.2.5*.

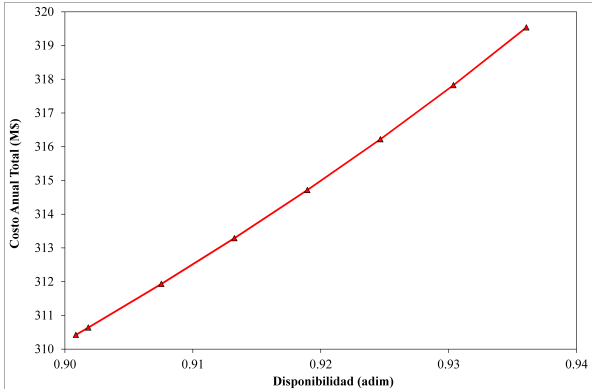
(5) Los datos de entrada necesarios han sido listados en las Tablas 2.4 a 2.9, 3.5 (excepto por el valor de $F_{Mant,oi}$ que se determina aquí como resultado de la optimización), 4.4 y 4.5.

4.3.3. Soluciones Óptimas considerando Estados Factibles

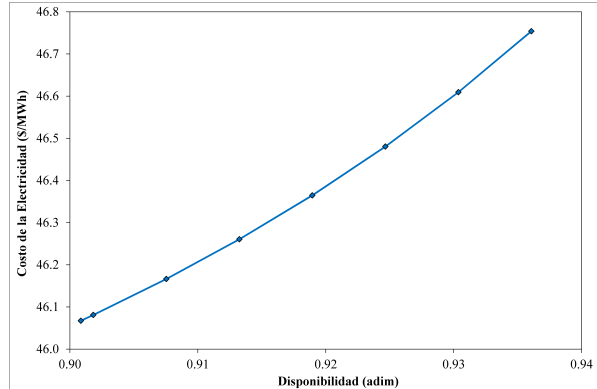
La resolución del problema de optimización formulado se lleva a cabo paramétricamente para valores de la disponibilidad del sistema entre 0.9008 y 0.9361. La obtención de las soluciones óptimas presentadas, que corresponden a 8 puntos de resolución, insumieron cada una un promedio de 16 iteraciones y 0.2 segundos.

La Figura 4.3 muestra el efecto de variar el nivel deseado de disponibilidad en los indicadores económicos óptimos del sistema de generación. Se observa en la Figura 4.3a que el costo anual total aumenta a medida que lo hace la disponibilidad, impulsado principalmente por el aumento de los costos operativos (según se aprecia en la Figura 4.3e) asociados a la operación a carga nominal durante un horizonte de tiempo más extenso.

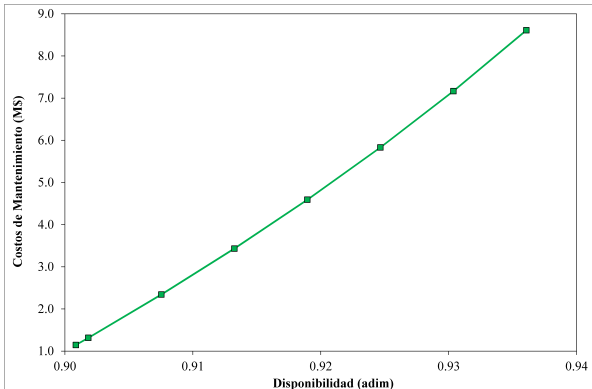
Más aún, la Figura 4.3c muestra que incrementar la disponibilidad de la planta de generación implica asignar más recursos para las actividades de mantenimiento, observándose una vinculación lineal entre ambas variables. Ello refuerza la vinculación hallada por Haghifam y Manbachi (2011) entre la tasa de reparación de un equipo y el presupuesto anual asignado a mantenimiento,



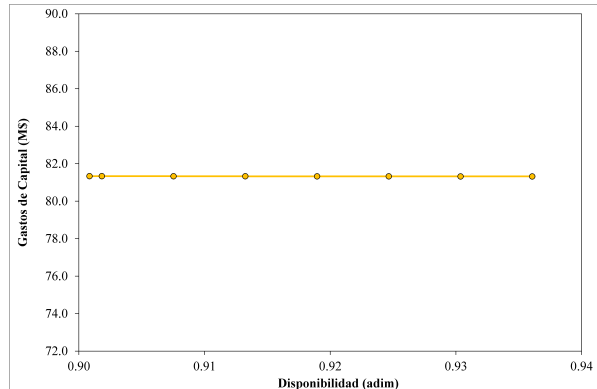
(a) Costo Anual Total



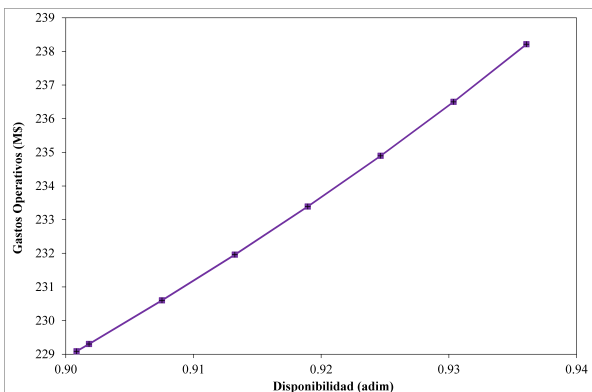
(b) Costo de la Electricidad



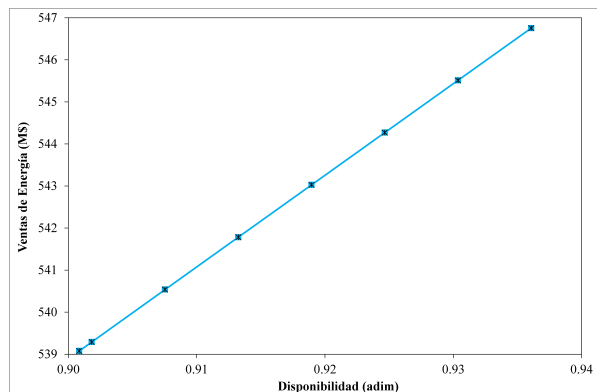
(c) Costo de Mantenimiento



(d) Gastos de Capital



(e) Gastos Operativos



(f) Ventas de Energía

Figura 4.3 – Indicadores Económicos del Proyecto de Generación

aunque aquí se extiende dicho concepto para abarcar a los componentes del sistema definidos desde el punto de vista del diagrama de bloques de confiabilidad.

Asimismo, varios autores, como por ejemplo Iyer y Grossmann (1997); Mijailovic (2003), han incluido los costos pormenorizados de cada acción de mantenimiento, así como los asociados a las transiciones entre distintas condiciones operativas. Cabe destacar que resulta provechoso considerar estos tipos de erogaciones cuando el objetivo que se persigue es la programación a corto plazo de las actividades del sistema; aunque durante las etapas de síntesis y diseño del sistema de generación no se cuenta con información suficiente para su cálculo, por lo que no son aquí considerados.

Respecto de los gastos de capital, se observa en la Figura 4.3d que los mismos no varían significativamente en función de la disponibilidad del sistema, ya que la optimización se realiza a estructura fija y no se considera una vinculación directa entre disponibilidad e inversión de capital (como han sugerido otros autores, por ejemplo Goel et al. (2002, 2003)). Al no existir dicho tipo de relaciones, los equipos de proceso se diseñan en vista de satisfacer la demanda al operar a capacidad nominal, por lo que sus características resultan similares independientemente de la estrategia utilizada.

Debido a las tendencias anteriores, se observa que la electricidad producida a un nivel de disponibilidad más elevado resulta igualmente más cara, según ilustra la Figura 4.3b. Aún así, también se incrementan las ventas de energía, tal como se observa en la Figura 4.3f. De esta manera, es necesario realizar un cuidadoso análisis económico en cuanto a dicho tradeoff, con objeto de mantener o mejorar los márgenes de ganancia del proyecto mientras se cumplen con las expectativas externas de generación.

Asimismo, resulta imperativo considerar las características del mercado en el que se desenvuelve la planta de generación, en cuanto a las variaciones del precio de la energía, así como las penalidades impuestas por los organismos regulatorios sobre la energía comprometida y no entregada, y que pueden actuar en detrimento de los indicadores económicos del proyecto.

Comparación con un Enfoque Tradicional

La Figura 4.4 presenta una comparación de los pesos relativos entre los indicadores económicos óptimos de planta de generación obtenidas por el método tradicional (asignación de un monto

prefijado para mantenimiento, y sin consideración de estados funcionales, según se presentó en la *Sección 3.3.1*) y por el enfoque del espacio de estados aquí discutido, para el mismo nivel de disponibilidad del sistema fijado en 0.9132.

Por un lado, el costo anual total asociado a la estrategia de síntesis y diseño que considera disponibilidad y mantenimiento es ligeramente más alto, debido al mayor detalle en la evaluación de los distintos componentes a través de los distintos estados que el sistema debe afrontar. Aún así, el costo medio de la energía generada resulta alrededor de 3 % menor, debido al aumento de la energía total entregada, ya que resulta posible evaluar la capacidad de generación del sistema cuando opera en los distintos estados degradados, y asumiendo que la demanda puede absorber dicha energía extra. Bajo dichos supuestos, también se verifica un aumento de los ingresos por venta de energía en el orden del 6 %.

Por el contrario, y como se explicara anteriormente, no se considera una relación directa entre disponibilidad e inversión de capital, por lo que las características de los equipos de proceso resultan similares en ambos casos de estudio, y por consiguiente, no se aprecian diferencias significativas en los gastos de capital necesarios.

Como resultado de la evaluación más detallada de los costos en que incurre la planta en cada estado funcional, se prevé que los gastos operativos totales resulten más elevados, impulsados principalmente por el consumo de combustible. Aún así, el mismo nivel de disponibilidad se puede alcanzar con un 25 % menos de fondos asignados para mantenimiento, como consecuencia de considerar como estos afectan a la mantenibilidad de cada componente del proceso. De esta forma, se logra determinar con mayor precisión los fondos necesarios, evitando la necesidad de asignarlos arbitrariamente.

Frangopoulos y Dimopoulos (2004) concluyeron que se requería un paquete de co-generación adicional para alcanzar un nivel de disponibilidad más elevado que el que permite inherentemente una sola unidad. Anteriormente, Aguilar et al. (2008) observaron que al incluir situaciones de mantenimiento y falla durante la optimización del diseño y operación de sistemas de suministro de sistemas auxiliares, se pueden establecer las condiciones operativas y la programación de mantenimiento para cada escenario considerado, a la vez logrando la reducción de los costos operativos y de la inversión de capital necesaria para satisfacer una demanda dada.

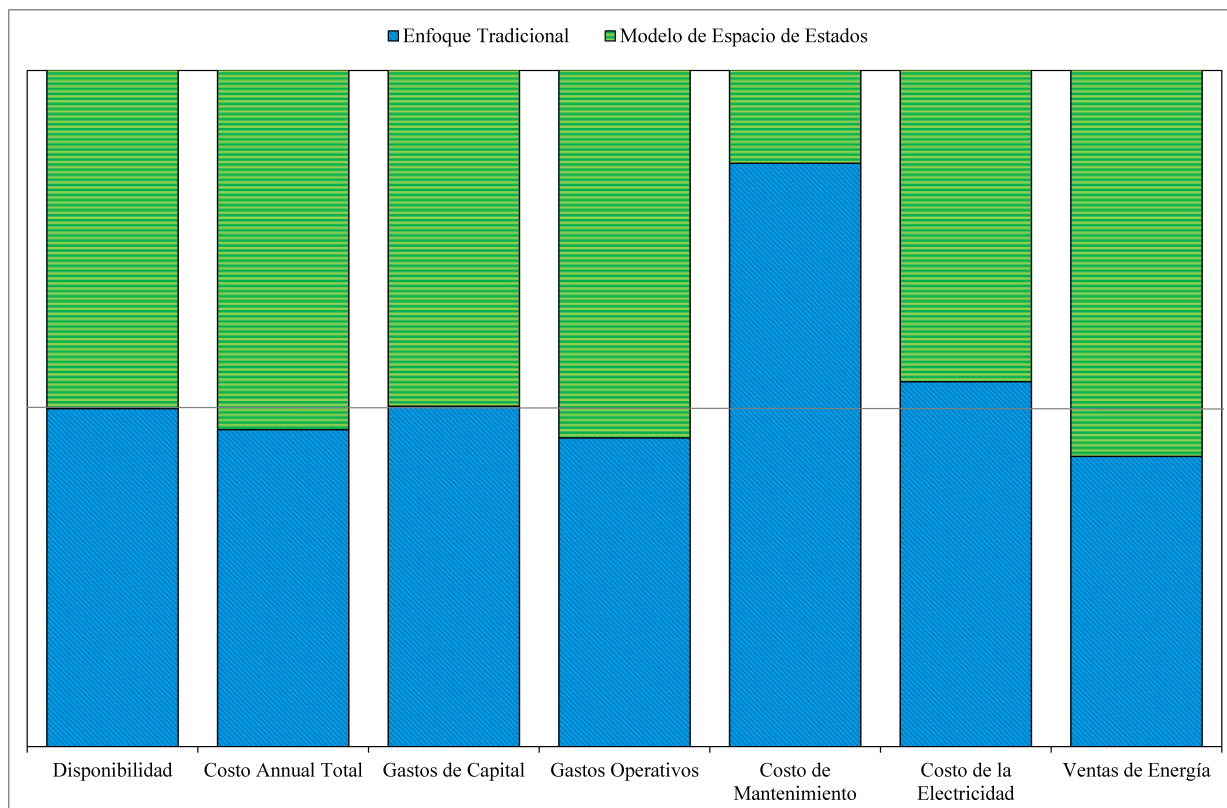


Figura 4.4 – Comparación de Indicadores Económicos

Tabla 4.6 – Probabilidades de Estados Funcionales

Estado Funcional	Probabilidad	Tiempo Asociado (h/año)
P1	0.9132	8000
P2	0.0245	215
P3	0.0261	229
P4	0.0261	229
P6	0.0100	88

En contraposición, para una planta por ciclo combinado según una configuración dada, se concluye aquí que es posible diseñarla y operarla para alcanzar un nivel de disponibilidad dado mediante la asignación integral de fondos para mantenimiento, y sin la necesidad de realizar modificaciones estructurales al sistema. Este tipo de estrategias se ajusta mejor a la realidad práctica de los sistemas de generación por ciclo combinado a gran escala, los que en general no pueden acomodar cambios mayores en su configuración.

Variables Óptimas para Cada Estado Funcional

Para el caso de estudio utilizado en la comparación anterior, también se listan en la Tabla 4.6 las probabilidades de ocurrencia de los estados funcionales y los periodos de tiempo asociados a cada uno de ellos. De ésta, se deduce que se considera solo la probabilidad asociada al estado $P1$ para computar la disponibilidad del sistema, o en otras palabras, que el sistema se encuentra disponible solamente cuando es capaz de satisfacer la totalidad de la demanda esperada.

Asociada a la Tabla 4.6, la capacidad de generación disponible en cada estado funcional se representa en la Figura 4.5, la cual está directamente vinculada a la factibilidad de satisfacer la demanda esperada, según:

- La planta de generación opera a capacidad nominal en el estado $P1$, por lo que es capaz de satisfacer la totalidad de la demanda externa requerida.
- La operación de la turbina de vapor al 50 % de capacidad implica una disminución de 13.8 % en la generación total de la planta (estado $P2$); y una caída de 27.5 % si dicha turbina se encuentra inoperante (estado $P3$).
- Al operar solo una de las turbinas de gas, es también solo posible el funcionamiento de la turbina de vapor a la mitad de su capacidad nominal; por ambos motivos, la capacidad remanente del ciclo combinado se reduce al 50 % (estado $P4$).
- Toda la planta de generación se encuentra fuera de servicio en el estado $P6$.

La Figura 4.6 presenta el costo de la electricidad para cada estado funcional, calculado al ponderar los costos totales según la probabilidad de ocurrencia de cada estado funcional respecto de la energía generada en dicho estado. Se observa que el menor costo se obtiene al operar la planta en la condición de diseño; mientras que los estados degradados en la operación del sistema

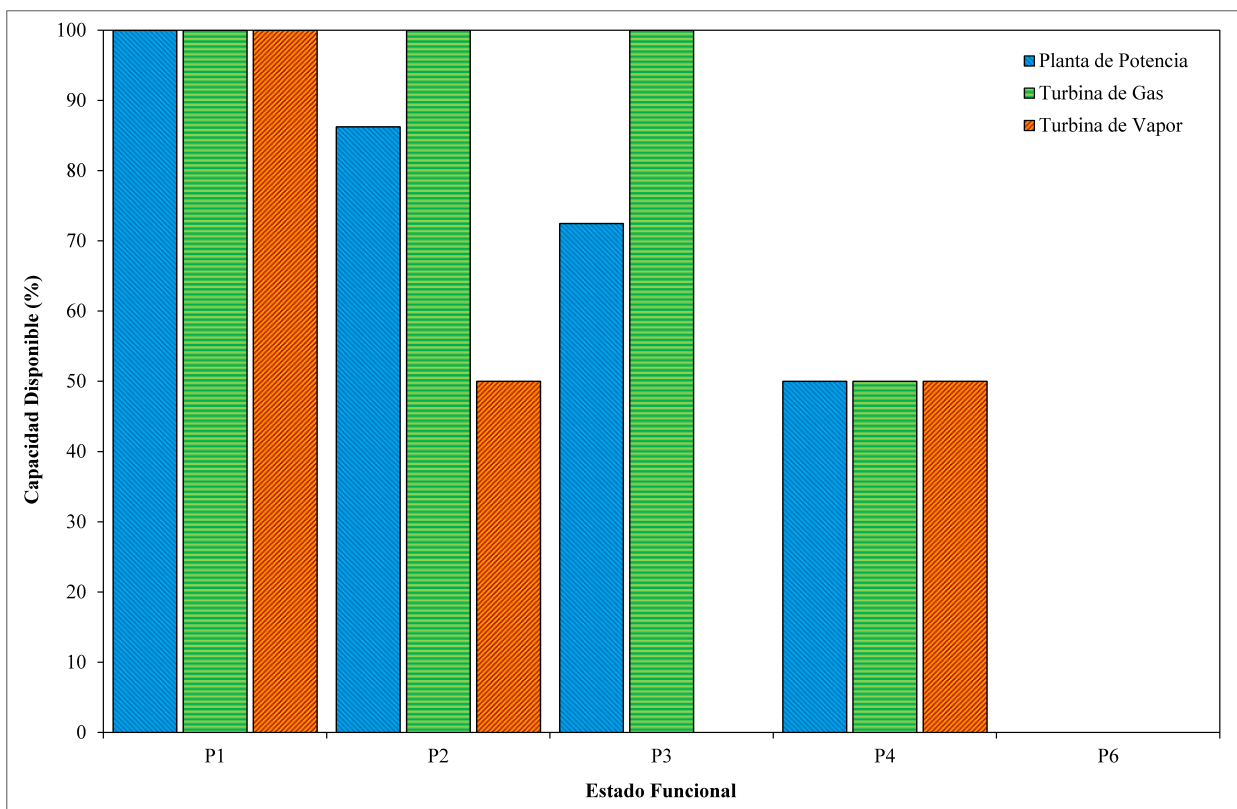


Figura 4.5 – Capacidad de Generación para Cada Estado Funcional

de generación repercuten negativamente sobre este indicador económico. En el peor caso posible, el costo de la electricidad duplica al valor mínimo asequible.

Tan y Kramer (1997) sugirieron se incluya en la evaluación económica a los costos de operación para los distintos estados degradados del sistema, considerando las pérdidas de performance de los componentes con el tiempo, así como la funcionalidad de las ganancias con la calidad del producto obtenido. La implementación aquí realizada del modelo de espacio de estados permite obtener los valores óptimos de las variables de decisión de la planta de generación para cada estado funcional, constituyendo así una característica inherente del mismo la posibilidad de evaluar los indicadores económicos del proyecto asociados a cada escenario operativo.

En todos los casos de estudio reportados, los valores óptimos de las variables de decisión y de los indicadores económicos se corresponden con los reportados en la bibliografía técnica y científica. Más aún, al considerar los distintos escenarios operativos factibles que el sistema atraviesa a lo largo del horizonte de tiempo, se obtiene aquí mayor detalle sobre el comportamiento de las variables de decisión, así como una evaluación más ajustada a la realidad de los indicadores económicos del proyecto.

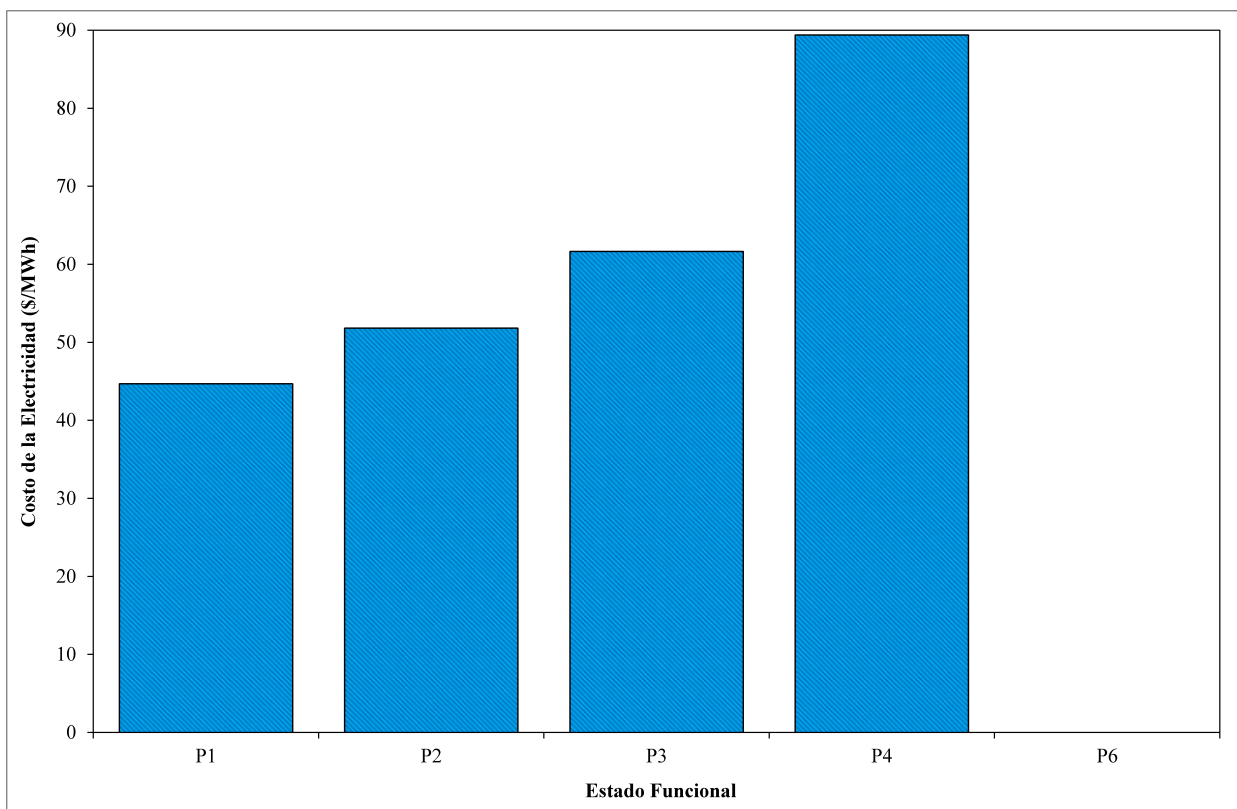


Figura 4.6 – Costo de la Electricidad para Cada Estado Funcional

4.4. Planta de Generación Acoplada a Sistema de Captura

4.4.1. Descripción y Estrategia de Modelado del Sistema de Captura

La captura de CO_2 por absorción química con aminas es una tecnología del estado del arte en cuanto a lograr la recuperación de dicho contaminante. Debido a que este proceso utiliza energía de manera intensiva, diferentes autores han estudiado el impacto de diferentes condiciones operativas en las variables de diseño y operativas del proceso (Abu-Zahra et al., 2007; Nuchitprasittichai y Cremaschi, 2011; Panahi y Skogestad, 2011; Rao y Rubin, 2002, 2006; Ziaii et al., 2011), mientras se intenta satisfacer la meta de captura con valores óptimos de los indicadores económicos del proyecto.

A pesar de su importancia en el contexto actual del mercado eléctrico, y considerando las crecientes regulaciones impuestas en cuanto a la emisión de contaminantes, no se encuentran en la literatura estudios que profundicen en las implicaciones de distintas nociones de disponibilidad sobre la performance de este tipo de sistemas.

Por lo tanto, se analiza aquí la influencia de la configuración de confiabilidad del sistema y la asignación de recursos para mantenimiento sobre los indicadores económicos de una planta de generación acoplada a un sistema de captura por post-combustión, al satisfacer la demanda requerida para un nivel de disponibilidad deseado, y fijando una meta de captura de CO_2 determinada.

Consideraciones Generales

En la tecnología de captura del tipo post-combustión por absorción química con aminas, el CO_2 de los gases de combustión es capturado por una solución de MEA al 30 % en la torre de absorción. El solvente es luego regenerado en los strippers, antes de ser recirculado a la torre de absorción; mientras que la corriente concentrada de CO_2 es comprimida al nivel requerido para su transporte y disposición final.

En la Figura 4.7, se presenta un diagrama de flujo esquemático para el sistema de generación acoplado a la planta de captura, incluyendo los principales componentes y flujos de materiales. Con objeto de tratar la totalidad de los gases de combustión provenientes del ciclo combinado, y alcanzar una recuperación global de CO_2 del 85 %, se selecciona una configuración de cuatro trenes de captura en paralelo, al sopesar la influencia de diversos factores sobre las características

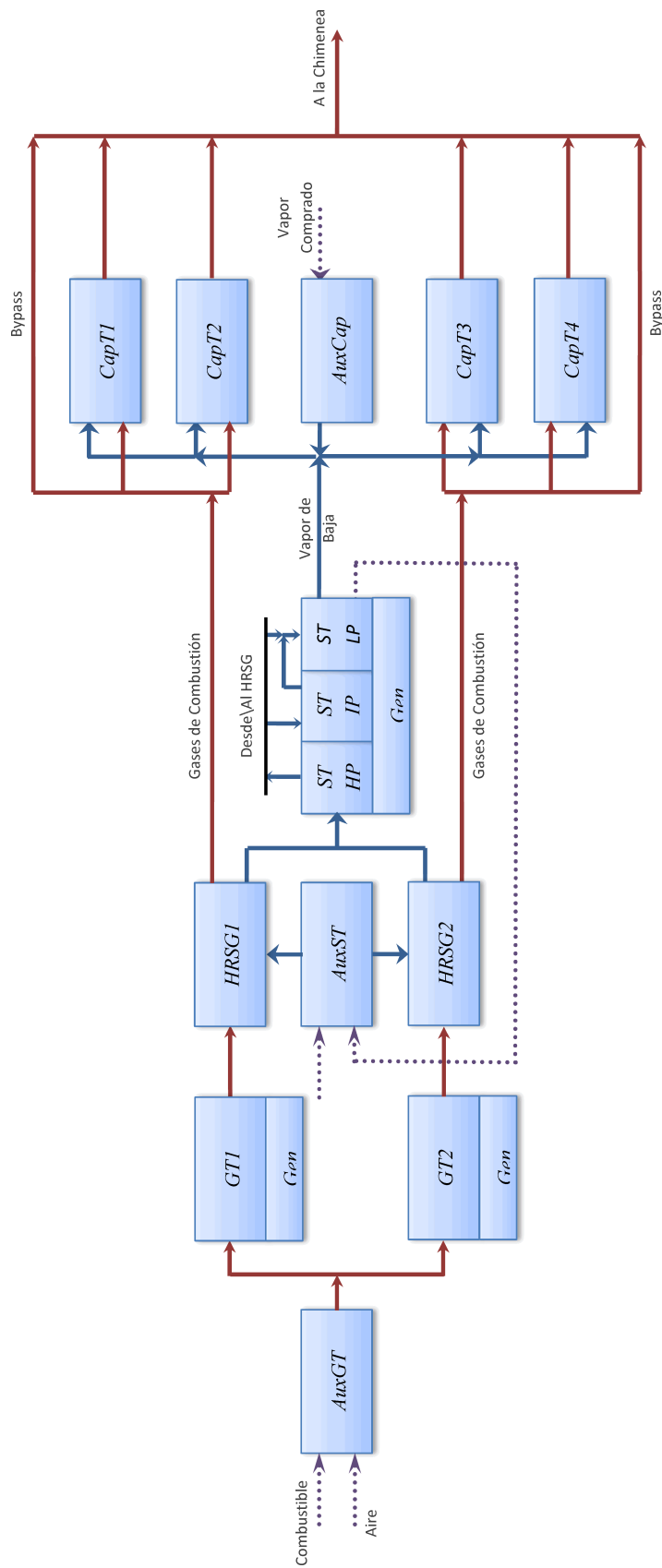


Figura 4.7 – Diagrama de Flujo para la Planta Acoplada

del sistema, según:

- El tamaño de las torres de absorción y regeneración está limitado por restricciones tecnológicas, incluyendo resistencia de materiales, corrosión, máximas temperaturas operativas, etc. De manera general, son necesarias columnas de mayor tamaño para tratar un mayor volumen de gases de combustión.
- Para una recuperación de CO_2 dada (usualmente fijada por regulaciones medio-ambientales) y un volumen dado de gas a ser tratado, que superen la capacidad de un tren dado, se presenta como alternativa la utilización de un arreglo de captura en paralelo, con el objeto de dividir la carga de trabajo entre un mayor número de unidades. De manera general, esta solución trae también aparejada un aumento de la disponibilidad del sistema, al constituirse los distintos trenes en redundancias activas.
- En caso de superarse la capacidad existente del sistema de captura, es posible utilizar un bypass para una parte de los gases de combustión; que también constituye una alternativa válida en caso que uno o más trenes se encuentren fuera de servicio.

Mayores detalles sobre la constitución y funcionamiento del sistema de captura han sido provistos por Mores et al. (2011a,b, 2012).

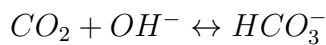
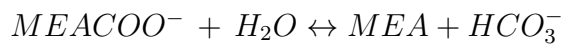
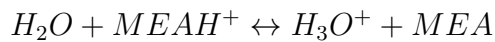
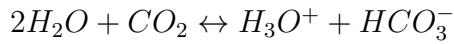
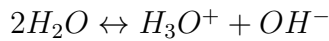
Modelo Matemático

El modelo matemático de la planta de captura incluye balances de materia y energía, así como ecuaciones de diseño, para los distintos equipos de proceso, incluyendo columnas de absorción y regeneración, rehervidores, intercambiadores, bombas y compresores. Las correlaciones para el cálculo de solubilidades, entalpías, calores de reacción, viscosidades, difusividades, presiones de vapor y coeficientes de fugacidad se obtienen de la literatura técnica y científica (como por ejemplo, Dugas (2006); Freguia (2002); Greer (2008)).

