

IMPACTO DE NOCIONES DE DISPONIBILIDAD EN LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS DE GENERACIÓN ÓPTIMOS

Victor Martin

Becario, UTN-FRRo, CAIMI, victor.martin12@yahoo.com.ar

Ezequiel Godoy

Investigador, UTN-FRRo, CAIMI, ezgodoy@frro.utn.edu.ar

Sonia Benz

Investigador, UTN-FRRo, CAIMI, sbenz@frro.utn.edu.ar

RESUMEN: El presente trabajo tiene por objetivo estudiar el impacto de considerar distintas nociones de disponibilidad durante la formulación del proyecto de inversión de una planta de generación por ciclo combinado. En primer lugar, se propone una estrategia para determinar el horizonte operativo equivalente del sistema, que incluye el cómputo de las erogaciones en que se incurren debido a la operación en todo el conjunto de estados degradados que la planta atraviesa a lo largo de su vida útil. En segundo lugar, se propone incluir una funcionalidad entre disponibilidad y recursos asignados para mantenimiento, con objeto de asegurar que se podrá alcanzar la meta de generación fijada frente a las cambiantes condiciones que la planta debe afrontar. Luego, se analizan las mejoras obtenidas en los indicadores económicos óptimos del proyecto, observándose un incremento del atractivo de las opciones de inversión generadas desde las etapas tempranas de diseño de la planta.

Palabras clave: Ciclo combinado, Optimización, Disponibilidad, Mantenimiento

AVAILABILITY NOTIONS IMPACT ON THE ECONOMIC EVALUATION OF OPTIMAL GENERATION PROJECTS

Keywords: Combined cycle, Optimization, Availability, Maintenance

1 INTRODUCCIÓN

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 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 (ISHII; FUCHINO; MURAKI, 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 (KOTOWICZ; BARTELA, 2010; POMA; VERDA, CONSONNI, 2010; OLIVEIRA FRANCISCO; MATOS, 2004; MORENO; MONTAGNA; IRIBARREN, 2007; ROONEY; BIEGLER, 2000).

Así, el objetivo al realizar la síntesis y diseño multi-periodo 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.

AGUILAR et al. (2008) desarrollaron una metodología para asegurar que una planta de suministro de servicios auxiliares sea capaz de afrontar 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.

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.

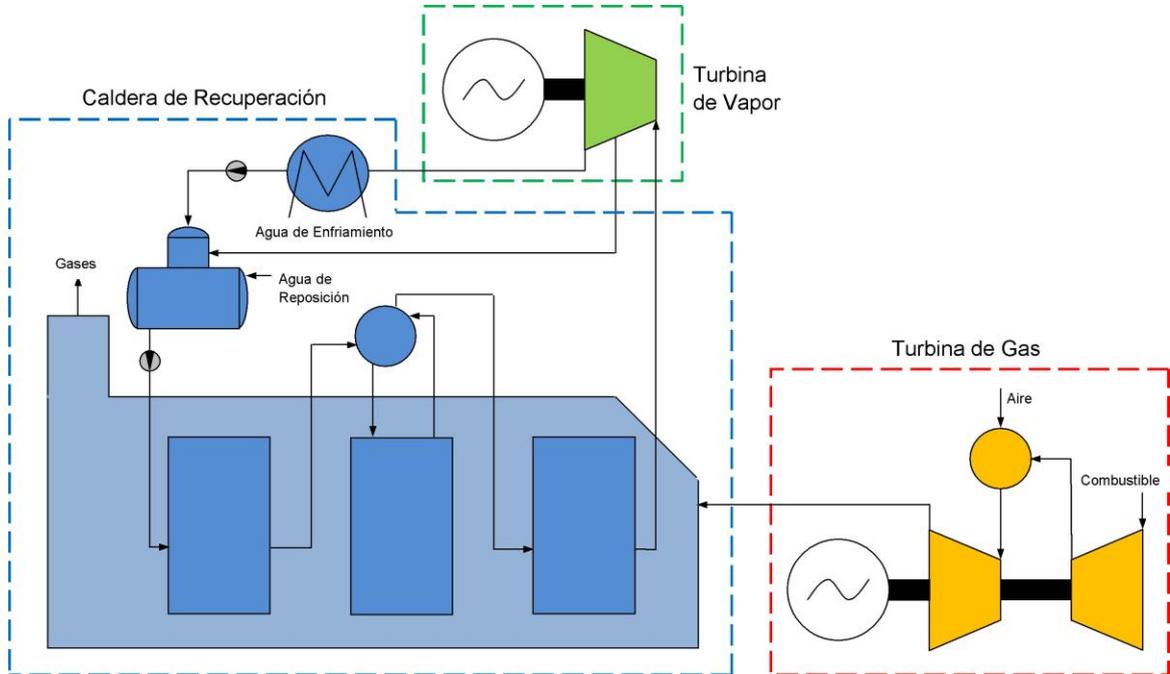
Al embeber estas nociones de disponibilidad en la formulación multi-periodo de optimización económica del sistema, resulta posible estudiar las modificaciones que se introducen en el diseño y la política operativa óptimas en virtud de satisfacer la demanda esperada considerando todos los escenarios factibles incluidos en el ciclo de vida útil del proyecto; a la vez que la estrategia simplificada aquí propuesta permite obtener proyectos óptimos con mayor facilidad y menor requerimiento de recursos computacionales.

