



Ingeniería Mecánica

E-ISSN: 1815-5944

revistaim@mecanica.cujae.edu.cu

Instituto Superior Politécnico José

Antonio Echeverría

Cuba

Calvo-González, Alberto-E.; Domínguez-Ríos, Lissiz; Quintero-Cabrera, Diego; Rodríguez
-Bertrán, José R.

Caracterización de turbinas de gas para su empleo en combinación de procesos

Ingeniería Mecánica, vol. 19, núm. 2, mayo-agosto, 2016, pp. 85-93

Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría

Ciudad de La Habana, Cuba

Disponible en: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=225146302006>

- Cómo citar el artículo
- Número completo
- Más información del artículo
- Página de la revista en redalyc.org

redalyc.org

Sistema de Información Científica

Red de Revistas Científicas de América Latina, el Caribe, España y Portugal

Proyecto académico sin fines de lucro, desarrollado bajo la iniciativa de acceso abierto

Caracterización de turbinas de gas para su empleo en combinación de procesos

Gas turbines characterization for their employment in process combination

Alberto-E. Calvo-González^I, Lissiz Domínguez-Ríos^I, Diego Quintero-Cabrera^I, José R. Rodríguez-Bertrán^{II}

I. Centro de Estudios de Tecnologías Energéticas Renovables, CETER. Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría. La Habana. Cuba.

II. Instituto de Cibernética, Matemática y Física, ICIMAF. Universidad de La Habana. La Habana. Cuba

Correo electrónico: aegcalvo@ceter.cujae.edu.cu

Recibido: 21 de diciembre de 2015 Aceptado: 24 de febrero de 2016

Resumen

El objetivo general del trabajo fue confeccionar ese inventario de turbinas de gas, disponibles en el mercado, con los índices adecuados para facilitar la selección de la máquina que mejor se ajuste a las necesidades requeridas. Una búsqueda bibliográfica exhaustiva en turbinas arrojó que no se encontraron artículos que facilitaran la selección de la turbina de gas adecuada, comercialmente disponible; pero sí se corroboró la validez y pertinencia de los índices previamente escogidos a partir del análisis teórico. A partir del inventario confeccionado fueron

trazados 45 gráficos para el análisis de la variación de unos índices con otros. Los criterios básicos para la selección de una turbina de gas a utilizar fueron determinados por el método de repotenciación. Se expuso la metodología de cálculo a seguir y un ejemplo de cálculo económico específico.

Palabras claves: repotenciación, ciclo combinado, turbina de gas, turbina de vapor, combinación de procesos.

Abstract

The general objective of this work was to make an inventory of gas turbines, available in the market, with the appropriate coefficients to make easier the gas turbine selection that better match to the required needs. An exhaustive bibliographical search in turbines revealed that they were not articles about the selection of the appropriate, commercially available gas turbine; but was corroborated the validity and pertinence of the previously chosen coefficients based on the theoretical analysis.

Based on the made gas turbine inventory 45 graphics for the analysis of the variation of some coefficients with others were drawn. The selection of gas turbine basic approaches to choose was determined by the repowering method type. The calculation methodology to fulfill was described, and also an example of economic calculation.

Key words: repowering combined cycle, gas turbine, steam turbine, process combination.

Introducción

Cuando se pretende mejorar los índices de las viejas centrales termoeléctricas a vapor, una de las oportunidades es la repotenciación (*repowering*) mediante ciclo combinado. Es decir, mejorar la eficiencia de la instalación de vapor con años de servicio mediante la superposición de un ciclo de turbina de gas, igual que el ciclo combinado. Pero en este caso el diseño se hace a partir del cubrimiento de las necesidades de calor de ese ciclo de abajo, el de vapor. La repotenciación se comienza por determinar el perfil de consumo de calor del ciclo base, de abajo, el de vapor, y se dibuja en un diagrama t vs. ΔH , de la tecnología Pinch [1]. A continuación se traza la línea representante del proceso de enfriamiento, de cesión de calor, del flujo de gas de desecho de la turbina de gas, que satisfaría esa condición, es decir esa demanda de calor del ciclo de abajo. De ahí se determina la característica fundamental de la TG que satisface esa condición.

A partir de esa curva podría ser diseñada la TG necesaria para esta instalación, pero no es económicamente factible. Se hace imprescindible, por lo tanto, disponer de un banco de datos de las turbinas de gas existentes en el mercado, con el fin de hallar la turbina (o grupo de ellas) cuyas características estén lo más cercanas posibles a la que se necesita.

Existen varios software profesionales que realizan este trabajo, como el SOAPP, del Electric Power Research Institute (*Repowering-Existing-Fossil-Steam-Plants-SOAPP.pdf.htm*), o el Thermoflow (*Request Thermoflow Demo CD.htm*), pero su costo es elevado y solo rentable para aquellas grandes empresas dedicadas a este tipo de proyectos. En la búsqueda de una vía de solución a esta dificultad surge el presente trabajo, cuyo objeto de estudio es la gama de turbinas de gas existentes en el mercado, y que sus características hayan sido dadas a conocer por sus fabricantes en catálogos o publicaciones especializadas.

La hipótesis que fundamenta el trabajo es que "es posible confeccionar un inventario de turbinas de gas y establecer para la misma una gama de índices que caractericen su, de forma que se facilite la selección de la

adecuada para satisfacer el perfil tecnológico de consumo de calor de una instalación de turbina de vapor en una aplicación determinada.