Los siguientes aspectos son tenidos en cuenta durante el modelado del sistema:

- Expresiones de la eficiencia isentrópica son utilizadas para dar cuenta de las irreversibilidades del proceso de compresión.
- El empacamiento de las columnas es del tipo montura, con un diámetro nominal de 0.05 m.

- La altura total de cada columna es dividida en 10 etapas de equilibrio.
- Las reacciones químicas ocurren en la fase líquida. Las siguientes reacciones son consideradas:



- El efecto de la reacción química en la transferencia de CO_2 es considerada por medio de un factor de enhancement.
- CO_2 , MEA y H_2O son las especies transferidas a través de la interfase.
- El condensador y el rehervidor son modelados como etapas de equilibrio.
- La presión operativa del rehervidor es fijada en 1.7 atm.
- Se utilizan 4 etapas de compresión para llevar la presión final del CO_2 concentrado a 60 atm.

Asimismo, se consideran distintas restricciones técnicas operativas, según se lista a continuación:

- Mínimo y máximo para la velocidad superficial del gas, por medio de la consideración de factores de inundación (0.6 y 0.7, respectivamente).
- Mínima y máxima caída de presión en las columnas por unidad de empaque (20 Pa/m y 1000 Pa/m, respectivamente), para asegurar un flujo de vapor mínimo que evite flujo laminar y/o distribuciones no-uniformes.
- Mínimo flujo de amina (como una función de las propiedades del fluido y las características del empaque), para asegurar la velocidad mínima de humedecimiento recomendada por el fabricante.
- Mínimo y máximo punto pinch (5 K y 15 K, respectivamente), para asegurar valores razonables de las áreas de transferencia en los intercambiadores.

- Mínima y máxima diferencia de temperatura entre el solvente rico y el solvente agotado (5 K y 10 K, respectivamente).
- Máxima temperatura en el rehervidor (393 K), para evitar la degradación de la amina y la corrosión de los equipos.
- Máxima altura para las columnas (2 veces el diámetro) y máximo diámetro de las columnas (13 m), para asegurar valores razonables de las dimensiones de los equipos de proceso.

4.4.2. Configuración del Caso de Estudio

El diagrama de bloques de la planta de acoplada se introduce en la Figura 4.8, donde se identifican 5 componentes adicionales para los propósitos de análisis de disponibilidad. Estos componentes definen elementos extras en el set de la Ecuación (4.1) (a los ya asociados a la planta de generación e introducidos en la *Sección 4.3.1*), y se listan a continuación:

- Módulo de servicios auxiliares para la planta de captura: $AuxCap$
- Cada tren de Captura: $CapT1$, $CapT2$, $CapT3$ y $CapT4$

De acuerdo a la (4.2), el número de modos funcionales posibles para la planta de captura es igual a $2^5 = 32$. Un listado completo de modos funcionales posibles es provisto en la Tabla 4.7, junto con los valores de las variables binarias asociadas a cada componente (según la Ecuación (4.4)).

En la Tabla 4.7, los modos funcionales posibles han sido agrupados de acuerdo al estado operativo funcional de la planta de captura como un todo. Así, los estados funcionales son descritos en la Tabla 4.8 mediante la especificación de cuáles secciones operan a capacidad total, cuáles operan en una condición degradada, y cuáles no operan. El primer estado corresponde a aquel donde la planta se encuentra operativa en su totalidad; el último estado corresponde a aquel donde la planta no opera en absoluto; y diferentes estados degradados se encuentran comprendidos entre ambos escenarios extremos.

Probabilidades de Estados Funcionales y Disponibilidad de la Planta de Captura

Si se asume que la probabilidad de que dos o más componentes fallen simultanea e independientemente es despreciable (o sea, $N_{SIFC} = 1$), solo 6 modos funcionales factibles existirán

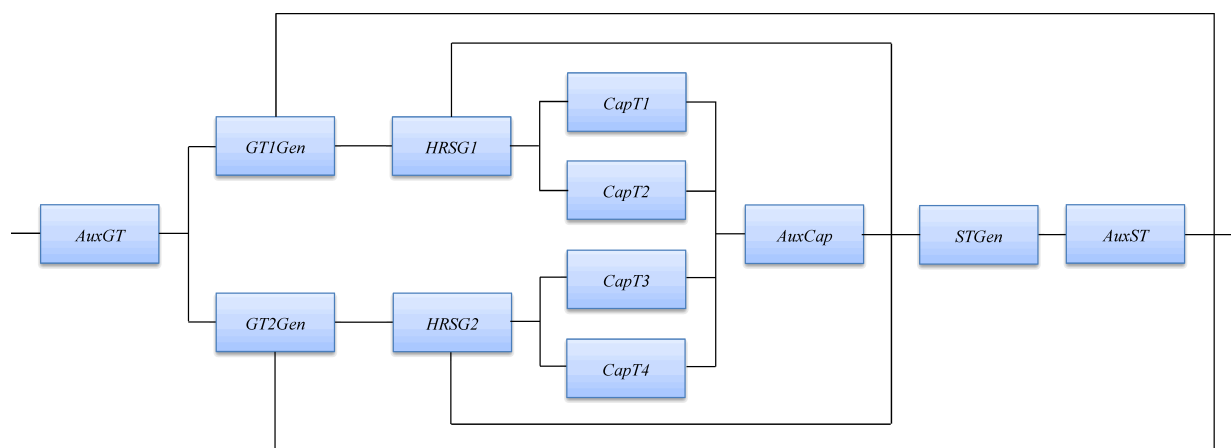


Figura 4.8 – Diagrama de Bloques de la Planta Acoplada

Tabla 4.7 – Enumeración de Modos Funcionales Posibles para la Planta de Captura

Número de Modos Posibles	Variable Binaria Asociada a Cada Componente					Estado Funcional
	<i>AuxCap</i>	<i>CapT1</i>	<i>CapT2</i>	<i>CapT3</i>	<i>CapT4</i>	
1	1	1	1	1	1	C1
4	1	Un Cero				C2
6	1	Dos Ceros				C3
4	1	Tres Ceros				C4
1	1	0	0	0	0	C5
16	0	Cualquier Estado				C5

Tabla 4.8 – Descripción de Estados Operativos Funcionales para la Planta de Captura

Estado Funcional	Descripción
C1	La Planta de Captura Opera al 100 % de Capacidad
C2	Un Tren de Captura No Opera
C3	Dos Trenes de Captura No Operan
C4	Tres Trenes de Captura No Operan
C5	La Planta de Captura No Opera

para la planta de captura, según la Ecuación (4.6).

Un listado detallado de estados funcionales factibles es provisto en la Tabla 4.9, junto con los valores de las variables binarias asociadas a cada componente (según la Ecuación (4.8)).

Luego, la probabilidad de ocurrencia de cada estado funcional factible será igual a la sumatoria de las probabilidades de ocurrencia de los modos funcionales factibles asociados, según describen las Ecuaciones (4.31-4.33)

$$Pr_{C1} = Pr_{FC1} \quad (4.31)$$

$$Pr_{C2} = Pr_{FC2} + Pr_{FC3} + Pr_{FC4} + Pr_{FC5} \quad (4.32)$$

$$Pr_{C5} = Pr_{FC6} \quad (4.33)$$

Probabilidades de Estados Funcionales y Disponibilidad de la Planta Acoplada

Los estados funcionales factibles para la planta acoplada se determinan mediante la combinación de cada estado funcional factible de la planta de generación con cada estado funcional factible de la planta de captura, y son listados en la Tabla 4.10

Luego, la probabilidad de ocurrencia de cada estado funcional factible será igual a la sumatoria de las probabilidades de ocurrencia de los estados funcionales factibles asociados, según describen las Ecuaciones (4.34-4.45)

$$Pr_{I1} = Pr_{P1} Pr_{C1} \quad (4.34)$$

$$Pr_{I2} = Pr_{P1} Pr_{C2} \quad (4.35)$$

$$Pr_{I3} = Pr_{P1} Pr_{C5} \quad (4.36)$$

$$Pr_{I4} = Pr_{P2} Pr_{C1} \quad (4.37)$$

$$Pr_{I5} = Pr_{P2} Pr_{C2} \quad (4.38)$$

$$Pr_{I6} = Pr_{P2} Pr_{C5} \quad (4.39)$$

Tabla 4.9 – Enumeración Detallada de Estados Funcionales Factibles para la Planta de Captura

Modo Factible	Variable Binaria Asociada a Cada Componente					Estado Funcional
	<i>AuxCap</i>	<i>CapT1</i>	<i>CapT2</i>	<i>CapT3</i>	<i>CapT4</i>	
FC1	1	1	1	1	1	C1
FC2	1	1	1	1	0	C2
FC3	1	1	1	0	1	C2
FC4	1	1	0	1	1	C2
FC5	1	0	1	1	1	C2
FC6	0	1	1	1	1	C5

Tabla 4.10 – Detalle de Estados Operativos Factibles para la Planta Acoplada

Estado Funcional			Descripción de Estado Operativo			
Planta Acoplada	Planta de Generación	Planta de Captura	Turbinas de Gas	Turbina de Vapor	Extracción de Vapor	Trenes de Captura
I1	P1	C1	100 %	100 %	Si	100 %
I2	P1	C2	100 %	100 %	Si	50 %
I3	P1	C5	100 %	100 %	No	No
I4	P2	C1	100 %	50 %	No	100 %
I5	P2	C2	100 %	50 %	No	50 %
I6	P2	C5	100 %	50 %	No	No
I7	P3	C1	100 %	No	No	100 %
I8	P3	C2	100 %	No	No	50 %
I9	P3	C5	100 %	No	No	No
I10	P4	C1-C2	50 %	50 %	No	50 %
I11	P4	C5	50 %	50 %	No	No
I12	P6	C1-C2-C5	No	No	No	No

$$Pr_{I7} = Pr_{P3} Pr_{C1} \quad (4.40)$$

$$Pr_{I8} = Pr_{P3} Pr_{C2} \quad (4.41)$$

$$Pr_{I9} = Pr_{P3} Pr_{C5} \quad (4.42)$$

$$Pr_{I10} = Pr_{P4} Pr_{C1} + Pr_{P4} Pr_{C2} \quad (4.43)$$

$$Pr_{I11} = Pr_{P4} Pr_{C5} \quad (4.44)$$

$$Pr_{I12} = Pr_{P6} Pr_{C1} + Pr_{P6} Pr_{C2} + Pr_{P6} Pr_{C5} \quad (4.45)$$

La disponibilidad del sistema se define aquí como la probabilidad de aquellos estados funcionales donde la planta de generación es capaz de satisfacer la totalidad de la demanda requerida, y se computa según la (4.46).

$$A_S = Pr_{I1} + Pr_{I2} + Pr_{I3} \quad (4.46)$$

Nótese que el sistema genera energía en otros estados funcionales factibles, aunque por debajo de la cantidad necesaria para satisfacer la totalidad de la demanda; por lo que las probabilidades de ocurrencia de dichos estados no es considerada al computar la disponibilidad del sistema.

Datos de Entrada

Los datos de entrada adicionales necesarios en el modelo aquí descrito se listan en la Tabla 4.11.

Los tiempos de falla y reparación son obtenidos de datos históricos de la industria, tales como los reportados en Alber et al. (1995); NERC (2011); OREDA Participants (2002). Nótese que cada componente está constituido por diversos equipos de proceso; por lo tanto, su disposición lógica (serie, paralelo, redundancias) debe ser considerado para calcular las tasas de falla y reparación asociadas a cada componente dado.

Asimismo, los parámetros que el diseñador debe proveer se listan aquí en la Tabla 4.12. Estos se obtienen de la experiencia previa sobre la influencia que distintos montos gastados en mantenimiento ejercen sobre las características de mantenimiento de los distintos equipos de proceso.

Tabla 4.11 – Datos de Entrada: Parámetros de Confiabilidad y Mantenibilidad para la Planta de Captura

	Símbolo	Unidad	Valor
Tiempo Medio entre Fallas para <i>AuxCap</i>	$MTBF_{AuxCap}$	h	9000
Tiempo Medio entre Fallas para <i>CapT1</i>	$MTBF_{CapT1}$	h	10000
Tiempo Medio entre Fallas para <i>CapT2</i>	$MTBF_{CapT2}$	h	10000
Tiempo Medio entre Fallas para <i>CapT3</i>	$MTBF_{CapT3}$	h	8000
Tiempo Medio entre Fallas para <i>CapT4</i>	$MTBF_{CapT4}$	h	8000
Tiempo Medio de Reparación para <i>AuxCap</i>	$MTTR_{AuxCap}$	h	130
Tiempo Medio de Reparación para <i>CapT1</i>	$MTTR_{CapT1}$	h	170
Tiempo Medio de Reparación para <i>CapT2</i>	$MTTR_{CapT2}$	h	170
Tiempo Medio de Reparación para <i>CapT3</i>	$MTTR_{CapT3}$	h	130
Tiempo Medio de Reparación para <i>CapT4</i>	$MTTR_{CapT4}$	h	150

Tabla 4.12 – Datos de Entrada: Parámetros provistos por el Diseñador para la Planta de Captura

	Símbolo	Unidad	Valor
Tasa de Mejora del Factor de Mantenibilidad para <i>AuxCap</i>	$MFIR_{AuxCap}$		1.9
Tasa de Mejora del Factor de Mantenibilidad para <i>CapT1</i>	$MFIR_{CapT1}$		1.5
Tasa de Mejora del Factor de Mantenibilidad para <i>CapT2</i>	$MFIR_{CapT2}$		1.5
Tasa de Mejora del Factor de Mantenibilidad para <i>CapT3</i>	$MFIR_{CapT3}$		1.9
Tasa de Mejora del Factor de Mantenibilidad para <i>CapT4</i>	$MFIR_{CapT4}$		1.8

4.4.3. Formulación del Problema de Optimización para la Planta Acoplada

La formulación matemática para la optimización de la planta acoplada, considerando disponibilidad y mantenimiento, está dada por las Ecuaciones (4.47-4.49).

$$\min f(\underline{x}_{oi,FMf}, \underline{y}_{oi,FMf}, A_S) = TAC \quad (4.47)$$

$$\underline{h}(\underline{x}_{oi,FMf}, \underline{y}_{oi,FMf}, A_S) = 0 \quad (4.48)$$

$$\underline{g}(\underline{x}_{oi,FMf}, \underline{y}_{oi,FMf}, A_S) \leq 0 \quad (4.49)$$

Los siguientes ítems son considerados:

- El costo anual total TAC , definido en la Ecuación (3.14), se utiliza como función objetivo.
- El set de variables $\underline{x}_{oi,FMf}$ incluye variables de diseño (áreas de transferencia, dimensiones de las turbinas, etc.) y variables operativas (temperaturas, presiones, caudales, etc.).
- El set de variables $\underline{y}_{oi,FMf}$ incluye variables discretas que configuran el espacio de estados del sistema.
- Las restricciones de igualdad \underline{h} y de desigualdad \underline{g} incluyen:
 - los balances de materia y energía, las ecuaciones de diseño, y las correlaciones de predicción de propiedades físico-químicas, abarcando las Ecuaciones (2.1-2.61),
 - las restricciones operativas definidas en las Ecuaciones (2.62-2.79),
 - los balances globales, incluyendo el requerimiento externo de producción de energía, listados en las Ecuaciones (2.80-2.88),
 - las relaciones entre variables de decisión definidas por las Ecuaciones (2.90-2.102),
 - el modelo de la planta de captura discutido por Mores et al. (2011a,b, 2012),
 - el modelo de espacio de estados del sistema, descrito por las Ecuaciones (4.1-4.19),
 - la funcionalidad de las tasas de reparación respecto de los fondos asignados para mantenimiento, según se propuso en las Ecuaciones (4.20-4.21),
 - el computo de la probabilidad de ocurrencia de cada estado funcional y de la disponibilidad del sistema, definidas en las Ecuaciones (4.22-4.26) y (4.31-4.46),
 - la evaluación de los indicadores económicos del proyecto, según las Ecuaciones (3.14-3.27).

Implementación

(1) El programa matemático formulado es implementado en el software GAMS (Rosenthal, 2008) y es resuelto por medio de los algoritmos CONOPT (Drud, 1996) y CPLEX (IBM, 2013), en un procesador Intel Core i3 3.07 GHz con 2 GB RAM.

(2) El set oi se utiliza para representar un escenario operativo en particular. Por otra parte, el set FM^f se utiliza para representar los estados funcionales factibles del sistema, por medio del modelo del espacio de estados. Nótese que todas las variables operativas comprendidas en las Ecuaciones (2.1-2.102) y (3.14-3.27) dependen del set FM^f , aunque no hayan sido antes explícitamente declaradas en tal forma (con objeto de simplificar la presentación del modelo).

(3) El problema de optimización se inicializa según se introdujo anteriormente en la Figura 4.2; adicionando la obtención de un punto factible de inicialización para la planta de captura, según expusieran Mores et al. (2011a,b, 2012).

(4) Las condiciones operativas de la planta varían para cada estado funcional factible. Por ello, y a menos que se indique lo contrario, los indicadores de performance económicos son ponderados a través de todos los escenarios factibles por medio de las probabilidades de ocurrencia de cada uno de ellos (o del periodo de tiempo asociado), según se explicara en la Sección 4.2.5.

(5) Los datos de entrada necesarios han sido listados en las Tablas 2.4 a 2.9, 3.5 (excepto por el valor de $F_{Mant,oi}$ que se determina aquí como resultado de la optimización), 4.4, 4.5, 4.11 y 4.12.

4.4.4. Plantas Acopladas Óptimas

La resolución del problema de optimización formulado se lleva a cabo paramétricamente para valores de la disponibilidad del sistema entre 0.9008 y 0.9361. La obtención de las soluciones óptimas presentadas, que corresponden a 8 puntos de resolución, insumieron cada una un promedio de 18 iteraciones y 0.6 segundos.

La Figura 4.9 muestra el efecto de variar el nivel deseado de disponibilidad en el costo anual total (función objetivo) de la planta de generación acoplada al sistema de captura. Así, y como se observara anteriormente, el aumento de la longitud del periodo de operación a capacidad nominal implica un incremento de las erogaciones totales. Por otra parte, también se observa un incremen-

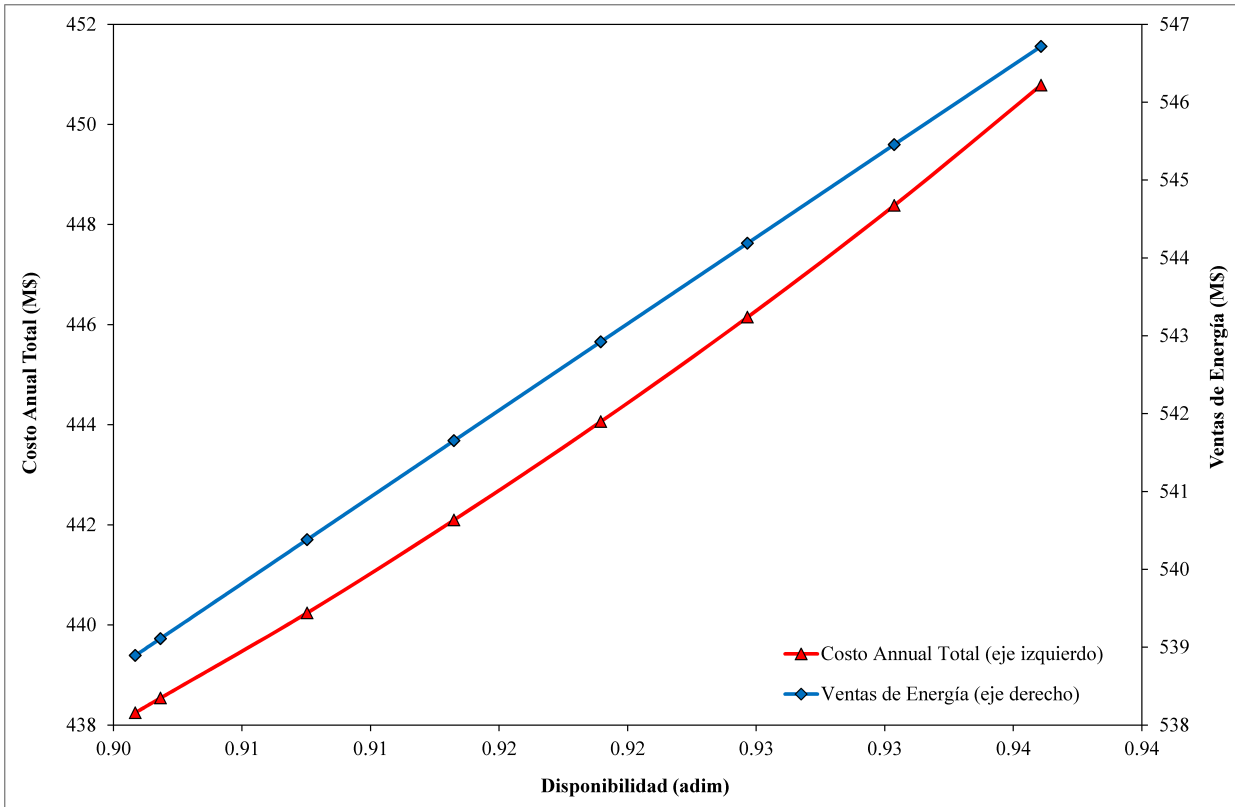


Figura 4.9 – Indicadores Económicos de la Planta Acoplada

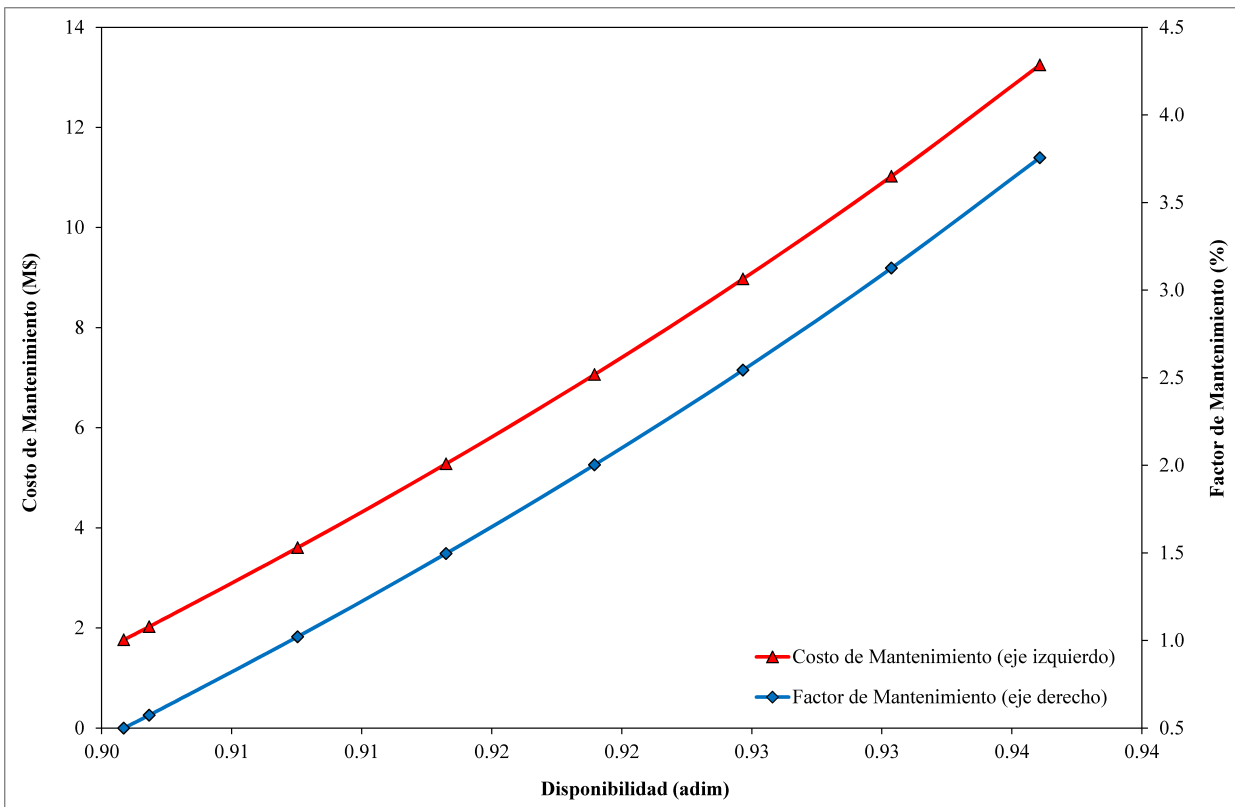


Figura 4.10 – Fondos para Mantenimiento en la Planta Acoplada

to de los ingresos por venta de energía, aunque la tasa de aumento es menor que la de los costos totales. Luego, el nivel de disponibilidad deseado deberá ser seleccionado en base a un análisis de costo-beneficio con objeto de satisfacer la demanda comprometida, en cuanto el margen de ganancia del proyecto disminuye al aumentar la disponibilidad del sistema.

La Figura 4.10 presenta la evolución de los fondos que deben asignarse para tareas de mantenimiento con el objeto de alcanzar un nivel dado de disponibilidad en la planta acoplada. Se observa que los mismos presentan una tendencia creciente, por lo que valores más elevados de disponibilidad son solo asequibles si se incrementa el presupuesto para el mantenimiento de toda la planta.

Asimismo, se computan los valores del factor de mantenimiento (o sea, la relación entre costo de mantenimiento e inversión de capital), para cada nivel de disponibilidad dado. De esta forma, se comprueba que los valores del costo de mantenimiento obtenidos mediante la estrategia aquí propuesta caen dentro de los rangos habituales recomendados en los métodos tradicionales (entre 0.5 % y 4 %), aunque son aquí asignados según se necesitan y no como un porcentaje prefijado.

Valores similares de los indicadores económicos fueron previamente obtenidos por Rao y Rubin (2006) para una planta de generación a carbón, aunque han sido aquí actualizados considerando diversos factores, tal como los precios actuales de los materiales y suministros, una mayor detalle en el modelo de la interconexión entre ambas plantas, etc.

Variables Óptimas para Cada Estado Funcional

La planta acoplada opera en una variedad de condiciones de generación y captura, las cuales poseen asociada una probabilidad dada de ocurrencia, según se detalla en la Tabla 4.13. Estas probabilidades se obtienen como resultado del proceso de optimización, mediante la combinación de todos los estados factibles de ambos sistemas interconectados, y son utilizadas para ponderar los valores óptimos de las variables de decisión y de los indicadores económicos de la planta acoplada.

En base a dichas probabilidades, resulta posible computar la disponibilidad del sistema; la cual esta aquí vinculada a la capacidad de satisfacer la totalidad de la demanda esperada (como se comprobará más adelante), y es igual a la sumatoria de las probabilidades de ocurrencia de los estados I_1 , I_2 e I_3 .

Tabla 4.13 – Probabilidades de Estados Funcionales

Estado Funcional	Probabilidad	Tiempo Asociado (h/año)	
Planta de Generación	P1	0.9132	
	P2	0.0245	
	P3	0.0261	
	P4	0.0261	
	P6	0.0100	
Planta de Captura	C1	0.9286	
	C2	0.0643	
	C5	0.0071	
Planta Acoplada	I1	0.8480	7428.9
	I2	0.0587	514.6
	I3	0.0064	56.5
	I4	0.0227	199.2
	I5	0.0015	13.8
	I6	0.0001	1.5
	I7	0.0242	212.6
	I8	0.0016	14.7
	I9	0.0001	1.6
	I10	0.0259	227.1
	I11	0.0001	1.6
	I12	0.0100	87.8

En la Figura 4.11 se discute la habilidad del sistema para satisfacer la meta de generación acordada, observándose que:

- La planta de generación opera a capacidad nominal en los estados *I1*, *I2* e *I3*, satisfaciendo la totalidad de la demanda esperada (fijada en 800 MW), así como también los requerimientos de energía del sistema de captura. Luego, las probabilidades de ocurrencia de los tres estados citados son las que corresponden al cómputo de la disponibilidad del sistema.
- En los estados *I4*, *I5* e *I6*, ambas turbinas de gas operan a capacidad nominal, y la turbina de vapor lo hace al 50 % (ya que una de las calderas de recuperación se encuentra fuera de servicio). Luego, la capacidad de la planta se ve reducida en 13.8 %.
- Ambas turbinas de gas operan a ciclo abierto en los estados *I7*, *I8* e *I9*; y la capacidad remanente de generación del sistema cae a 72.5 % del valor nominal.
- En los estados *I10* e *I11*, una de las turbinas de gas se encuentra fuera de servicio, y consecuentemente, la turbina de vapor puede solo operar al 50 % de su capacidad nominal. Así, la potencia disponible en la planta de generación se reduce al 50 %.
- La totalidad de la planta de generación no opera en el estado *I12*, como consecuencia de la falla de los servicios de suministro de combustible al sistema.
- Nótese que solo se permite la extracción de vapor cuando la planta de generación opera a capacidad nominal.

Asimismo, la concreción de las metas de captura también se discute con la ayuda de la Figura 4.11, de donde se deduce que:

- Al operar ambas turbinas de gas a capacidad nominal, el flujo de gases de combustión alcanza su máximo valor. Debido a que los cuatro trenes de captura se encuentran operativos en los estados *I1*, *I4* e *I7*, es posible alcanzar la meta de generación del 85 %. Por otro lado, solo dos trenes operan en los estados *I2*, *I5* e *I8*, tratándose solo la mitad de los gases generados y lográndose una recuperación de 42.5 %
- La planta de captura se encuentra fuera de servicio en los estados *I3*, *I6*, *I9* e *I11*, por lo que no tiene lugar captura alguna de CO_2 .