2 ESTRATEGIA DE MODELADO DEL CICLO DE VIDA ÚTIL DE LA PLANTA

Una planta de generación por ciclo combinado a gas natural, tal como se presenta en la Figura 1, es aquí utilizada como caso de estudio. La misma consta de una turbina de gas, una

caldera de recuperación y una turbina de vapor. El modelo matemático detallado de dicho sistema ha sido previamente discutido en (GODOY; SCENNA; BENZ, 2010, 2011).

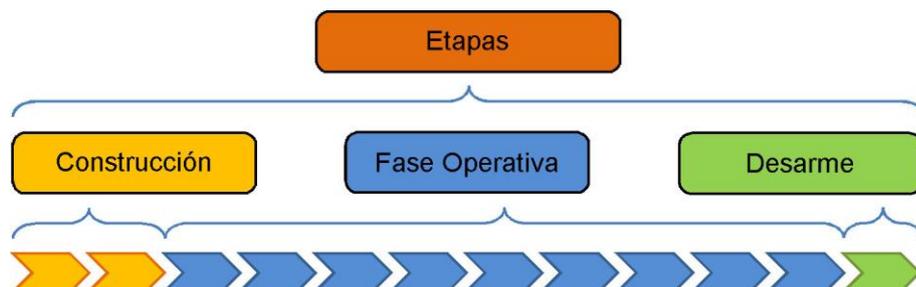
Figura 1 – Diagrama Esquemático del Ciclo Combinado



El ciclo de vida útil de la planta de generación, tal como se representa en la Figura 2, se define como un set de periodos t_i que comprende las tres principales fases que el sistema atraviesa a lo largo del horizonte de tiempo, según:

- Construcción, donde se producen las erogaciones de capital necesarias, representada por el set p_i , y abarcando los 2 primeros años.
- Fase operativa, cuando la planta es operada con objeto de satisfacer la demanda esperada, representada por el set o_i , y abarcando un horizonte de 27 años.
- Desarme, donde se recupera el valor residual del capital, representada por el set l_i , y abarcando el último año.

Figura 2 – Ciclo de Vida Útil de la Planta de Generación



3 EVALUACIÓN DE INDICADORES ECONÓMICOS

La performance económica del proyecto a lo largo de su vida útil es evaluada por medio de su valor presente neto NPV , según se expresa en la Ecuación 1, el cual representa la sumatoria de los flujos de fondos descontados a valor presente según la tasa de retorno ADR deseada por los inversores. El flujo de fondos para el periodo t_i es la diferencia entre las entradas y salidas económicas que ocurren en dicho periodo, incluyendo ventas de electricidad $Sales_{oi}$, costos operativos $OPEX_{oi}$, inversión de capital ACE_{pi} , valor residual $SVFC_{li}$, depreciaciones Dep_{oi} , e impuestos NIT_{oi} .

$$NPV = \sum \frac{(Sales_{oi} + SVFC_{li} + Dep_{oi}) - (OPEX_{oi} + ACE_{pi} + NIT_{oi})}{(1 + ADR)^{t_i}} \quad (1)$$

3.1 Gastos de Capital

El costo total de adquisición de los equipos C_{inv} se expresa según la Ecuación 2, en función del tamaño y características constructivas de las turbinas de gas $\dot{W}_{Net,GT,D}$ y de vapor $\dot{W}_{Net,ST,D}$ y del área de intercambio necesaria $A_{Net,HRSG,D}$.

$$C_{Inv} = C_T^u \dot{W}_{Net,GT,D} + C_T^u \dot{W}_{Net,ST,D} + C_A^u (A_{Net,HRSG,D})^a \quad (2)$$

Los gastos totales de capital $CAPEX$ están asociados con todas las erogaciones necesarias para el diseño y construcción de la planta según la Ecuación 3, incluyendo servicios de ingeniería, instalaciones generales, instrumentación y control, cañerías, servicios auxiliares, mejoras de terreno, contratos, contingencias, capital de trabajo, arranque, etc.

$$CAPEX = F_{Inst} C_{Inv} \quad (3)$$

La distribución de la inversión de capital ACE_{pi} a realizar en cada período pre-operativo pi se determina según la Ecuación 4.

$$ACE_{pi} = F_{Inv,pi} CAPEX \quad (4)$$

3.2 Gastos Operativos

Los gastos operativos $OPEX_{oi}$ se computan de acuerdo a la Ecuación 5. Estos incluyen materias primas y servicios $C_{RM,oi}$, mantenimiento $C_{Mant,oi}$, personal $C_{MP,oi}$, y otros relacionados a estos anteriores, incluyendo impuestos, seguros, supervisión y apoyo, actividades de laboratorio, suministros operativos, gastos generales, administración, investigación y desarrollo, etc.