El objetivo general del trabajo es confeccionar un inventario de turbinas de gas, disponibles en el mercado, que permita relacionar sus características fundamentales mostradas a través de índices, con el calor de desecho utilizable, para facilitar la selección de la que mejor se ajuste a las necesidades requeridas para cada tipo de combinación de procesos.

Para poder cumplir este objetivo se hace necesario establecer nuevos índices que aporten los datos necesarios para la re-potenciación por ciclo combinado y cualquier otra combinación de procesos, como la cogeneración.

La determinación de los índices que permitan resaltar las características requeridas para que se facilite el trabajo de selección, puede concebirse a partir del razonamiento termodinámico teórico. Éste puede ser facilitado por la literatura clásica en la combinación de procesos, tal como se establece en [2]. También puede ser utilizado otro clásico, que hace énfasis en el ciclo combinado gas-vapor y la cogeneración [1]. Para el caso de la combinación de ciclos, el trabajo de Chen [3] en 1996, en su análisis del ciclo endo-reversible, reafirma la importancia de la forma en que se transfiere calor entre los dos ciclos. Esta afirmación es deducible también cualitativamente a partir de los clásicos mencionados anteriormente.

Se hace necesario, a su vez, confrontar con lo publicado al respecto, a fin de conocer de trabajos que se han realizado en el sentido de establecer una base de datos de turbina de gas, que facilite el trabajo de selección. Una exhaustiva búsqueda bibliográfica en turbinas de gas, que incluye las más recientes publicaciones, permitió determinar que existen muchos trabajos encaminados a mejorar la eficiencia y las prestaciones de las instalaciones de ciclo combinado [4-11], algunos utilizando las técnicas más avanzadas [12-17], otros enfocados a la re-potenciación [18-21], y a la cogeneración [22], donde se analizan los parámetros que más inciden y dan criterio sobre la influencia de cada uno en la turbina de gas. Pero no se encontraron aquéllos que facilitaran la selección de la turbina de gas adecuada, comercialmente disponible, para la instalación básica a re potenciar u otra combinación de procesos. Ninguno se refiere al universo fabricado de TG y sus características mostradas a través de índices, para asociarla a la turbina de vapor. Esta relación de artículos se recomienda que sea revisada por aquéllos que pretendan realizar este tipo de trabajo de combinación de procesos, ya que permite una mayor profundización en los conceptos fundamentales de forma actualizada. Con esta búsqueda se corroboró la validez y pertinencia de los índices previamente escogidos a partir del análisis teórico.

Determinación de los índices que permiten resaltar las características fundamentales de las turbinas para la combinación de procesos

Del análisis realizado a la bibliografía existente sobre el tema, se concluye que deben ser considerados los siguientes índices en los análisis de selección de la TG para su empleo en combinación de procesos:

1. El calor disponible de los gases de escape, Q_{disp} , es la energía que pueden aportar los gases al enfriarse desde la temperatura de salida de la turbina hasta la temperatura de chimenea, que puede variar a partir de los criterios que se tengan en cuenta de hasta dónde es posible enfriar los gases; en este caso se ha considerado 160 C.

2) Exergía disponible de los gases de escape, es el valor exergético del calor disponible en los gases de escape y permite calcular el límite teórico de producción de potencia del ciclo de abajo.

3) Consumo de calor, es el calor que consume la turbina de gas para su funcionamiento.

4) Eficiencia absoluta (exergética). Este último índice surge del concepto de que, partiendo de que los equipos a combinar ya están diseñados, solo queda escoger aquella solución en que, económicamente justificado, se obtenga el mejor aprovechamiento del calor de desecho disponible, cuyo límite será el máximo aprovechamiento teórico posible, es decir la exergía del calor de desecho.

Estos nuevos índices facilitan discernir las cualidades de las turbinas de gas para una u otra prestación y pueden ser calculados a partir de las siguientes expresiones:

Calor disponible de los gases de escape (Q_{TG}), KW

$$Q_{TG} = G * C_p * \Delta t$$

donde:

G-flujo de gases, kg/ seg

C_p : calor específico a presión constante de los gases, kJ/ kg [K]

Δt : diferencia entre las temperaturas de salida de los gases de la turbina y la de los gases a chimenea [C]

Exergía del calor de desecho de los gases de escape (Ex_{TG}), kW

$$Ex_{TG} = Q_{TG} - T_{amb} * \Delta S$$

donde:

Q_{TG} : Calor disponible de los gases de escape, kW

ΔS : diferencia entre las entropías de los gases a la salida de la turbina y de los gases a la chimenea, kJ/kg [K]

T_{amb} : Temperatura ambiente [K]

Consumo de calor de la turbina de gas (Q_c), kW

$Q_c = W_e / \eta$

donde:

η -Eficiencia de la turbina de gas

W_e = Potencia nominal de la turbina, kW

Eficiencia absoluta (η_{abs})

$$\eta_{abs} = \frac{W_e + Ex_{TG}}{Q_c}$$

donde:

W_e : Potencia nominal de la turbina [kW]

Ex_{TG} : Exergía disponible de los gases de escape [kW]

Q_c : Consumo de calor [kW]

Además, dentro de los índices a manejar en la selección deben ser incluidos otros de común uso en catálogos y publicaciones, como el Flujo de gases de escape [G], la Relación de presiones [p_2/p_1], la Potencia nominal de la turbina [W_e], temperatura de salida de gases [t_{sg}], Consumo específico de calor, muy conocido por sus iniciales en inglés [HR de *Heat Rate*] y la Eficiencia de la turbina de gas [η].

