

## ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE IMPLEMENTACION DE SISTEMAS DE COGENERACIÓN

### **Dra. María Isabel Sosa**

UNLP - Universidad Nacional de La Plata - Facultad de Ingeniería - Departamento de Mecánica  
Avda. 1 y 47 , 1900, La Plata, BA, Argentina Tel. +54 221 423 6692 Fax. 54 221 425 9471  
misosa@volta.ing.unlp.edu.ar

### **Ing. Andrea Vanina Afranchi**

UNLP - Universidad Nacional de La Plata - Facultad de Ingeniería - Departamento de Mecánica  
Avda. 1 y 47 , 1900, La Plata, BA, Argentina Tel. +54 221 423 6692 Fax. 54 221 425 9471  
aafranchi@barcala.ing.unlp.edu.ar

### **Ing. Alberto Fushimi**

UNLP - Universidad Nacional de La Plata - Facultad de Ingeniería - Departamento de Mecánica  
Avda. 1 y 47 , 1900, La Plata, BA, Argentina Tel.: + 54 221 470 7176. Fax. 54 221 425 9471  
afushimi@volta.ing.unlp.edu.ar

*Resumen. En el presente trabajo se analiza la selección de las unidades térmicas, los beneficios y desventajas económicas del sistema de cogeneración con turbogrupos de gas y caldera de recuperación en función del costo de la electricidad y del combustible y de la calidad del proyecto a implementar, teniendo en cuenta las limitaciones dadas por ser proyectos de capital intensivos sujetos a los efectos de la economía de escala. Otros factores a tomar en cuenta son la constancia de la demanda de calor, las tarifas de venta de excedentes de electricidad o de vapor, las fallas regulatorias, el desconocimiento de las tecnologías de cogeneración por parte del inversor, entre otros. La rentabilidad de la inversión de implementación de un sistema de cogeneración puede ser alta si se utilizan motores térmicos chicos del tipo automotriz de producción masiva, o en instalaciones grandes con turbinas de gas con suficiente economía de escala. Se reseñan resultados discutidos en trabajos anteriores y se enuncian nuevas conclusiones*

**Palabras clave.** cogeneración 1, turbina de gas 2, caldera de recuperación 3, optimización 4, factibilidad económica 5.

### **1. Introducción**

Muchas plantas industriales en Argentina poseen sistemas energéticos convencionales con una gran ineficiencia en el sistema de conversión, virtualmente desdeñando el Uso Racional de la Energía. En sistemas monoproósito, los recursos primarios se emplean en la generación de electricidad o trabajo mecánico con bajas eficiencias debido a la necesidad de disipar el calor residual al medio ambiente, y vapor en calderas convencionales con un gran desperdicio de la exergía contenida en el combustible, además de liberar entalpía al medio ambiente a través de sus chimeneas.

Desde el punto de vista del Segundo Principio de la Termodinámica el rendimiento exergético de la generación de vapor exclusivamente como vector de usos calóricos es muy bajo, con una elevada destrucción de exergía. El reemplazo de la caldera convencional por un sistema de cogeneración con turbogrupos de gas (TG) y caldera de recuperación (HRSG, Heat Recovery Steam Generator), conduce a una mejora significativa del sistema, aunque su implementación implica montos de inversión importantes.

La factibilidad económica de implementación de este sistema se ve favorecida, si se seleccionan adecuadamente las unidades térmicas y las condiciones operativas. Los indicadores cualitativos técnicos de las alternativas con sistemas de cogeneración pueden ser determinados partiendo de los parámetros de diseño y las condiciones operativas.

Tanto la selección de la caldera de recuperación como de la turbina juegan un rol decisivo en el análisis. Por un lado, para lograr la condición de operación óptima, la caldera debe suministrar la totalidad del vapor demandado por la planta en cuestión sin combustión suplementaria. Por otro lado, la selección de la turbina de gas es otro factor crucial, dado que el sistema requiere de la instalación de una turbina de una potencia superior a la demanda por la planta para satisfacer esta demanda eléctrica, y debe además suministrar el calor de escape requerido por la generación de vapor con "pinch points" adecuados que no conduzcan a un elevado número de unidades de transferencia (NTU) de sus paquetes de transferencia térmica dado que provocaría un encarecimiento excesivo del equipamiento.

Los beneficios técnicos y económicos de la generación marginal de electricidad en reemplazo de la destrucción inútil de exergía en el generador de vapor se reducen por la acción de los mecanismos de flexibilización. De poder el sistema eléctrico marchar en paralelo con la red, la paridad eléctrica quedaría asegurada, con lo que el sistema puede ser diseñado y operado manteniendo solo la paridad térmica. Desde el punto de vista de la eficiencia del sistema, esta modalidad operativa es conveniente, aunque es frecuentemente resistida por el sector eléctrico que ve en el cogenerador un competidor intrínsecamente más eficiente a quien debe admitir y además auxiliar, si la regulación así lo exige, como lo hace el PURPA (Public Utility Regulatory Policies Act, 1978) de los Estados Unidos de Norte América.

La factibilidad de implementación de un sistema de cogeneración depende de una cantidad de factores genéricos o específicos: técnicos (diseño y operación), económicos o comerciales, legales, institucionales o regulatorios, así como también de la cultura técnica o empresarial del inversor, su consideración por los aspectos sociales de sus decisiones, etc.

En el presente trabajo, se desarrolla solamente el análisis de los factores técnico y económico en modo diseño para valores nominales continuos de las demandas de los vectores energéticos a suministrar, a efecto de contribuir al establecimiento de criterios de validez general. Se mencionan asimismo los demás factores que definen la factibilidad de un proyecto de cogeneración.