$$OPEX_{oi} = C_{RM,oi} + C_{Mant,oi} + F_{PO}C_{MP,oi} + F_{IO}C_{Inv} \quad (5)$$

Los gastos en materias primas $C_{RM,oi}$ se calculan como la sumatoria de los consumos de combustible $Q_{F,oi}$, agua de caldera $\dot{m}_{W,oi}$ y agua de enfriamiento $\dot{m}_{CW,oi}$, según se expresa en la Ecuación 6.

$$C_{RM,oi} = POT_{oi}(C_{F,oi}^u(1 + AF)^{oi}Q_{F,oi} + C_{W,oi}^u\dot{m}_{W,oi} + C_{CW,oi}^u\dot{m}_{CW,oi}) \quad (6)$$

Los costos de personal $C_{MP,oi}$ se calculan según la Ecuación 7.

$$C_{MP,oi} = F_{MP}N_{MP} \quad (7)$$

En los métodos tradicionales de evaluación económica de proyectos de inversión, los costos de mantenimiento $C_{Mant,oi}$ se estiman como un porcentaje fijo de la inversión de capital, según la Ecuación 8.

$$C_{Mant,oi} = F_{Mant,oi}C_{Inv} \quad (8)$$

3.3 Depreciaciones

La depreciación Dep_{oi} de los activos se realiza por medio del método de la línea recta, según la Ecuación 9.

$$Dep_{oi} = \frac{1}{N_{oi}}(1 - FSV)CAPEX \quad (9)$$

El valor residual $SVFC_{li}$ se estima como un porcentaje dado de la inversión total de capital IFC , según la Ecuación 10.

$$SVFC_{li} = FSV CAPEX \quad (10)$$

3.4 Ventas de Energía e Impuestos

Las ventas de energía eléctrica $Sales_{oi}$ se calculan según la Ecuación 11, en función de la energía neta generada $\dot{W}_{Net,oi}$.

$$Sales_{oi} = POT_{oi}P_{Elec}(1 + AF)^{oi}\dot{W}_{Net,oi} \quad (11)$$

Los impuestos a las ganancias NIT_{oi} son deducidos de los ingresos, y calculados según la Ecuación 12.

$$NIT_{oi} = P_{NIT}(Sales_{oi} - (OPEX_{oi} + Dep_{oi})) \quad (12)$$

3.5 Parámetros Económicos

Los parámetros económicos se listan en la Tabla 1, los cuales se toman de referencias generales y técnicas (THE ROYAL ACADEMY OF ENGINEERING, 2004; CAMMESA, 2013; BERNIER; MARÉCHAL; SAMSON, 2010a; 2010b; PAK; LEE; AHN, 2010; EL-NASHAR, 2008); mientras que los precios de combustible y de la electricidad se obtienen de (U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2010, 2013); y los costos de adquisición de equipos son calculados considerando las funcionalidades y costos unitarios reportados por (BERNIER; MARÉCHAL; SAMSON, 2010a; PAK; LEE; AHN, 2010; U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2010; NYE THERMODYNAMICS CORPORATION, 2013).

Tabla 1 – Parámetros Económicos

	Símbolo	Unidad	Valor
Costo Unitario Agua de Caldera	C_W^u	\$/ton	3.531
Costo Unitario Agua de Enfriamiento	C_{CW}^u	\$/ton	0.05829
Costo Unitario Área de Intercambio	C_A^u	\$/m ²	268.2
Costo Unitario Combustible	C_F^u	\$/GJ	3.31754
Costo Unitario de Potencia	C_T^u	\$/kW	258.3
Crecimiento Anual Costo Combustible	AF		0.04
Crecimiento Anual Precio Electricidad	AE		0.03
Factor de Costo del Área	a		0.6
Factor de Impuesto a las Ganancias	P_{NIT}		0.35
Factor de Instalación	F_{inst}		5
Factor de Inversión de Capital	$F_{inv,1}$		0.6
Factor de Inversión de Capital	$F_{inv,2}$		0.4
Factor de Inversión Operativa	F_{IO}		0.33
Factor de Mantenimiento	$F_{Mant,oi}$		0.02
Factor de Producción	F_{PO}		2.2
Factor de Recupero de Capital	FSV		0.1
Factor Equivalente de Personal	F_{MP}		30000
Número de Años Operativos	N_{oi}		27
Número Equivalente de Personal	N_{MP}		42
Precio de la Electricidad	P_{Elec}	\$/MWh	40
Tasa de Interés	ADR		0.050