En la tabla 1 se muestra la estructura de la base de datos (inventario) elaborada, que proporciona la información de todas las turbinas de gas de ciclo simple recabadas, con los nuevos índices propuestos y los usados habitualmente, además de los propuestos para facilitar el trabajo de selección. Se limita en este caso el inventario a turbinas de 60 ciclos, por el alcance que tendrá su uso por el autor, pero puede ser ampliado a máquinas de 50 ciclos. Se tienen 201 turbinas de gas de 60 ciclos con las características generales dadas por el fabricante. En la base de datos también Se incluyen datos como: velocidad de la turbina, el peso aproximado del equipo, y las dimensiones (largo, ancho y altura); esta última característica resulta definitoria en ocasión que el área para la instalación sea limitada.

Tabla 1. Modelo de la Base de Datos con las variables adicionadas de 201 turbinas de gas

Modelo	Año	W_e (kW)	HR	η (%)	P 2/P1	G (Kg/seg)	t_{sg} (°C)	Q_{TG} (kW)	Ex_{TG} (kW)	Q_c (kW)	$\eta_{absoluta}$
X1	-	-	-	-	-	-	526,11	157357,15	80664,03	340412,98	0,5759593
X2							597,22	236113,21	126361,83	576750,00	0,6190929
B1							573,89	94504,31	49904,74	208913,65	0,5978774
B2							361,11	5647,96	2526,99	12085,31	0,4200957
B3							413,89	8224,10	3870,44	17208,33	0,4649168
C1							473,89	11476,74	5671,49	23435,11	0,5040083

Los criterios básicos para la selección de una turbina de gas a utilizar se determinan por el tipo de método de repotenciación, los que pueden ser:

- Que el calor de los gases de escape sea tal, que pueda, con o sin la mínima combustión suplementaria, transferir la energía necesaria demandada por el proceso a estudiar:
Esta turbina de gas debe cumplir, además, con las otras condiciones como eficiencia, economía de inversión, si será dedicada a carga base o trabajará en la parte variable del gráfico de carga y otros requerimientos a cumplir. La pendiente de la curva de los gases de escape es proporcional a la magnitud del gasto o flujo del mismo, por lo tanto, de la pendiente también dependerá la potencia de la misma.
- La posibilidad de combinar la caldera original con el aprovechamiento del calor de desecho de la turbina de gas.
- Que el costo de instalación y el consumo específico de combustible sean mínimos, o en un caso extremo, razonablemente bajos, así como que su confiabilidad y disponibilidad sean en sus casos específicos elevados.

Tomando estas consideraciones básicas, es fácil comprender que, salvo una extraña casualidad, es difícil encontrar en el mercado una máquina que cumpla cabalmente los requisitos mencionados para una repotenciación óptima, o cualquier otra combinación de procesos, por lo que se debe adaptar alguna máquina cuya justificación obedezca a criterios generales o elementos de juicio específicos, fundamentalmente económicos.

Características de desempeño de la turbina gas fuera de las condiciones de diseño

Es de destacar que la base de datos propuesta es para las condiciones ISO, por lo que para los casos particulares con diferentes temperatura y presión del aire entrante, filtros de aire, calderas recuperadoras y otros equipos, haya que realizar los cálculos respectivos a partir de los datos suministrados por el fabricante. Para los estudios preliminares, donde se permiten cálculos aproximados, existen gráficos y ecuaciones [1] lo suficientemente aceptables y que simplifican bastante el trabajo, pero siempre teniendo en cuenta la diferencia entre las turbinas, pues las aero-derivativas tienen una mayor variación de parámetros con la temperatura del aire entrante que las de uso industrial (*Heavy Duty*).

Conocer las características a partir de los índices de desempeño de la turbina de gas fuera de las condiciones de diseño es importante, pero difícil de generalizar. Normalmente depende del modelo específico de diseño. En la práctica frecuentemente se calcula el comportamiento a cargas parciales, a partir de los datos proporcionados por el fabricante o se elabora a partir de las pruebas de unidades idénticas o similares. Por lo tanto deben reevaluarse muchos parámetros de diseño, algunos basados en la experiencia y otras en las consideraciones económicas.

Empleo de los índices de evaluación del desempeño para caracterizar las turbinas de gas

Caracterizar el universo de turbinas de gas disponibles en el mercado es otra de las posibilidades que permite este inventario o base de datos propuesto. Con la información que aparece en la base de datos (inventario) confeccionada, se hace posible efectuar las comparaciones entre los diferentes índices que caracterizan las turbinas, e ir evaluando el comportamiento de un índice con otro. Se realizaron cuarenta y cinco gráficos, de los cuales en el presente trabajo solo se muestran aquéllos relacionados con la eficiencia de la turbina de gas y con el flujo de gases de escape, por razones de espacio. El resto de los gráficos podrán solicitarlo los interesados por correo electrónico a los autores, haciendo referencia a esta publicación

Análisis comparativo de los índices mediante gráficos. Los gráficos de eficiencia

La figura 1 muestra los gráficos resultantes que relacionan la eficiencia de cada turbina de gas con las demás variables, por ser éste un importante concepto para la realización del ciclo combinado y su relación con la eficiencia absoluta, puesto que da idea de hasta cuánto podría ser eficiente esta combinación. También se puede ajustar el razonamiento para la cogeneración y otras combinaciones semejantes.