## 2. Nomenclatura

TIR	Tasa interna de retorno	NTU	Numero de unidades de transferencia
TG	Turbina de gas	Sk	Relación trabajo / calor
HRSG	Caldera de recuperación	FERC	Comisión Regulatoria de EEUU
EE	Energía eléctrica	FI	Facultad de Ingeniería, UNLP

## 3. Demandas del sistema seleccionado

El sistema de cogeneración del tipo TG + HRSG a analizar debe satisfacer la demanda térmica de la planta de generación de vapor saturado  $V_{sat}$  de una única presión media. Se considera una recuperación de condensado del 70%, siendo los datos técnicos considerados fijos los siguientes

### *Demanda Térmica*

- Vapor Saturado de 16 bar
- Temperatura 201,3°C
- Recuperación de condensado aproximada del 70% a 117,5°C
- Agua de reposición a 25°C

Se fijaron los siguientes parámetros del modelo que definen la temperatura máxima de gases, el pinch point, el costo de gas combustible y el precio de venta de vapor y el de electricidad que resultara manteniendo una tasa interna de retorno del 12%. Para la asignación de los costos de la electricidad y el vapor, se ha adoptado el concepto de costo combustible atribuible a la generación eléctrica (fuel chargeable to power), según Fisk y Van Housen, 1996.

### *Parámetros del Modelo*

- Temperatura máxima de gases 800°C
- Pinch point a mantener 30°C
- Costo del gas combustible 73,33\$/Dm<sup>3</sup>
- Precio de venta del vapor 6,25\$/ton
- Precio de venta de la electricidad el necesario para la TIR definida
- Tasa interna de retorno TIR 12%

## 4. Turbogeneradores analizados

Para analizar la factibilidad de implementación del sistema de cogeneración se han considerado los turbogrupos indicados en Tab. (1) en el rango de 4 MW a 67 MW, donde se indica el costo específico en \$/kW y el rendimiento térmico en %, datos informados en GTW, 2003.

Tabla 1. Datos técnicos de los turbogeneradores empleados

Equipo	Potencia Nominal (kW)	Costo Específico (\$/kW)	Rendimiento Térmico (%)
Allison 570K	4.600	564	27,10
UGT-15000	17.500	275	33,44
GT10C	29.060	292	35,14
LM6000PD	42.330	241	40,49
W251B11/12	49.500	250	31,68
V64.3	63.000	225	34,39
V64.3A	67.000	236	33,90

Se observa que a medida que aumenta la potencia nominal por un lado disminuye el costo por kW, considerando únicamente la generación de energía eléctrica, y por otro mejora el rendimiento térmico (turbinas más eficientes). Cabe aclarar que dentro de este grupo el mayor valor, aproximadamente 40%, corresponde a la turbina aeroderivada LM6000PD.

Antes de iniciar el análisis de factibilidad es importante hacer mención a la situación mundial del mercado de los turbogeneradores. La Figura (2) muestra los costos específicos para el mercado mundial en función de la potencia nominal para los años 2000 y 2003, donde se observa que el costo de los turbogeneradores a partir de 50.000 kW ha descendido. .

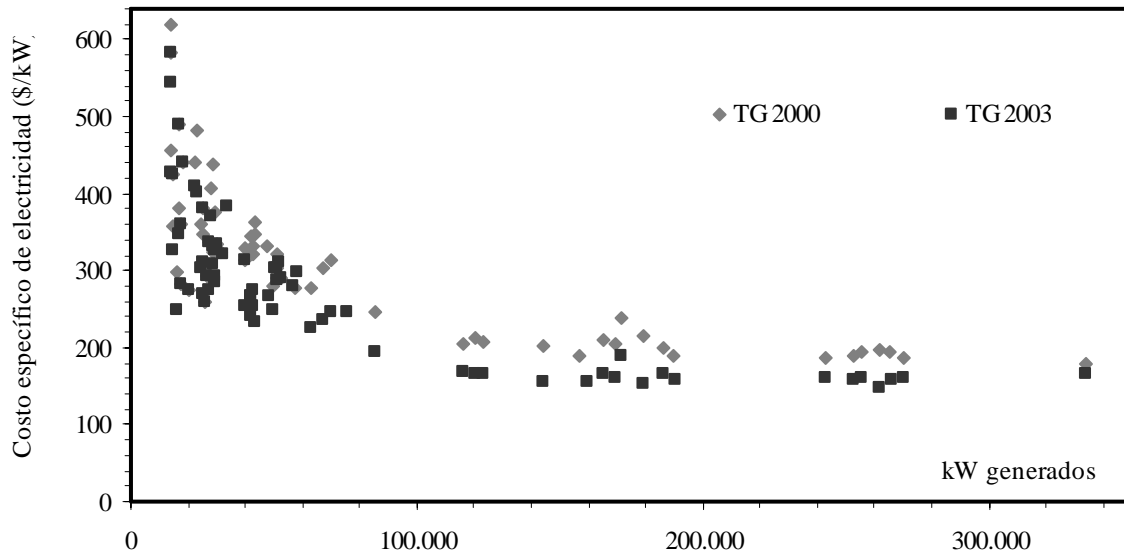


Figura 2. Comparación del costo específico de la electricidad en \$/kW en función de la capacidad de generación de la TG en kW generados para los años 2000 y 2003

A diferencia del resto del mundo, donde se genera a 50 Hz, EEUU requiere equipos que generen a 60 Hz. El comportamiento similar al de la Fig. (2), pero las razones son diferentes. En EEUU ha caído la demanda de generadores a partir de 50 MW ha disminuido alrededor entre un 15 y un 20%. El mercado internacional de los 50 Hz, casi el resto del mundo, ha tenido una disminución menor, alrededor del 5% debido a la depreciación global y no a una interrupción en el mercado