4 NOCIONES DE DISPONIBILIDAD

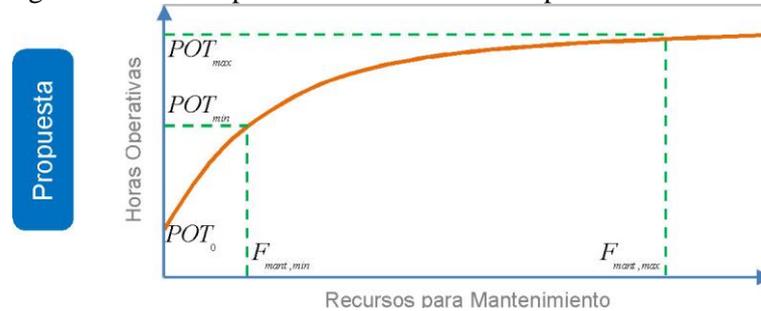
Se propone aquí incorporar distintas nociones de disponibilidad durante la etapa de diseño conceptual de la planta de generación, las cuales no son consideradas por los métodos tradicionales para la evaluación económica de proyectos de inversión.

4.1 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, al fijarse $F_{Mant,oi}$ en la Ecuación 8 en un valor entre 0.2% y 4%; ignorándose 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 en Erguina (2004)) que el incrementar la disponibilidad del sistema requiere mayores erogaciones destinadas a actividades de mantenimiento, siguiendo una ley de rendimientos decrecientes (donde la ganancia de la variable dependiente es marginalmente menor por cada incremento unitario sucesivo de la variable independiente), según se expone en la Figura 3.

Figura 3 – Horas Operativas versus Recursos para Mantenimiento



Luego, se propone aquí la utilización de una relación exponencial entre las horas operativas anuales POT_{oi} y los fondos asignados para mantenimiento $C_{Mant,oi}$, según expresan las Ecuaciones 13-14. Los valores de los parámetros necesarios pueden ser obtenidos de datos históricos de la industria respecto de fondos asignados para mantenimiento versus disponibilidad del sistema, tales como los reportados en (ALBER et al., 1995; OREDA PARTICIPANTS, 2002; NERC, 2012).

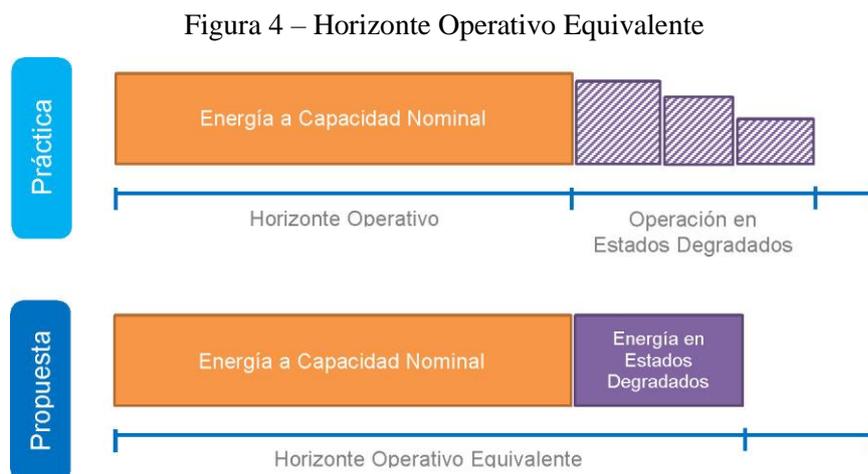
$$POT_{oi} = POT_0 e^{\gamma_{oi} C_{Mant,oi}} \quad (13)$$

$$\gamma_{oi} = \frac{\ln(POT_{min}) - \ln(POT_{max})}{(F_{Mant,min} - F_{Mant,max}) C_{Inv}} \quad (14)$$

4.2 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 conjunto factible de 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, según se muestra en la Figura 4.



Una solución simple, con objeto de considerar dichos efectos durante la evaluación económica del proyecto, es utilizar un horizonte de operación $POT_{eq,oi}$ 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 15. Luego, el diseñador debe proveer el valor del factor de equivalencia en base a la experiencia previa sobre los escenarios operativos factibles que afronta una planta de generación tipo a lo largo del horizonte de tiempo, pudiendo utilizarse como guía los datos históricos reportados en (ALBER et al., 1995; NERC, 2012).

$$POT_{eq,oi} = POT_{oi}(1 + F_{eq}) \quad (15)$$

Este horizonte operativo equivalente $POT_{eq,oi}$ es utilizado para la evaluación de los indicadores económicos del proyecto de generación, incluyendo las Ecuaciones 1-11.

4.3 Parámetros de Disponibilidad

Los parámetros asociados a las nociones de disponibilidad incluidas en el modelo del sistema se listan en la Tabla 2.