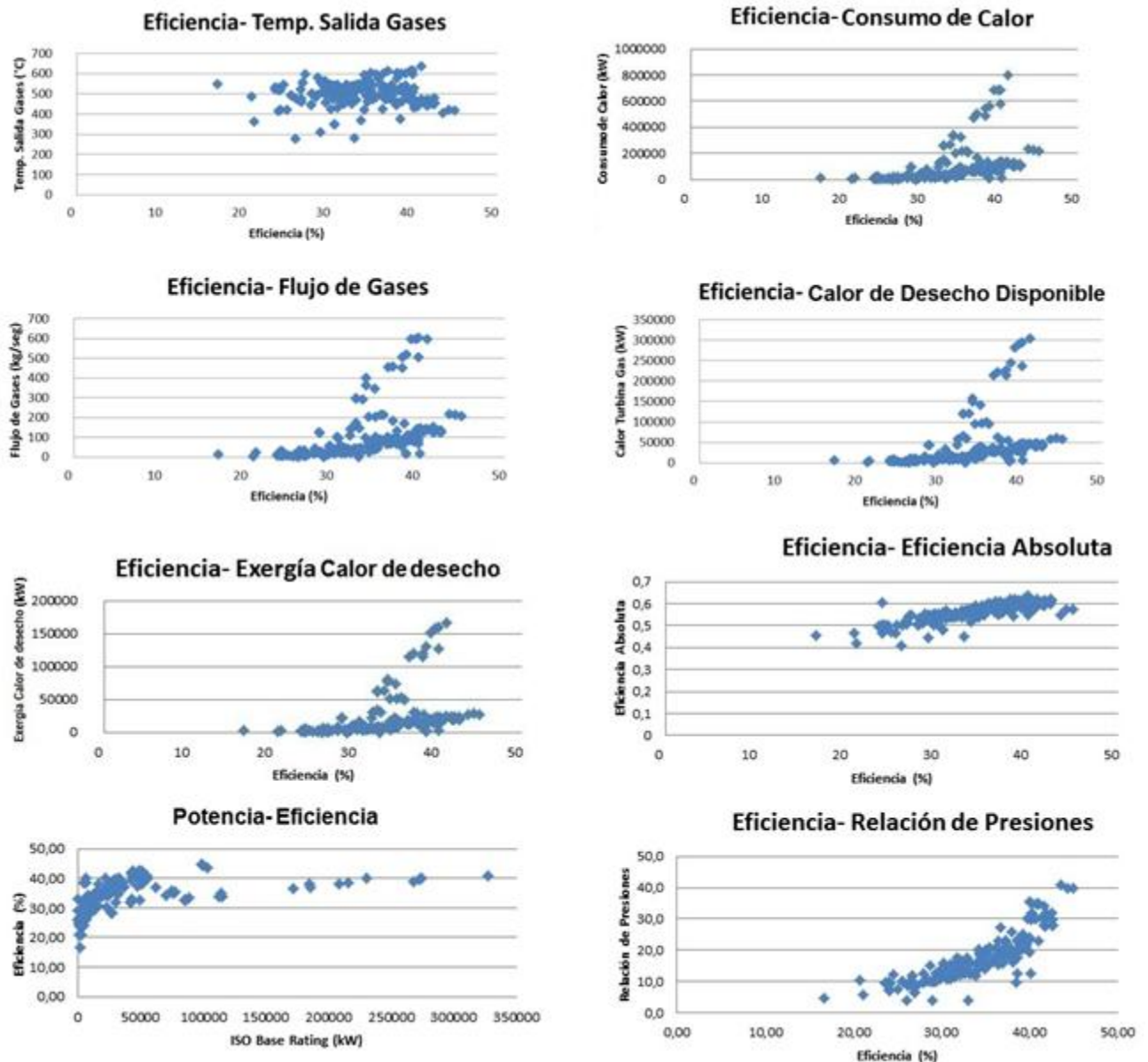


Fig. 1. Variación de los índices básicos con la eficiencia de las turbinas. (Fuente elaboración propia)

En el gráfico eficiencia versus temperatura de salida de los gases de la turbina, esta última se encuentra entre 400 °C y 600 °C, llegando en algunos casos a valores mayores. La eficiencia varía entre 25 y 43 %. Para los valores de eficiencias mayores, la temperatura de salida de gases se encuentra entre 400 °C y 450 °C, lo que se corrobora en el gráfico de relación de presiones p_1/p_2 vs temperatura de salida de gases de la turbina.

Cuando se compara la eficiencia con la magnitud del flujo de gases se aprecian dos tendencias, una en el rango de 20 hasta 40 %, en el que aumenta la eficiencia con el flujo de gases, es decir con la potencia de salida. Allí se puede apreciar que valores de eficiencia entre 30 y 40 %, y mayores, se pueden lograr con flujos de gases entre 100 y 200 kg/seg. Otra tendencia surge a partir de valores de la eficiencia del 30 %, con una pendiente mayor, es decir con mayores valores de flujo de gases y llega a valores del 40 % de eficiencia. Pero se observa que en ambas curvas existen máquinas entre 30 y 40 % de eficiencia, que es donde se agrupan la mayor cantidad de máquinas.