## 5. Metodología de análisis

Para el análisis de factibilidad técnica y económica de la implementación del sistema de cogeneración del tipo TG + HRSG se confeccionó un modelo computacional de diseño en planilla de cálculo, en el que se definen las variables de diseño del sistema como independientes y los datos nominales primarios como parámetros operativos. Se utilizaron los módulos preconfeccionados siguientes:

- *Vapor 000*, (Área Térmica, 1996) el cual proporciona las propiedades termodinámicas del vapor en función de los parámetros de estado, (presión, temperatura) confeccionado con las correlaciones de Gonzalez Pozo (1986) y de ASME, (1967)
- *HRSG* (Área Térmica, 1997)
- *Económ* (Área Térmica, 1993)

complementados con hojas de cálculo específicos del sistema en cuestión, a saber:

- *Hoja C.Vap.* Esta hoja determina los parámetros del ciclo de vapor de la Planta, en el presente caso el suministro de vapor saturado para usos calóricos de 16 bar y todo su proceso de generación a partir de la recepción del condensado devuelto, la reposición de las pérdidas de agua, el precalentamiento, la desaireación y el calentamiento en los paquetes de transferencia térmica de la caldera de recuperación. Para una mayor versatilidad del modelo y poder realizar el análisis para diferentes presiones del vapor, los parámetros de estado del vapor y el agua se obtienen del módulo Vapor000.
- *Hoja TG's.* Es una planilla con las características de los turbogrupos de gas existentes en el mercado confeccionado con datos publicados por Gas Turbine World (2003). Cada unidad se identifica con un número de menú, con el que se extraen los datos de la planilla para su aplicación en el modelo:

Identificación comercial de la unidad  
 Potencia nominal en condiciones ISO  
 Precio FOB de la unidad  
 Consumo específico nominal  
 Relación de compresión

Caudal de gases de escape  
 Temperatura de los gases de escape  
 Otros datos menos relevantes  
 · peso y dimensiones  
 · velocidad de operación.

- **Hoja HRSG.** Este módulo opera en el modo diseño, y requiere como datos primarios el caudal y temperatura de los gases calientes, y los estados y caudales del vapor y agua de alimentación que son determinados en la hoja C.Vap. Adicionalmente, se deben ingresar los datos de porcentaje de purgas de domos, pérdidas de calor de la unidad, y el approach point del HRSG. El modelo procesa por separado los datos de la corriente de gases calientes y del fluido frío (agua – vapor) mediante los balances de masa y energía en los paquetes de transferencia, en el presente caso consistentes en un vaporizador, un economizador, y un precalentador de agua de alimentación, y presenta el perfil de temperaturas resultante. En su forma más simple, el modelo puede determinar el *pinch point* para los datos nominales ingresados, o bien en el modo inverso, determinar la temperatura a la que debe ingresar el fluido caliente para un caudal de vapor y pinch point determinados. Este es el caso mas frecuente en la práctica en el que el calor de los gases de escape del turbogrupo de gas no es suficiente para generar los caudales necesarios de vapor, por lo que es necesario adicionar combustión suplementaria, cuya magnitud es determinada por el modelo.
- **Hoja NTU.** En esta hoja se determinan las efectividades térmicas en cada uno de los paquetes de transferencia del HRSG y los números de unidades de transferencia NTU, a efecto de monitorear su crecimiento en cada corrida, y evaluar a priori y en forma aproximada los previsibles incrementos de las superficies de transferencia, y los costos asociados del equipamiento.