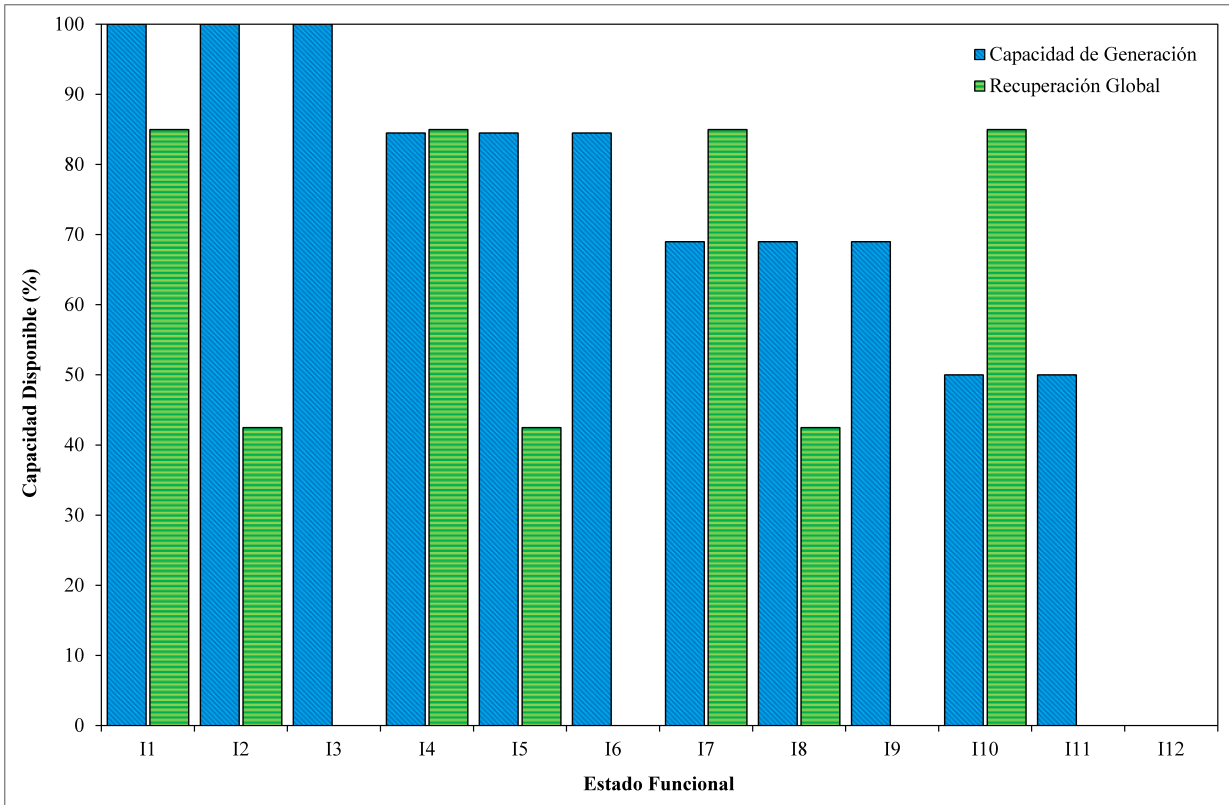


Figura 4.11 – Cumplimiento de Metas de Generación y Captura para Cada Estado Funcional

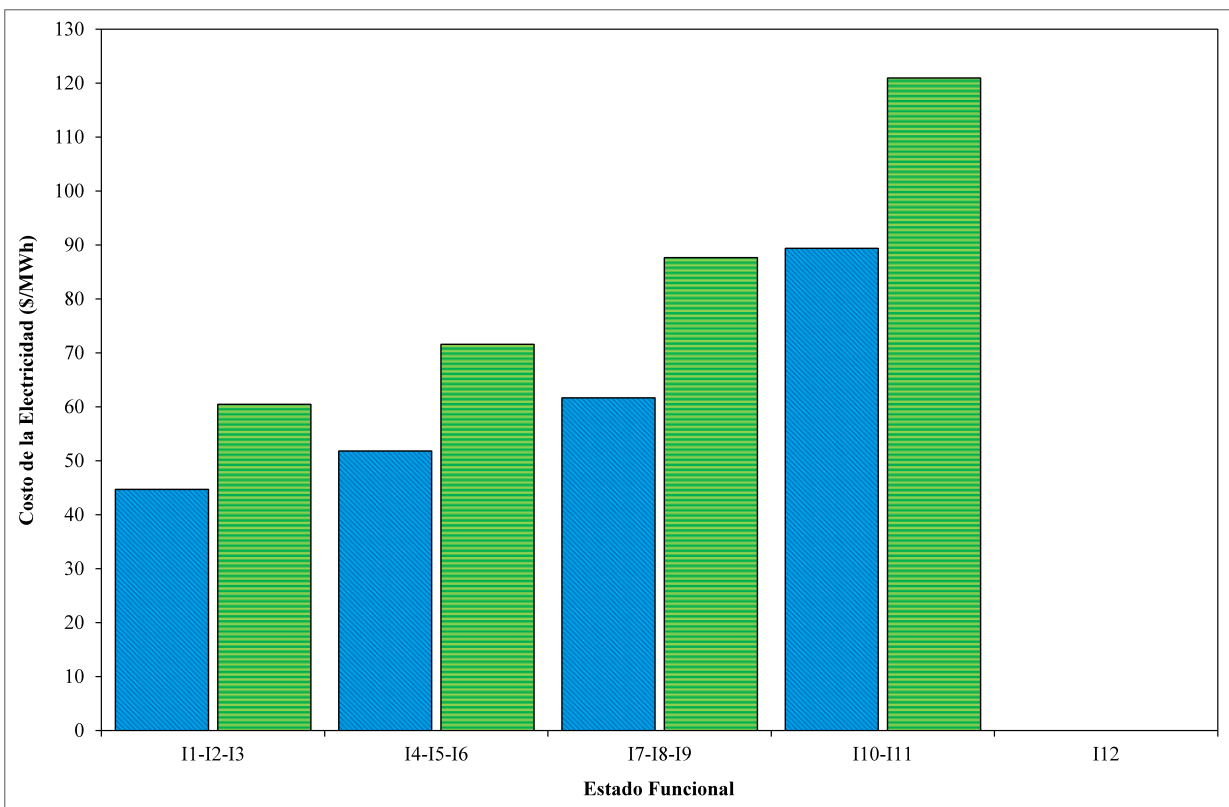


Figura 4.12 – Costo de la Electricidad para Cada Estado Funcional

- En el estado *I10* se encuentra operativa solo una turbina de gas. Al ser posible tratar la totalidad de los gases emitidos (ya que al menos dos trenes de captura operan normalmente), se alcanza la meta de recuperación del 85 %.
- Independientemente del estado funcional de la planta de captura, en el estado *I12* la planta de generación se encuentra fuera de servicio, por lo que no se emiten contaminantes.
- Nótese que a medida que uno o más trenes de captura se encuentren fuera de línea, una parte de los gases de combustión debe ser derivada a través del bypass, debido a que no es posible tratar la totalidad de los mismos con los trenes restantes.

La Figura 4.12 muestra el costo de la electricidad para cada estado funcional, estimado como el las erogaciones correspondientes al periodo asociado a cada escenario respecto de la energía producida en el mismo periodo de tiempo; y se observa que:

- Los valores más bajos se obtienen al operar la planta de generación a capacidad nominal; mientras que los estados degradados (cuando las turbinas de gas y/o de vapor se encuentran fuera de servicio) impactan negativamente en este indicador económico.
- En el peor de los casos, el costo para generar la energía requerida duplica al mínimo valor obtenido al operar a capacidad nominal
- En todos los casos, el costo de la electricidad es más alto (entre alrededor de 30-40 %) para la planta acoplada que para el sistema de generación aislado.

En todos los casos de estudio reportados, los valores óptimos de las variables de decisión y de los indicadores económicos se corresponden con los reportados en la bibliografía técnica y científica. Asimismo, el enfoque del espacio de estados permite observar el comportamiento de las variables operativas para cada escenario factible que el sistema debe afrontar, a la vez que se diseña la planta con objeto de satisfacer las metas de generación y captura, para obtener el máximo beneficio posible a un nivel de disponibilidad dado. Más aún, la estrategia propuesta permite determinar la política de asignación de fondos para mantenimiento con objeto de lograr el nivel de disponibilidad deseado, lográndose así una evaluación más realista de los indicadores económicos del proyecto.

**Estrategias para el Diseño Óptimo en un Marco
Temporal Multi-periodo**

5.1. Introducción y Objetivos

La optimización económica resulta crítica al diseñar un nuevo sistema de generación de energía, con el objeto de obtener valores óptimos de los indicadores económicos del proyecto. Diferentes aspectos de esta problemática han sido tratados en la literatura científica: análisis de sensibilidad para el costo del combustible (Kotowicz y Bartela, 2010), relación con la termodinámica (Kotowicz y Bartela, 2010; Mussati et al., 2006), diferentes condiciones de mercado (Poma et al., 2010); mientras se intenta converger hacia un marco integral que pueda afrontar todas estas tareas como un todo.

Un enfoque orientado al ciclo de vida, que tome decisiones basadas en indicadores económicos que refieran a toda la vida útil del sistema de generación, es crítico bajo las condiciones de negocio actuales, debido a la alta competitividad del sector energético y a las incertidumbres del mercado donde deben insertarse los nuevos proyectos. La vida de una planta de procesos consta de varias etapas (usualmente síntesis y diseño, construcción, operación y desarme, según Ishii et al. (1997)), y usualmente, las decisiones tomadas durante las etapas tempranas de síntesis y diseño determinarán en gran medida la performance económica de la planta durante el resto de su vida útil.

Un modelo detallado de un sistema de generación requiere una formulación del tipo no-lineal, cuya resolución dentro de un marco temporal multi-periodo resulta desafiante debido a las dificultades de inicialización y convergencia. Más aún, del estado del arte se observa que el diseño multi-periodo y la operación a largo plazo de plantas de potencia requieren la formulación y resolución de problemas mixtos, incrementándose exponencialmente la dificultad para la obtención de soluciones óptimas.

Iyer y Grossmann (1997) formularon un modelo mixto entero lineal para la planificación operativa de sistemas integrados de servicios auxiliares, que pretendía determinar la programación óptima que satisficiera la demanda al menor costo total mientras el sistema era diseñado de tal manera que pudiera manejar un rango dado de demandas (debido a la naturaleza incierta de dicho parámetro). Oliveira Francisco y Matos (2004) presentaron una extensión del modelo multi-periodo descrito por Iyer y Grossmann (1997) con el objeto de incluir el concepto de emisión total de contaminantes gaseosos, convirtiendo al problema en uno de optimización multi-objetivo

según una superestructura de alternativas, considerando los enfoques económico y ambiental.

Más tarde, Aguilar et al. (2007a,b) abordaron el diseño óptimo de planta de servicios auxiliares flexibles, considerando simultáneamente diferentes escenarios operativos y operación a carga parcial de los equipos de proceso, con el fin de lidiar con la variación de los precios de la energía (que son determinados por el equilibrio entre la oferta y la demanda, y que fluctúan con el momento del día, el día de la semana y la estación del año).

En todos los casos, se observa que la optimización económica de sistemas de generación complejos resulta ser una tarea de difícil concreción debido al alto número de variables de decisión y a la compleja naturaleza del problema, debido a la necesidad de modelar de manera rigurosa las características del sistema en estudio. En particular, y debido a la posibilidad de operación a carga parcial a lo largo del ciclo de vida útil de la planta, resulta necesario modelar las características de las turbinas en virtud de su influencia sobre la performance integral del sistema.

Martelli et al. (2011) argumentaron que la optimización del ciclo de vapor puede ser profundamente influenciada por las limitaciones y los mapas de performance de las turbinas de vapor. Ya que en general el tamaño y geometría de cada turbina está determinado de antemano, su eficiencia isentrópica y capacidad de flujo variarán significativamente con las condiciones operativas de la misma. Luego, se deben considerar los mapas de performance de estos componentes, usualmente provisto por los fabricantes, durante la formulación de modelos matemáticos que los representen. Dichos mapas permiten encontrar la solución de compromiso óptima entre la performance de la turbina y las condiciones operativas de todo el ciclo de vapor.

Otros autores han sugerido estrategias similares respecto de las turbinas de gas. Tamiru et al. (2011) propusieron distintos métodos para generar mapas de performance para varios tipos de turbinas de gas, basándose en datos de diseño de las mismas provistos por sus fabricantes; y que pueden ser utilizados para estudios de estabilidad, monitoreo de condición y optimización de performance. Por su parte, Haglind y Elmegaard (2009) crearon dos modelos para predecir la performance fuera-de-diseño de turbinas aeroderivativas, mediante la utilización de mapas de componentes y constantes de las turbinas, con distintos grados de exactitud.

Zhang y Cai (2002) derivaron soluciones analíticas para la performance de turbinas de gas operando a velocidad constante, las cuales pueden ser condensadas a una única curva consistente

con los datos de la práctica industrial. Asimismo, observaron que los valores de diseño de la turbina de gas prácticamente no influyen al flujo de vapor y carga de trabajo en el ciclo de vapor. Kim y Hwang (2006) investigaron la influencia de varios factores de diseño en la performance de turbinas de gas operando a carga parcial, determinando cuáles variables ofrecen mayores posibilidades para mejorar la eficiencia operativa de dichos equipos de proceso, entre las que se encuentran la temperatura de descarga, la relación de compresión, entre otras.

De esta manera, resulta evidente la importancia de considerar las distintas etapas que atraviesa la planta de generación a lo largo de su vida útil, incluso desde las etapas tempranas de síntesis y diseño del proyecto; proponiéndose para ello un modelo multi-periodo que tiene en cuenta diversas aristas de dicha problemática (operación a carga parcial, degradación de la performance de las turbinas, acoplamiento de las variables de diseño), y que entrega soluciones óptimas considerando la evolución de distintos parámetros con el tiempo.

Mediante un procedimiento sencillo aquí propuesto, es posible obtener funcionalidades para las relaciones entre variables de decisión en función del periodo de tiempo. Luego, dichas relaciones pueden utilizarse como restricciones adicionales a la formulación de optimización original, obteniéndose así un sistema de ecuaciones equivalente que entregue (estimaciones precisas de las) soluciones óptimas para la planta de generación; resultando en un procedimiento más simplificado y que requiere drásticamente menos recursos computacionales para lograr dicha tarea.

Las relaciones funcionales multi-periodo obtenidas pueden constituirse en un modelo reducido del sistema de generación, o utilizarse para calcular puntos factibles de inicialización para problemas más complejos, en virtud del bajo error relativo en la estimación de los valores óptimos de las variables de decisión, y del bajo costo computacional asociado.

Asimismo, se demostró anteriormente que resulta indispensable considerar la configuración de confiabilidad del sistema y la influencia de la asignación de recursos para mantenimiento durante la síntesis y diseño de un nuevo proyecto de generación. Así, estas nociones de disponibilidad son embebidas en la formulación multi-periodo de optimización económica del sistema, con objeto de estudiar las modificaciones que se introducen en el diseño y la política operativa óptimas en virtud de satisfacer la demanda esperada considerando todos los escenarios factibles incluidos en el ciclo de vida útil del proyecto.

5.2. Estrategia de Modelado en un Marco Temporal Multi-periodo

5.2.1. Operación a Carga Parcial

Los mapas de performance provistos por los fabricantes se utilizan para correlacionar la eficiencia politrópica de compresores y turbinas, según las Ecuaciones (5.1-5.2) respectivamente, como función de la relación de presiones (según Bahadori y Vuthaluru (2010); Martelli et al. (2011), considerando Rapún Jiménez (1999); Tamiru et al. (2011)), para tamaño y geometría dados de la turbina.

$$\frac{\eta_{p,AC,oi}}{\eta_{p,AC,D}} = \zeta_{e1,AC} \left(\frac{PR_{AC,oi}}{PR_{AC,D}} \right)^3 + \zeta_{e2,AC} \left(\frac{PR_{AC,oi}}{PR_{AC,D}} \right)^2 + \zeta_{e3,AC} \left(\frac{PR_{AC,oi}}{PR_{AC,D}} \right) + \zeta_{e4,AC} \quad (5.1)$$

$$\frac{\eta_{p,j,oi}}{\eta_{p,j,D}} = \zeta_{e1,j} \exp \left(-2 \frac{PR_{j,oi}}{PR_{j,D}} \right) + \zeta_{e2,j} \exp \left(\frac{PR_{j,oi}}{PR_{j,D}} \right) + \zeta_{e3,j} \quad , \quad j = \left\{ \begin{array}{l} GT1, GT2, \\ ST HP, \\ ST IP, \\ ST LP \end{array} \right\} \quad (5.2)$$

Estas correlaciones consideran los valores nominales de la eficiencia isentrópica, calculados para los valores nominales de la relación de presiones en cada equipo de proceso. En la Figura 5.1 se presentan gráficamente las correlaciones utilizadas, mientras que los parámetros de ajuste se listan en la Tabla 5.1.

5.2.2. Restricciones de Acoplamiento: Potencia Generada

La carga operativa de compresores y turbinas se calcula como la relación entre la potencia efectivamente entregada versus la capacidad de diseño, según la Ecuación (5.3).

$$L_{j,oi} = \frac{\dot{W}_{j,oi}}{\dot{W}_{j,D}} \quad , \quad j = AC, GT1, GT2, ST HP, ST IP, ST LP \quad (5.3)$$

Asimismo, la carga operativa de cada turbina se restringe al rango entre los valores mínimo y máximo técnicos (en general, según sugerencia del fabricante), como se expresa en la Ecuación (5.4).

$$0.5 \leq L_{j,oi} \leq 1 \quad , \quad j = AC, GT1, GT2, ST HP, ST IP, ST LP \quad (5.4)$$

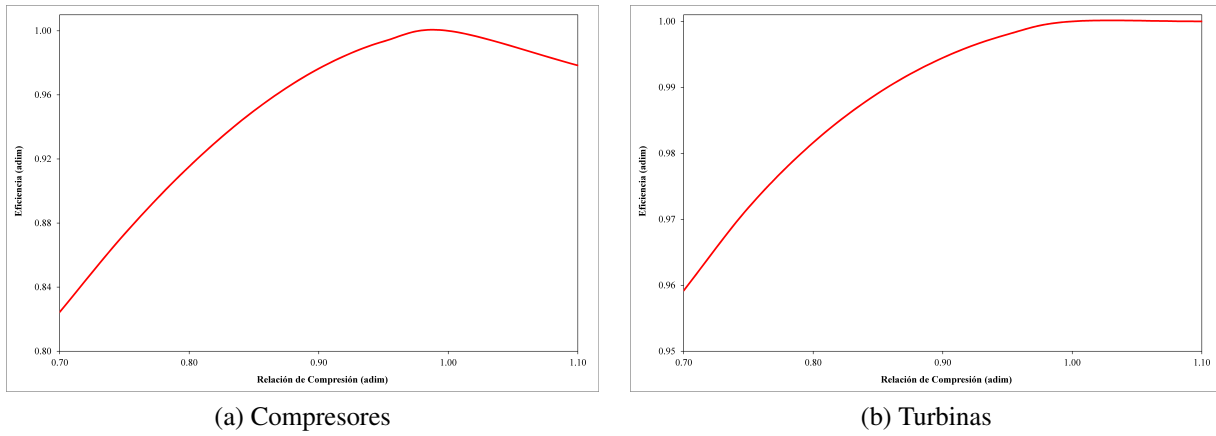


Figura 5.1 – Correlaciones para Operación en un Amplio Rango de Valores de Diseño

Tabla 5.1 – Parámetros para los Mapas de Performance

	Compresores	Turbinas
Parámetro $\zeta_{e1,j}$	$-1.284 \cdot 10^{00}$	$-1.936 \cdot 10^{00}$
Parámetro $\zeta_{e2,j}$	$1.591 \cdot 10^{00}$	$1.357 \cdot 10^{00}$
Parámetro $\zeta_{e3,j}$	$6.913 \cdot 10^{-01}$	$7.629 \cdot 10^{-01}$
Parámetro $\zeta_{e4,j}$	$1.165 \cdot 10^{-03}$	

La capacidad de diseño de la turbina de gas es calculada como la diferencia entre la generada por ambas secciones de la turbina y la consumida por el compresor, según la Ecuación (5.5), afectada por la eficiencia eléctrica del generador, y las pérdidas mecánicas (fricción, sistemas auxiliares asociados al eje, etc.), así como el consumo de servicios auxiliares.

$$\dot{W}_{Net,GT,D} = \eta_{el,GT} \eta_{aux,GT} \left(\dot{W}_{GT1,D} + \dot{W}_{GT2,D} - \dot{W}_{AC,D} \right) \quad (5.5)$$

La capacidad de diseño de la turbina de vapor es calculada como la suma de la de cada sección de la turbina, según la Ecuación (5.6), afectada por la eficiencia eléctrica del generador, y las pérdidas mecánicas (fricción, sistemas auxiliares asociados al eje, etc.), así como el consumo de servicios auxiliares.

$$\dot{W}_{Net,ST,oi} = \eta_{el,ST} \eta_{aux,ST} \left(\dot{W}_{ST\ HP,oi} + \dot{W}_{ST\ IP,oi} + \dot{W}_{ST\ LP,oi} \right) \quad (5.6)$$

La capacidad de diseño total de la planta de generación es calculada como la sumatoria de la potencia neta generada por las turbinas de gas y de vapor, según se expresa en la Ecuación (5.7).

$$\dot{W}_{Net,D} = 2 \dot{W}_{Net,GT,D} + \dot{W}_{Net,ST,D} \quad (5.7)$$

5.2.3. Restricciones de Acoplamiento: Áreas de Intercambio

Las secciones de transferencia de la caldera de recuperación, como también el regenerador y el condensador, se acoplan a lo largo del ciclo de vida de la planta al imponer que mantengan el mismo valor en todos los períodos, según la Ecuación (5.8).

$$A_{j,oi} = A_{j,D} \quad , \quad \forall oi \quad (5.8)$$

El área neta de transferencia para cada nivel operativo de presión en la caldera de recuperación es calculada mediante las Ecuaciones (5.9-5.12).

$$A_{Net,DEA,D} = A_{ECO\ DEA,D} + A_{EVA\ DEA,D} \quad (5.9)$$

$$A_{Net,LP,D} = A_{ECO\ LP,D} + A_{EVA\ LP,D} + A_{SH\ LP,D} \quad (5.10)$$

$$A_{Net,IP,D} = A_{ECO1\ IP,D} + A_{ECO2\ IP,D} + A_{EVA\ IP,D} + A_{SH1\ IP,D} + A_{SH2\ IP,D} + A_{RH,D} \quad (5.11)$$

$$A_{Net,HP,D} = A_{ECO1 HP,D} + A_{ECO2 HP,D} + A_{ECO3 HP,D} + A_{EVA HP,D} + A_{SH IP,D} \quad (5.12)$$

El área neta de transferencia de la caldera de recuperación es calculada como la sumatoria de las áreas netas de transferencia para cada nivel operativo de presión, según la Ecuación (5.13).

$$A_{Net,HRSG,D} = A_{Net,DEA,D} + A_{Net,LP,D} + A_{Net,IP,D} + A_{Net,HP,D} \quad (5.13)$$

El área neta de transferencia es calculada como la sumatoria de las áreas de transferencia de las secciones de la caldera de recuperación y los condensadores asociados, según la Ecuación (5.14).

$$A_{Net,D} = 2(A_{Net,HRSG,D} + A_{CON,D}) \quad (5.14)$$

5.2.4. Degradación de la Performance

La degradación de la performance de las turbinas es considerada por medio de la disminución de la eficiencia politrópica de las mismas, siguiendo una ley exponencial con un factor de degradación dado según la Ecuación (5.15), de acuerdo a los lineamientos presentados por Kehlhofer et al. (2009).

$$\eta_{p,j,oi} = \eta_{p,j,D} (1 + \bar{\sigma}_i)^{-DF} \quad , \quad j = AC, GT1, GT2, ST HP, ST IP, ST LP \quad (5.15)$$

5.3. Toma de Decisiones Económicas en Enfoques Multi-periodo

5.3.1. Evaluación de Indicadores Económicos Multi-periodo

La performance económica del proyecto a lo largo de su vida útil es evaluada por medio de su valor presente neto, según se expresa en la (5.16), el cual representa la sumatoria de los flujos de fondos descontados a valor presente según la tasa de retorno deseada por los inversores. El flujo de fondos para el periodo ti es la diferencia entre las entradas y salidas económicas que ocurren en dicho periodo, incluyendo ventas de electricidad, costos operativos, inversión de capital, valor residual, depreciaciones, e impuestos.

$$NPV = \sum \frac{(Sales_{oi} + SVFC_{li}) - (OPEX_{oi} + IFC_{pi} + NIT_{oi})}{(1 + ADR)^{ti}} \quad (5.16)$$

Gastos de Capital

El costo de adquisición de un equipo de proceso dado es función de su tamaño y características constructivas, tal como se expresa en la Ecuación (5.17) para las turbinas de gas, en la Ecuación (5.18) para la turbina de vapor, y en la Ecuación (5.19) para la caldera de recuperación.

$$C_{Inv,GT} = C_T^u 2 \dot{W}_{Net,GT,D} \quad (5.17)$$

$$C_{Inv,ST} = C_T^u \dot{W}_{Net,ST,D} \quad (5.18)$$

$$C_{Inv,A} = C_A^u (A_{Net,HRSG,D})^a \quad (5.19)$$

El costo total de adquisición de los equipos se expresa según la Ecuación (5.20).

$$C_{Inv} = C_{Inv,GT} + C_{Inv,ST} + C_{Inv,A} \quad (5.20)$$

Los gastos totales de capital están también relacionados con el diseño y la construcción de las instalaciones necesarias y otros servicios, por lo que al costo total de adquisición de equipos se lo afecta por un factor que considere dichas erogaciones, según la Ecuación (5.21). El detalle de los conceptos considerados en el cálculo de los gastos de capital se ha introducido previamente en la Tabla 3.3.

$$CAPEX = F_{Inst} C_{Inv} \quad (5.21)$$

Por último, la distribución de la inversión a realizar en cada período pre-operativo pi se determina según la Ecuación (5.22).

$$IFC_{pi} = F_{Inv,pi} CAPEX \quad (5.22)$$

Gastos Operativos

La gastos operativos se computan de acuerdo a la Ecuación (5.23). Estos incluyen materias primas y servicios, mantenimiento, personal, y otros relacionados a estos anteriores. El detalle de los conceptos considerados en el cálculo de los gastos operativos se ha introducido previamente en la Tabla 3.4.

$$OPEX_{oi} = C_{RM,oi} + C_{Mant,oi} + F_{PO,oi} C_{MP,oi} + F_{IO,oi} C_{Inv} \quad (5.23)$$

Los costos en materias primas se calculan como la sumatoria de los consumos de combustible, agua de caldera y agua de enfriamiento, según se expresa en la Ecuación (5.24).

$$C_{RM,oi} = POT_{oi} \left(C_{F,oi}^u (1 + AFCG)^{oi} \dot{Q}_{F,oi} + C_{W,oi}^u \dot{m}_{W,oi} + C_{CW,oi}^u \dot{m}_{CW,oi} \right) \quad (5.24)$$

Los costos de personal se calculan según la Ecuación (5.25).

$$C_{MP,oi} = F_{MP,oi} N_{MP,oi} \quad (5.25)$$

Asignación de Fondos para Mantenimiento

Los métodos tradicionales de evaluación económica de proyectos de inversión estiman los costos de mantenimiento como un porcentaje fijo de la inversión de capital, según la Ecuación (5.26).

$$C_{Mant,oi} = F_{Mant,oi} C_{Inv} \quad (5.26)$$

Depreciaciones

La depreciación de los activos se realiza por medio del método de la línea recta, según la Ecuación (5.27).

$$Dep_{oi} = \frac{1}{N_{oi}} (1 - FSV) IFC \quad (5.27)$$

El valor residual se estima como un porcentaje dado de la inversión total de capital, según la

Ecuación (5.28).

$$SVFC_{li} = FSV IFC \quad (5.28)$$

Ventas e Impuestos

Las ventas de energía eléctrica se calculan según la Ecuación (5.29).

$$Sales_{oi} = POT_{oi} P_{Elec,oi} (1 + AEPG)^{oi} \dot{W}_{Net,oi} \quad (5.29)$$

Los impuestos a las ganancias son deducidos de los ingresos, y calculados según la Ecuación (5.30).

$$NIT_{oi} = P_{NIT} (Sales_{oi} - (OPEX_{oi} + Dep_{oi})) \quad (5.30)$$

Datos de Entrada

Los parámetros económicos se listaron previamente en la Tabla 3.5. Los datos de entrada adicionales necesarios en el modelo aquí descrito se listan en la Tabla 5.2.

Los parámetros económicos se toman de referencias generales y técnicas (Bernier et al., 2010, 2012; CAMMESA, 2013; El-Nashar, 2008; Pak et al., 2010; RAEng, 2004); los precios de combustible y de la electricidad se obtienen de U. S. Energy Information Administration (2010); U.S. Department of Energy (2013); los costos de adquisición de equipos son calculados considerando las funcionalidades y costos unitarios reportados por Bernier et al. (2010); Kotowicz y Bartela (2010); Pak et al. (2010); U. S. Energy Information Administration (2010).

5.3.2. Formulación del Problema de Optimización Multi-periodo

La formulación matemática para la optimización multi-periodo de la planta de generación está dada por las Ecuaciones (5.31-5.33).

$$\text{máx } f(\underline{x}_{ti}) = NPV \quad (5.31)$$

$$\underline{h}(\underline{x}_{ti}) = 0 \quad (5.32)$$

$$\underline{g}(\underline{x}_{ti}) \leq 0 \quad (5.33)$$

Los siguientes items son considerados:

- El valor presente neto NPV , definido en la Ecuación (5.16), se utiliza como función objetivo.
- El set de variables x_{oi} incluye variables de diseño (áreas de transferencia, dimensiones de las turbinas, etc.) y variables operativas (temperaturas, presiones, caudales, etc.).
- Las restricciones de igualdad \underline{h} y de desigualdad \underline{g} incluyen:
 - los balances de materia y energía, las ecuaciones de diseño, y las correlaciones de predicción de propiedades físico-químicas, abarcando las Ecuaciones (2.1-2.61),
 - las restricciones operativas definidas en las Ecuaciones (2.62-2.79),
 - los balances globales, incluyendo el requerimiento externo de producción de energía, listados en las Ecuaciones (2.80-2.88),
 - las relaciones entre variables de decisión definidas por las Ecuaciones (2.90-2.102),
 - los mapas de performance de las turbinas según las Ecuaciones (5.1-5.2), las restricciones de acoplamiento introducidas en las Ecuaciones (5.3-5.14), y la degradación de la eficiencia de las turbinas según la Ecuación (5.15),
 - la evaluación de los indicadores económicos del proyecto, según las Ecuaciones (5.16-5.30).

Implementación

(1) El programa matemático formulado es implementado en el software GAMS (Rosenthal, 2008) y es resuelto por medio del algoritmo CONOPT (Drud, 1996), en un procesador Intel Core i3 3.07 GHz con 2 GB RAM.