En el análisis del crecimiento del valor de la eficiencia contra el consumo de calor se aprecia un comportamiento semejante al del flujo de gases vs eficiencia, lo cual tiene lógica, ya que el flujo de gases depende del consumo de calor. De igual forma se aprecian dos curvas, dos tendencias de variación en el gráfico. Igual cuadro se repite en el gráfico de eficiencia contra calor y en el de eficiencia contra exergía del calor de los gases de escape. Sería interesante analizar qué otros factores influyen para que haya dos curvas, dos tendencias de crecimiento en ambos gráficos.

La linealidad observada entre eficiencia y la eficiencia absoluta (exergética) es lógica dada la definición de la eficiencia absoluta, aún para los puntos fuera de la curva. Se observa que la eficiencia aumenta con el aumento de la potencia de las máquinas hasta valores de 50-60 MW, zona en que la eficiencia se encuentra entre el 20-40 % y mayores. También se aprecia que para iguales valores de potencias las eficiencias varían

en un 10%. Es recomendable analizar las causas de estas diferencias. Se aprecia que de cero a 50 MW existen eficiencias aun menores a muy bajas potencias. Por encima de los 50 MW la eficiencia se mantiene entre 35 y 40% y valores aún mayores.

Cuando se analiza la variación de la eficiencia con respecto a la relación de presiones p_1/p_2 , se aprecia que ésta aumenta con el aumento de la relación de presiones, p_1/p_2 , lo cual es consecuente con la teoría. Se aprecia además que para valores dados de eficiencia pueden existir diferencias apreciables del cociente de presiones p_1/p_2 de hasta 10. El análisis de esta característica podría permitir conocer las causas de estas diferencias.

Los Gráficos de flujos de gases de escape

La figura 2 muestra los gráficos resultantes que relacionan el flujo de gases de escape de cada turbina de gas con los demás índices.

En el gráfico flujo de gas de escape versus temperatura de salida de la turbina, se observa que desde los valores más pequeños hasta alrededor de los 150kg/seg. Existe una gama amplia de turbinas y de temperaturas de salida que van desde los 400C hasta los 598 C, aunque hay valores aislados a partir de 350 C. Pero a partir de los 200 kg/seg, es decir, de turbinas mayores, están más dispersos los valores entre poco más de 404 C y 635 C. Si se observa el gráfico flujo de gases vs calor de desecho disponible, se aprecia un crecimiento proporcional a todo lo largo de la curva; el calor de desecho crece con el flujo de gases. Se aprecia una gran concentración de datos hasta los 200 kg/seg siguiendo una regularidad proporcional hasta poco más de los 50-60 MW. En el rango entre 200 y 300 kg/seg hay un vacío correspondiente con el calor disponible de entre 100 y 125 MW aproximadamente, aunque ya desde 50-66 MW los valores están muy separados, que se corresponde entre 140 y 200 kg/seg. Otro espacio vacío está entre 125 y casi 140, y mucho mayor entre 150 y 200 MW hay otro espacio vacío correspondiente con flujos entre 400 y 454 kg/seg flujo y en el intervalo de 250 a 300 MW aparece otro gran vacío y un salto de 519 a 600 kg/seg. Cuando se compara el flujo de gases con la relación de presiones, se observa, en el lado izquierdo, una definida tendencia de crecimiento de la relación de presiones con el aumento de flujo, sin embargo, para valores del flujo de gases, mayores de 200 Kg/seg la pendiente de crecimiento es más acostada, aunque existen puntos fuera para una relación de presiones 35,4 con un gasto de 504 kg/seg. La eficiencia crece con la relación de presiones, pero existen otros factores que pueden influir, como el enfriamiento intermedio en el compresor.

Como era de esperar gráfico de flujo vs. exergía de calor de desecho es similar al de flujo contra calor de desecho. El gráfico flujo vs potencia eléctrica tiene también un aspecto semejante al anterior, es decir, en la medida que crece el flujo crece lógicamente la potencia, ya que en gran medida depende de la magnitud de éste.

La variación de la eficiencia con respecto al flujo, que se muestra en el gráfico, indica la tendencia a un rápido crecimiento hasta los 200 kg/seg., mientras que para valores mayores la tasa de crecimiento es mucho menor. El crecimiento del consumo de calor vs con el flujo muestra una tendencia semejante al gráfico de la potencia, lo cual es lógico ya que el consumo de calor depende de la potencia directamente, influenciado por la eficiencia de diseño.

También el crecimiento de la eficiencia absoluta muestra un comportamiento semejante al de la eficiencia con respecto al flujo de gases producido. La eficiencia es el índice que más influye en la eficiencia absoluta, que sería la eficiencia teórica límite de la combinación de procesos, en este caso el ciclo combinado, objetivo del mejoramiento de las viejas termoeléctricas en este estudio.