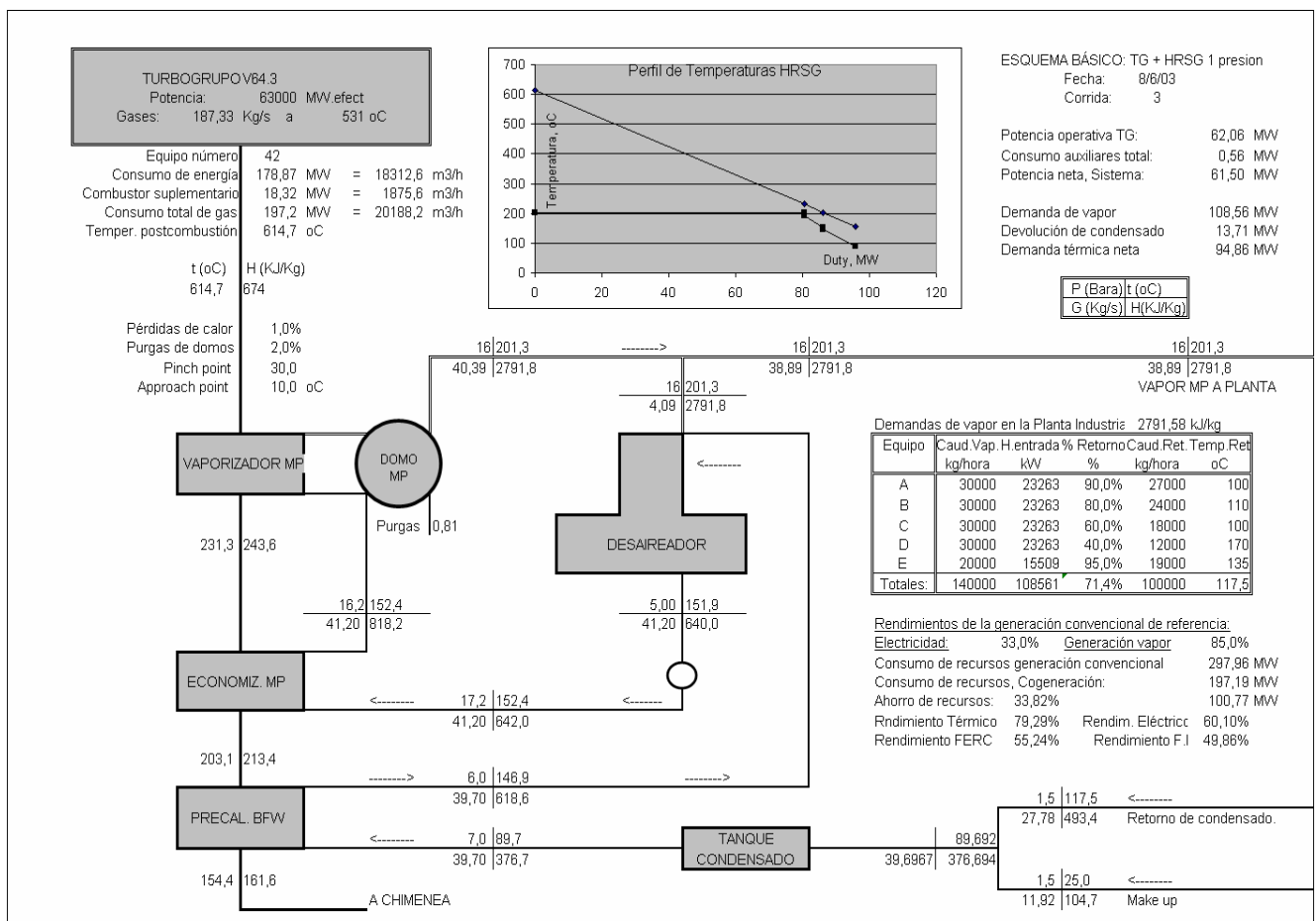


Figura 1. Diagrama del sistema en análisis con la unidad V-64.3

- **Hoja Económ.** Realiza la evaluación económica del proyecto y del capital propio aportado por los inversores, mediante el método convencional de flujos financieros descontados. Los costos e ingresos por venta de los ítems energéticos se realizan con los datos del análisis técnico y las correspondientes tarifas que se introducen en la hoja Resum. También es necesario el ingreso de datos necesarios para el análisis, como ser valores de inversión,

condiciones del financiamiento, tasa de actualización, costos no energéticos (mantenimiento, otros insumos, mano de obra, costos fijos como impuestos y seguros, etc). El módulo determina los siguientes indicadores económico financieros: Tasa interna de retorno, Valor actual neto VAN, Período de repago nominal y actualizado y Máxima exposición de caja nominal y actualizada. A través de la determinación inversa, es posible calcular el costo o valor de venta de alguno de los vectores energéticos, para un valor dado de alguno de los indicadores mencionados.

- *Hoja Resum.* El modelo se maneja desde esta hoja, en la que se han concentrado los datos a ingresar, y los resultados de mayor interés, a efecto de facilitar la carga de datos y la obtención de los resultados, tanto técnicos como económicos. Se realizan los cálculos de los indicadores cualitativos técnicos de la alternativa analizada, en términos de ingresos / egresos, rendimiento térmico, rendimientos FERC y FI, ahorro de recursos en unidades energéticas y porcentuales.
- *Hoja Diagr.* A efecto de una mejor visualización del comportamiento técnico, se ha agregado un diagrama con los parámetros calculados: Presión, Temperatura, Entalpía Específica, y Caudal. Adicionalmente se muestra el perfil de temperaturas del HRSG y datos necesarios para una evaluación global de la alternativa. El uso adecuado del modelo implica la corrida de diferentes alternativas de interés, manipulando las variables en forma criteriosa, y su comparación para la obtención de conclusiones. En la Figura (1) se muestra el impreso de la hoja

## 6. Economía de escala

A la hora de dimensionar un sistema de cogeneración, el primer efecto a tener en cuenta es la “Economía de Escala”, o sea analizar la influencia de la capacidad de producción, en este caso de la energía eléctrica EE en el costo específico de generación de la misma. Se realizaron diferentes simulaciones con el modelo citado y descrito anteriormente y se llevaron a cabo para todos los turbogeneradores de Tab. (1) con los parámetros fijos especificados anteriormente.