Tabla 2 – Parámetros de Disponibilidad

	Símbolo	Unidad	Valor
Factor de Equivalencia	F_{eq}		0.05
Factor de Mantenimiento Máximo	$F_{mant,max}$		0.040
Factor de Mantenimiento Mínimo	$F_{mant,min}$		0.002
Horizonte Operativo Base	POT_0	hs/año	7717.86
Horizonte Operativo Máximo	POT_{max}	hs/año	8400
Horizonte Operativo Mínimo	POT_{min}	hs/año	7800

5 PROBLEMA DE OPTIMIZACIÓN ECONÓMICO

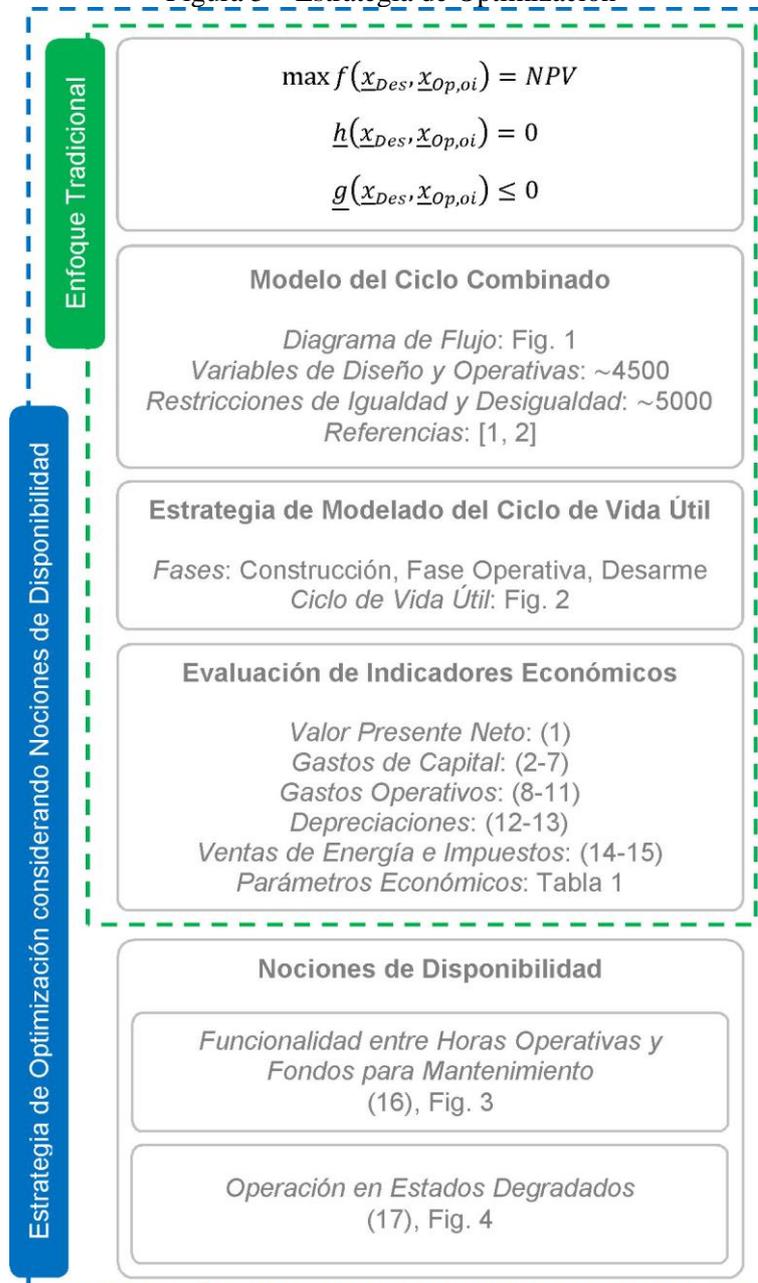
La optimización económica del proyecto está vinculada a la evaluación de la rentabilidad de las diferentes opciones de inversión, y habilita la selección de aquel proyecto que ostenta valores óptimos de los indicadores financieros, de acuerdo a los lineamientos presentados en la Figura 5. Este problema matemático es implementado en el software de optimización GAMS, y es resuelto por medio del algoritmo de gradiente reducido CONOPT.

La formulación propuesta implica maximizar el valor presente neto del proyecto NPV (que se selecciona como función objetivo f), obteniéndose de esta manera valores óptimos de todos los indicadores económicos asociados a la planta de generación, incluyendo inversión de capital, gastos operativos, consumo de combustible, tasa de retorno, entre otros.

El modelo matemático está conformado por restricciones de igualdad h que configuran el modelo multi-periodo del ciclo de vida útil de la planta de generación (balances de materia y energía, ecuaciones de diseño, correlaciones para predicción de propiedades, escenarios operativos, evaluación de indicadores económicos, etc.), así como restricciones de desigualdad g que configuran la región factible de operación del proceso (temperaturas máximas y mínimas, presiones de operación admisibles, recomendaciones de fabricantes, etc.).