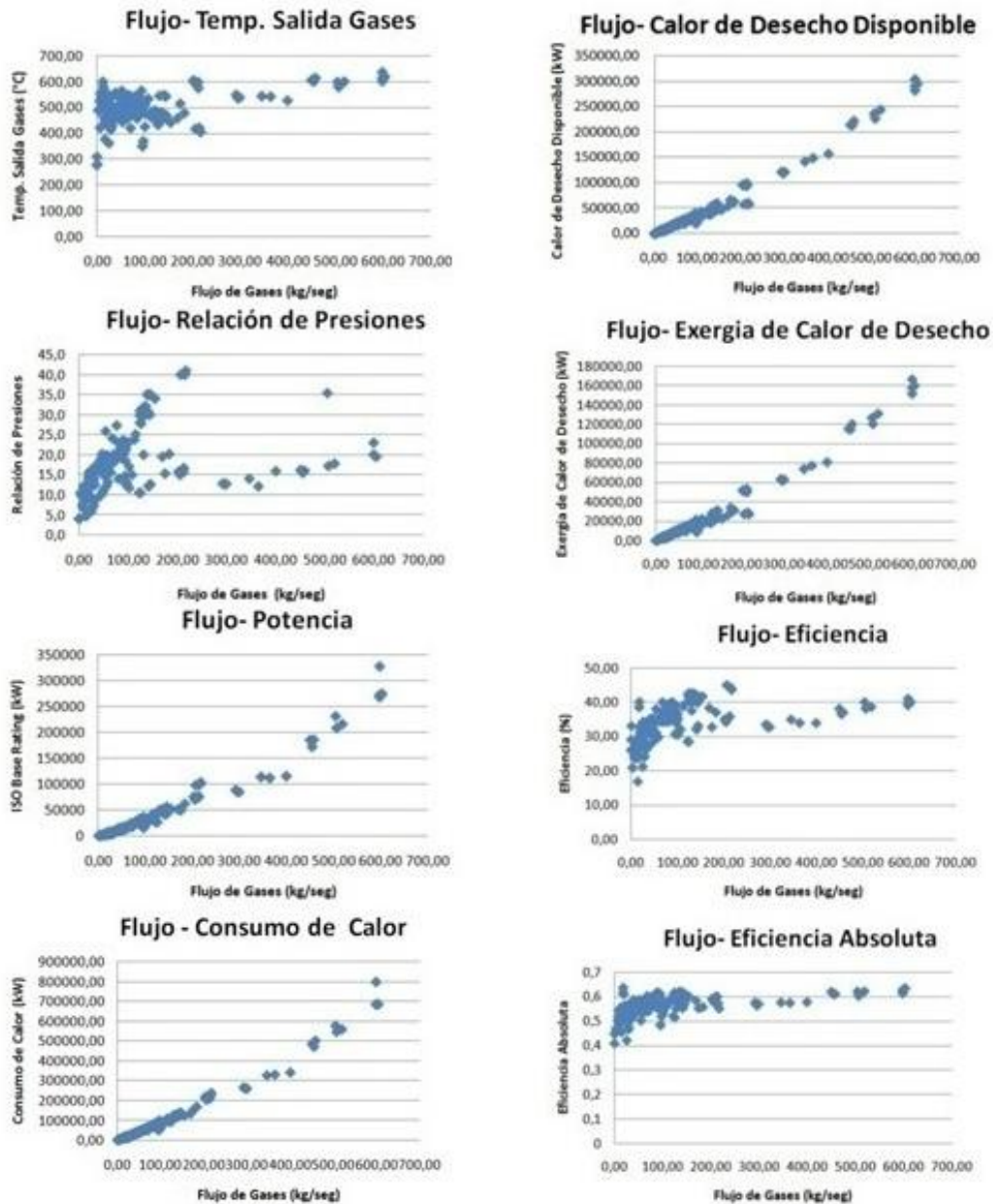


Fig. 2. Variación de los índices básicos con el flujo de gases. (Fuente elaboración propia)

Metodología propuesta para calcular la respotenciación de una central termoeléctrica

Se ha diseñado un algoritmo para el diseño de la re potenciación, del cual por razones de espacio, solamente se describe el procedimiento general hasta la selección de la turbina de gas, que será superpuesta a la instalación de vapor escogida para mejorar sus prestaciones, fundamentalmente en eficiencia.

1-Listado de las centrales termoeléctricas existentes a mejorar, que ha sido establecido a partir de un estudio de extensión de la vida útil de centrales con más de 20 años de operación.

2-Selección de la central termoeléctrica a re potenciar, según orden de prioridad, por ubicación, estado técnico, etc.

3-Characterización de la CTE seleccionada. Cálculo del esquema térmico principal (ETP).

Análisis de los resultados obtenidos: carencias y deficiencias que presenta la CTE, eficiencia, disponibilidad, rentabilidad, etc.

4-Si son remediabiles y/o mejorables estas carencias y deficiencias encontradas se continúa. Estudio del tipo de re potenciación aplicable a la CTE escogida. De no ser así se analiza la posibilidad de pasar a otro régimen de explotación o la no continuidad del servicio.

5-Análisis del tipo de repotenciación aplicable a la CTE objeto de estudio y selección del mismo. En este paso se obtiene el perfil de demanda de calor de la instalación a partir del cálculo del ETP, para ser trazado en

el diagrama t vs. ΔH mencionado en la introducción. A continuación se realiza el recálculo del ETP aplicando el método de repotenciación escogido.

6-Análisis de los resultados obtenidos y su comparación. Si se logran las mejoras esperadas, fundamentalmente de eficiencia, se continúa con la selección del turbogenerador más adecuado. Si no se logran las mejoras esperadas, no es adecuado re potenciar la central.