(2) El set pi representa el periodo pre-operativo de la vida útil del proyecto, abarcando los dos primeros años del mismo, durante los cuales se llevan a cabo las tareas de construcción. El set oi abarca la fase operativa del sistema, donde transcurren las actividades normales de generación. El set li representa el último periodo del ciclo de vida útil de la planta, e implica el desarme de las instalaciones existentes.

Tabla 5.2 – Datos de Entrada: Parámetros Económicos Multi-periodo

	Símbolo	Unidad	Valor
Factor de Inversión de Capital – Primer Periodo Pre-operativo	$F_{inv,1}$		0.6
Factor de Inversión de Capital – Segundo Periodo Pre-operativo	$F_{inv,2}$		0.4
Crecimiento Anual del Costo del Combustible	$AFCG$		0.04
Factor de Recupero de Capital	FSV		0.1
Crecimiento Anual del Precio de la Electricidad	$AEPG$		0.03
Factor de Impuesto a las Ganancias	P_{NIT}		0.35

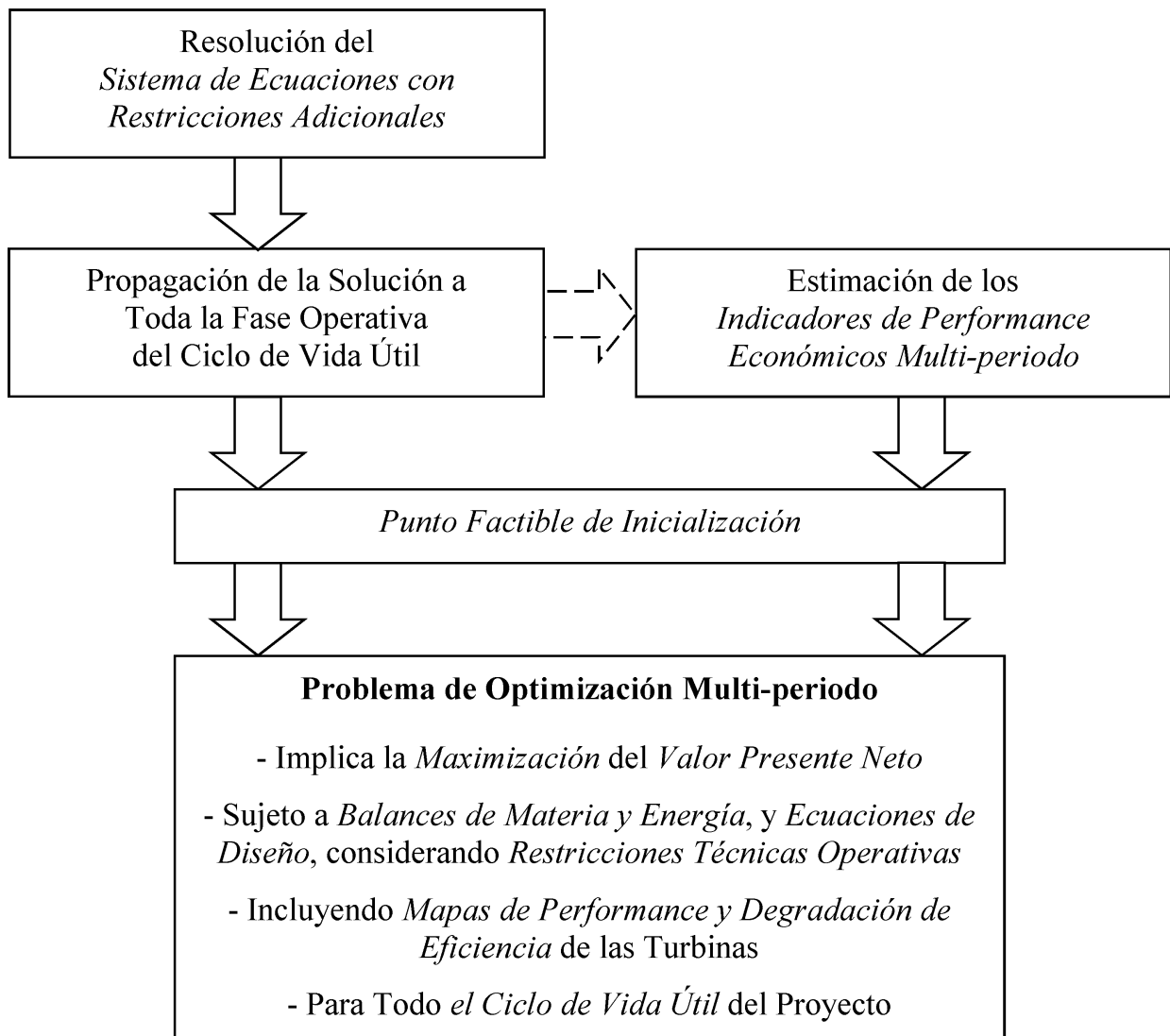


Figura 5.2 – Inicialización del Problema de Optimización Multi-periodo

(3) El problema de optimización se inicializa según se introduce en la Figura 5.2 y se detalla a continuación:

- en primer lugar, se resuelve el sistema de ecuaciones con restricciones adicionales (según se discutió en la *Sección 3.4*), para condiciones actuales del mercado y para operación a capacidad nominal; obteniéndose (estimaciones precisas de) los valores óptimos de las variables de diseño y operativas, así como de los indicadores de performance económicos;
- los valores de las variables de diseño y operativas son propagados a través de todos los periodos que conforman el ciclo de vida útil de la planta de generación (sin considerar los mapas de performance ni la degradación de la eficiencia de las turbinas, se asignan los mismos valores a las variables de diseño y operativas para todos los periodos de tiempo);
- en base a estos, se estiman los valores de los indicadores de performance económicos multi-periodo (mediante cálculo según las Ecuaciones (5.16-5.30));
- estos valores se utilizan como un punto factible de inicialización para el problema de optimización multi-periodo.

(4) Los datos de entrada necesarios han sido listados en las Tablas 2.4 a 2.9, 3.5, 5.1 y 5.2.

5.3.3. Soluciones Óptimas Multi-periodo: Características y Sensibilidad

Se presentan las soluciones del problema de optimización multi-periodo para dos casos de estudio distintos:

- *Caso 1*: formulación multi-periodo, incluyendo todas las consideraciones listadas en la sección anterior.
- *Caso 2*: formulación multi-periodo, excluyendo los mapas de performance y la degradación de la eficiencia de los distintos equipos de proceso.

La resolución del problema de optimización formulado se lleva a cabo para una disponibilidad del sistema de 0.9132 para todos los periodos operativos. La obtención de las soluciones óptimas presentadas insumieron un promedio de 632 iteraciones y 92.4 segundos.

El valor óptimo de la función objetivo y de los indicadores de performance computacional se presentan en la Tabla 5.3. Asimismo se listan los valores óptimos de variables de interés práctico

vinculadas a las turbinas de gas y de vapor y a la caldera de recuperación. Debido a que las variables operativas varían con el tiempo, se listan los valores óptimos de las mismas correspondientes al primer periodo operativo.

Las diferencias más notables entre las soluciones óptimas de ambos casos de estudio son las siguientes:

- La diferencia en el valor del costo anual total (función objetivo) entre ambos casos de estudio es de alrededor del 2 %.
- Al considerar las restricciones técnicas que se impone al funcionamiento de las turbinas en el *Caso I* (operación a carga parcial y degradación de performance), se obtiene una menor eficiencia térmica promedio para el sistema.
- Por otro lado, se observan algunas diferencias significativas en los valores óptimos de ciertas variables de decisión, en particular las relacionadas con el diseño y operación de las turbinas, así como en las áreas de las distintas secciones de intercambio. Se observa que las variables en cuestión están vinculadas a las nuevas restricciones de acoplamiento que conforman la estrategia de modelado multi-periodo del sistema.

Estas conclusiones resaltan la necesidad de incluir las características constructivas y operativas de las turbinas (expresadas mediante sus respectivos mapas de performance y la degradación de su performance inherente), así como las restricciones de acoplamiento de las variables de diseño, durante la etapa de síntesis conceptual del sistema de generación; por lo que dichas nociones son consideradas en la formulación de optimización del proyecto para las discusiones presentadas en el resto del presente capítulo.

Análisis de los Indicadores Económicos Óptimos

Para el *Caso I*, se discuten a continuación distintas características destacables asociadas a los valores óptimos multi-periodo de las variables de diseño y operativas de la planta de generación:

- En cualquier periodo dado, los gastos operativos abarcan alrededor del 80 % de las erogaciones anuales totales. Por su parte, el costo del combustible abarca alrededor del 57 % de los gastos operativos (o 46 % de las erogaciones totales).
-

Tabla 5.3 – Valores Óptimos Multi-periodo de Variables Claves

(a) Función Objetivo y Performance Computacional

	Símbolo	Unidad	Caso I Valor Óptimo	Caso II Valor Óptimo
Valor Presente Neto	NPV	M\$	1922.6	1961.6
Gastos de Capital	$CAPEX$	M\$	1155.8	1146.6
Gastos Operativos	$OPEX_{oi}$	M\$	226.9	223.8
Costos de Materias Primas	$C_{RM,oi}$	M\$	143.2	140.8
Costos de Personal	$C_{MP,oi}$	M\$	1.3	1.3
Costos de Mantenimiento	$C_{Mant,oi}$	M\$	4.6	4.6
Costo de la Electricidad	COE_{oi}	\$/MWh	44.05	43.50
Ventas de Energía	$Sales_{oi}$	M\$	512.0	512.0
<hr/>				
Eficiencia Térmica del Ciclo Combinado	$\eta_{T,oi}$		0.5915	0.5965
Eficiencia Térmica de la Turbina de Gas	$\eta_{GT,oi}$		0.4051	0.4331
Eficiencia Térmica de la Caldera	$\eta_{HRSG,oi}$		0.3549	0.3897
Eficiencia Térmica de la Turbina de Vapor	$\eta_{ST,oi}$		0.8828	0.7396
Área Específica	$A_{e,oi}$	m ² /MW	453.9	423.1
<hr/>				
Tiempo de Resolución		s	105.4	90.2
Número de Iteraciones			632	501

(b) Variables Asociadas al Ciclo de Gas

	Símbolo	Unidad	Caso I Valor Óptimo	Caso II Valor Óptimo
Capacidad de la Turbina de Gas	$\dot{W}_{Net,GT,D}$	MW	274.0	290.4
Capacidad de la Turbina	$\dot{W}_{GT1,D}$	MW	293.4	296.3
Capacidad de la Turbina	$\dot{W}_{GT2,D}$	MW	293.4	296.3
Capacidad de la Compresor	$\dot{W}_{AC,D}$	MW	301.5	290.1
Capacidad de la Turbina de Vapor	$\dot{W}_{Net,ST,D}$	MW	255.6	219.1
Capacidad de la Turbina de Baja	$\dot{W}_{STLP,D}$	MW	125.0	110.6
Capacidad de la Turbina de Media	$\dot{W}_{STIP,D}$	MW	69.1	58.7
Capacidad de la Turbina de Alta	$\dot{W}_{STHP,D}$	MW	72.1	58.9
Capacidad de la Planta de Generación	$\dot{W}_{Net,D}$	MW	803.5	800.0
Consumo de Combustible	$\Sigma \dot{m}_{F,J,oi}$	kmol/s	0.8133	0.8065
Caudal de Aire	$\dot{m}_{AC,oi}$	kmol/s	19.13	19.62
Relación de Compresión	CR_{oi}		27.9	24.4
Área de Intercambio en Regenerador	$A_{REG,D}$	m ²	11414	26113

(c) Variables Asociadas al Ciclo de Vapor

	Símbolo	Unidad	Caso I Valor Óptimo	Caso II Valor Óptimo
Áreas de Intercambio en Caldera de Recuperación				
Nivel del Desaireador	$A_{Net,DEA,D}$	m ²	33844	31242
Nivel de Baja	$A_{Net,LP,D}$	m ²	25303	26886
Nivel de Media	$A_{Net,IP,D}$	m ²	41216	42125
Nivel de Alta	$A_{Net,HP,D}$	m ²	74146	62900
Caudal de Vapor				
Nivel del Desaireador	$\dot{m}_{cf,EVA\,DEA,oi}$	kg/s	89.80	84.67
Nivel de Baja	$\dot{m}_{cf,EVA\,LP,oi}$	kg/s	6.85	7.28
Nivel de Media	$\dot{m}_{cf,EVA\,IP,oi}$	kg/s	19.25	20.61
Nivel de Alta	$\dot{m}_{cf,EVA\,HP,oi}$	kg/s	63.70	56.78
Presiones Operativas en Caldera de Recuperación				
Nivel del Condensador	$P_{Sat,CON,oi}$	kPa	0.1011	0.1141
Nivel del Desaireador	$P_{Sat,DEA,oi}$	kPa	3.00	3.00
Nivel de Baja	$P_{Sat,LP,oi}$	kPa	4.57	4.25
Nivel de Media	$P_{Sat,IP,oi}$	kPa	17.43	15.00
Nivel de Alta	$P_{Sat,HP,oi}$	kPa	139.65	110.00
Diferencias Mínimas de Temperaturas en Caldera de Recuperación				
Nivel del Desaireador	$PP_{EVA\,DEA,oi}$	K	15.0	15.0
Nivel de Baja	$PP_{EVA\,LP,oi}$	K	14.5	14.7
Nivel de Media	$PP_{EVA\,IP,oi}$	K	14.5	14.7
Nivel de Alta	$PP_{EVA\,HP,oi}$	K	14.5	14.7

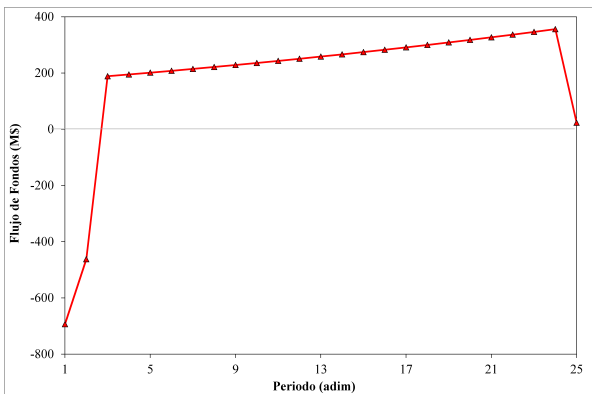
- La inversión en la turbina de gas representa el 61 % de la inversión total de capital, seguida por la turbina de vapor con un 29 % y por la caldera de recuperación con el restante 10 %.
- Los valores aquí obtenidos para los indicadores económicos guardan las mismas proporciones que en las soluciones óptimas anteriormente reportadas en el capítulo anterior, las cuales no consideraban el cambio del valor del dinero con el tiempo.
- El costo de la energía generada se encuentra en el mismo rango que el de las plantas comerciales, tal como se puede apreciar al compararlo con los valores reportados en CAMMESA (2013); U.S. Department of Energy (2013).
- Los valores óptimos de las variables de diseño y operativas concuerdan con los reportados por distintos fabricantes (por ejemplo, General Electric (2013); Siemens (2013)) para ciclos combinados comercialmente disponibles.

En la Figura 5.3, se presenta la evolución temporal de distintos indicadores económicos asociados al sistema de generación.

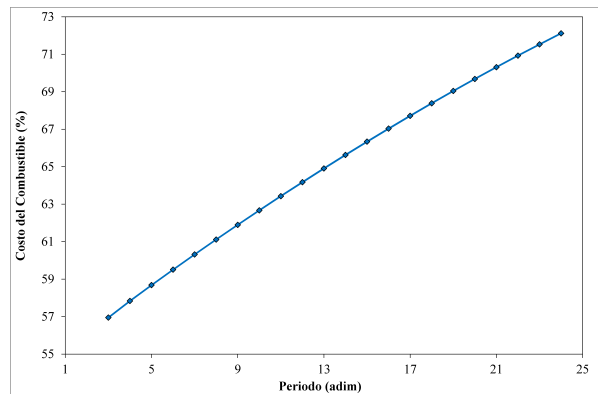
Los flujos de fondos para cada periodo de la vida útil del proyecto se introducen en la Figura 5.3a. Durante la fase pre-operativa, se observan flujos de fondos negativos originados en la inversión de capital necesaria para construir la planta. A lo largo de la fase operativa, se obtienen flujos de fondos positivos que se incrementan con el tiempo (a un promedio de 3 % anual), asociados a las ventas de energía para satisfacer la demanda requerida. Finalmente, en el último año post-operativo, se obtiene un flujo positivo debido a la recuperación del valor residual de la inversión de capital, al tiempo que la planta es desmantelada.

En las Figuras 5.3b y 5.3c se muestran los porcentajes que representan los costos en combustible y en mantenimiento respecto de los gastos operativos totales. En la primera, se observa un incremento constante del porcentaje que abarca la energía consumida, acumulando 15 % a lo largo de la fase operativa. Por otra parte, se aprecia que los costos de mantenimiento decrecen en relación a los gastos totales, aunque la amplitud total de la variación para el mismo periodo de tiempo es mucho menos significativa.

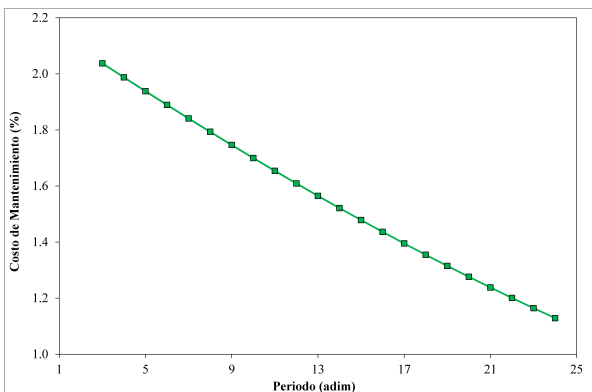
El costo de la electricidad generada también exhibe una tendencia creciente, tal como se observa en la Figura 5.3d. En promedio, dicho índice se incrementa 2.4 % por año, aunque la velocidad de aumento es mayor hacia los últimos años de la vida útil del sistema, en virtud del



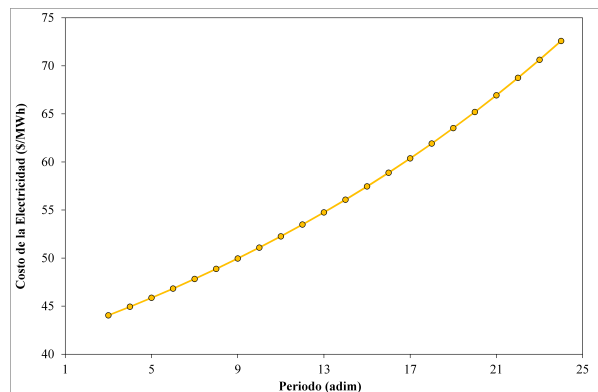
(a) Flujo de Fondos



(b) Costo del Combustible

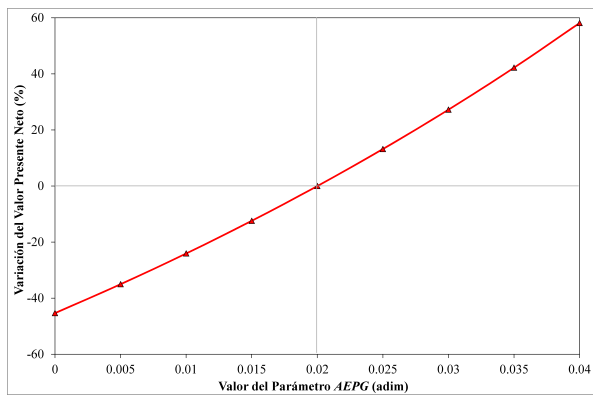


(c) Costo de Mantenimiento

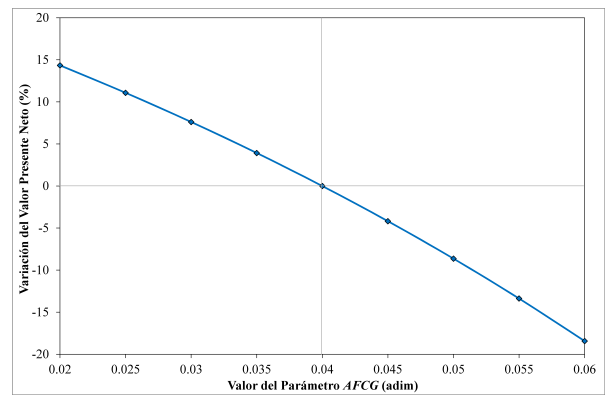


(d) Costo de la Electricidad

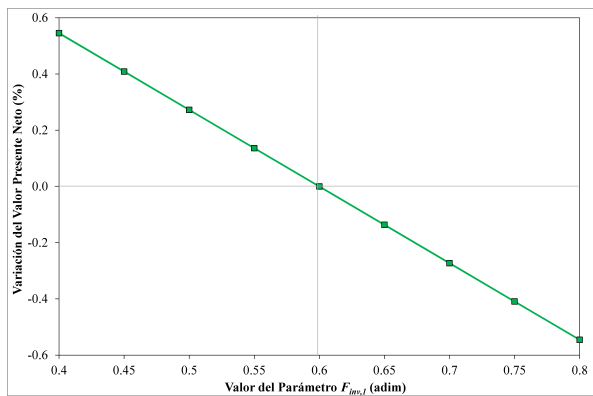
Figura 5.3 – Indicadores Económicos del Proyecto



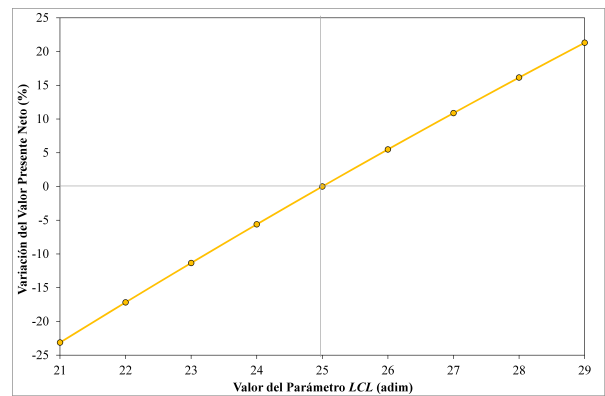
(a) Factor de Aumento del Precio de la Electricidad



(b) Factor de Aumento del Costo del Combustible



(c) Factor de Inversión de Capital



(d) Longitud Total del Ciclo de Vida Útil

Figura 5.4 – Sensibilidad del Óptimo Multi-periodo

aumento de los costos operativos totales.

Indudablemente, las tendencias observadas en los resultados aquí reportados son fuertemente dependientes de la variación de los parámetros asociados a la evaluación económica del proyecto de generación a lo largo del ciclo de vida útil de la planta, tal como se analiza a continuación.

Sensibilidad del Óptimo Multi-periodo

Más detalle respecto del comportamiento del óptimo económico se obtiene mediante un análisis de sensibilidad al modificar los valores de los parámetros reportados en la Tabla 5.2 (nótese que se modifica un parámetro a la vez, manteniéndose los demás invariables), y los resultados obtenidos se presentan en la Figura 5.4, resaltando las siguientes conclusiones:

- El valor presente neto se incrementa a medida que lo hace el precio de la energía generada. En promedio, un aumento de 0.5 % en el valor anualizado de la energía implica una mejora de alrededor de 13 % en la performance económica del proyecto.
- Por el contrario, un aumento de 0.5 % en el costo anualizado del combustible ocasiona una disminución de alrededor de 4 % en el valor presente neto, que representa un efecto menos pronunciado que el que ejerce el precio de la electricidad.
- Los cambios en la distribución del gasto de capital dentro de los primeros años de la vida del proyecto ejercen una influencia limitada en la performance económica asociada.
- Con cada año en que se extiende la vida útil del sistema de generación, se obtiene en promedio 5.5 % adicional del valor presente esperado para el proyecto.

5.3.4. Relaciones Funcionales Multi-periodo

Utilizando la metodología anteriormente discutida en la *Sección 3.2.4*, en esta oportunidad se pretende hallar relaciones funcionales multi-periodo que reflejen los valores óptimos de las relaciones entre variables de decisión (definidas en las Ecuaciones (2.90-2.102)) a lo largo del ciclo de vida útil de la planta de generación.

Se propone entonces una formulación matemática con el objeto de encontrar las relaciones existentes entre las variables de decisión óptimas de la planta de generación, según las Ecuaciones (5.34-5.37).

$$\min f_{aux}(\underline{x}_{ti}) = \sum_j \sum_{ti} \alpha_{j,ti} - NPV \quad (5.34)$$

$$\underline{h}(\underline{x}_{ti}) = 0 \quad (5.35)$$

$$\underline{g}(\underline{x}_{ti}) \leq 0 \quad (5.36)$$

$$\left[\psi_{j,oi}(\hat{R}_{j,oi}, \xi_{lj}) - \underline{R}_{j,oi}^* \right]^2 \leq \alpha_{j,oi} \quad (5.37)$$

Los parámetros de tolerancia son minimizados (de acuerdo a la Ecuación (5.34)), a la vez que el valor presente neto es maximizado (tal como en el problema de optimización original), lo que permite hallar relaciones funcionales multi-periodo (por medio de la Ecuación (5.37)) que predicen con un mínimo error los valores óptimos de las relaciones entre las variables de decisión. Las restricciones de igualdad (Ecuación (5.35)) y desigualdad (Ecuación (5.36)) son las mismas que en el problema de optimización original.

Si se asume que las funcionalidades son lineales, la expresión matemática de la Ecuación (5.38) puede ser utilizada para correlacionar las relaciones entre variables de decisión como función del tiempo, con muy bajo costo computacional. Los valores de los parámetros de ajuste (γ_{1j} y γ_{2j}) se listan en la Tabla 5.4.

$$\hat{R}_{j,oi} = \xi_{1j} \bar{o}_i + \xi_{2j} \quad (5.38)$$

Se observa aquí la existencia de dos tipos de relaciones funcionales multi-periodo. En primer lugar, las relaciones entre variables de diseño permanecen constantes a lo largo de la vida útil de la planta, ya que no se consideran modificaciones de la configuración de la misma, como expresan las restricciones de acoplamiento para la capacidad de generación de las turbinas y para el área de las distintas secciones de intercambio de calor. Por otra parte, las relaciones entre variables operativas proveen los valores óptimos de éstas (incluyendo flujos, temperaturas y presiones) para cada periodo de tiempo comprendido en la fase operativa; y dependen críticamente de los valores adoptados para los parámetros técnicos y económicos del modelo.

De esta manera, las relaciones funcionales multi-periodo condensan las características óptimas de las variables de decisión en cuanto al diseño de la planta, y la política operativa que debe implementarse para lograr valores óptimos para los indicadores económicos del proyecto.

Tabla 5.4 – Valores de los Parámetros de Ajuste para las Relaciones Funcionales Multi-periodo

Relación $\hat{R}_{j,oi}$	Parámetro ξ_{1j}	Parámetro ξ_{2j}
$A_{e,oi}$		$4.542 \cdot 10^{+02}$
PD_{oi}		$2.171 \cdot 10^{+00}$
AAR_{oi}		$9.612 \cdot 10^{-01}$
$AARO_{j,oi}$	$j = DEA$	$1.939 \cdot 10^{-01}$
	$j = LP$	$1.450 \cdot 10^{-01}$
	$j = IP$	$2.362 \cdot 10^{-01}$
	$j = HP$	$4.249 \cdot 10^{-01}$
$AAROS_{j,DEA,oi}$	$j = ECO DEA$	$4.727 \cdot 10^{-01}$
	$j = EVA DEA$	$5.273 \cdot 10^{-01}$
$AAROS_{j,LP,oi}$	$j = ECO LP$	$8.486 \cdot 10^{-03}$
	$j = EVA LP$	$7.556 \cdot 10^{-01}$
	$j = SH LP$	$2.359 \cdot 10^{-01}$
$AAROS_{j,IP,oi}$	$j = ECO1 IP$	$2.490 \cdot 10^{-02}$
	$j = ECO2 IP$	$6.080 \cdot 10^{-02}$
	$j = EVA IP$	$5.675 \cdot 10^{-01}$
	$j = SH1 IP$	$9.605 \cdot 10^{-02}$
	$j = SH2 IP$	$9.384 \cdot 10^{-02}$
	$j = RH$	$1.570 \cdot 10^{-01}$
$AAROS_{j,HP,oi}$	$j = ECO1 HP$	$4.787 \cdot 10^{-02}$
	$j = ECO2 HP$	$1.463 \cdot 10^{-01}$
	$j = ECO3 HP$	$2.144 \cdot 10^{-01}$
	$j = EVA HP$	$2.988 \cdot 10^{-01}$
	$j = SH HP$	$2.927 \cdot 10^{-01}$
CR_{oi}		$-1.397 \cdot 10^{-01}$
$TR_{j,k,oi}$	$j = DEA, k = CON$	$-3.848 \cdot 10^{-04}$
	$j = LP, k = DEA$	$-1.198 \cdot 10^{-07}$
	$j = IP, k = LP$	$-3.586 \cdot 10^{-07}$
	$j = HP, k = IP$	$-5.516 \cdot 10^{-07}$
$MF_{j,oi}$	$j = CC$	$-1.519 \cdot 10^{-03}$
	$j = PCC$	$1.752 \cdot 10^{-03}$
MA_{oi}		$-2.341 \cdot 10^{-03}$
$MS_{j,oi}$	$j = EVA DEA$	$-1.019 \cdot 10^{-02}$
	$j = EVA LP$	$-7.824 \cdot 10^{-04}$
	$j = EVA IP$	$-2.188 \cdot 10^{-03}$
	$j = EVA HP$	$-7.221 \cdot 10^{-03}$

5.4. Sistema de Ecuaciones Multi-periodo con Restricciones Adicionales

Se propone aquí una estrategia con objeto de estimar soluciones óptimas multi-periodo para la planta de generación, evitando la necesidad de resolver el programa matemático de optimización del sistema. Para lograr dicha meta, se propone la estrategia que se reseña en la Figura 5.5 (a semejanza de la que se discutió anteriormente en la *Sección 3.4*, sin considerar la variación temporal de los parámetros y variables del modelo).

La estrategia propuesta implica la obtención de estimaciones precisas de soluciones óptimas para el diseño y operación de la planta de generación en un marco temporal multi-periodo, mediante la utilización de las relaciones funcionales que representan las características óptimas del sistema a lo largo de su ciclo de vida útil, incluyendo las variables de diseño acopladas y las variables operativas para cada periodo de tiempo.

A medida que se introducen restricciones adicionales a la formulación de optimización multi-periodo original, el espacio de soluciones factibles se reduce gradualmente. Una vez se han adicionado un número suficiente de relaciones funcionales multi-periodo de manera que los grados de libertad del sistema resultante se igualen a cero, se obtiene un sistema de ecuaciones no-lineales equivalente al problema de optimización original, mediante cuya resolución se obtienen estimaciones precisas de la solución óptima económica de la planta de generación a lo largo de toda su vida útil, para valores dados de los parámetros de costos.