Mediante la resolución del problema propuesto, se obtienen simultáneamente los valores óptimos de las variables de diseño \underline{x}_{Des} y de las variables operativas $\underline{x}_{Op,oi}$ del ciclo combinado. Entre las primeras se incluyen las áreas de intercambio de las secciones de la caldera de recuperación, y las capacidades de generación de las turbinas de gas y de vapor. Por su parte, las segundas comprenden las características de las corrientes de proceso (composición, caudal, temperatura, presión, entalpía), diferencias medias logarítmicas de temperaturas en los intercambiadores, niveles operativos de presión, relación de compresión en la turbina de gas, título de vapor, etc.

Figura 5 – Estrategia de Optimización

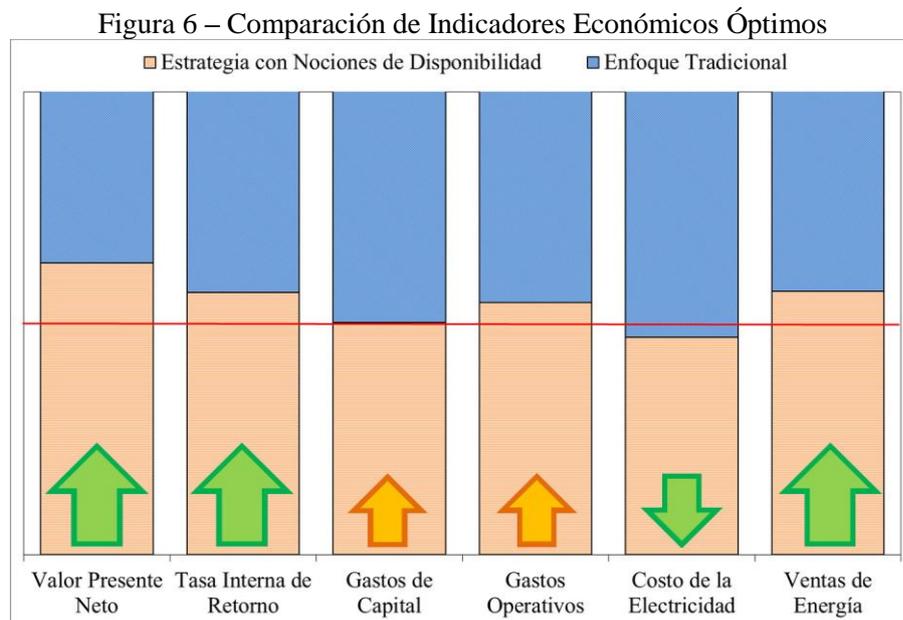


Asimismo, la estrategia aquí propuesta implica la inclusión de las nociones de disponibilidad discutidas en la Sección 3 durante la optimización económica del proyecto de generación, con objeto de considerar la funcionalidad entre el horizonte operativo y los recursos asignados para acciones de mantenimiento, así como el cómputo de los ingresos y egresos que se originan a causa de la operación de la planta en distintos estados degradados que afrontará a lo largo de su vida útil.

6 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

6.1 Comparación entre la Estrategia Propuesta y un Enfoque Tradicional

La Figura 6 presenta una comparación de pesos relativos entre los indicadores económicos óptimos de una planta de generación diseñada por medio de la estrategia propuesta considerando nociones de disponibilidad, contra un ciclo combinado obtenido por medio de un enfoque tradicional (denominándose así al que no incluye las nociones de disponibilidad aquí discutidas).



Se observa así que la economía de la planta mejora al considerar distintas nociones de disponibilidad durante las etapas de síntesis y diseño del proyecto.

Luego, la estrategia aquí propuesta reporta un valor presente neto para el proyecto 11% mayor que el correspondiente a una planta obtenida por métodos tradicionales. Asimismo, se obtiene una mejora de 0.7% en la tasa interna de retorno del ciclo combinado.

Estas mejoras son impulsadas por la evaluación del impacto que los recursos asignados para acciones de mantenimiento ejercen sobre la disponibilidad del sistema, que implica un horizonte operativo de 8052 horas, según la Ecuación 13; así como por el cómputo de la energía extra generada por la planta en los estados operativos degradados factibles, que implica un horizonte equivalente de 8454 horas, según la Ecuación 15.

La estrategia propuesta permite también evaluar los costos en que incurre el sistema tanto a capacidad nominal como en los distintos estados degradados factibles que atraviesa el mismo a lo largo del horizonte de tiempo. Ello resulta en previsiones de gastos totales mayores que las de una planta obtenida por métodos tradicionales (que resultan sub-estimados por los métodos tradicionales en algo menos de un 3.6% anual), debido principalmente al incremento del costo del combustible consumido.

Por otro lado, 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 estimados según ambas metodologías.

Con el objeto de considerar los efectos de los factores asociados a las políticas de mantenimiento implementadas, otros autores (GOEL et al., 2002) propusieron se utilice 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 como la disponibilidad inherente está vinculada al costo de capital de un equipo de procesos dado.

El incremento en la estimación de la cantidad de energía generada es de 5.7%, tal como se ve reflejado en los ingresos del proyecto. Ello redundará asimismo en una disminución del costo de la electricidad generada de 2.5%.