7- Si el Turbo grupo escogido cumple los criterios básicos de selección, se procede al re cálculo del ETP, aplicando el método de repotenciación escogido, pero con las particularidades del turbo escogido. Éste debe satisfacer la demanda de calor del ciclo de abajo, sin o con combustión adicional, para incrementar la temperatura de gases que garanticen la temperatura del vapor sobrecalentado. De existir varias maquinas capaces de satisfacer los requerimientos, se repite el cálculo con aquellas semejantes para seleccionar la de mejores índices finales del nuevo ETP. En este caso pueden ser escogidos más de un turbo grupo del mismo modelo, que en conjunto satisfagan la demanda de calor del ciclo de abajo, o ciclo base de vapor.

8-Comparacion de los resultados de los tipos o modelos de turbo grupos evaluados y selección del de mejores resultados en cuanto a satisfacción de requerimientos de eficiencia y económicos. Aquí termina la selección del la turbina de gas.

9-Estos resultados son comparados técnico-económicamente con otras soluciones de re potenciación interna, como son el reempaquetado y rediseño de rotores de la turbina de vapor.

A manera de ejemplo se muestra la realización del cálculo económico de la variante escogida de repotenciación con la turbina de gas seleccionada para un caso de estudio. Para comprobar la factibilidad de la implementación del ciclo combinado se realiza el cálculo económico de inversión de la instalación de una turbina de gas. En este caso se trae como ejemplo una central termoeléctrica de 64 MW. La CTE precisa de un Q_{TG} de 160008 KW mínimo, para producir 64 MW. Para satisfacer dicha demanda se escogió una turbina de gas tipo Heavy Duty, de 60 Hz, de un modelo diseñado en el año 2008, con una potencia (W_e) de 184906

KW, consumo específico de calor (HR) de 9437.52 KJ/ KW-h; calor disponible de los gases de escape (Q_{TG}) de 214058.16 KW, con un presupuesto de instalación de 47755800 UM. Los resultados de los cálculos realizados al efecto se exponen a continuación: para un generación de 8000 hr/año, a la potencia nominal de la turbina escogida, el costo del gas consumido en un año es de 69802162,92 UM. La ganancia generada por la venta de energía eléctrica debida a la utilización de la repotenciación por ciclo combinado es de 796499200 UM. Luego la ganancia neta es de 726697037,08 UM.

Una manera efectiva de evaluar un proyecto es mediante el cálculo del Valor Actual Neto (VNA) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), porque de esa forma se puede determinar la mejor forma de maximizar la rentabilidad y minimizar el riesgo de la inversión. Para llevar a efecto estos cálculos, se realiza la evaluación de la inversión usando el VAN y el TIR. En la Tabla 1. Evaluación de la inversión mediante el cálculo del Valor Actual Neto (VNA) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) se muestran los resultados del cálculo. El plazo de recuperación de la inversión es de 3.4 años.

Los resultados obtenidos: el VAN mayor que cero, refiere una inversión aceptada, y el TIR mayor que 0,1, también acepta la inversión. Esto lleva a concluir que es factible la implementación de la re potenciación por ciclo combinado utilizando la turbina de gas 7FA.

Este cálculo solo contiene el efecto de la turbina de gas, el cual debe ser acompañado de la inclusión de la caldera recuperativa y otros complementos de la instalación. En este caso, debido a una coyuntura muy específica, no hubo necesidad de incluirlo, no influía en los resultados.

Tabla 1. Evaluación de la inversión mediante el cálculo del Valor Actual Neto (VNA) y la Tasa Interna de Retorno (TIR)

Flujo de caja	Interés=	0,1000				
	0	1	2	3	4	5
Inversión	\$47,755,800.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Pagos totales	\$47,755,800.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Cobros	\$0.00	\$13,900,055.00	\$14,000,055.00	\$14,100,055.00	\$14,200,055.00	\$14,500,055.00
Mov.de fondos	-\$47,555,800.00	\$13,900,055.00	\$14,000,055.00	\$14,100,055.00	\$14,200,055.00	\$14,500,055.00
Mov.de fondos acumulado	-\$47,755,800.00	- \$33,855,745.00	\$19,895,690.00	-\$5,755,635.00	\$8,444,420.00	\$22,944,475.00
Mov.de fondos actualizado	-\$47,755,800.00	\$12,636,413.64	\$11,570,293.39	\$10,593,580.02	\$9,698,828.63	\$9,003,393.34
VAN=	5746709.00677 > 0 se acepta la inversión					
TIR=	0,14574 > 0,1 se acepta la inversión					

Conclusiones

1. Se elaboró una tabla con las características fundamentales de la gama de turbinas de gas disponibles en el mercado, añadiendo nuevos índices que posibilitan la comparación entre ellas.
2. Se construyeron todos los gráficos donde se relacionan los índices comúnmente empleados en la bibliografía y los nuevos creados, que facilitan el trabajo de la repotenciación por ciclo combinado para extender la vida útil de las centrales termoeléctricas.
3. Se realizó la evaluación de una inversión como ejemplo, tomando como modelo una turbina tipo Heavy Duty, diseñada en el 2008 por una importante firma, arrojando que la inversión era factible.

Recomendaciones

Utilizar este trabajo para facilitar la selección de turbinas de gas a emplear en la combinación de procesos térmicos, con el fin de obtener la mejor variante posible de repotenciación de centrales termoeléctricas y para otras combinaciones de procesos.

La base de datos creada queda disponible para posteriores estudios, donde pueda servir de soporte a otras clasificaciones que faciliten la comprensión del desarrollo alcanzado en las turbinas de gas y sus tendencias, todo lo cual facilitaría futuros trabajos de diseño de repotenciación y de ciclos combinados.