La formulación matemática resultante, en la forma de un sistema de ecuaciones multi-periodo con restricciones adicionales, está dada por las Ecuaciones (5.39-5.41).

$$\hat{R}_{j,oi} = \xi_{1j} \bar{o}_i + \xi_{2j} \quad (5.39)$$

$$\underline{h}(\hat{x}_{ti}) = 0 \quad (5.40)$$

$$\underline{g}(\hat{x}_{ti}) \leq 0 \quad (5.41)$$

Los siguientes ítems son considerados:

- Las relaciones funcionales multi-periodo expresadas por la Ecuación (5.39) proporcionan

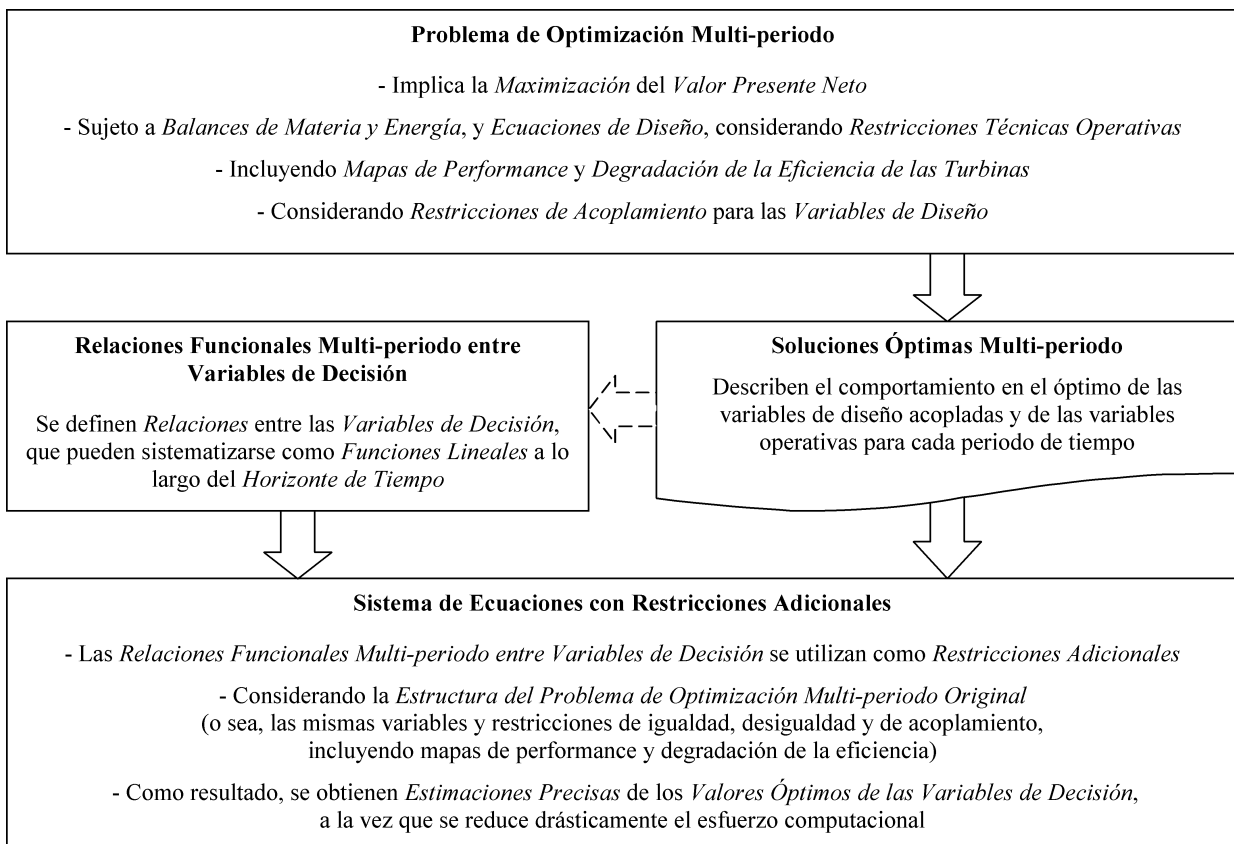


Figura 5.5 – Diagrama de Flujo para la Estrategia Propuesta

los valores óptimos de las relaciones entre variables de decisión para cada periodo de tiempo.

- Las restricciones de igualdad \underline{h} y de desigualdad \underline{g} son las asociadas al problema de optimización multi-periodo original, las cuales son evaluadas en función de los valores estimados de las variables de diseño y operativas \hat{x}_{ti} .

Implementación

(1) El programa matemático formulado es implementado en el software GAMS (Rosenthal, 2008) y es resuelto por medio del algoritmo CONOPT (Drud, 1996), en un procesador Intel Core i3 3.07 GHz con 2 GB RAM; utilizando para ello una variable muda (no vinculada con el resto del modelo del sistema) como función objetivo.

Se hace notar que cualquier otro método para tratar con sistemas de ecuaciones no-lineales puede ser aplicado (como por ejemplo el propuesto por Tarifa et al. (2004), que permite la selección de las variables de decisión y de la secuencia de cálculo más conveniente en un solo paso tal como demostraron para un sistema de desalación de múltiples efectos).

(2) El set pi representa el periodo pre-operativo de la vida útil del proyecto, abarcando los dos primeros años del mismo, durante los cuales se llevan a cabo las tareas de construcción. El set oi abarca la fase operativa del sistema, donde transcurren las actividades normales de generación. El set li representa el último periodo del ciclo de vida útil de la planta, e implica el desarme de las instalaciones existentes.

(3) Los datos de entrada necesarios han sido listados en las Tablas 2.4 a 2.9, 3.5, 5.1, 5.2 y 5.4.

Casos de Estudio

Se presentan comparaciones entre las soluciones del sistema de ecuaciones con restricciones adicionales y del problema original de optimización económico multi-periodo para la síntesis y diseño de la planta de generación (incluyendo los mapas de performance y la degradación de la eficiencia de las turbinas, denominado anteriormente como *Caso 1*).

De los valores reportados, se observa que el error medio de estimación de las variables de decisión es de 0.24 %, con una desviación máxima de 3.5 % y una desviación para el costo anual

total (función objetivo económica) menor a 0.1 %. Mas aún, errores de estimación similares se observan para amplios rangos de condiciones del mercado.

Varias observaciones adicionales pueden ser extraídas del análisis de los resultados obtenidos:

- Los valores óptimos de los indicadores de performance económicos dependen fuertemente de los parámetros financieros (listados en las Tablas 3.5 y 5.2). Aún así, si dichos parámetros se modifican, la estrategia propuesta puede ser fácilmente adaptada al recalcular las relaciones funcionales entre variables de decisión en función del tiempo; o aún, utilizar las correlaciones aquí reportadas sin incurrir en errores de estimación significativos si la variación de los parámetros económicos se restringe a rangos acotados.
- El error de estimación se mantiene en el mismo orden para amplios rangos de los parámetros económicos, así como para amplios rangos de la potencia demandada.

En la búsqueda de nuevas estrategias para simplificar la optimización de la planta de generación, se puede inferir que la formulación aquí propuesta permite obtener de manera rápida y precisa el óptimo multi-periodo del proyecto para condiciones dadas del mercado. Más aún, la resolución del sistema de ecuaciones con restricciones adicionales requiere drásticamente menos recursos computacionales que el problema de optimización original.

De esta forma, el sistema de ecuaciones con restricciones adicionales provee eficientemente estimaciones precisas de los valores óptimos de las variables de decisión de la planta de generación, lo cual resulta indispensable al enfrentarse a tareas de optimización más complejas o que impliquen un incremento significativo del tamaño del problema a resolver, tales como analizar el comportamiento del sistema frente a condiciones inciertas del mercado (que por ende requieran la evaluación de un gran número de escenarios distintos), considerar optimización en tiempo real para hallar nuevos puntos operativos óptimos ante modificaciones del proceso, o bien lidiar con el crecimiento del espacio de soluciones factibles resultante de incluir nociones de disponibilidad durante la optimización del proceso en un marco temporal multi-periodo.

Tabla 5.5 – Variables Claves obtenidas por medio del Sistema de Ecuaciones con Restricciones Adicionales

(a) Indicadores de Performance				
	Símbolo	Unidad	Caso I Valor Estimado	Error (%)
Valor Presente Neto	NPV	M\$	1920.7	-0.10
Gastos de Capital	$CAPEX$	M\$	1155.8	0.01
Gastos Operativos	$OPEX_{oi}$	M\$	227.0	0.02
Costos de Materias Primas	$C_{RM,oi}$	M\$	143.3	0.03
Costos de Personal	$C_{MP,oi}$	M\$	1.3	0.00
Costos de Mantenimiento	$C_{Mant,oi}$	M\$	4.6	0.01
Costo de la Electricidad	COE_{oi}	\$/MWh	44.06	0.02
Ventas de Energía	$Sales_{oi}$	M\$	512.0	0.00
Eficiencia Térmica del Ciclo Combinado	$\eta_{T,oi}$		0.5913	-0.03
Eficiencia Térmica de la Turbina de Gas	$\eta_{GT,oi}$		0.4049	-0.06
Eficiencia Térmica de la Caldera	$\eta_{HRSG,oi}$		0.3529	-0.58
Eficiencia Térmica de la Turbina de Vapor	$\eta_{ST,oi}$		0.8878	0.57
Área Específica	$A_{e,oi}$	m ² /MW	454.2	0.07
Tiempo de Resolución		s	36.5	
Número de Iteraciones			82	

(b) Variables Asociadas al Ciclo de Gas

	Símbolo	Unidad	Caso I Valor Estimado	Error (%)
Capacidad de la Turbina de Gas	$\dot{W}_{Net,GT,D}$	MW	273.9	-0.03
Capacidad de la Turbina	$\dot{W}_{GT1,D}$	MW	291.9	-0.51
Capacidad de la Turbina	$\dot{W}_{GT2,D}$	MW	291.9	-0.51
Capacidad de la Compresor	$\dot{W}_{AC,D}$	MW	298.6	-0.96
Capacidad de la Turbina de Vapor	$\dot{W}_{Net,ST,D}$	MW	255.8	0.06
Capacidad de la Turbina de Baja	$\dot{W}_{STLP,D}$	MW	125.1	0.04
Capacidad de la Turbina de Media	$\dot{W}_{STIP,D}$	MW	69.1	0.10
Capacidad de la Turbina de Alta	$\dot{W}_{STHP,D}$	MW	72.1	0.05
Capacidad de la Planta de Generación	$\dot{W}_{Net,D}$	MW	803.5	0.00
Consumo de Combustible	$\Sigma \dot{m}_{F,j,oi}$	kmol/s	0.8135	0.03
Caudal de Aire	$\dot{m}_{AC,oi}$	kmol/s	19.15	0.06
Relación de Compresión	CR_{oi}		27.2	-2.28
Área de Intercambio en Regenerador	$A_{REG,D}$	m ²	11014	-3.50

(c) Variables Asociadas al Ciclo de Vapor

	Símbolo	Unidad	Caso I Valor Estimado	Error (%)
Áreas de Intercambio en Caldera de Recuperación				
Nivel del Desaireador	$A_{Net,DEA,D}$	m ²	33864	0.06
Nivel de Baja	$A_{Net,LP,D}$	m ²	25330	0.10
Nivel de Media	$A_{Net,IP,D}$	m ²	41243	0.07
Nivel de Alta	$A_{Net,HP,D}$	m ²	74206	0.08
Caudal de Vapor				
Nivel del Desaireador	$\dot{m}_{cf,EVADEA,oi}$	kg/s	89.85	0.06
Nivel de Baja	$\dot{m}_{cf,EVALP,oi}$	kg/s	6.85	0.11
Nivel de Media	$\dot{m}_{cf,EVAIP,oi}$	kg/s	19.26	0.06
Nivel de Alta	$\dot{m}_{cf,EVAHP,oi}$	kg/s	63.74	0.06
Presiones Operativas en Caldera de Recuperación				
Nivel del Condensador	$P_{Sat,CON,oi}$	kPa	0.1012	0.08
Nivel del Desaireador	$P_{Sat,DEA,oi}$	kPa	3.00	0.00
Nivel de Baja	$P_{Sat,LP,oi}$	kPa	4.57	0.00
Nivel de Media	$P_{Sat,IP,oi}$	kPa	17.44	0.06
Nivel de Alta	$P_{Sat,HP,oi}$	kPa	139.69	0.03
Diferencias Mínimas de Temperaturas en Caldera de Recuperación				
Nivel del Desaireador	$PP_{EVADEA,oi}$	K	15.0	0.00
Nivel de Baja	$PP_{EVALP,oi}$	K	14.5	0.00
Nivel de Media	$PP_{EVAIP,oi}$	K	14.5	0.00
Nivel de Alta	$PP_{EVAHP,oi}$	K	14.5	0.00

5.5. Propuesta Multi-periodo considerando Nociones de Disponibilidad

5.5.1. Configuración del Caso de Estudio

En la presente sección, se pretende hallar plantas de generación óptimas a lo largo de todo su ciclo de vida útil, considerando el diagrama lógico de confiabilidad del sistema y la asignación de recursos para mantenimiento.

Para ello, se utiliza la estrategia de modelado en un marco temporal multi-periodo introducida en el presente capítulo (según la *Sección 5.2*), incluyendo las restricciones de acoplamiento de las variables de diseño, así como los mapas de performance de las turbinas y la inclusión de funcionalidades para la degradación de su eficiencia inherente con el tiempo. Asimismo, los indicadores económicos del proyecto se evalúan por medio del método del valor presente neto (presentado en la *Sección 5.3.1*).

Con objeto de evaluar la disponibilidad del sistema, se introdujo anteriormente el modelo de espacio de estados (en la *Sección 4.2*); al igual que se propuso (en la *Sección 4.2.6*) una relación entre el monto de fondos asignados para mantenimiento y las tasas de reparación de los distintos componentes de la planta.

Por otro lado, el diagrama de bloques de la planta de generación se introdujo anteriormente en la Figura 4.1, mientras que los estados operativos factibles se describieron en la Tabla 4.2 y se enumeraron en la Tabla 4.3. Según dichos lineamientos, el modelo de espacio de estados es aplicado de manera independiente a cada periodo dentro de la fase operativa del ciclo de vida útil de la planta de generación, con el objeto de estudiar el efecto de dichas consideraciones sobre la performance económica óptima del proyecto.

5.5.2. Degradación de la Confiabilidad

De manera general, se asume comúnmente que la tasa de falla de un equipo de procesos varía con el tiempo siguiendo la llamada "curva de la bañera" (Kuo y Zuo, 2003). Para sistemas de generación, Erguina (2004) postuló que el periodo inicial puede ser reducido considerablemente (al

punto de no ser necesario tenerlo en cuenta) al repararse o eliminarse los defectos de construcción. La segunda etapa constituye el periodo de vida útil de la planta, y la tasa de falla crece lentamente durante el mismo, debido a la degradación de performance no restituible mediante acciones de mantenimiento. Por último, el periodo final de crecimiento acelerado de las tasas de falla tiene lugar al volverse dominante el desgaste de los equipos, aunque no ocurre en el mismo momento para todos ellos.

Con objeto de considerar la degradación de la confiabilidad inherente de los componentes que conforman el sistema, pero sin complicar excesivamente el procedimiento de optimización de la planta durante las tempranas etapas de síntesis y diseño, se asume aquí que el periodo inicial ha sido eliminado mediante la implementación de buenas prácticas por parte del fabricante. De esta forma, los equipos de procesos que conforman los distintos componentes de la planta se encuentran operando en la región inferior de la curva de la bañera al iniciarse las actividades de generación. Asimismo, el aumento acelerado de las tasas de fallas durante el periodo final es despreciado en virtud de asumir que las políticas de mantenimiento implementadas lograrán restringir la degradación de la confiabilidad de los equipos a niveles reducidos.

Así, la variabilidad de la confiabilidad de los distintos componentes que componen el diagrama lógico del sistema de generación se considera mediante una funcionalidad lineal de la tasa de falla de cada uno de ellos respecto del periodo de tiempo, según se expresa en la Ecuación (5.42).

$$\lambda_{ASS,oi} = \lambda_{ASS,0} (1 + 0.01 \bar{\sigma}_i) \quad (5.42)$$

5.5.3. Formulación del Problema de Optimización Multi-periodo considerando Disponibilidad

La formulación matemática para la optimización multi-periodo de la planta de generación considerando distintas nociones de disponibilidad, está dada por las Ecuaciones (5.43-5.45).

$$\text{máx } f \left(\underline{x}_{oi,FMf}, \underline{y}_{oi,FMf}, A_S \right) = NPV \quad (5.43)$$

$$\underline{h} \left(\underline{x}_{oi,FMf}, \underline{y}_{oi,FMf}, A_S \right) = 0 \quad (5.44)$$

$$\underline{g} \left(\underline{x}_{oi,FMf}, \underline{y}_{oi,FMf}, A_S \right) \leq 0 \quad (5.45)$$

Los siguientes ítems son considerados:

- El valor presente neto NPV , definido en la Ecuación (5.16), se utiliza como función objetivo.
- El set de variables $\underline{x}_{oi,FMf}$ incluye variables de diseño (áreas de transferencia, dimensiones de las turbinas, etc.) y variables operativas (temperaturas, presiones, caudales, etc.).
- El set de variables $\underline{y}_{oi,FMf}$ incluye variables discretas que configuran el espacio de estados del sistema.
- Las restricciones de igualdad \underline{h} y de desigualdad \underline{g} incluyen:
 - los balances de materia y energía, las ecuaciones de diseño, y las correlaciones de predicción de propiedades físico-químicas, abarcando las Ecuaciones (2.1-2.61),
 - las restricciones operativas definidas en las Ecuaciones (2.62-2.79),
 - los balances globales, incluyendo el requerimiento externo de producción de energía, listados en las Ecuaciones (2.80-2.88),
 - las relaciones entre variables de decisión definidas por las Ecuaciones (2.90-2.102),
 - el modelo de espacio de estados del sistema, descrito por las Ecuaciones (4.1-4.19).
 - la funcionalidad de las tasas de reparación respecto de los fondos asignados para mantenimiento, según se propuso en las Ecuaciones (4.20-4.21).
 - los mapas de performance de las turbinas según las Ecuaciones (5.1-5.2), las restricciones de acoplamiento introducidas en las Ecuaciones (5.3-5.14), y la degradación de la eficiencia de las turbinas según la Ecuación (5.15),
 - el aumento de las tasas de fallas de los componentes, expresado en la Ecuación (5.42),
 - la evaluación de los indicadores económicos del proyecto, según las Ecuaciones (5.16-5.30).
- Los datos de entrada necesarios han sido listados en las Tablas 2.4 a 2.9, así como en las Tablas 3.5, 4.4, 4.5, 5.1 y 5.2.

Implementación

(1) El programa matemático formulado es implementado en el software GAMS (Rosenthal, 2008) y es resuelto por medio de los algoritmos CONOPT (Drud, 1996) y CPLEX (IBM, 2013), en un procesador Intel Core i3 3.07 GHz con 2 GB RAM.

(2) El set pi representa el periodo pre-operativo de la vida útil del proyecto, abarcando los dos primeros años del mismo, durante los cuales se llevan a cabo las tareas de construcción. El set oi abarca la fase operativa del sistema, donde transcurren las actividades normales de generación. El set li representa el último periodo del ciclo de vida útil de la planta, e implica el desarme de las instalaciones existentes.

Por otra parte, el set FM^f se utiliza para representar los estados funcionales factibles del sistema, por medio del modelo del espacio de estados. Nótese que todas las variables operativas comprendidas en las Ecuaciones (2.1-2.102) y (5.1-5.30) dependen del set FM^f , aunque no hayan sido antes explícitamente declaradas en tal forma (con objeto de simplificar la presentación del modelo).

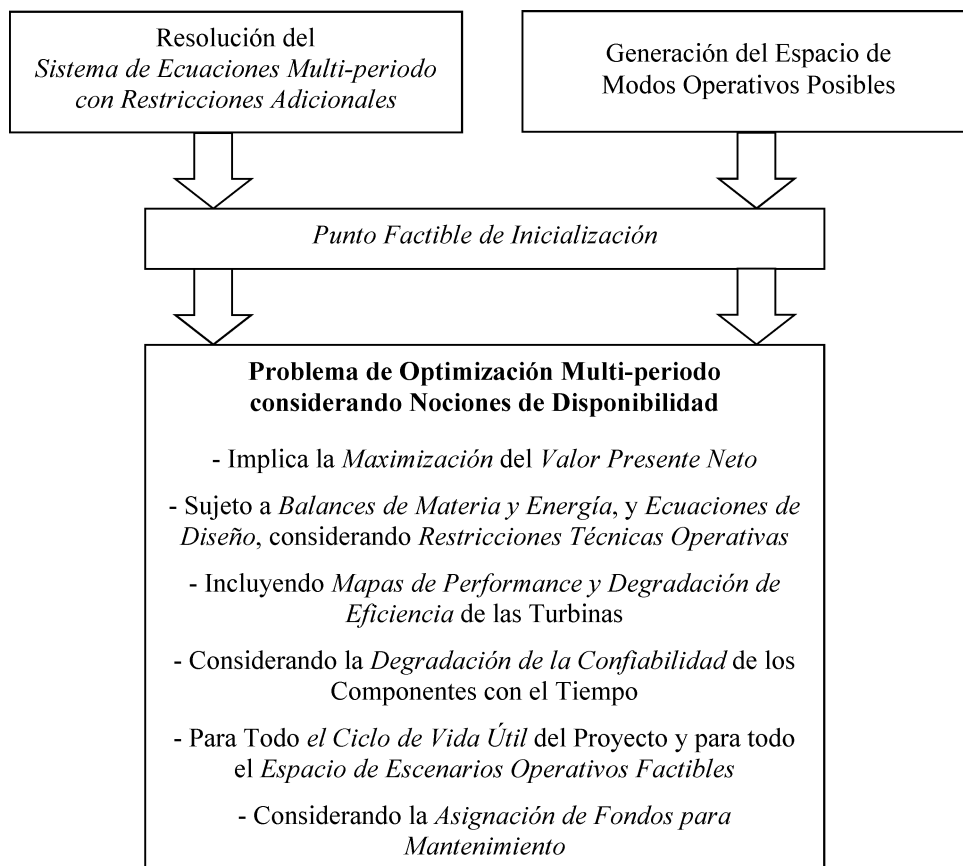


Figura 5.6 – Inicialización del Problema de Optimización Multi-periodo considerando Disponibilidad

(3) El problema de optimización se inicializa según se introduce en la Figura 5.6 y se detalla a continuación:

- en primer lugar, se resuelve el sistema de ecuaciones multi-periodo con restricciones adicionales (según se discutió en la *Sección 3.4*); obteniéndose (estimaciones precisas de) los valores óptimos de las variables de diseño y operativas para cada periodo a lo largo del horizonte de modelado multi-periodo, así como de los indicadores de performance económicos para todo el ciclo de vida útil del proyecto;
- en paralelo, se genera el espacio completo de modos operativos posibles (según se discutiera en la *Sección 4.2.1*);
- estos valores se utilizan como un punto factible de inicialización para el problema de optimización multi-periodo considerando nociones de disponibilidad.

(4) Las condiciones operativas de la planta varían para cada estado funcional factible en cada periodo de su ciclo de vida útil. Por ello, y a menos que se indique lo contrario, los indicadores de performance económicos son ponderados a través de todos los escenarios factibles por medio de las probabilidades de ocurrencia de cada uno de ellos (o del periodo de tiempo asociado), según se explicara en la *Sección 4.2.5*.

(5) Los datos de entrada necesarios han sido listados en las Tablas 2.4 a 2.9, 3.5 (excepto por el valor de $F_{Mant,oi}$ que se determina aquí como resultado de la optimización), 4.4, 4.5, 5.1, 5.2 y 5.4.

5.5.4. Soluciones Óptimas Multi-periodo considerando Disponibilidad

La resolución del problema de optimización formulado se lleva a cabo paramétricamente para valores de la disponibilidad del sistema entre 0.9018 y 0.9247. La obtención de las soluciones óptimas presentadas, que corresponden a 5 puntos de resolución, insumieron cada una un promedio de 51 iteraciones y 24.4 segundos.

La Figura 5.7 presenta la variación porcentual de los indicadores económicos del sistema al incrementarse el periodo operativo a capacidad nominal en 50 horas cada vez. Nótese que para aquellos indicadores que dependen del tiempo, se presentan los valores para el primer periodo operativo, aunque se observan a priori tendencias similares a lo largo de todo el horizonte de tiempo.

La mejora del valor presente neto es progresivamente menor, volviéndose marginal a medida

que se requiere que la planta opere un periodo más extenso a su capacidad de diseño, satisfaciendo la totalidad de la demanda esperada. Dicha tendencia es consecuencia del aumento de los gastos operativos totales en una mayor proporción que lo hacen las ventas de energía, disminuyendo de esta manera la ganancia marginal del proyecto al aumentar la disponibilidad del sistema.

Como consecuencia del aumento de los costos operativos, se produce también un incremento del costo de la energía generada. Aún así, la inversión de capital necesario no varía significativamente con la disponibilidad del sistema, ya que no se considera una funcionalidad directa entre dichas variables.

La Figura 5.8 introduce el monto que resulta necesario asignar para tareas de mantenimiento en cada periodo operativo, con el objeto de lograr el nivel de disponibilidad deseado a lo largo de todo el horizonte de tiempo.

Como consecuencia de la degradación de la eficiencia inherente de los distintos componentes de la planta de generación, se observa que se requiere un aumento constante del presupuesto para mantenimiento de manera de contrarrestar la disminución de la performance de la planta y satisfacer la demanda esperada para un nivel de disponibilidad dado.

Asimismo, si se desea incrementar la disponibilidad del sistema, deberán también aumentarse los fondos destinados año a año para acciones de mantenimiento. Los fondos extras impactan positivamente sobre la tasa de reparación de los distintos componentes del sistema, al mejorar distintos aspectos operativos vinculados a la implementación de las políticas de mantenimiento (materiales e inventario, capacitación y entrenamiento, eficiencia operacional, programación de actividades, etc).

Comparación con un Enfoque Tradicional

La Figura 5.9 presenta una comparación de los pesos relativos entre los indicadores económicos óptimos de planta de generación obtenidas por el método tradicional (asignación de un monto prefijado para mantenimiento, y sin consideración de estados funcionales, según se presentó en la *Sección 5.3.3*) y por el enfoque del espacio de estados aquí discutido, para el mismo nivel de disponibilidad del sistema fijado en 0.9132.

De manera general, se observa en la Figura 5.9a que la economía de la planta mejora al considerar la configuración de confiabilidad y la asignación de recursos para mantenimiento durante

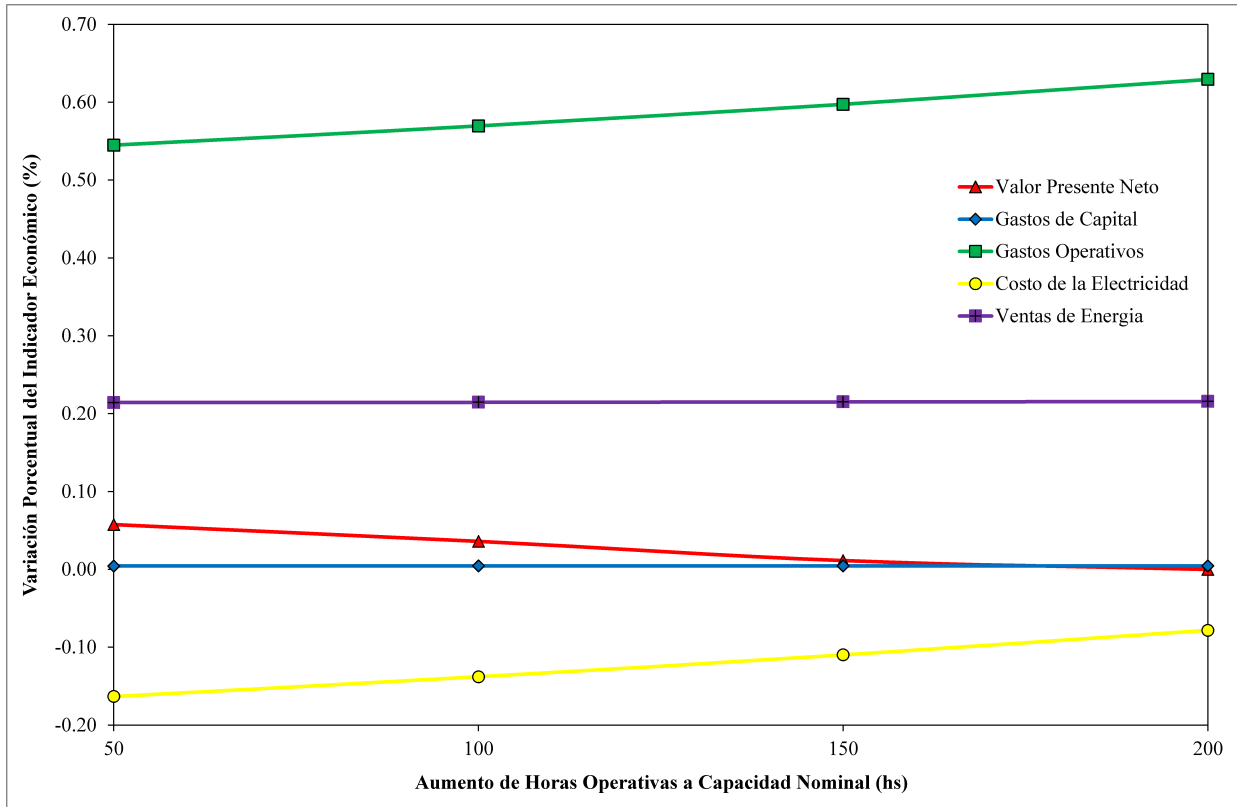


Figura 5.7 – Variación de Indicadores Económicos para Distintos Niveles de Disponibilidad

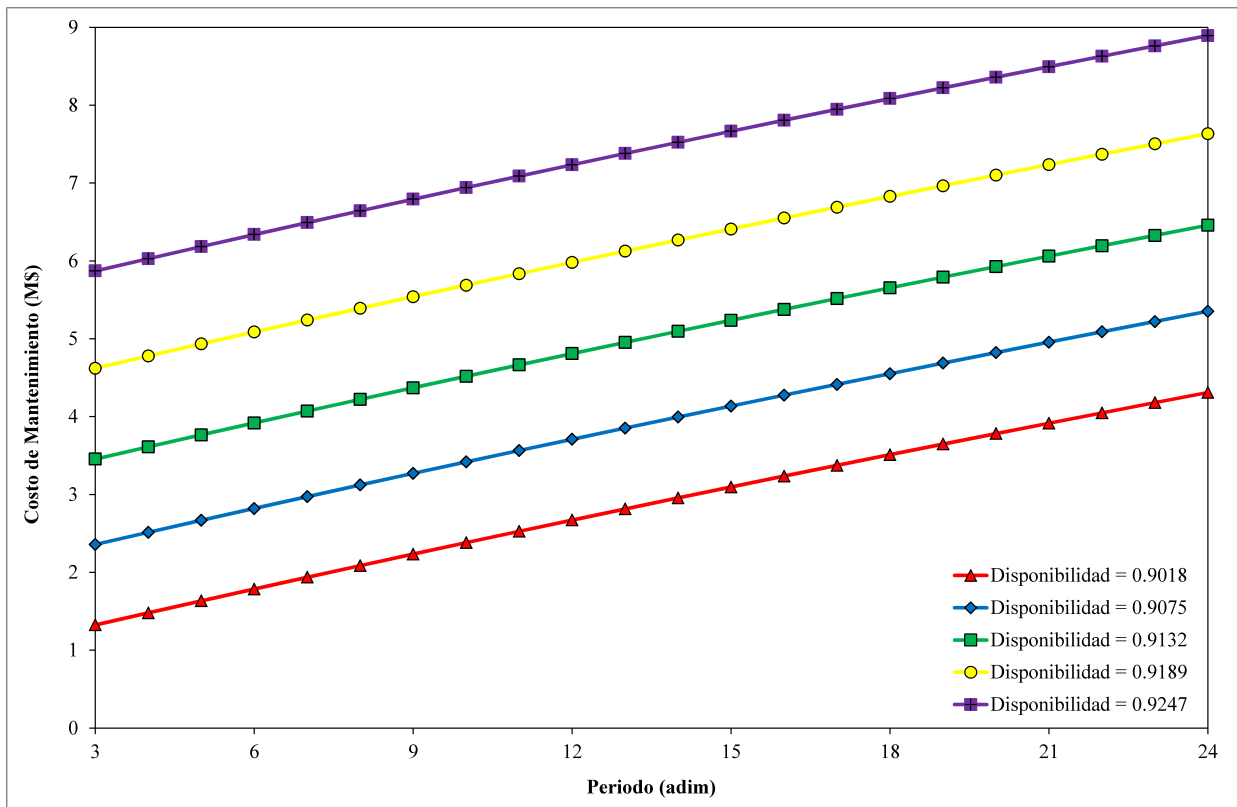


Figura 5.8 – Variación del Costo de Mantenimiento para Distintos Niveles de Disponibilidad

las etapas de síntesis y diseño del proyecto. Luego, el modelo del espacio de estados embebido en la formulación multi-periodo reporta un valor presente neto para el proyecto alrededor de 10 % mayor que el correspondiente a una planta obtenida por métodos tradicionales.