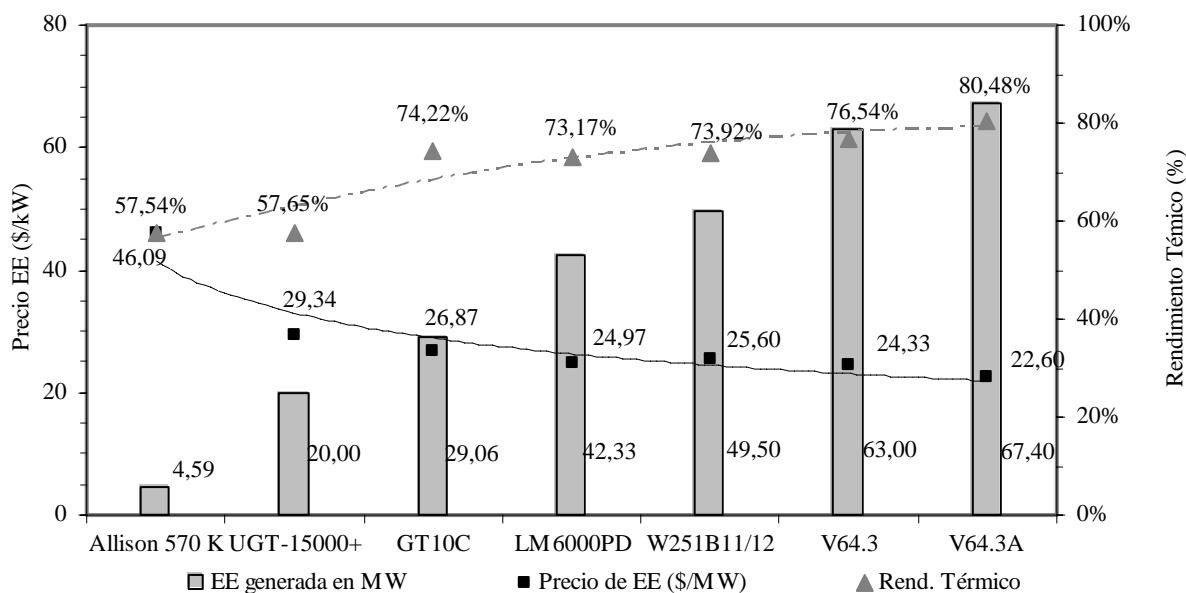


Figura 3. Precio de la energía eléctrica EE y rendimiento térmico global como función de la capacidad de generación de las TG consideradas

Para la totalidad de los equipos se determinó el precio de venta de la electricidad necesario para obtener un proyecto con una rentabilidad del 12%. La Figura (3) indica la potencia nominal, el precio de la energía eléctrica EE y el rendimiento térmico global para los turbogrupos de la Tab. (1), considerando una caldera de recuperación sin combustión suplementaria.

En general se observa que al aumentar la potencia nominal del TG en el rango de 5 MW a 67 MW disminuye el precio de la electricidad desde 46 \$/kW a 23 \$/kW con el beneficio del aprovechamiento del calor de los gases de escape. Por otro lado, el rendimiento térmico global aumenta del 37% al 81% para el turbogrupos más grande.

En la Figura (4) se presentan para los tres turbogrupos más eficientes, LM6000PD, W251B11/12 y V64.3, los precios de la electricidad EE para un TIR del 12% en función de demandas de vapor superiores a las 90 ton/h para las condiciones base del modelo, haciendo uso de combustión suplementaria. El precio de electricidad EE se indica en el eje “y” de la derecha, mientras que sobre el eje opuesto se lee el rendimiento térmico global. La abscisa relaciona los valores antes mencionados con la producción total de vapor en toneladas horarias de generación de vapor.

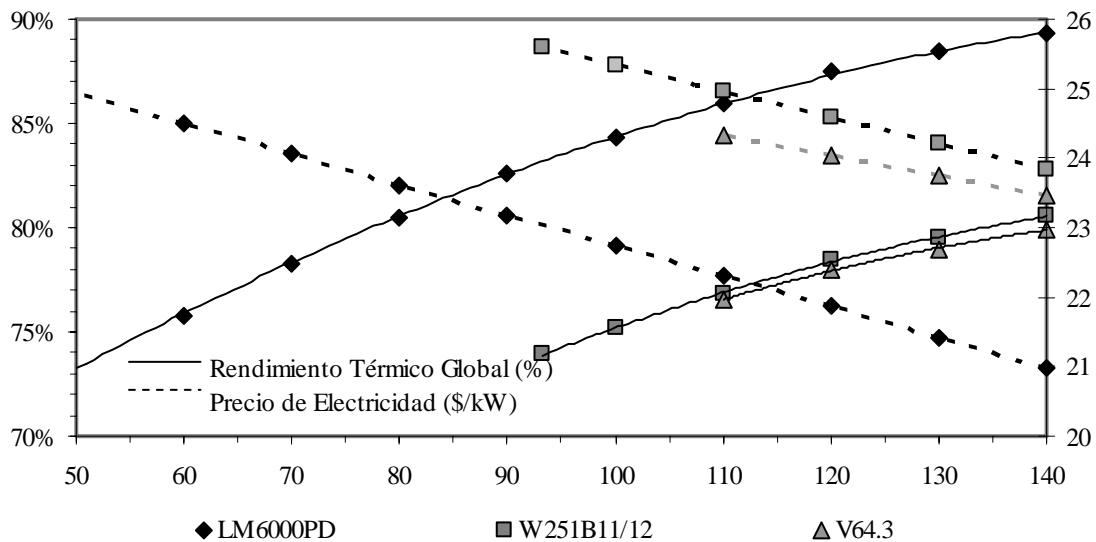


Figura 4. Precio de la energía eléctrica EE en \$/kW y rendimiento térmico global en % como función de la producción de vapor en toneladas totales de vapor para tres turbogeneradores seleccionados

Se observa que el mayor valor del rendimiento térmico corresponde al turbogruppo LM6000PD, aumentando desde un valor mínimo de 73% para una producción de vapor solo con calor de escape de la turbina, hasta el valor de 89%, correspondiente a la máxima demanda de vapor definida, 140 ton/h. El turbogruppo W251B11/12 con una potencia nominal de 49,5 MW y rendimientos entre 74% y 81% no presenta una marcada diferencia en comparación al turbogruppo V64.3 de 63MW, cuyos valores varían de 77% a 79%. En concordancia, para la metodología adoptada de asignación de los costos, el costo específico de la electricidad EE resulta menor para el turbogruppo LM6000PD, disminuyendo desde 25 \$/kW para una generación sin postcombustión hasta 21 \$/kW para máxima demanda de vapor definida, 140 ton/h. Puede observarse que para W251B11/12 el costo específico resulta mayor que para el V64.3..