Referencias

1. Li KW, Priddy AP. Power Plant System Design: John Wiley & Sons; 1985. ISBN 0-471-88847-8.
2. Szargut J. Analiza Termodynamiczna i Ekonomiczna w Energetyce Premysłowej. Warszawa, Poland: Wydawnictwa Naukowo-Techniczne; 1983. p. 356-378. ISBN 83-204-0455-X.
3. Chen J. The efficiency of an irreversible combined cycle at maximum specific power output. J Phys D: Appl Phys. 1996;29. ISSN 2818-2822.
4. Sanjay. Investigation of effect of variation of cycle parameters on thermodynamic performance of gas-steam combined cycle. Energy. 2011;36(1):157-67. ISSN 0360-5442. DOI 10.1016/j.energy.2010.10.058.
5. Tajik Mansouri M, Ahmadi P, Ganjeh Kaviri A, et al. Exergetic and economic evaluation of the effect of HRSG configurations on the performance of combined cycle power plants. Energy Conversion and Management. 2012;58(0):47-58. ISSN 0196-8904. DOI 10.1016/j.enconman.2011.12.020
6. Ahmadi P, Dincer I, Rosen MA. Exergy, exergoeconomic and environmental analyses and evolutionary algorithm based multi-objective optimization of combined cycle power plants. Energy. 2011;36(10):5886-98. ISSN 0360-5442. DOI <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2011.08.034>
7. Carapellucci R, Giordano L. Energy, Economic and Environmental Assessments for Gas-turbine Integration into an Existing Coal-fired Power Plant. Energy Procedia. 2014;45(0):1175-84. ISSN 1876-6102. DOI 10.1016/j.egypro.2014.01.123
8. Carapellucci R. A unified approach to assess performance of different techniques for recovering exhaust heat from gas turbines. Energy Conversion and Management. 2009;50:1218-26. ISSN 0196-8904. DOI 10.1016/j.enconman.2009.01.034.
9. Dev N, Samsher, et al. GTA-based framework for evaluating the role of design parameters in cogeneration cycle power plant efficiency. Ain Shams Engineering Journal. 2013;4(2):273-84. ISSN 2090-4479.
10. Godoy E, Benz SJ, et al. A strategy for the economic optimization of combined cycle gas turbine power plants by taking advantage of useful thermodynamic relationships. Applied Thermal Engineering. 2011;31(5):852-71. ISSN 1359-4311. DOI 10.1016/j.applthermaleng.2010.11.004.
11. Taghavi M, Abdollahi M, Salehi G. Thermodynamic and thermo economic optimization of combined cycle power plant. International Journal of Materials Mechanics and Manufacturing. 2013;1(2). ISSN 1793-8198. DOI 10.7763/IJMMM.2013.V1.40 186
12. Kaviri AG, Jaafar MNM, et al. Modeling and multi-objective exergy based optimization of a combined cycle power plant using a genetic algorithm. Energy Conversion and Management 2012;58(0):94-103. ISSN 0196-8904.
13. Nord LO, Bolland O. Design and off-design simulations of combined cycles for offshore oil and gas installations. Applied Thermal Engineering. 2013;54(1):85-91. ISSN 1359-4311. DOI <http://dx.doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2013.01.022>
14. Wołowicz M, Milewski J, Badyda K. Feedwater repowering of 800 MW supercritical steam power plant. Journal of Power Technologies. 2012;92(2):127-34. ISSN 2083-4195.
15. Bianchi M, Branchini L, et al. Advanced waste-to-energy steam cycles. Energy Procedia. 2014;45(0):1205-14. ISSN 1876-6102. DOI 10.1016/j.egypro.2014.11.1097.
16. Bassily AM. Numerical cost optimization and irreversibility analysis of the triple-pressure reheat steam-air cooled GT commercial combined cycle power plants. Applied Thermal Engineering. 2012;40:145-60. ISSN 1359-4311. DOI 10.1016/j.applthermaleng.2012.01.038
17. Vargas JVC, Bejan A. Thermodynamic optimization of the match between two streams with phase change. Energy 2000;25:15-33. ISSN 0360-5442.
18. Godoy E, Scenna NJ, Benz SJ. Families of optimal thermodynamic solutions for combined cycle gas turbine (CCGT) power plants. Applied Thermal Engineering. 2000;30:569-76. ISSN 1359-4311. DOI 10.1016/j.applthermaleng.2009.10.022.
19. Ibrahim TK, Rahman MM, et al. Gas turbine configuration for improving the performance of combined cycle power plant. Procedia Engineering. 2011;15(0):4216-23. ISSN 1876-6102.
20. Jassim Rahim K, Alhazmy Majed M, Zaki Galal M. Energy, Exergy and Thermoeconomics analysis of water chiller cooler for gas turbines intake air cooling, efficiency, performance and robustness of gas turbines 2012. ISBN 978-953-51-0464-3
21. Alhazmy M, Jassim R, Zaki G. Performance enhancement of gas turbines by inlet air-cooling in hot and humid climates. International Journal of Energy Research. 2006;30:777-97. ISSN 1099-114X.
22. Cheng Y, Zeliang Y, Ruixian C. Analytical method for evaluation of gas turbine inlet air cooling in combined cycle power plant. Applied Energy. 2008;86(6):848-56. ISSN 0306-2619. DOI 10.1016/j.apenergy.2008.08.01