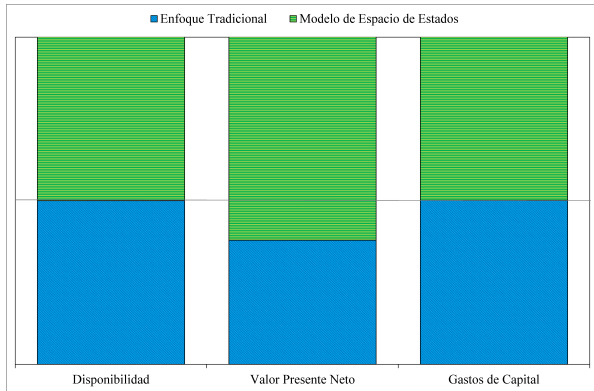
Por otro lado, y como se discutiera anteriormente, no se considera una relación directa entre disponibilidad e inversión de capital, por lo que los equipos de proceso son diseñados solo en vista de satisfacer la demanda esperada a capacidad nominal, y por consiguiente, no se aprecian diferencias significativas en los gastos de capital necesarios.

El modelo del espacio de estados permite evaluar los costos en que incurre el sistema no solo a capacidad nominal, sino en los distintos estados degradados comprendidos por el set de escenarios factibles. Ello resulta en previsiones de gastos totales mayores que las de una planta obtenida por métodos tradicionales, como ilustra la Figura 5.9b. Esta diferencia es principalmente impulsada por los costos del combustible consumido, que resultan igualmente sub-estimados por los métodos tradicionales en algo menos de un 2 % anual, según se observa en la Figura 5.9c.

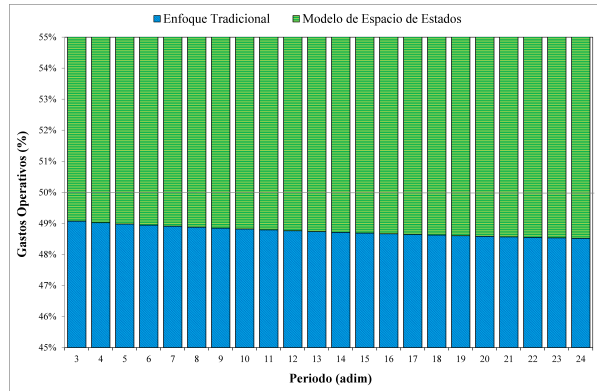
Por otro lado, se aprecia en la Figura 5.9d una diferencia notable en la política de asignación de recursos para mantenimiento. En primer instancia, se observa una tendencia creciente respecto de los fondos necesarios para mantener el nivel de disponibilidad deseado, a consecuencia de la degradación de la eficiencia inherente de distintos componentes del sistema, que es compensada con un aumento de sus respectivas tasas de reparación.

Asimismo, se observa que los fondos para mantenimiento son sobre-estimados por los métodos tradicionales en los primeros años operativos, así como sub-estimados en los últimos. Ello resalta nuevamente la importancia de considerar la vinculación existente entre la confiabilidad de los componentes y el presupuesto para mantenimiento, ya que a partir del onceavo año operativo no será posible alcanzar el nivel de disponibilidad deseado al no asignarse suficientes fondos para acciones de mantenimiento.

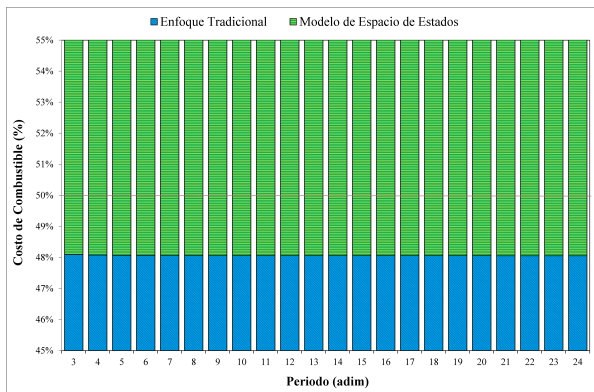
El costo de la electricidad generada presenta una tendencia creciente, tal como se presenta en la Figura 5.9e, en virtud del aumento de los costos operativos a lo largo de la fase operativa del ciclo de vida útil de la planta de generación; a la vez que resulta entre 3.0 % y 5.4 % más alto que el de una planta tradicional. Aún así, también se incrementa la cantidad de energía disponible para la venta, según se aprecia en la Figura 5.9f, al ser posible evaluar la capacidad remanente de



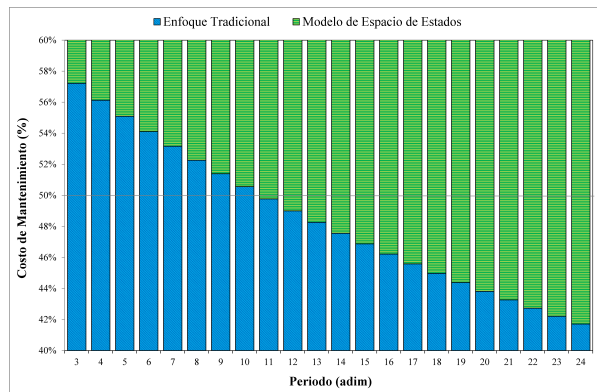
(a) Valor Presente Neto



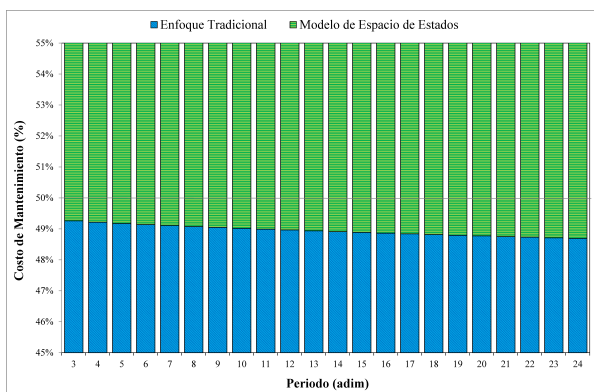
(b) Gastos Operativos



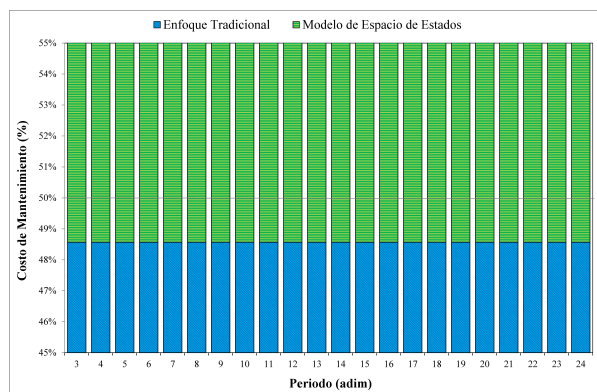
(c) Costo de Combustible



(d) Costo de Mantenimiento



(e) Costo de la Electricidad



(f) Ventas de Energía

Figura 5.9 – Indicadores Económicos del Proyecto

generación de la planta en los distintos estados degradados.

Tan y Kramer (1997) afirmaron que hay cuatro mecanismos de retroalimentación utilizados para controlar y mejorar la confiabilidad de los equipos en una planta de manufactura: mantenimiento correctivo y restauración a estado operativo de equipos fallados; desarrollo de estrategias de mantenimiento para mejorar la economía y seguridad de la planta; mantenimiento predictivo seguido de la implementación de acciones correctivas/preventivas; y modificaciones de diseño y operativas tendientes a mejorar la confiabilidad.

En el presente trabajo, se consideran aquellas estrategias que resultan de implementación directa durante las etapas tempranas de síntesis conceptual del sistema de generación de energía, en virtud del nivel de detalle respecto de las características del sistema que se obtiene durante dicha fase del diseño, y considerando que la información necesaria resulte fácilmente asequible por el diseñador.

Luego, la inclusión en la formulación multi-periodo de optimización de la configuración lógica de confiabilidad del sistema, del rango completo de escenarios operativos factibles, y de la funcionalidad de las tasas de reparación respecto de los fondos para mantenimiento, reportan aquí diseños que se ciñen a la realidad de las plantas de generación por ciclo combinado y aportan mayor detalle sobre la evolución de las variables de decisión para cada escenario operativo factible.

Capítulo 6

Conclusiones

6.1. Principales Desarrollos Alcanzados

En la presente sección, se resumen las conclusiones y principales contribuciones obtenidas a lo largo del trabajo de tesis.

Introducción y Revisión Bibliográfica (Capítulo 1)

Como introducción a este trabajo de tesis, se presenta una reseña de diferentes aspectos vinculados a la síntesis y diseño de sistemas de generación de energía, de donde se deducen las carencias de las estrategias previamente propuestas y se desprenden nuevas oportunidades de investigación:

- *Enfoques en la síntesis y diseño de procesos:* en la bibliografía, no se presentan estrategias para la síntesis y el diseño de procesos que consideren simultáneamente la optimización de la eficiencia, las restricciones técnicas, y la evaluación económica de dicha problemática; o en su defecto, los métodos propuestos no realizan una evaluación directa de la factibilidad financiera del proyecto, sino que se asisten de variables auxiliares a tal fin (por ejemplo, la termo-economía o la exergo-economía).

Por lo tanto, una oportunidad se presenta al encarar la síntesis y diseño de procesos, y en particular de sistemas de generación de energía, considerando simultáneamente la optimización de su performance técnica y económica. Aún cuando se desarrolle un enfoque que incluya ambos puntos de vista, es importante que para la evaluación de la performance termodinámica y financiera del proyecto se utilicen indicadores de amplia aceptación en la práctica, y que señalen de manera directa los pasos a seguir para alcanzar el óptimo del proyecto.

Asimismo, se deduce de la revisión realizada que las nuevas estrategias propuestas para la síntesis y diseño del proceso deben facilitar la tarea de obtención de los parámetros óptimos, superando las dificultades planteadas al generarse modelos no-lineales si se representan de manera rigurosa las características de diseño y operativas de la planta.

- *Disponibilidad y mantenimiento:* en general, los métodos tradicionales para la evaluación económica de proyectos durante las etapas de síntesis y diseño incluyen solo formas elementales para el cálculo de los fondos que se deben asignar para mantenimiento, mientras
-

que desprecian los efectos que estos conceptos tienen sobre el diseño y la operación del sistema. Por otro lado, en la bibliografía se presentan numerosos trabajos resaltando la importancia que las políticas de mantenimiento y la configuración de confiabilidad tienen sobre el comportamiento de un proceso sujeto a condiciones que escapan a su normal desenvolvimiento.

Por ello, durante las etapas tempranas de la vida del proyecto, resulta ventajoso considerar las políticas de mantenimiento a implementar, y los costos asociados a éstas, así como el efecto que ambas variables tienen sobre las variables de diseño y operativas de manera de alcanzar la performance óptima. Más aún, al incluir la estructura de confiabilidad del proceso durante las etapas de síntesis y diseño, se gana más detalle sobre las ganancias y pérdidas en que se incurre durante los períodos en que transcurren condiciones anómalas, asegurando asimismo que el sistema pueda sobrellevar dichos escenarios.

- *Flexibilidad en síntesis y diseño de procesos*: aún cuando la variabilidad de los parámetros que influyen sobre el sistema se modele de manera simplificada, resulta indispensable determinar en que medida se ve afectada la performance óptima del sistema al hacer frente a un amplio rango de escenarios posibles. Al mismo tiempo, el aprovechamiento integral de los recursos disponibles para satisfacer la demanda esperada solo se puede asegurar si el diseño propuesto para el proceso contempla los efectos de modificaciones en los parámetros internos y externos que influyen sobre la performance del mismo, considerando todos los escenarios a los que se espera que deba hacer frente.
- *Síntesis y diseño multi-periodo orientados al análisis del ciclo de vida útil*: el enfoque tradicional utilizado para evaluar los indicadores económicos de un proyecto no considera el cambio en el tiempo de los parámetros que repercuten sobre el sistema, como así tampoco la variación del valor del dinero con el tiempo.

La inclusión de estos conceptos críticos en el problema de optimización de un proceso dado requiere de una formulación multi-periodo, con el objeto de considerar los distintos escenarios configurados por la modificación de distintos parámetros técnicos y económicos con el tiempo. Este tipo de modelo también habilita se consideren las distintas etapas que el proceso atraviesa a lo largo de su vida útil, así como las características distintivas que cada

una presenta (construcción, operación normal, desarme, etc.) y su influencia en los valores finales de las variables de diseño y operativas óptimas.

El acoplamiento de las variables de diseño a través de los distintos segmentos de tiempo (al restringirse las modificaciones estructurales posibles en la planta) agrega un nivel de dificultad extra a la resolución de la formulación obtenida. Estas circunstancias tornan indispensable que la estrategia de resolución propuesta para el problema sea robusta y de fácil implementación, a la vez que permita obtener el diseño de la planta y la política de operación de la misma que desemboquen en una performance óptima para el sistema a lo largo de todo el horizonte de tiempo.

Modelo Matemático de la Planta de Generación (Capítulo 2)

Entre los sistemas de generación de energía implementados alrededor del mundo, se selecciona para su estudio en esta tesis una planta de potencia por ciclo combinado, debido a que en el mercado actual (y en particular, en el caso de la Argentina) constituye una sistema del estado del arte para tal fin, al considerarse características tales como: arreglo multi-eje en la configuración de la planta, post-combustión y regeneración en la turbina de gas, múltiples niveles de presión y secciones de intercambio en paralelo en la caldera de recuperación.

En este contexto, se describe la estrategia utilizada para modelar cada equipo de proceso que compone el ciclo combinado. En todos los casos se consideran balances de materia y energía, predicción de propiedades físico-químicas, y ecuaciones de diseño, que en conjunto permiten determinar las características de los equipos necesarios para cumplir con la demanda externa fijada. Asimismo, se listan todas las variables de diseño y operativas consideradas, así como los parámetros que deben ser proporcionados por el diseñador.

Más aún, con el objeto de circunscribir una región factible de operación de acuerdo a la práctica industrial, y considerando los límites y recomendaciones técnicas reportados en la bibliografía y/o sugeridos por los fabricantes, se incluyen una serie de restricciones operativas que abarcan temperaturas, presiones, diferencias de temperaturas, calidades de vapor, etc.

Por último, se introducen relaciones adimensionales entre las variables de decisión del modelo de la planta de generación, que serán posteriormente utilizadas durante la búsqueda de funcional-

dades que describan las características de los espacios de soluciones óptimas asociados al sistema. Las relaciones propuestas se basan en alineamientos previamente introducidos por otros autores, y aquí ampliadas para cubrir distintos aspectos de interés práctico relacionadas a los ciclos combinados de gran escala.

La estrategia utilizada para representar cada equipo de proceso asegura se obtenga el nivel de detalle necesario para la posterior evaluación de la performance termodinámica y económica del sistema, y resulta consistente con la utilizada en la bibliografía y en la práctica industrial durante las etapas de síntesis y diseño de procesos diversos.

Espacio de Soluciones Óptimas Termodinámicas (Capítulo 3)

En el capítulo de referencia, se explora en primer instancia el espacio de soluciones óptimas termodinámicas, obtenido mediante la resolución del problema de optimización formulado a tal fin. El enfoque termodinámico es aquí abordado debido a que las propiedades y funcionalidades que de éste derivan, presentan un carácter más general y un rango de aplicación más amplio (en comparación a las contrapartes obtenidas mediante un análisis económico).

Desde el punto de vista del primer principio, se desglosan los principales componentes que aportan a la eficiencia térmica del sistema. De ello se desprende la importancia en un ciclo combinado de la estrategia utilizada para integrar las turbinas de gas y de vapor mediante la caldera de recuperación, mientras se asegura el mayor aprovechamiento de la energía entregada por el combustible para producir potencia destinada a la satisfacción de la demanda esperada.

Además, se justifica la elección de la eficiencia térmica como indicador de performance termodinámico debido a la simplicidad de su cálculo y su amplia aceptación en la práctica industrial, cuando se la compara con los enfoques que surgen de considerar los efectos del segundo principio en la evaluación del comportamiento de la planta de generación.

De esta forma, se selecciona a la eficiencia térmica como función objetivo al formular el problema de optimización termodinámico de la planta de generación. La naturaleza del problema resulta no-lineal, al incluir los balances de materia y energía, correlaciones para predicción de propiedades y ecuaciones de diseño presentadas en el capítulo anterior, implicando sea inevitable la necesidad de lidiar con las dificultades de inicialización y convergencia asociados a este tipo de problema matemático.

La resolución del problema de optimización formulado se enfoca con el objeto de obtener familias de soluciones óptimas termodinámicas, considerándose el efecto conjunto del área de intercambio asignada y de la potencia generada (mediante la utilización de la relación entre ambos) sobre las soluciones obtenidas. Ambos atributos están intrínsecamente relacionados con la escala del proyecto, y en secciones posteriores, definirán gran parte del costo de capital y operativo asociado al mismo.

Así, las familias de soluciones óptimas termodinámicas contienen la información sobre el comportamiento de las variables de diseño y operativas, al variar en amplios rangos al área específica asignada al sistema. En principio, se observa que el sistema responde a incrementos del área de intercambio hasta un cierto valor dado, por encima del cual no se observan mejorías adicionales de la eficiencia térmica. De esta manera, se verifica que existe un valor del área específica que asegura se obtenga el máximo entre los valores óptimos de la eficiencia del sistema; y que se produce una caída de la performance al disminuirse el área específica por debajo del valor óptimo.

Más aún, se discuten las tendencias que las variables de diseño y operativas prosiguen a lo largo de todo el espacio de soluciones óptimas, y se halla también (como era de esperarse en virtud de las restricciones operativas consideradas) que las mismas son consistentes con los valores reportados en la bibliografía técnica y científica para todos los casos considerados. Cabe destacar que el modelo formulado de la planta de generación permite hallar los valores óptimos de las variables más importantes desde el punto de vista práctico, incluyendo potencias de las turbinas, áreas de intercambio, consumo de combustible, caudales y propiedades de cada corriente, entre otras.

Con el objeto de representar sus rasgos característicos de manera simplificada y eficiente, el procesamiento de la información contenida en el espacio de soluciones óptimas termodinámicas conduce al hallazgo de interrelaciones entre las variables de decisión. Para ello, y asociada al problema de optimización original, se propone una formulación matemática que permite definir relaciones funcionales entre las variables de decisión, resultando a tal fin un procedimiento de simple implementación y bajo costo computacional. Mas aún, al orientar la búsqueda hacia aquellas variables de diseño y operativas que tienen más repercusión sobre la performance del sistema desde el punto de vista práctico-industrial, se concluye que las relaciones funcionales entre las

mismas pueden asumirse lineales con valores muy bajos en los errores de estimación.

Espacio de Soluciones Óptimas Económicas (Capítulo 3)

La segunda tarea desarrollada en el capítulo de referencia es la optimización de las características del proyecto de generación desde el punto de vista económico. Este enfoque resulta indispensable para determinar la rentabilidad de las diferentes opciones de inversión, y seleccionar el proyecto a concretar en base a la prosperidad óptima esperada para el mismo.

Para la evaluación económica del proyecto, se selecciona el costo anual total como indicador de performance. En consecuencia, se detallan todos los componentes considerados durante el cálculo del mismo, incluyendo los gastos de capital y operativos en que se incurre. Cabe destacar que este enfoque pertenece a la categoría de métodos que no consideran el cambio del valor del dinero a través del tiempo, ya que asumen una base anual de cálculo y una actualización de la inversión a una tasa de interés fijada. Aún así, la utilización del costo anual total se encuentra ampliamente difundida durante las etapas de síntesis y diseño, debido a su simplicidad y a la concordancia que presenta con los parámetros de cálculo disponibles durante dichas etapas del desarrollo del proyecto.

Asimismo, se discute brevemente la limitación que presentan los métodos tradicionales de evaluación económica al asignar los fondos de mantenimiento como un porcentaje fijo del capital de inversión, ya que en secciones posteriores se propondrán nuevas estrategias para realizar esta acción considerando las características inherentes de confiabilidad y mantenibilidad de los distintos equipos de proceso, así como el arreglo de los mismos en la planta y las políticas de mantenimiento a implementar.

La solución óptima obtenida al resolver el problema de optimización económico refleja valores del costo total, la inversión de capital, los gastos operativos y el costo de la energía generada que concuerdan con los obtenidos en plantas de igual tamaño actualmente en funcionamiento alrededor del mundo. Asimismo, se proveen detalles sobre la constitución de las erogaciones totales, y sobre la influencia que variaciones dadas en los parámetros económicos ejercen sobre éstas últimas.

Del análisis preliminar de costos se desprende que los gastos operativos en combustible y de inversión en área de intercambio son los que mayor influencia ejercen sobre los indicadores de

performance económicos del proyecto (se hace notar que la inversión en capacidad instalada resulta predeterminada ya que la potencia demandada es fijada a priori por el diseñador). Por tanto, se estudia el efecto conjunto de los costos unitarios del combustible y del área de intercambio sobre el óptimo económico, con el objeto de determinar las variaciones en las características de la planta necesarias para afrontar las distintas condiciones de mercado.

Al resolver el problema de optimización económico considerando posibles variaciones de la relación entre ambos costos hasta el doble del valor original, se observa que tanto el costo anual total como el área específica evolucionan siguiendo una funcionalidad lineal, que por tanto puede ser obtenida con un bajo número de puntos de correlación. En consecuencia, una vez se han calculado los parámetros de ajuste, es posible obtener el área de intercambio necesaria para valores dados de los costos de la energía consumida y del área de intercambio, que asegura se obtengan valores óptimos de los indicadores económicos del proyecto.

Interrelación entre los Espacios Óptimos Económico y Termodinámico (Capítulo 3)

En base al estudio de las características distintivas de los espacios de soluciones óptimas termodinámico y económico, se registra la existencia de interrelaciones entre ambas tipologías de soluciones óptimas, incluyendo tanto a las variables de decisión del modelo de la planta de generación como a los indicadores económicos del sistema.

Para representar dicha relación, por un lado se calculan los valores de los indicadores económicos asociados al espacio de soluciones óptimas termodinámicas, obteniéndose una superficie tridimensional que representa los valores del costo anual total asociados al óptimo termodinámico para distintas condiciones de mercado.

Simultáneamente, se representan las soluciones óptimas económicas en el mismo espacio tridimensional, utilizando para ello los valores óptimos del área específica asociados a cada condición del mercado (obtenidas mediante la resolución del problema de optimización económico).

De esta manera, se verifica que la familia de soluciones óptimas económicas para distintas condiciones de mercado está soportada en el espacio de soluciones óptimas termodinámicas, y que el vínculo entre ambos está determinado por un valor dado del área específica asignada al sistema. En otras palabras, se puede deducir que el óptimo termodinámico obtenido al fijar el área específica correspondiente al valor óptimo económico (para un valor dado de la relación

entre los costos unitarios del combustible y del área de intercambio) es equivalente a la solución del problema de optimización económico para iguales condiciones del mercado.

Sistema de Ecuaciones con Restricciones Adicionales (Capítulo 3)

El hallazgo del vínculo entre los óptimos termodinámico y económico provisto por la funcionalidad del área específica conlleva otra consecuencia notable: si a la formulación de optimización termodinámica se le provee el valor óptimo económico del área específica, la solución obtenida es equivalente al óptimo económico para la misma relación de costos (entre el de la energía consumida y el del área de intercambio).

La vinculación entre ambos óptimos también posibilita se aprovechen las características distintas asociadas al óptimo termodinámico en pos de simplificar el procedimiento de resolución del problema de optimización económico. Debido a que las relaciones funcionales condensan la información representada por el espacio de soluciones óptimas termodinámicas, las mismas pueden ser utilizadas como restricciones adicionales en cualquiera de las formulaciones de optimización antes introducidas con el objeto de reducir el espacio de soluciones factibles y por ende, mejorar el desempeño del algoritmo de optimización.

Al añadir restricciones adicionales (en la forma de relaciones funcionales) a la formulación original y en un número tal que los grados de libertad de la misma se reduzcan a cero, se obtiene un sistema de ecuaciones no-lineales (más restricciones adicionales) equivalente, que posee embebido información sobre el comportamiento en el óptimo de las variables de decisión, y que mediante su resolución, provee estimaciones precisas de las variables de diseño y operativas óptimas de la planta de generación.

De esta manera, se propone una nueva estrategia para solucionar de manera eficiente el problema de hallar las características óptimas de diseño y operativas de una planta de generación desde el punto de vista económico, utilizando como medio un sistema de ecuaciones con restricciones adicionales compuesto por:

- La funcionalidad que predice el valor óptimo económico del área específica para un valor dado de la relación entre los costos unitarios del combustible y del área de intercambio.
- Las relaciones funcionales que representan el comportamiento de las variables de decisión a través del espacio de soluciones óptimas termodinámicas.

- Los balances de materia y energía, correlaciones de predicción de propiedades y ecuaciones de diseño, así como también las restricciones operativas, que conforman el modelo del ciclo combinado.

La resolución de este sistema de ecuaciones con restricciones adicionales reduce drásticamente el costo computacional durante la obtención de plantas óptimas, a la vez que entrega estimaciones precisas de los valores óptimos de las variables de diseño y operativas, incluyendo potencia de las turbinas, áreas de intercambio, caudales de los distintos flujos, temperaturas y presiones operativas, etc.

Más aún, detalles adicionales sobre el comportamiento de la planta de generación óptima se obtuvieron previamente al realizar un análisis de sensibilidad respecto de los principales parámetros técnicos y económicos, determinándose cuales son los que influyen en mayor grado sobre la performance del sistema. Más allá del valor intrínseco que un análisis de sensibilidad aporta, puede también ser aquí utilizado para diferenciar aquellas ocasiones en que el sistema de ecuaciones continúa proveyendo buenas estimaciones de los valores óptimos de las variables de decisión, sin necesidad de recalcular los parámetros de ajuste, y en virtud de los posibles efectos sobre el comportamiento del sistema que ejercen cambios en los parámetros del mismo.

En la búsqueda de maneras más simples de afrontar el problema de optimización económico de las plantas de generación por ciclo combinado, se puede inferir que la estrategia aquí propuesta permite estimar el óptimo económico a la vez que se logra simplificar el procedimiento de resolución, proveyendo estimaciones precisas de los valores óptimos de las variables de diseño y operativas, y disminuyendo drásticamente los requerimientos computacionales requeridos para tal fin.

Nociones Preliminares de Disponibilidad (Capítulo 3)

Con el objeto de mejorar la estimación de los indicadores económicos del proyecto de generación, se propone aquí la inclusión de manera preliminar de dos nociones de disponibilidad en la formulación de optimización del mismo.

En primer lugar, se postula una funcionalidad exponencial entre los fondos requeridos para actividades de mantenimiento y el lapso operativo anual a capacidad nominal de la planta de ge-

neración, con objeto de mejorar la estimación que de los mismos hacen los métodos tradicionales de evaluación económica (o sea, asignación de un porcentaje fijo de los gastos de capital).

Más aún, se propone utilizar un horizonte de tiempo anualizado que incluya una cantidad de horas operativas a capacidad nominal equivalente en energía producida a la que el sistema genera en los distintos estados degradados que el mismo atraviesa. De esta manera, se prevé obtener una estimación más realista de los costos operativos, así como de los ingresos provenientes de las ventas de energía generada.

La formulación de optimización resultante de considerar dichas nociones de disponibilidad provee estimaciones más optimistas sobre la performance económica del proyecto, respecto de las obtenidas por métodos tradicionales, al mejorarse las ventas, y disminuirse el costo por unidad de energía generada. Las mejoras obtenidas en la economía del proyecto actúan como punto de partida para proponer nuevas estrategias para el diseño óptimo de plantas de generación que profundicen en los conceptos aquí discutidos.