## 7. Discusión de resultados

La tendencia antagónica a la economía de escala con relación a la selección del turbogenerador indicada en Fig. (4) indica que en definitiva resultará necesario analizar cada caso específico en particular y muestra claramente la importancia de un buen análisis de la "Economía de Escala". Este efecto parece no estar relacionado con el diseño o dimensionamiento, pero sin embargo, es extremadamente importante por su incidencia en el éxito final del proyecto, es decir en su rentabilidad. También es necesario contar con datos confiables que reflejen los consumos energéticos reales de la planta industrial y tener en consideración futuras inversiones o ampliaciones que pudieran incrementar la demanda de algunos de los vectores energéticos asociados a la cogeneración. La posibilidad de integración de las demandas calóricas de industrias próximas es otra de las posibilidades que deben ser exploradas, por la ventaja que implica una unidad de cogeneración grande con relación a varias unidades menores en cada una de las Plantas.

A la hora de definir el sistema de cogeneración se pueden plantear dos alternativas, por un lado partir de la demanda normal de electricidad y por otro de la demanda de vapor. En la Tabla (2) se presentan resultados de las corridas para tres turbogeneradores diferentes LM6000PD, W251B11/12 y V64.3 obtenidas al variar el vector calórico en el rango de 1 50 - 140 toneladas de vapor por hora, manteniendo un valor de TIR del 12%.

Se observa que el turbogruppo de menor capacidad LM6000PD logra el menor precio de electricidad EE, con mayor combustión suplementaria, incrementando el rendimiento térmico global. El costo energético por la postcombustión aumenta pero este efecto queda oculto debido al menor costo de capital. Los turbogeneradores de mayor potencia nominal W251B11/12 y V64.3, requieren menor energía suplementaria pero su costo de capital es alto, resultando precios de la electricidad mayores.

Para todo el rango de producción de vapor resultaría ser conveniente elegir un equipo del tipo LM6000PD. No obstante hay que tener presente que se está seleccionando un equipo que se transformará en un cuello de botella frente a posibles incrementos de la demanda de vapor.

La producción separada de ambos vectores energéticos partiendo de un recurso combustible es ineficiente. La escasa transportabilidad del calor podría ser solucionado haciendo un sistema integrado de cogeneración para la generación in situ de ambos vectores en forma centralizada y eficiente, suministrándolos a los usuarios según sus necesidades. Pero dada la escasa transportabilidad del calor, esta solución implica que solo un demandante, o grupo de demandantes próximos entre si de calor, pueden implementar un sistema de cogeneración asociado a su demanda

térmica global. Tendrían la opción de disponer del calor necesario y comprar también electricidad a la red pública, con lo que evitarían la obtención de vectores energéticos obtenidos en procesos monopropósito, separadamente ineficientes, y evidentemente irracional desde el punto de vista de la conservación de los recursos.

Tabla 2. Rendimiento térmico, ahorro de energía primaria, precio de EE, factor Sk y vapor producido para tres TG seleccionadas

TG seleccionado	Rendimiento Térmico	Ahorro de Energía Primaria	Precio de EE @ TIR 12%	Factor Sk	Vapor Producido
	%	%	\$/MW		ton/h
LM6000PD	89,28	35,58	20,99	0,44	140
	88,43	35,96	21,43	0,47	130
	87,50	36,36	21,86	0,50	120
	85,95	36,55	22,30	0,55	110
	84,35	36,75	22,74	0,60	100
	82,56	36,97	23,18	0,67	90
	80,52	37,17	23,62	0,76	80
	78,27	37,29	24,06	0,87	70
	75,79	37,62	24,49	1,03	60
	73,17	38,07	24,97	1,25	49
W251B11/12	80,54	31,09	23,85	0,51	140
	79,52	31,30	24,22	0,55	130
	78,44	31,53	24,60	0,59	120
	76,85	31,54	24,97	0,64	110
	75,15	31,54	25,35	0,71	100
	73,92	31,55	25,60	0,76	93
V64.3	79,91	34,33	23,45	0,65	140
	78,98	34,60	23,75	0,69	130
	77,98	34,88	24,04	0,75	120
	76,54	34,99	24,33	0,82	110

La Tabla (2) muestra otra divergencia importante; a medida que disminuye la postcombustión por el ahorro de energía primaria, aumenta el precio de la electricidad. Esto significa que si se quiere hacer un uso racional de los recursos naturales invirtiendo en una sistema de cogeneración, indefectiblemente se pagará mas cara la electricidad, lo cual desalienta a inversores potenciales en el aprovechamiento racional de recursos, sufriendo indefectiblemente consecuencias a futuro. Por ello consideramos que resulta indispensable analizar la factibilidad de implementación en términos del concepto de "Ahorro de Energía Primaria".

En general, en la literatura se utiliza el rendimiento térmico global en el análisis de factibilidad considerando solo las salidas en función del consumo total de combustible. Este concepto no es aplicable en cogeneración, dado que una mejora en el mismo no conduce a un ahorro de energía primaria. Consideramos que se requiere un análisis termodinámico completo, aplicando el Primer y Segundo Principio, al sistema de cogeneración con fuego suplementario. De acuerdo al Primer Principio de la Termodinámica en un sistema con caldera de recuperación con quemadores adicionales y buen rendimiento a medida que aumenta la generación de vapor por combustión suplementaria mejora el rendimiento térmico global. Pero por otro lado considerando el Segundo Principio, el empleo de combustible adicional para generar un vector energético de baja calidad (vapor) conduce a la degradación de la energía. (Sosa, Maspoli y Fushimi., 2003).