Para aquellos indicadores que varían con el tiempo (gastos operativos, ventas de energía y costo de la electricidad), se hace notar que se reportan aquí los valores correspondientes al primer periodo operativo; no obstante, se observan tendencias similares para los valores óptimos de dichas variables a lo largo de todo el ciclo de vida útil de la planta.

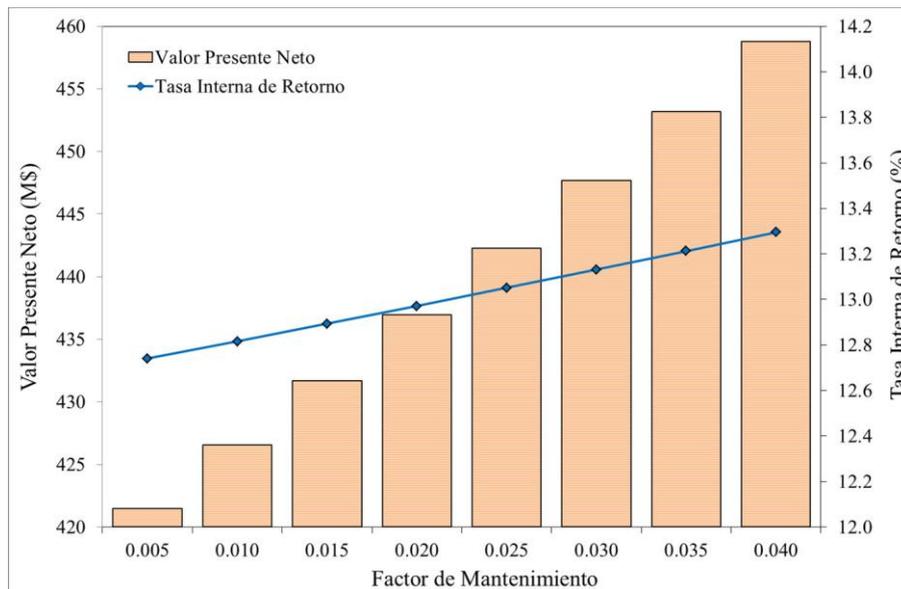
6.2 Impacto del Monto de Recursos Asignados para Mantenimiento

En la sección anterior, se analizaron los indicadores económicos óptimos de la planta de generación, al diseñarse la misma incluyendo nociones de disponibilidad durante la formulación del proyecto, y asignándose recursos para mantenimiento según se realiza en la práctica industrial, de acuerdo al valor fijado para $F_{Mant,oi}$ en la Tabla 1.

Luego, se analiza aquí el impacto de asignar distintos montos en recursos para mantenimiento sobre los indicadores óptimos del ciclo combinado. Para ello, el valor de $F_{Mant,oi}$ se varía paramétricamente entre los valores mínimo y máximo factibles (según se listan en la Tabla 2).

La Figura 7 presenta los valores óptimos del valor presente neto y la tasa interna de retorno para todo el rango de valores del factor de mantenimiento.

Figura 7 – Variación del Valor Presente Neto y la Tasa Interna de Retorno



Se observa que ambos indicadores presentan una tendencia positiva a medida que se incrementa el monto asignado para acciones de mantenimiento. Al aumentar $F_{Mant,oi}$ en 0.5%, el valor presente neto del proyecto varía en promedio 1.2%, mientras que la tasa interna de retorno lo hace en 0.6%.

Se ha reportado en la bibliografía sobre la existencia de una vinculación entre la tasa de reparación de un equipo y el presupuesto anual asignado a mantenimiento (HAGHIFAM; MANBACHI, 2011). En este trabajo, se extiende dicho concepto para abarcar al sistema en su conjunto, facilitando la evaluación de la influencia de los recursos asignados para mantenimiento sobre los indicadores de performance económicos del proyecto.

7 CONCLUSIÓN

Las mejoras obtenidas en los indicadores económicos de la planta de generación son consecuencia de la inclusión de las distintas nociones de disponibilidad antes discutidas durante la formulación del proyecto de inversión correspondiente. De esta forma y en todos

los casos, se obtienen estimaciones más realistas sobre la performance económica de la planta a lo largo de todo su ciclo de vida útil.

De esta manera, el enfoque orientado al ciclo de vida aquí utilizado, incluyendo distintos criterios vinculados a la disponibilidad del sistema referidos a toda la vida útil de la planta 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.

Asimismo, las mejoras obtenidas en la economía del proyecto sirven de punto de partida con objeto de proponer nuevas estrategias para el diseño óptimo de plantas de generación que profundicen en los conceptos aquí discutidos. Por ejemplo, otros autores (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 trade-offs 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. Para el caso de estudio aquí abordado, ambas disyuntivas presentan la ventaja que podrían ser implementadas por medio de datos fácilmente asequibles en la literatura técnica y en los históricos industriales, constituyendo así una mejora adicional del proceso de evaluación de los indicadores económicos del proyecto.