Disponibilidad según el Modelo del Espacio de Estados (Capítulo 4)

Al embeber la disponibilidad del sistema en la formulación de optimización de la planta de generación, se habilita la evaluación de las implicaciones económicas de la configuración de confiabilidad y de la asignación de recursos para mantenimiento en los valores óptimos de las variables de decisión. Un diagrama de bloques de confiabilidad es propuesto para el sistema completo, mientras que el método del espacio de estados es utilizado para configurar el amplio espacio de escenarios operativos factibles que el sistema debe afrontar mientras se intenta satisfacer los requerimientos externos.

Asimismo, el método del espacio de estados provee la probabilidad de que el sistema se encuentre en cada estado funcional factible, las que pueden utilizarse para calcular los índices de operabilidad del sistema, así como para evaluar su performance técnica y económica. Además, se implementa una estrategia para diferenciar aquellos estados factibles que tienen mayor ocurrencia en la práctica industrial, y de esta manera centrar el análisis sobre dichos escenarios.

Como resultado, se identifican siete componentes a ser considerados con fines de evaluación de la disponibilidad, incluyendo: ambas turbinas de gas y los generadores asociados, ambos calderas de recuperación, la turbina de vapor, y los módulos de servicios auxiliares para cada

unidad de generación. Asimismo, se diferencian los estados funcionales con mayor probabilidad de ocurrencia, al asumir que la falla simultánea e independiente de dos o más componentes es improbable (y por ende, al descartar los estados que violan dicho condición). De esta forma, es posible centrar el análisis considerando solo los estados funcionales factibles, y aún así obtener buenas estimaciones de los indicadores económicos del proyecto.

En consecuencia, el método para la evaluación económica se adapta para reflejar la variación de los flujos financieros que ingresan y egresan en cada escenario operativo. Más aún, con el objeto de evitar las penalidades económicas impuestas por las entidades regulatorias en caso de no satisfacerse la demanda requerida, se consideran los efectos en el diseño y la operación del sistema de la asignación de fondos para distintas acciones de mantenimiento, ya que éstos tienen un efecto mensurable directo sobre los tiempos de reparación de los distintos equipos de proceso, y en última instancia, sobre la disponibilidad del sistema.

Soluciones Óptimas considerando Nociones de Disponibilidad (Capítulo 4)

Mediante la resolución de la formulación planteada considerando distintas nociones de disponibilidad, se obtiene una visión más detallada del óptimo económico de la planta de generación para cada escenario operativo considerado, incluyendo todas las variables de decisión del sistema, entre las que se cuentan las de diseño de la planta, así como las operativas para cada estado funcional.

Es así también posible evaluar la performance económica del proyecto para distintos niveles de disponibilidad, alcanzándose incluso valores más elevados que los que comúnmente se encuentran en la práctica para este tipo de sistemas. Al incrementarse la disponibilidad del sistema, se observa la existencia de un tradeoff dado por el aumento de las ventas de energía, así como un incremento del costo de la electricidad generada. Luego, el nivel de disponibilidad deseado deberá ser seleccionado en virtud de asimismo lograr los valores óptimos de los indicadores económicos esperados por los inversionistas.

Al incluir como característica novedosa en la formulación propuesta a la funcionalidad de la tasa de reparación de los distintos componentes respecto de los fondos asignados para mantenimiento, resulta posible cuantificar la influencia de distintas políticas de mantenimiento sobre la performance del sistema. Luego, las políticas de mantenimiento generadas presentan una mayor

semejanza a las implementadas en la práctica industrial, priorizándose la asignación de recursos para mantenimiento en base a las características de mantenibilidad de cada equipo, así como su influencia en la disponibilidad integral del sistema. Más aún, esta metodología resulta fácilmente implementable con los datos históricos asequibles a través de la práctica industrial.

Se presenta también una comparación con una planta cuya optimización se realizó utilizando métodos tradicionales para la evaluación de los indicadores de performance económicos (tales como las discutidas en el *Capítulo 3*). Se concluye que con la estrategia aquí propuesta se logran nuevas mejoras en los indicadores financieros del proyecto, principalmente al disminuir los costos por unidad de electricidad producida y al aumentar la cantidad de energía disponible para la venta.

La diferencia más notable surge al analizar los fondos asignados para tareas de mantenimiento, donde se observa una importante disminución del monto requerido para alcanzar el mismo nivel de disponibilidad. Ello es consecuencia de considerar la influencia de dichos fondos en las características de reparación de cada componente del sistema (evitando de esta forma tener que asignar un monto arbitrario a tal fin).

Por último, y para un caso de estudio dado, se discriminan distintos parámetros técnicos y económicos para cada estado funcional, con el objeto de profundizar en los resultados que entrega la metodología aplicada al sistema de generación. Luego, es posible observar la capacidad de generación remanente al pasar del estado operativo nominal a otro degradado, la cual está directamente vinculada con la capacidad del sistema de satisfacer la demanda esperada.

Asimismo, se calcula el costo de la electricidad generada en cada estado funcional; observándose que el mismo aumenta a medida que la capacidad de generación remanente disminuye. En el peor de los casos, el costo de la energía duplica al obtenido cuando se opera a capacidad nominal; por lo que debe realizarse un cuidadoso análisis de costo-beneficio en cuanto a si resulta ventajoso para la economía del proyecto el operar bajo dichas condiciones.

De esta forma, la optimización de la planta de generación utilizando un modelo de espacio de estados que considere la configuración de confiabilidad del sistema y la asignación de fondos para mantenimiento resulta también útil al establecer las políticas operativas para el sistema bajo toda la gama de escenarios factibles que el mismo debe afrontar.

Nociones de Disponibilidad en una Planta de Generación Acoplada a un Sistema de Captura (Capítulo 4)

La planta de generación utilizada en el presente trabajo de tesis como caso de estudio se acopla a un sistema de captura de CO_2 por absorción química con aminas (desarrollado por Mores et al. (2011a,b, 2012)), con el objeto de estudiar el impacto sobre la performance el sistema de distintas nociones de disponibilidad, que resultan críticos al pretender cumplir tanto con metas de generación de energía como de disminución de la emisión de contaminantes gaseosos.

En base a la configuración del sistema y al flujo lógico de información, se plantea el diagrama de confiabilidad del sistema; que en conjunto con el modelo del espacio de estados, permite describir el span completo de escenarios operativos factibles que el sistema acoplado atraviesa a lo largo del horizonte de tiempo.

Como resultado de la formulación de optimización, se obtienen los valores óptimos de los indicadores económicos del proyecto para distintos niveles de disponibilidad requeridos para el sistema. Ello se logra mediante la determinación de las condiciones operativas para cada estado funcional, así como del diseño del sistema que habilite satisfacer los objetivos de generación y captura fijados.

Asimismo, en la formulación de optimización del sistema acoplado se incluyen las funcionalidades entre la tasa de reparación de los distintos componentes y los fondos asignados para tareas de mantenimiento. Esta estrategia permite determinar el presupuesto necesario a tal fin con objeto de alcanzar la disponibilidad deseada (y evita la necesidad de asignarlos arbitrariamente, tal como se realiza en los métodos tradicionales de síntesis y diseño de procesos).

De esta manera, la versatilidad de la estrategia propuesta es nuevamente demostrada al aplicar la misma a un caso de estudio ampliado, que permite determinar las condiciones económicamente óptimas que debe desarrollar la planta acoplada al satisfacer las metas deseadas de generación y captura frente a los distintos escenarios operativos factibles que se desarrollan en virtud de la configuración de confiabilidad del sistema y de las políticas de mantenimiento implementadas en el mismo.

Estrategias Multi-periodo para el Diseño de la Planta de Generación (Capítulo 5)

Con el objeto de evaluar y optimizar la performance de la planta de generación a lo largo de

su vida útil, la estrategia de modelado de sus características de diseño y operativas es ampliada y adaptada, al incorporar nuevas variables y restricciones que representan la variabilidad de distintas condiciones internas y externas con el tiempo.

La estrategia de modelado de la planta de generación en un marco temporal multi-periodo se desarrolló alrededor de tres conceptos claves:

- La operación a carga parcial de las turbinas de gas y de vapor se tiene en cuenta por medio de mapas de performance provistos por los fabricantes, que correlacionan la eficiencia isentrópica y la capacidad de flujo como función de la relación de presiones y la velocidad de giro. Luego, el programa de optimización deberá decidir la política operativa de cada turbina en los distintos escenarios comprendidos en el horizonte de tiempo.
- Las variables de diseño (incluyendo potencia de diseño de las turbinas y áreas de intercambio, entre otras) se acoplan a lo largo del horizonte de tiempo, debido a que en general para las plantas de potencia de gran tamaño no se contemplan modificaciones estructurales. No obstante, las restricciones de acoplamiento agregan dificultad extra a la resolución del problema, debido a los nuevos vínculos transversales que se establecen entre las variables de decisión.
- La degradación de la performance de las turbinas es considerada para así representar las pérdidas irreversibles de eficiencia que las mismas sufren debido al desgaste normal, y que no se puede recuperar mediante las distintas acciones de mantenimiento.

En paralelo, se reestructura el método utilizado para la evaluación económica del proyecto, con el objeto de obtener al valor presente neto asociado al mismo. Este método considera el momento en que las distintas erogaciones se producen, así como la variación del valor del dinero con el tiempo. De esta forma se obtienen estimaciones más precisas y detalladas de los indicadores económicos del proyecto, incluyendo flujo de fondos, depreciaciones, ventas de energía, costo de la electricidad, entre otros. Este método es consistente con el usado en capítulos anteriores, y produce resultados comparables con los obtenidos en la práctica y reportados en la bibliografía técnica y científica.

La resolución del problema de optimización multi-periodo provee valores óptimos de los indicadores de performance económicos, incluyendo las erogaciones producidas en las distintas

etapas de la vida útil del sistema (construcción, operación normal, desarme). Nuevamente, se comprueba que los costos operativos en energía consumida y la inversión en capacidad instalada y área de intercambio son los factores que más repercuten sobre la economía de la planta, por lo que se estudia su influencia sobre la evolución en el tiempo de los valores óptimos de los índices financieros del proyecto.

Asimismo, se obtienen los valores óptimos de las variables de diseño acopladas en el tiempo, así como perfiles óptimos de las variables operativas para cada periodo dentro de la fase operativa. Más aún, debido a los conceptos considerados durante el planteo del modelo multi-periodo, es posible evaluar la influencia de las distintas políticas operativas posibles en cada turbina, así como de la degradación de la performance de las mismas en el tiempo.

Al analizar la información contenida en el espacio de soluciones óptimas, se halla que las relaciones entre las variables de decisión referidas a la operación de la planta presentan evoluciones lineales a lo largo del horizonte de tiempo, mientras que las referidas al diseño del sistema permanecen invariables (debido al acoplamiento de las variables de diseño). Luego, se implementa una formulación auxiliar de bajo costo computacional que permite hallar relaciones funcionales para las relaciones entre las variables de decisión versus el tiempo, que proveen estimaciones precisas de los valores óptimos de las mismas para la fase operativa de la vida útil de la planta de generación.

Sistema de Ecuaciones Multi-periodo con Restricciones Adicionales (Capítulo 5)

Por medio de la utilización de las relaciones funcionales entre variables de decisión, se propone una estrategia de resolución para el problema de optimización multi-periodo del sistema de generación, basado en la reducción del espacio de soluciones factibles, y con el objeto de facilitar la obtención de soluciones óptimas y de disminuir el costo computacional asociado.

Al añadir restricciones adicionales (en la forma de relaciones funcionales) a la formulación original y en un número tal que los grados de libertad de la misma se reduzcan a cero, se obtiene un sistema de ecuaciones no-lineales (más restricciones adicionales) equivalente, que posee embebido información sobre el comportamiento en el óptimo de las variables de decisión, y que mediante su resolución, provee estimaciones precisas de las variables de diseño y operativas óptimas de la planta de generación.

Por los medios descritos, se constituye un sistema de ecuaciones con restricciones adicionales equivalente a la formulación de optimización económica multi-periodo original, que permite de manera eficiente hallar (estimaciones precisas de) las características óptimas de diseño y operativas de la planta de generación, y que queda constituido según:

- Las relaciones funcionales que representan el comportamiento de las variables de decisión a través del espacio de soluciones óptimas económicas en un marco temporal multi-periodo.
- Los balances de materia y energía, correlaciones de predicción de propiedades y ecuaciones de diseño, así como también las restricciones operativas, que conforman el modelo del ciclo combinado.
- Las restricciones de acoplamiento de las variables de diseño, en conjunto con los mapas de performance de las turbinas y las correlaciones de degradación de su eficiencia.

La estrategia propuesta puede en principio pensarse como una extensión de la discutida en el *Capítulo 3*, aunque se destaca que está ahora exclusivamente vinculada a los factores económicos del proyecto, ilustrando de esta manera la versatilidad del método. La implementación aquí realizada evita la necesidad de proseguir con la búsqueda de vínculos con la termodinámica del proceso, aunque como contrapartida, se torna más dependiente de las condiciones del mercado.

Propuesta Multi-periodo considerando Nociones de Disponibilidad (Capítulo 5)

Con el objeto de obtener plantas de generación capaces de representar más fielmente la realidad práctica de dichos sistemas, se propone incorporar distintas nociones de disponibilidad a la formulación multi-periodo para la optimización económica de las características de diseño y operativas del proyecto asociado.

Luego, el modelo del espacio de estados (descrito en el *Capítulo 4*) es embebido dentro de cada periodo operativo incluido en el horizonte de tiempo, habilitando la representación de los distintos escenarios factibles que la planta de generación atravesará a lo largo de su vida útil. Asimismo, se considera la existencia de una vinculación entre las características de mantenibilidad de los distintos componentes del sistema y el presupuesto total asignado para acciones de mantenimiento.

La estrategia anterior permite obtener plantas de generación económicamente óptimas a lo

largo de todo su ciclo de vida útil, considerando los escenarios operativos factibles a los que el sistema debe hacer frente en cada periodo del horizonte de tiempo. Es así posible evaluar como se modifican los indicadores económicos del proyecto al requerir que el nivel de disponibilidad del sistema se incremente a un valor determinado.

En este contexto, resalta la importancia de la política de mantenimiento implementada en cuanto a la asignación de fondos para dicho fin. Se observa que el monto necesario se incrementa a lo largo del ciclo de vida útil de la planta, de modo de contrarrestar la disminución de performance ocasionada por la degradación de la eficiencia inherente de distintos componentes. Se observa además que, en los últimos años del ciclo de vida de la planta, el presupuesto para mantenimiento es sub-estimado por los métodos tradicionales de evaluación económica de proyectos. Luego, resulta de vital importancia la estrategia de asignación aquí propuesta, ya que es el único medio para lograr el nivel de disponibilidad requerido.

Asimismo, destacan las mejoras de los indicadores económicos óptimos del proyecto logrados con la estrategia aquí propuesta respecto de los obtenidos con métodos tradicionales de evaluación de proyectos, como consecuencia del mayor detalle obtenido respecto del comportamiento de las variables de decisión para cada escenario operativo factible.

Palabras Finales

En el presente trabajo de tesis, se han superado con creces los objetivos planteados en cuanto al desarrollo de metodologías para la síntesis y el diseño de sistemas de generación de energía que exhiban valores óptimos de los indicadores de performance económicos, considerando distintas nociones relacionadas a la disponibilidad del sistema.

En tal sentido, se han propuesto estrategias flexibles, robustas y de bajo costo computacional que permiten sistematizar y simplificar la obtención de soluciones óptimas, permitiendo determinar de manera más eficiente las acciones que el ingeniero de diseño y el gerente de mantenimiento deben tomar con objeto de mejorar la economía del proyecto.

Al analizar en profundidad los distintos espacios de soluciones óptimas del sistema de generación, se ha resaltado la importancia práctica de conocer a priori la evolución de las variables de decisión frente a las condiciones variables que la planta debe afrontar a lo largo de su vida útil, resultando asimismo de utilidad al establecer las políticas de operación y mantenimiento para la

misma.

Las ideas aquí plasmadas en la formulación de optimización de la planta de generación implican un mayor detalle y realismo en las opciones generadas, aún desde las etapas tempranas de síntesis y diseño del proyecto; y poseen el potencial de impulsar nuevos desarrollos que impliquen mejoras sustanciales en la performance de los sistemas de generación de energía, que resultan críticos para la operabilidad y sustentabilidad de los mismos a largo plazo.

6.2. Líneas Abiertas de Investigación

El presente trabajo de tesis también abre nuevas líneas de investigación vinculadas a los temas tratados y los desarrollos alcanzados a lo largo de los distintos capítulos, según se menciona a continuación.

Mayor Detalle en el Modelo de la Planta de Generación

En principio, se puede considerar mayor detalle sobre las características de diseño y operativas de los distintos equipos de proceso que comprende la planta de generación. Una mayor rigurosidad en el modelado del sistema permite ganar información extra sobre su comportamiento en el óptimo, en conjunto con un mejor entendimiento de la evolución de las variables de decisión.

Al modificar la estrategia de modelado del ciclo combinado, también se debe adecuar la metodología utilizada para evaluar la performance técnica y económica del proyecto, de manera que el mayor detalle alcanzado en las variables de diseño y operativas también se vea reflejado en las soluciones óptimas obtenidas. Como se mencionara anteriormente, es importante que el grado de detalle alcanzado sea consistente con las etapas de síntesis y diseño del proyecto, permitiendo se obtengan evaluaciones certeras de sus principales rasgos distintivos.

Aún así, se debe ejercer precaución al incrementar el número de variables y ecuaciones del sistema, ya que igualmente se acrecentan las dificultades de convergencia e inicialización del modelo de optimización resultante. De esta manera, se torna indispensable extender la estrategia de resolución aquí propuesta, con el objeto de obtener el sistema de ecuaciones con restricciones adicionales equivalente al problema de optimización original, y que permita obtener plantas óptimas de manera simple y precisa.

Análisis de Riesgo y Sustentabilidad

El desarrollo de metodologías robustas y flexibles aplicadas a la síntesis y diseño inherentemente seguro de procesos complejos, incluyendo sistemas de generación de energía, se ha convertido en una tarea crítica que permite la evaluación del riesgo tecnológico durante toda la vida de la planta, y que a su vez permite seleccionar entre las diversas alternativas de diseño aquella que sea la más adecuada en cuanto al riesgo ambiental asociado.

Las crecientes preocupaciones acerca de la problemática asociada al desarrollo sustentable

crean un ambiente propicio para la generación de nuevas estrategias de diseño, considerando el cálculo del riesgo medio-ambiental, riesgo social, y análisis de ciclo de vida, entre otros. Para el caso de procesos complejos cuya operabilidad y disponibilidad es crítica, ya sea por la necesidad del producto y/o calidad del mismo, la incorporación de dichas consideraciones como variables de diseño desde las primeras etapas conceptuales resulta ineludible.

Dentro de este contexto, surge la motivación de proponer el desarrollo de nuevas estrategias de diseño de sistemas de energía, que permitan la evaluación de distintas alternativas desde las primeras etapas del diseño, a la vez que se consideran todas las fases que el sistema atraviesa a lo largo de su ciclo de vida útil, y utilizando un enfoque integral que contemple aspectos técnico-económicos mientras incorpora criterios de operabilidad, seguridad y sustentabilidad.

Integración de la Planta con el Mercado

Todo sistema de generación esta fuertemente vinculado con el sistema interconectado al que pertenece, debiendo incluso obedecer sus reglas a la hora de satisfacer la demanda. Para ello, durante la síntesis y el diseño de una planta de generación resulta ventajoso considerar la influencia del mercado sobre la sistema, en cuanto a las particularidades de la demanda (picos y valles, potencia y energía, horarios de mínimo y máximo) y las reglas que los organismos regulatorios imponen sobre los generadores y su política de funcionamiento.

Al considerar el entorno en el cual la planta esta inserta de manera integral dentro del problema de optimización, es posible evaluar el comportamiento esperado de la misma frente a la operación normal del sistema interconectado, así como frente a distintos escenarios transitorios originados en el funcionamiento anómalo del mismo. Más aún, se puede también obtener mayor detalle sobre distintos flujos financieros que afectan la economía de la planta (y que no se pueden evaluar para la planta aislada; como ser: potencia puesta a disposición, reserva de corto plazo, etc.).

En vista de la creciente necesidad por nuevas fuentes de energía, se ha vuelto asimismo crítico analizar la interacción de las formas de generación tradicionales con los nuevos sistemas de energía renovables. En primer lugar, ambos tipos de sistemas deberán coexistir dentro del mismo sistema interconectado, debiendo compatibilizarse las particularidades de cada uno. De esta manera, se da origen al problema de determinar la planificación de la operación del sistema a

corto, mediano y largo plazo, con el objeto que la demanda total se satisfaga al menor costo con la mezcla mas eficiente de tecnologías de generación.

Igualmente importante es la oportunidad que se presenta al emparejar una planta convencional con el objeto de ser utilizada para cubrir las deficiencias de generación de un sistema de energía renovable cuando este no es capaz de producir a su máxima capacidad. En este caso, se da origen a un problema de optimización que debe considerar las características de diseño y operativas de ambos sistemas, sus distintas respuestas a las variaciones de la demanda, y las políticas operativas de cada una de las plantas.

Nomenclatura

Acrónimos

<i>NGCC</i>	ciclo combinado a gas natural
<i>GT</i>	turbina de gas
<i>ST</i>	turbina de vapor
<i>HRSG</i>	generador de vapor por recuperación de calor
<i>AC</i>	compresor de aire
<i>GT1</i>	primera sección de expansión en la turbina de gas
<i>GT2</i>	segunda sección de expansión en la turbina de gas
<i>CC</i>	cámara de combustión
<i>PCC</i>	cámara de post-combustión
<i>REG</i>	regenerador
<i>ECO DEA</i>	economizador para el desaireador
<i>EVA DEA</i>	evaporador para el desaireador
<i>ECO LP</i>	economizador para el circuito de baja presión
<i>EVA LP</i>	evaporador para el circuito de baja presión
<i>SH LP</i>	sobrecalentador para el circuito de baja presión
<i>ECO1 IP</i>	primer economizador para el circuito de media presión
<i>ECO2 IP</i>	segundo economizador para el circuito de media presión

<i>EVA IP</i>	evaporador para el circuito de media presión
<i>SH1 IP</i>	primer sobrecalentador para el circuito de media presión
<i>SH2 IP</i>	segundo sobrecalentador para el circuito de media presión
<i>ECO1 HP</i>	primer economizador para el circuito de alta presión
<i>ECO2 HP</i>	segundo economizador para el circuito de alta presión
<i>ECO3 HP</i>	tercer economizador para el circuito de alta presión
<i>EVA HP</i>	evaporador para el circuito de alta presión
<i>SH HP</i>	sobrecalentador para el circuito de alta presión
<i>RH</i>	recalentador
<i>ST LP</i>	sección de baja presión en la turbina de vapor
<i>ST IP</i>	sección de media presión en la turbina de vapor
<i>ST HP</i>	sección de alta presión en la turbina de vapor
<i>CON</i>	condensador
<i>DEA</i>	desaireador
<i>NLP</i>	programación no-lineal
<i>MILP</i>	programación mixta entera lineal
<i>MINLP</i>	programación mixta entera no-lineal

VARIABLES DEL MODELO

Períodos de Tiempo

ti	set de escenarios
pi	set de escenarios pre-operativos
oi	set de escenarios operativos
li	set de escenarios post-operativos

Propiedades Físico-químicas

$T_{j,oi}$	temperatura de la corriente j en el escenario oi
$P_{j,oi}$	presión de la corriente j en el escenario oi
$h_{j,oi}$	entalpía de la corriente j en el escenario oi
$s_{j,oi}$	entropía de la corriente j en el escenario oi
$X_{j,oi}$	título de la corriente j en el escenario oi
$x_{QC,j,oi}$	fracción del compuesto QC en la corriente j en el escenario oi
$LHV_{j,oi}$	poder calorífico inferior de la corriente j en el escenario oi
$T_{Sat,j,oi}$	temperatura de saturación para el nivel de presión j en el escenario oi
$P_{Sat,j,oi}$	presión de saturación para el nivel de presión j en el escenario oi

Turbinas y Compresores

$\dot{m}_{j,oi}$	caudal que circula a través del equipo j en el escenario oi
$T_{in,j,oi}$	temperatura a la entrada del equipo j en el escenario oi
$T_{out,j,oi}$	temperatura a la salida del equipo j en el escenario oi
$P_{in,j,oi}$	presión a la entrada del equipo j en el escenario oi
$P_{out,j,oi}$	presión a la salida del equipo j en el escenario oi
$h_{in,j,oi}$	entalpía a la entrada del equipo j en el escenario oi
$h_{out,j,oi}$	entalpía a la salida del equipo j en el escenario oi
$\Delta h_{j,oi}$	cambio real de entalpía en el equipo j en el escenario oi

$\Delta h_{i,j,oi}$	cambio ideal de entalpía en el equipo j en el escenario oi
$\dot{W}_{j,oi}$	producción/consumo bruto de energía en el equipo j en el escenario oi
$k p_{j,oi}$	coeficiente politrópico del equipo j en el escenario oi
$\eta_{i,j,oi}$	eficiencia isentrópica del equipo j en el escenario oi
$\eta_{p,j,oi}$	eficiencia politrópica del equipo j en el escenario oi
$PR_{j,oi}$	relación de presiones en el equipo j en el escenario oi
$\dot{q}_{j,oi}$	capacidad de flujo del equipo j en el escenario oi
$N_{j,oi}$	velocidad de giro en el equipo j en el escenario oi
$\eta_{i,j,D}$	eficiencia isentrópica nominal (o de diseño) del equipo j
$\eta_{p,j,D}$	eficiencia politrópica nominal (o de diseño) del equipo j
$PR_{j,D}$	relación de presiones nominal (o de diseño) en el equipo j
$\dot{q}_{j,D}$	capacidad de flujo nominal (o de diseño) del equipo j
$N_{j,D}$	velocidad de giro nominal (o de diseño) en el equipo j
$\eta_{el,j}$	eficiencia eléctrica del generador acoplado a la turbina j
$\eta_{aux,j}$	eficiencia por consumo de servicios auxiliares en la turbina j
$\eta_{m,j,oi}$	eficiencia mecánica de la turbina j en el escenario oi
$\dot{W}_{Net,j,oi}$	potencia neta generada por la turbina j en el escenario oi
$\dot{W}_{Net,j,D}$	potencia neta nominal (o de diseño) de la turbina j
$L_{j,oi}$	carga operativa de la turbina j en el escenario oi

Cámaras de Combustión

$\dot{m}_{in,j,oi}$	caudal a la entrada al equipo j en el escenario oi
$\dot{m}_{out,j,oi}$	caudal a la salida del equipo j en el escenario oi
$x_{QC,in,j,oi}$	fracción del compuesto QC a la entrada del equipo j en el escenario oi
$x_{QC,out,j,oi}$	fracción del compuesto QC a la salida del equipo j en el escenario oi
$T_{in,j,oi}$	temperatura a la entrada al equipo j en el escenario oi

$T_{out,j,oi}$	temperatura a la salida del equipo j en el escenario oi
$P_{in,j,oi}$	presión a la entrada al equipo j en el escenario oi
$P_{out,j,oi}$	presión a la salida del equipo j en el escenario oi
$h_{in,j,oi}$	entalpía a la entrada al equipo j en el escenario oi
$h_{out,j,oi}$	entalpía a la salida del equipo j en el escenario oi
$\dot{r}_{QC,zr,j,oi}$	cantidad reaccionante de QC en la reacción zr en el equipo j en el escenario oi
$\eta_{t,j,oi}$	eficiencia térmica del equipo j en el escenario oi
$\dot{Q}_{loss,j,oi}$	pérdidas de calor en el equipo j en el escenario oi
$\Delta P_{j,oi}$	pérdida de carga en el equipo j en el escenario oi

Intercambiadores de Calor

$\dot{m}_{cf,j,oi}$	caudal del fluido frío en el equipo j en el escenario oi
$\dot{m}_{hf,j,oi}$	caudal del fluido caliente en el equipo j en el escenario oi
$T_{in,cf,j,oi}$	temperatura del fluido frío a la entrada del equipo j en el escenario oi
$T_{out,cf,j,oi}$	temperatura del fluido frío a la salida del equipo j en el escenario oi
$T_{in,hf,j,oi}$	temperatura del fluido caliente a la entrada del equipo j en el escenario oi
$T_{out,hf,j,oi}$	temperatura del fluido caliente a la salida del equipo j en el escenario oi
$P_{in,cf,j,oi}$	presión del fluido frío a la entrada del equipo j en el escenario oi
$P_{out,cf,j,oi}$	presión del fluido frío a la salida del equipo j en el escenario oi
$P_{in,hf,j,oi}$	presión del fluido caliente a la entrada del equipo j en el escenario oi
$P_{out,hf,j,oi}$	presión del fluido caliente a la salida del equipo j en el escenario oi
$\Delta T_{cf,j,oi}$	diferencia de temperaturas del fluido frío en el equipo j en el escenario oi
$\Delta T_{hf,j,oi}$	diferencia de temperaturas del fluido caliente en el equipo j en el escenario oi
$\Delta h_{cf,j,oi}$	cambio de entalpía del fluido frío en el equipo j en el escenario oi
$\Delta h_{hf,j,oi}$	cambio de entalpía del fluido caliente en el equipo j en el escenario oi

$\Delta T_{ce,j,oi}$	diferencia de temperaturas en el extremo frío del equipo j en el escenario oi
$\Delta T_{he,j,oi}$	diferencia de temperaturas en el extremo caliente del equipo j en el escenario oi
$\dot{Q}_{j,oi}$	calor intercambiado en el equipo j en el escenario oi
$U_{j,oi}$	coeficiente global del equipo j en el escenario oi
$A_{j,oi}$	área de transferencia del equipo j en el escenario oi
$\Delta P_{cf,j,oi}$	pérdida de carga del fluido frío en el equipo j en el escenario oi
$\Delta P_{hf,j,oi}$	pérdida de carga del fluido caliente en el equipo j en el escenario oi
$PP_{j,oi}$	punto pinch en el equipo j en el escenario oi
$AP_{j,oi}$	acercamiento en el equipo j en el escenario oi
$SC_{CON,oi}$	sub-enfriamiento en el condensador en el escenario oi

Bombas de Proceso

$\dot{m}_{j,oi}$	caudal que circula a través del equipo j en el escenario oi
$\Delta h_{j,oi}$	cambio real de entalpía en el equipo j en el escenario oi
$\dot{W}_{j,oi}$	consumo bruto de energía en el equipo j en el escenario oi