## 8. Incidencia de las regulaciones en el desarrollo de la cogeneración

La cogeneración, si bien no constituye la solución total del problema de suministro de energía considerando el inexorable agotamiento de los recursos fósiles, es una medida de aplicación inmediata que contribuye a la misma reduciendo significativamente el consumo de recursos y un concepto aplicable en algunos de los sistemas energéticos del futuro (Sosa, Fushimi, 2000), priorizando el concepto del URE, *Uso Racional de la Energía*. Este concepto, si bien es fácil de comprender, requiere para su implementación de conocimientos tecnológicos, esfuerzos económicos, voluntad, y en especial de una conducción previsoras y eficiente de la Sociedad para que la misma pueda transitar sin inconvenientes graves las cambiantes condiciones que se encuentran en el suministro de la energía. Su práctica implica

un beneficio social en términos de conservación de recursos, y la consiguiente reducción del impacto ambiental. Pero desde el punto de vista microeconómico, la reducción de los costos energéticos mediante una instalación de cogeneración técnicamente factible, en el contexto de bajos valores tarifarios de los energéticos, una elevada inversión agravada por una economía de escala desfavorable, y un marco regulatorio inadecuado, puede abortar los esfuerzos en esta dirección con resultados contrarios al interés público. Existen numerosos ejemplos de derroches energéticos que pueden ser resueltos mediante los conceptos de cogeneración, si se encuentran las formas de viabilizar la implementación de estos proyectos.

En particular Argentina no prioriza el Uso Racional de la Energía y no posee incentivos para la implementación de la cogeneración. Es deber de los funcionarios responsables de la conducción energética, aportar los mejores esfuerzos para tender al uso racional de los recursos energéticos a través de la búsqueda de las formas de convergencia de los intereses empresariales con los de la Sociedad. En este aspecto existen antecedentes en Europa y en EEUU, que indican claramente el camino para un desarrollo del uso racional de la energía y la cogeneración en particular.

Comparando las regulaciones vigentes en Argentina y en EEUU, podemos puntualizar los siguientes factores:

1. Una instalación de cogeneración no es un negocio eléctrico, debe sujetarse primariamente a los requerimientos de su usuario y secundariamente a los del Sistema Eléctrico y no a la inversa como lo establece el Anexo 12 de "Los Procedimientos", (CMMESA, 2002). La literatura (PURPA, 1978) relacionada a estudios realizados en los Países Avanzados informa que el desarrollo de la cogeneración es limitado cuando el cogenerador es considerado meramente un actor del mercado eléctrico, posición al que puede acceder si es aceptado. Por el contrario, analizan sus necesidades y establecen regulaciones para dales solución e incentivar su desarrollo, dejando en claro que la opción de la implementación de un sistema de cogeneración es de interés público.
2. Al no ser considerado un actor del mercado eléctrico, es liberado de los controles y restricciones a los que son sometidas las Empresas de Servicios Públicos, engorro en el que no quieren caer quienes su interés primario no es el negocio de la energía. En Argentina, el desarrollo de la cogeneración no es considerado de interés, por lo que una iniciativa de este tipo es aceptada si la misma se supedita a las estipulaciones para los generadores del Mercado Eléctrico.
3. La legislación de EEUU brinda una protección completa al cogenerador calificado (QF, o Qualifying Facility) contra posibles tratos discriminatorios de la Empresa de Servicios Eléctricos (Utility) con relación al cogenerador como medio para desalentar estos emprendimientos,. El Anexo 12 de Los Procedimientos no prevé ningún régimen especial para cogeneradores.
4. Para la obtención del status QF en EEUU, la instalación debe acreditar condiciones mínimas de ahorro de recursos, cuya implementación a nivel federal ha sido establecido por el FERC (Federal Energy Regulatory Comisión, 1978), por medio los Standards de Eficiencia basados en valores anuales. La Reglamentación Argentina no contempla el status QF, pero define un consumo específico para la determinación del orden en que las unidades del sistema son despachadas un valor similar al definido por el "Fuel Chargeable to Power" (Fisk and Van Housen, 1996) en la que se ha omitido la consideración de la eficiencia de la conversión convencional de combustible a vapor.
5. La cantidad de energía eléctrica que marginalmente puede entregar la instalación de cogeneración, está determinado por sus características y condiciones operativas, que en cada instante tiene un valor único si se quiere maximizar su eficiencia. En consecuencia debe haber una interacción fluida con la red, a nivel de exportación e importación de energía según las necesidades y posibilidades. A pesar de lo básico de este concepto, la Reglamentación Argentina permite vender energía al Mercado Eléctrico, pero no comprar de la misma.
6. El PURPA establece el derecho a la venta de excedentes, compra de faltantes de energía, o de energía de back up y de mantenimiento, a tarifas justas, razonables, y en el interés público.

Estas diferencias observadas entre la legislación norteamericana y la argentina indican que Argentina penaliza los proyectos de cogeneración, con verdaderas barreras regulatorias, que junto a factores económicos como ser, el bajo costo de los vectores energéticos y el elevado costo del capital, conducen a un escasísimo desarrollo local de este tecnología.

## 9. Conclusiones

Del análisis de los resultados pueden enunciarse las siguientes conclusiones:

- La factibilidad económica de implementación de este sistema se ve favorecida, seleccionando adecuadamente la unidad térmica y las condiciones operativas y depende fuertemente del precio de venta de la electricidad, costo del combustible y de la calidad del proyecto y su financiamiento.
- La rentabilidad de la inversión para implementar un sistema de cogeneración puede ser alta si se utilizan motores térmicos de baja potencia nominal de producción masiva y bajo costo.
- Para todo el rango de producción de vapor resultaría ser conveniente elegir un equipo del tipo LM6000PD. No obstante, debe tenerse en cuenta que resultara desfavorable frente a eventuales leves y sostenidos incrementos de la demanda de vapor.