Agradecimientos Los autores agradecen el apoyo financiero suministrado por la Universidad Tecnológica Nacional (UTN) y por el Consejo Interuniversitario Nacional (CIN).

REFERENCIAS

AGUILAR, O.; KIM, J.K.; PERRY, S. SMITH, R. Availability and reliability considerations in the design and optimization of flexible utility systems. **Chemical Engineering Science**, v. 63, n. 14, p. 3569-3584, 2008.

ALBER, T.G.; HUNT, R.C.; FOGARTY, S.P.; WILSON, J.R. **Idaho chemical processing plant failure rate database**. SciTech Connect, 1995.

BERNIER, E.; MARÉCHAL, F.; SAMSON, R.: Multi-objective design optimization of a natural gas-combined cycle with carbon dioxide capture in a life cycle perspective. **Energy**, v. 35, n. 2, p. 1121-1128, 2010a

BERNIER, E.; MARÉCHAL, F.; SAMSON, R. Optimal greenhouse gas emissions in NGCC plants integrating life cycle assessment. **Energy**, v. 37, n. 1, p. 639-648, 2010b.

CAMMESA. 2013. Disponible en: <<http://www.cammesa.com.ar>>.

EL-NASHAR, A.M. Optimal design of a cogeneration plant for power and desalination taking equipment reliability into consideration. **Desalination**, v. 229, n. 1-3, p. 21-32, 2008.

ERGUINA, V. **Safety assured financial evaluation of maintenance**. PhD Thesis for Doctor of Philosophy, Texas A&M University, 2004.

GODOY, E.; SCENNA, N.J.; BENZ, S.J. Families of optimal thermodynamic solutions for combined cycle gas turbine (CCGT) power plants. **Applied Thermal Engineering**, v. 30, n. 6-7, p. 569-576, 2010.

GODOY, E; BENZ, S.J.; SCENNA, N.J. A strategy for the economic optimization of combined cycle gas turbine power plants by taking advantage of useful thermodynamic relationships. **Applied Thermal Engineering**, v. 31, n. 5, p. 852-871, 2011.

GOEL, H.; GRIEVINK, J.; HERDER, P.M.; WEIJNEN, M.P.C. Integrating reliability optimization into chemical process synthesis. **Reliability Engineering and System Safety**, v. 78, n. 3, p. 247-258, 2002.

HAGHIFAM, M.R.; MANBACHI, M. Reliability and availability modelling of combined heat and power (CHP) systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 33, n. 3, p. 385-393, 2011.

ISHII, N.; FUCHINO, T.; MURAKI, M. Life cycle oriented process synthesis at conceptual planning phase. **Computers & Chemical Engineering**, v. 21, p. S953-S958, 1997.

KOTOWICZ, J.; BARTELA, L. The influence of economic parameters on the optimal values of the design variables of a combined cycle plant. **Energy**, v. 35, n. 2, p. 911-919, 2010.

MORENO, M.S.; MONTAGNA, J.M.; IRIBARREN, O.A. Multiperiod optimization for the design and planning of multiproduct batch plants. **Comp. Chem. Eng.** v. 31, n. 9, p. 1159-1173, 2007.

NERC. 2007-2011. Generating availability report. 2012. Disponible en: <<http://www.nerc.com/pa/RAPA/gads/Reports/Forms/DispForm.aspx?ID=59>>.

NYE THERMODYNAMICS CORPORATION. 2013. Disponible en: <<http://www.gas-turbines.com>>.

OLIVEIRA FRANCISCO, A.P.; MATOS, H.A. Multiperiod synthesis and operational planning of utility systems with environmental concerns. **Computers & Chemical Engineering**, v. 28, n. 5, 745-753, 2004.

OREDA PARTICIPANTS. **Offshore reliability data handbook**. 4th edition. 2002.

PAK, P.S.; LEE, Y.D.; AHN, K.Y. Characteristics and economic evaluation of a power plant applying oxy-fuel combustion to increase power output and decrease CO₂ emission. **Energy**, v. 35, n. 8, p. 3230-3238, 2010.

POMA, C.; VERDA, V.; CONSONNI, S. Design and performance evaluation of a waste-to-energy plant integrated with a combined cycle. **Energy** v. 35, n. 2, p. 786-793, 2010.

ROONEY, W.C.; BIEGLER, L.T. Multiperiod reactor network synthesis. **Computers & Chemical Engineering**, v. 24, n. 9-10, p. 2055-2068, 2000.

THE ROYAL ACADEMY OF ENGINEERING. **The costs of generating electricity**. 2004.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Updated capital cost estimates for electricity generation plants** (2010). Disponible en: <<http://www.eia.gov>>

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. 2013. Disponible em: <<http://www.eia.gov>>.

Originals recebidos em: 26/10/2013

Aceito para publicação em: 15/04/2014