Desaireadores

$\dot{m}_{in,j,oi}$	caudal a la entrada al equipo j en el escenario oi
$\dot{m}_{out,j,oi}$	caudal a la salida del equipo j en el escenario oi
$h_{in,j,oi}$	entalpía a la entrada al equipo j en el escenario oi
$h_{out,j,oi}$	entalpía a la salida del equipo j en el escenario oi

Balances Globales

$\dot{m}_{W,oi}$	consumo de agua de caldera en el escenario oi
$\dot{m}_{CW,oi}$	consumo de agua de enfriamiento en el escenario oi
$\dot{m}_{F,j,oi}$	consumo de combustible en el equipo j en el escenario oi

$\dot{Q}_{F,oi}$	consumo neto de energía térmica (como combustible) en el escenario oi
$\dot{Q}_{GT1r,oi}$	calor residual de la primer turbina de gas en el escenario oi
$\dot{Q}_{GT2r,oi}$	calor residual de la segunda turbina de gas en el escenario oi
$\dot{Q}_{HRSGr,oi}$	calor total transferido por la caldera de recuperación en el escenario oi
$\dot{W}_{Net,oi}$	potencia neta generada por el ciclo combinado en el escenario oi
$A_{Net,DEA,oi}$	área neta de transferencia para el desaireador en el escenario oi
$A_{Net,LP,oi}$	área neta de transferencia para la sección de baja en el escenario oi
$A_{Net,IP,oi}$	área neta de transferencia para la sección de media en el escenario oi
$A_{Net,HP,oi}$	área neta de transferencia para la sección de alta en el escenario oi
$A_{Net,HRSG,oi}$	área neta de transferencia para la caldera de recuperación en el escenario oi
$A_{Net,oi}$	área neta de transferencia necesaria en el ciclo combinado en el escenario oi
$\eta_{GT,oi}$	eficiencia térmica de la turbina de gas en el escenario oi
$\eta_{HRSG,oi}$	eficiencia térmica de la caldera de recuperación en el escenario oi
$\eta_{ST,oi}$	eficiencia térmica de la turbina de vapor en el escenario oi
$\eta_{T,oi}$	eficiencia térmica del ciclo combinado en el escenario oi

Relaciones Adimensionales

$A_{e,oi}$	área específica en el escenario oi
PD_{oi}	relación de potencias en el escenario oi
AAR_{oi}	relación de áreas en el escenario oi
$AARO_{j,oi}$	relación de áreas en el escenario oi
$AAROS_{j,k,oi}$	relación de áreas en el escenario oi
CR_{oi}	relación de compresión en el escenario oi
$TR_{j,k,oi}$	relación de temperaturas en el escenario oi
$MF_{j,oi}$	consumo específico de combustible en el escenario oi
MA_{oi}	relación de caudal de aire en el escenario oi
$MS_{j,oi}$	relación de caudal de vapor en el escenario oi

Indicadores Económicos

TAC_{oi}	costo anual total en el escenario oi
NPV	valor presente neto
$CAPEX_{oi}$	gastos de capital en el escenario oi
$OPEX_{oi}$	gastos operativos en el escenario oi
CRF_{oi}	factor de recupero de capital en el escenario oi
i_{oi}	tasa de interés en el escenario oi
n_{oi}	longitud del ciclo de vida en el escenario oi
POT_{oi}	tiempo operativo en el escenario oi
F_{eq}	factor de equivalencia
$POT_{eq,oi}$	tiempo operativo equivalente en el escenario oi
DMC_{oi}	costo directo de producción en el escenario oi
IMC_{oi}	costo indirecto de producción en el escenario oi
PC_{oi}	costo de producción base en el escenario oi
AC_{oi}	costo de producción adicional en el escenario oi
C_{Inv}	costo total de adquisición de equipos
$C_{Inv,GT}$	costo de adquisición de la turbina de gas
$C_{Inv,ST}$	costo de adquisición de la turbina de vapor
$C_{Inv,A}$	costo de adquisición de la caldera de recuperación
IFC_{oi}	inversión en capital fijo en el escenario oi
$C_{Inv,oi}$	costo total de adquisición de equipos en el escenario oi
$C_{Inv,GT,oi}$	costo de adquisición de la turbina de gas en el escenario oi
$C_{Inv,ST,oi}$	costo de adquisición de la turbina de vapor en el escenario oi
$C_{Inv,A,oi}$	costo de adquisición de la caldera de recuperación en el escenario oi
$C_{RM,oi}$	costo de materias primas y servicios en el escenario oi
$C_{MP,oi}$	costo de personal en el escenario oi
$C_{Mant,oi}$	costo de mantenimiento en el escenario oi
Dep_{oi}	depreciación en el escenario oi

$SVFC_{li}$	valor residual en el escenario li
COE_{oi}	costo de la electricidad en el escenario oi
$Sales_{oi}$	ventas de electricidad en el escenario oi
NIT_{oi}	impuesto a las ganancias en el escenario oi
$C_{T,oi}^u$	costo unitario de potencia en el escenario oi
$C_{A,oi}^u$	costo unitario de área en el escenario oi
$C_{F,oi}^u$	costo unitario de combustible en el escenario oi
$C_{W,oi}^u$	costo unitario de agua de caldera en el escenario oi
$C_{CW,oi}^u$	costo unitario de agua de enfriamiento en el escenario oi
$P_{Elec,oi}$	precio de la electricidad en el escenario oi
a	factor exponencial para el calculo del costo del área
$F_{Inst,oi}$	factor de instalación en el escenario oi
$F_{Mant,oi}$	factor para el costo de mantenimiento en el escenario oi
$F_{MP,oi}$	factor para el costo de personal en el escenario oi
$N_{MP,oi}$	número equivalente de personal en el escenario oi
$F_{PO,oi}$	factor de personal para el costo operativo en el escenario oi
$F_{IO,oi}$	factor de inversión para el costo operativo en el escenario oi

Disponibilidad

ASS	set de componentes
FM	set de modos funcionales posibles
FM^f	subset de modos funcionales factibles
N_{ASS}	número de componentes
N_{FM}	número de modos funcionales posibles
N_{FM^f}	número de modos funcionales factibles
$N_{Op,FM}$	número de componentes operativos en el modo funcional posible FM
N_{Op,FM^f}	número de componentes operativos en el modo funcional factible FM^f
N_{SIFC}	número de componentes fallados simultanea e independientemente
N_{SE}	número de eventos simultáneos
$y_{ASS,FM}$	status operativo del componente ASS en el modo funcional posible FM
y_{ASS,FM^f}	status operativo del componente ASS en el modo funcional factible FM^f
z_{ASS,FM_i^f,FM_j^f}	velocidad de transición del componente ASS entre FM_i^f y FM_j^f
$TRM_{FM_i^f,FM_j^f}$	matriz de velocidad de transición entre FM_i^f y FM_j^f
$TRM_{sum_{FM_i^f}}$	matriz de velocidad de transición para el modo funcional factible FM_i^f
Pr_{FM^f}	probabilidad de ocurrencia del modo funcional factible FM^f
x_{FM^f}	valor de la variable en el modo funcional factible FM^f
\hat{x}	valor esperado (o ponderado) de la variable
POT_{FM^f}	tiempo operativo en el modo funcional factible FM^f
λ_{ASS}	tasa de falla del componente ASS
$\lambda_{ASS,0}$	tasa de falla inicial del componente ASS
μ_{ASS}	tasa de reparación del componente ASS
$\mu_{ASS,0}$	tasa de reparación inicial del componente ASS
γ_{ASS}	factor de la relación exponencial del componente ASS
$MTBF_{ASS}$	tiempo medio entre fallas del componente ASS
$MTTR_{ASS}$	tiempo medio de reparación del componente ASS
A_S	disponibilidad del sistema

Símbolos Matemáticos

f	función objetivo
\hat{f}	función objetivo - valor estimado
f^*	función objetivo - valor óptimo
\underline{h}	set de restricciones de igualdad
\underline{g}	set de restricciones de desigualdad
\underline{x}_{oi}	set de variables continuas en el escenario oi
\underline{y}_{oi}	set de variables discretas en el escenario oi
$\underline{x}_{k,oi}$	subset de variables de decisión en el escenario oi
$\hat{\underline{x}}_{oi}$	set de variables continuas - valores estimados - en el escenario oi
\underline{x}_{oi}^*	set de variables continuas - valores óptimos - en el escenario oi
$\underline{R}_{j,oi}$	relaciones entre variables de decisión en el escenario oi
$\hat{\underline{R}}_{j,oi}$	relaciones entre variables de decisión - valores estimados - en el escenario oi
$\underline{R}_{j,oi}^*$	relaciones entre variables de decisión - valores óptimos - en el escenario oi
γ_j	parámetros de ajuste
δ_l	parámetros de ajuste
ν_l	parámetros de ajuste
ξ_l	parámetros de ajuste
$\varsigma_{el,j}$	parámetros de ajuste
$\alpha_{j,oi}$	parámetros de tolerancia en el escenario oi
$\psi_{j,oi}$	relaciones funcionales en el escenario oi
\bar{oi}	posición de los elementos en el set oi

Bibliografía

- Abu-Zahra, M.R.M.; Niederer, J.P.M.; Feron, P.H.M. y Versteeg, G.F. (2007). « CO_2 capture from power plants - Part II. A parametric study of the economical performance based on monoethanolamine». *Int. J. Greenh. Gas Con.*, **1(2)**, p. 135–142.
- Aguilar, O.; Kim, J.K.; Perry, S. y Smith, R. (2008). «Availability and reliability considerations in the design and optimisation of flexible utility systems». *Chem. Eng. Sci.*, **63(14)**, p. 3569–3584.
- Aguilar, O.; Perry, S.J.; Kim, J.K. y Smith, R. (2007a). «Design and Optimization of Flexible Utility Systems Subject to Variable Conditions - Part 1. Modelling Framework». *Chem. Eng. Res. Des.*, **85(8)**, p. 1136–1148.
- Aguilar, O.; Perry, S.J.; Kim, J.K. y Smith, R. (2007b). «Design and Optimization of Flexible Utility Systems Subject to Variable Conditions - Part 2. Methodology and Applications». *Chem. Eng. Res. Des.*, **85(8)**, p. 1149–1168.
- Aguirre, P.A. y Scenna, N.J. (1989). «Optimal thermodynamic synthesis of dual-purpose desalination plants». *Chem. Eng. Sci.*, **44(2)**, p. 283–296.
- Alabdoadaim, MA; Agnew, B. y Potts, I. (2006). «Performance analysis of combined Brayton and inverse Brayton cycles and developed configurations». *Appl. Therm. Eng.*, **26(14)**, p. 1448–1454.
- Alber, T.G.; Hunt, R.C.; Fogarty, S.P. y Wilson, J.R. (1995). *Idaho chemical processing plant failure rate database*. INEL, Idaho Falls, USA.
- Arrieta, F.R.P. y Lora, E.E.S. (2005). «Influence of ambient temperature on combined-cycle power-plant performance». *Appl. Energy*, **80(3)**, p. 261–272.
- Bahadori, A. y Vuthaluru, H.B. (2010). «Estimation of performance of steam turbines using a

- simple predictive tool». *Appl. Therm. Eng.*, **30(13)**, p. 1832–1838.
- Banerjee, I. y Ierapetritou, M.G. (2003). «Parametric process synthesis for general nonlinear models». *Comp. Chem. Eng.*, **27(10)**, p. 1499–1512.
- Bassily, A.M. (2007). «Modeling, numerical optimization, and irreversibility reduction of a triple-pressure reheat combined cycle». *Energy*, **32(5)**, p. 778–794.
- Benz, S.J. y Cerda, J. (1992). «Optimal synthesis of flexible heat-integrated distillation trains». *Comp. Chem. Eng.*, **16(8)**, p. 753–776.
- Bernier, E.; Maréchal, F. y Samson, R. (2010). «Multi-objective design optimization of a natural gas-combined cycle with carbon dioxide capture in a life cycle perspective». *Energy*, **35(2)**, p. 1121–1128.
- Bernier, E.; Maréchal, F. y Samson, R. (2012). «Optimal greenhouse gas emissions in NGCC plants integrating life cycle assessment». *Energy*, **37(1)**, p. 639–648.
- Biegler, L.T.; Grossmann, I.E. y Westerberg, A.W. (1997). *Systematic methods for chemical process design*. Prentice Hall.
- Biezma, M.V. y Cristóbal, J.R. (2006). «Investment criteria for the selection of cogeneration plants-a state of the art review». *Appl. Therm. Eng.*, **26(5-6)**, p. 583–588.
- Borelli, S.J.S. y Oliveira Junior, S. (2008). «Exergy-based method for analyzing the composition of the electricity cost generated in gas-fired combined cycle plants». *Energy*, **33(2)**, p. 153–162.
- CAMMESA (2013). «Portal Web CAMMESA». <http://www.cammesa.com.ar>.
- Canière, H.; Willockx, A.; Dick, E. y De Paepe, M. (2006). «Raising cycle efficiency by inter-cooling in air-cooled gas turbines». *Appl. Therm. Eng.*, **26(16)**, p. 1780–1787.
- Carazas, F.G. y Souza, G.F.M. (2010). «Risk-based decision making method for maintenance policy selection of thermal power plant equipment». *Energy*, **35(2)**, p. 964–975.
- Cheng, L.; Subrahmanian, E. y Westerberg, AW (2003). «Design and planning under uncertainty: issues on problem formulation and solution». *Comp. Chem. Eng.*, **27(6)**, p. 781–801.
- Chuang, C.C. y Sue, D.C. (2005). «Performance effects of combined cycle power plant with variable condenser pressure and loading». *Energy*, **30(10)**, p. 1793–1801.
- Consonni, S. y Silva, P. (2007). «Off-design performance of integrated waste-to-energy, combined cycle plants». *Appl. Therm. Eng.*, **27(4)**, p. 712–721.
- Corrado, A.; Fiorini, P. y Sciubba, E. (2006). «Environmental assessment and extended exergy analysis of a zero CO_2 emission, high-efficiency steam power plant». *Energy*, **31(15)**, p. 3186–3198.
-

-
- de Castro Villela, I.A. y Silveira, J.L. (2007). «Ecological efficiency in thermoelectric power plants». *Appl. Therm. Eng.*, **27(5)**, p. 840–847.
- Drud, A.S. (1996). *CONOPT: A system for large scale nonlinear optimization*. ARKI Consulting and Development A/S.
- Dugas, R.E. (2006). *Pilot plant study of carbon dioxide capture by aqueous monoethanolamine*. Tesina o Proyecto, University of Texas, USA.
- Edris, M. (2010). «Comparison between single-shaft and mutli-shaft gas fired 800 MWel combined cycle power plant». *Appl. Therm. Eng.*, **30(16)**, p. 2339–2346.
- El-Nashar, A.M. (2008). «Optimal design of a cogeneration plant for power and desalination taking equipment reliability into consideration». *Desalination*, **229(1-3)**, p. 21–32.
- Erguina, V. (2004). *Safety assured financial evaluation of maintenance*. Tesis doctoral, Texas A&M University.
- Franco, A. y Casarosa, C. (2002). «On some perspectives for increasing the efficiency of combined cycle power plants». *Appl. Therm. Eng.*, **22(13)**, p. 1501–1518.
- Franco, A. y Casarosa, C. (2004). «Thermoeconomic evaluation of the feasibility of highly efficient combined cycle power plants». *Energy*, **29(12)**, p. 1963–1982.
- Franco, A. y Giannini, N. (2006). «A general method for the optimum design of heat recovery steam generators». *Energy*, **31(15)**, p. 3342–3361.
- Frangopoulos, C.A. y Dimopoulos, G.G. (2004). «Effect of reliability considerations on the optimal synthesis, design and operation of a cogeneration system». *Energy*, **29(3)**, p. 309–329.
- Freguia, S. (2002). *Modeling of CO₂ removal from flue gases with monoethanolamine*. Tesina o Proyecto, University of Texas, USA.
- General Electric (2013). «Página Web General Electric». <http://www.siemens.com>.
- Giannantoni, C.; Lazzaretto, A.; Macor, A.; Mirandola, A.; Stoppato, A.; Tonon, S. y Ulgiati, S. (2005). «Multicriteria approach for the improvement of energy systems design». *Energy*, **30(10)**, p. 1989–2016.
- Goel, H.; Grievink, J.; Herder, P.M. y Weijnen, M.P.C. (2002). «Integrating reliability optimization into chemical process synthesis». *Reliab. Eng. Syst. Safe.*, **78(3)**, p. 247–258.
- Goel, H.; Grievink, J.; Herder, P.M. y Weijnen, M.P.C. (2003). «Optimal reliability design of process systems at the conceptual stage of design». En: *Annual Reliability and Maintainability Symposium, 2003*, p. 40–45. IEEE.
- Green, D. W. (2008). *Perry's chemical engineers' handbook*. McGraw-Hill, New York, USA.
-

- Greer, T. (2008). *Modeling and simulation of post combustion CO₂ capturing*. Tesina o Proyecto, Telemark University College.
- Guo, J.; Xu, M. y Cheng, L. (2010). «Thermodynamic analysis of waste heat power generation system». *Energy*, **35(7)**, p. 2824–2835.
- Haghifam, M.R. y Manbachi, M. (2011). «Reliability and availability modelling of combined heat and power (CHP) systems». *Int. J. Elec. Power*, **33(3)**, p. 385–393.
- Haglund, F. y Elmegaard, B. (2009). «Methodologies for predicting the part-load performance of aero-derivative gas turbines». *Energy*, **34(10)**, p. 1484–1492.
- IAPWS (1992). *Revised supplementary release on saturation properties of ordinary water substance*. The International Association for the Properties of Water and Steam, St. Petersburg, Russia.
- IAPWS (2007). *Revised release on the IAPWS industrial formulation 1997 for the thermodynamic properties of water and steam*. The International Association for the Properties of Water and Steam, Lucerne, Switzerland.
- Ibe, O.C. (2009). *Markov processes for stochastic modeling*. Elsevier Academic Press.
- IBM (2013). «IBM ILOG CPLEX Optimizer». <http://www.ibm.com>.
- Ishii, N.; Fuchino, T. y Muraki, M. (1997). «Life cycle oriented process synthesis at conceptual planning phase». *Comp. Chem. Eng.*, **21**, p. S953–S958.
- Iyer, R.R. y Grossmann, I.E. (1997). «Optimal multiperiod operational planning for utility systems». *Comp. Chem. Eng.*, **21(8)**, p. 787–800.
- Jin, H.; Hong, H. y Cai, R. (2006). «A chemically intercooled gas turbine cycle for recovery of low-temperature thermal energy». *Energy*, **31(10)**, p. 1554–1566.
- Kehlhofer, R.; Rukes, B.; Hannemann, F. y Stirnimann, F. (2009). *Combined-cycle gas & steam turbine power plants - 3rd ed.* Pennwell Books.
- Kim, TS y Hwang, SH (2006). «Part load performance analysis of recuperated gas turbines considering engine configuration and operation strategy». *Energy*, **31(2)**, p. 260–277.
- Kotowicz, J. y Bartela, L. (2010). «The influence of economic parameters on the optimal values of the design variables of a combined cycle plant». *Energy*, **35(2)**, p. 911–919.
- Kuo, W. y Zuo, M.J. (2003). *Optimal reliability modeling: principles and applications*. Wiley.
- Kwak, H.Y.; Kim, D.J. y Jeon, J.S. (2003). «Exergetic and thermoeconomic analyses of power plants». *Energy*, **28(4)**, p. 343–360.
- Li, H.; Maréchal, F.; Burer, M. y Favrat, D. (2006). «Multi-objective optimization of an advanced
-

- combined cycle power plant including CO_2 separation options». *Energy*, **31(15)**, p. 3117–3134.
- Martelli, E.; Amaldi, E. y Consonni, S. (2011). «Numerical optimization of heat recovery steam cycles: Mathematical model, two-stage algorithm and applications». *Comp. Chem. Eng.*, **35(12)**, p. 2799–2823.
- McLeod, J.E.N.; Rivera, S.S. y Barón, J.H. (2007). «Optimizing designs based on risk approach». En: *Proceedings of the World Congress on Engineering, 2007*, volumen 2, p. 1044–1049. Citeseer.
- McBride, B.J.; Gordon, S. y Reno, M.A. (1993). *Coefficients for calculating thermodynamic and transport properties of individual species*. NASA, USA.
- Mijailovic, V. (2003). «Probabilistic method for planning of maintenance activities of substation components». *Electr. Pow. Syst. Res.*, **64(1)**, p. 53–58.
- Mohagheghi, M. y Shayegan, J. (2009). «Thermodynamic optimization of design variables and heat exchangers layout in HRSGs for CCGT, using genetic algorithm». *Appl. Therm. Eng.*, **29(2)**, p. 290–299.
- Moreno, M.S.; Montagna, J.M. y Iribarren, O.A. (2007). «Multiperiod optimization for the design and planning of multiproduct batch plants». *Comp. Chem. Eng.*, **31(9)**, p. 1159–1173.
- Mores, P.; Scenna, N. y Mussati, S. (2011a). «Overall efficiency analysis of the post-combustion CO_2 capture using aqueous solution of amines». En: *Chemical Engineering Series - CO_2 capture*, p. 28–55. Science Network, Canada.
- Mores, P.; Scenna, N. y Mussati, S. (2011b). «Post-combustion CO_2 capture process: Equilibrium stage mathematical model of the chemical absorption of CO_2 into monoethanolamine (MEA) aqueous solution». *Chem. Eng. Res. Des.*, **89(9)**, p. 1587–1599.
- Mores, P.; Scenna, N. y Mussati, S. (2012). «A rate based model of a packed column for CO_2 absorption using aqueous monoethanolamine solution». *Int. J. Greenh. Gas Con.*, **6**, p. 21–36.
- Mussati, S.F.; Aguirre, P.A. y Scenna, N.J. (2006). «Thermodynamic approach for optimal design of heat and power plants: Relationships between thermodynamic and economics solutions». *Lat. Am. Appl. Res.*, **36**, p. 329–335.
- Najjar, Y.S.H.; Alghamdi, A.S. y Al-Beirutty, M.H. (2004). «Comparative performance of combined gas turbine systems under three different blade cooling schemes». *Appl. Therm. Eng.*, **24(13)**, p. 1919–1934.
- NERC (2011). *2006-2010 Generating availability report*. NERC, New Jersey, USA.

- Nuchitprasittichai, A. y Cremaschi, S. (2011). «Optimization of CO_2 capture process with aqueous amines using response surface methodology». *Comp. Chem. Eng.*, **35(8)**, p. 1521–1531.
- Nummedal, L. y Kjelstrup, S. (2001). «Equipartition of forces as a lower bound on the entropy production in heat exchange». *Int. J. Heat Mass Tran.*, **44(15)**, p. 2827–2833.
- Oliveira Francisco, A.P. y Matos, H.A. (2004). «Multiperiod synthesis and operational planning of utility systems with environmental concerns». *Comp. Chem. Eng.*, **28(5)**, p. 745–753.
- OREDA Participants (2002). *Offshore reliability data handbook - 4th edition*. OREDA, Trondheim, Norway.
- Painton, L. y Campbell, J. (1995). «Genetic algorithms in optimization of system reliability». *IEEE T. Reliab.*, **44(2)**, p. 172–178.
- Pak, P.S.; Lee, Y.D. y Ahn, K.Y. (2010). «Characteristics and economic evaluation of a power plant applying oxy-fuel combustion to increase power output and decrease CO_2 emission». *Energy*, **35(8)**, p. 3230–3238.
- Panahi, M. y Skogestad, S. (2011). «Economically efficient operation of CO_2 capturing process - Part I. Self-optimizing procedure for selecting the best controlled variables». *Chem. Eng. Process.*, **50(3)**, p. 247–253.
- Poma, C.; Verda, V. y Consonni, S. (2010). «Design and performance evaluation of a waste-to-energy plant integrated with a combined cycle». *Energy*, **35(2)**, p. 786–793.
- Poullikkas, A. (2005). «Operating cost and water economy of mixed air steam turbines». *Appl. Therm. Eng.*, **25(13)**, p. 1949–1960.
- RAEng (2004). *The costs of generating electricity*. The Royal Academy of Engineering, London, UK.
- Rao, A.B. y Rubin, E.S. (2002). «A technical, economic, and environmental assessment of amine-based CO_2 capture technology for power plant greenhouse gas control». *Environ. Sci. Technol.*, **36(20)**, p. 4467–4475.
- Rao, A.B. y Rubin, E.S. (2006). «Identifying cost-effective CO_2 control levels for amine-based CO_2 capture systems». *Ind. Eng. Chem. Res.*, **45(8)**, p. 2421–2429.
- Rapún Jiménez, J.L. (1999). *Modelo matemático del comportamiento de ciclos combinados de turbinas de gas y vapor (in spanish)*. Tesis doctoral, ETSII-UPM, Spain.
- Regulagadda, P.; Dincer, I. y Naterer, GF (2010). «Exergy analysis of a thermal power plant with measured boiler and turbine losses». *Appl. Therm. Eng.*, **30(8-9)**, p. 970–976.
-

-
- Rodrigues, M.; Faaij, A.P.C. y Walter, A. (2003). «Techno-economic analysis of co-fired biomass integrated gasification/combined cycle systems with inclusion of economies of scale». *Energy*, **28(12)**, p. 1229–1258.
- Rooney, W.C. y Biegler, L.T. (2000). «Multiperiod reactor network synthesis». *Comp. Chem. Eng.*, **24(9-10)**, p. 2055–2068.
- Rosen, M.A. y Dincer, I. (2003). «Exergoeconomic analysis of power plants operating on various fuels». *Appl. Therm. Eng.*, **23(6)**, p. 643–658.
- Rosenthal, R.E. (2008). *GAMS: A User's Guide*. GAMS Development Corp..
- Sahinidis, N.V. (2004). «Optimization under uncertainty: state-of-the-art and opportunities». *Comp. Chem. Eng.*, **28(6-7)**, p. 971–983.
- Sanjay, Y.; Singh, O. y Prasad, B.N. (2007). «Energy and exergy analysis of steam cooled reheat gas-steam combined cycle». *Appl. Therm. Eng.*, **27(17-18)**, p. 2779–2790.
- Savola, T. y Fogelholm, C.J. (2007). «MINLP optimisation model for increased power production in small-scale CHP plants». *Appl. Therm. Eng.*, **27(1)**, p. 89–99.
- Scenna, N.J. y Aguirre, P. (1991). «Optimal thermodynamic synthesis of dual-purpose desalination plants. Extraction vs. back pressure turbines». *Desalination*, **81(1-3)**, p. 419–436.
- Siemens (2013). «Página Web Siemens». <http://www.siemens.com>.
- Söderman, J. y Pettersson, F. (2006). «Structural and operational optimisation of distributed energy systems». *Appl. Therm. Eng.*, **26(13)**, p. 1400–1408.
- Srinivas, T. (2009). «Study of a deaerator location in triple-pressure reheat combined power cycle». *Energy*, **34(9)**, p. 1364–1371.
- Sue, D.C. y Chuang, C.C. (2004). «Engineering design and exergy analyses for combustion gas turbine based power generation system». *Energy*, **29(8)**, p. 1183–1205.
- Tamiru, A. L.; Hashim, F. M. y Rangkuti, C. (2011). «Generating gas turbine component maps relying on partially known overall system characteristics». *J. Appl. Sci.*, **11(11)**, p. 1885–1894.
- Tan, J.S. y Kramer, M.A. (1997). «A general framework for preventive maintenance optimization in chemical process operations». *Comp. Chem. Eng.*, **21(12)**, p. 1451–1469.
- Tarifa, E.; Humana, D.; Franco, S. y Scenna, N.J. (2004). «A new method to process algebraic equation systems used to model a MSF desalination plant». *Desalination*, **166**, p. 113–121.
- Terrazas-Moreno, S.; Grossmann, I.E.; Wassick, J.M. y Bury, S.J. (2010). «Optimal design of reliable integrated chemical production sites». *Comp. Chem. Eng.*, **34(12)**, p. 1919–1936.
- Thomaidis, T.V. y Pistikopoulos, E.N. (1995). «Towards the incorporation of flexibility, mainte-
-

- nance and safety in process design». *Comp. Chem. Eng.*, **19**, p. 687–692.
- Tondeur, D. y Kvaalen, E. (1987). «Equipartition of entropy production. An optimality criterion for transfer and separation processes». *Ind. Eng. Chem. Res.*, **26(1)**, p. 50–56.
- U. S. Energy Information Administration (2010). *Updated capital cost estimates for electricity generation plants*. U.S. Department of Energy.
- Ulrich, G.D. y Vasudevan, P.T. (2006). «How to estimate utility costs». *Chem. Eng.*, **113(4)**, p. 66–69.
- U.S. Department of Energy (2013). «U.S. EIA». <http://www.eia.gov>.
- Valdés, M.; Durán, M.D. y Rovira, A. (2003). «Thermoeconomic optimization of combined cycle gas turbine power plants using genetic algorithms». *Appl. Therm. Eng.*, **23(17)**, p. 2169–2182.
- Valdés, M. y Rapún, J.L. (2001). «Optimization of heat recovery steam generators for combined cycle gas turbine power plants». *Appl. Therm. Eng.*, **21(11)**, p. 1149–1159.
- Vargas, J.V.C. y Bejan, A. (2000). «Thermodynamic optimization of the match between two streams with phase change». *Energy*, **25(1)**, p. 15–33.
- Vassiliadis, C.G. y Pistikopoulos, E.N. (1998). «Reliability and maintenance considerations in process design under uncertainty». *Comp. Chem. Eng.*, **22**, p. S521–S528.
- Vassiliadis, C.G. y Pistikopoulos, E.N. (2001). «Maintenance scheduling and process optimization under uncertainty». *Comp. Chem. Eng.*, **25(2-3)**, p. 217–236.
- Vassiliadis, C.G. y Pistikopoulos, E.N. (1999). «Chemical-process design and maintenance optimization under uncertainty: A simultaneous approach». En: *Annual Reliability and Maintainability Symposium, 1999*, p. 78–83. IEEE.
- Verda, V. (2006). «Accuracy level in thermoeconomic diagnosis of energy systems». *Energy*, **31(15)**, p. 3248–3260.
- Woudstra, N.; Woudstra, T.; Pirone, A. y Stelt, T. (2010). «Thermodynamic evaluation of combined cycle plants». *Energy Convers. Manage.*, **51(5)**, p. 1099–1110.
- Zhang, N. y Cai, R. (2002). «Analytical solutions and typical characteristics of part-load performances of single shaft gas turbine and its cogeneration». *Energy Convers. Manage.*, **43(9)**, p. 1323–1337.
- Ziaii, S.; Rochelle, G.T. y Edgar, T.F. (2011). «Optimum design and control of amine scrubbing in response to electricity and CO_2 prices». *Energy Procedia*, **4**, p. 1683–1690.
-