- La instalación de sistemas grandes con turbinas de gas eficientes con suficiente economía de escala resulta rentable. Un sistema integrado de cogeneración para la generación in situ de ambos vectores energéticos en forma centralizada para un grupo de demandantes del vector térmico representa una alternativa eficiente.
- A medida que disminuye la combustión suplementaria aumenta el ahorro de energía primaria, pero aumenta el precio de la electricidad. Aumentara la calidad del sistema aun cuando el proyecto deje de ser de interés para los inversores.
- Resulta indispensable analizar la factibilidad de implementación en términos del concepto de “Ahorro de Energía Primaria
- La constancia de la demanda de calor, las tarifas de venta de excedentes de electricidad y/o de vapor son condicionantes del análisis de factibilidad técnico-económica.
- La valoración de los recursos fósiles remanentes y la práctica del uso racional de la energía deberían ser alentadas e iniciar acciones en esta dirección lo antes posible. Es evidente que la era de los hidrocarburos fósiles abundantes y baratos esta llegando a su fin y próximamente a comenzar un proceso de incremento de los precios en la medida en que la creciente demanda supere la declinante oferta. Mientras tanto, usar desaprensivamente recursos energéticos no renovables y escasos implica desembocar mas tempranamente en una segura crisis.
- La comparación de la legislación norteamericana y la argentina indican que en Argentina se penalizan los proyectos de cogeneración y no conducen al desarrollo local de la misma. Argentina requiere de medidas regulatorias que incentiven su implementación y conduzcan a un ahorro de los recursos primarios.

## 10. Advertencia de Copyright

Los autores son los únicos responsables por el material impreso incluido en este artículo.

## 11. Referencias

- Área Térmica-FI-UNLP, Facultad de Ingeniería-Universidad Nacional de La Plata, 1993, “Vapor 000- Módulo de predicción de las propiedades termodinámicas del vapor saturado y sobrecalentado”, 1996, “HRSG módulo de análisis de diseño de calderas de recuperación”, 1997, “Económ.- Módulo de análisis económico financiero de Proyectos de Inversión”, La Plata, Argentina.
- ASME, American Society of Mechanical Engineering, 1967, "Correlations for superheated steam properties", USA.
- Bejan A., Tsatsaronis G. and Moran M., 1996, “Thermal Design and Optimization”, John Wiley and Sons, USA.
- CAMMESA, 2002, “Los Procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista”, Ley 24065/1992, Anexo 12, Buenos Aires.
- FERC, (1978), “Part 292. Title 18. Regulations under Sections 201 and 210 of the Public Utility Regulatory Policies Act of 1978 with regard to Small Power Production and Cogeneration”, USA.
- Fisk, R.W. and Van Housen, J. M. 1996, “Cogeneration Application Considerations. GE Power Generation”, Schenectady, NY. Paper GER 3430F.
- Gas Turbine World, 2003, “Gas Turbine World 2003 GTW Handbook”, USA.
- Gonzalez Pozo, V., 1986, "Formules estimate properties for dry saturated steam" Chemical Engineering, May 12<sup>th</sup>, pp.123
- Keenan, J., Keyes, F., Hill H. and Moore P. J., 1976, "Steam Tables", John Wiley & Sons, USA.
- PURPA “Public Utility Regulatory Policies Act”, 1978, P.L.95-617, Parte del “National Energy Act”., Sections 201 and 210. “Cogeneration and small power production”., Federal Register, November, USA.
- Sosa, M. I. y Fushimi, A., 2000, “La Cogeneración en el Contexto de las Tecnologías de Conversión Energética del Futuro”, AVERMA, Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, Resistencia, Argentina, Vol. 4, N° II, pp. 07.01 – 07.06.
- Sosa M. I. y Fushimi, A., 2003, “El rol de la regulación en el desarrollo de la cogeneración”, Asades 2003, Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, Resistencia, Argentina.
- Sosa M. I., Maspoli M. and Fushimi A., 2003, “Factibilidad Económica de Sistemas de Cogeneración con Turbina de Gas”, Proceedings of 5th Latin-American Congress of Electricity Generation and Transmission CLAGTEE 2003, São Pedro, Brazil, 16 - 20<sup>th</sup> November, Paper B-152, pp. 1-10, 2003.

# FEASIBILITY ANALYSIS OF GAS TURBINE COGENERATION SYSTEMS

**Dra. María Isabel Sosa**

UNLP - Universidad Nacional de La Plata - Facultad de Ingeniería - Departamento de Mecánica  
Avda. 1 y 47, 1900, La Plata, BA, Argentina Tel. +54 221 423 6692 Fax. 54 221 425 9471  
misosa@volta.ing.unlp.edu.ar

**Ing. Andrea Vanina Afranchi**

UNLP - Universidad Nacional de La Plata - Facultad de Ingeniería - Departamento de Mecánica  
Avda. 1 y 47 , 1900, La Plata, BA, Argentina Tel. +54 221 423 6692 Fax. 54 221 425 9471  
aafranchi@barcala.ing.unlp.edu.ar

**Ing. Alberto Fushimi**

UNLP - Universidad Nacional de La Plata - Facultad de Ingeniería - Departamento de Mecánica  
Avda. 1 y 47 , 1900, La Plata, BA, Argentina Tel.: + 54 221 470 7176 Fax. 54 221 425 9471  
afushimi@volta.ing.unlp.edu.ar

*Abstract: In this present work the selection of the thermal units, the economic benefits and disadvantages of the cogeneration system with gas turbine generator set and heat recovery boiler in function of the cost of the electricity and of the fuel and on the quality of the project to implement are analyzed, keeping in mind the limitations given to be capital intensive type of projects, with high investment figures and subject to the effects of the economy of scale. Other factors to take into account are the uniformity of the demand of heat 24 hours a day, the rates of sale of electricity or steam surpluses, the regulatory laws, the lack of knowledge on cogeneration technologies by the investor, among others. The profitability of the investment of implementation of a cogeneration system could be high if low cost, automotive type engines of massive production are used, or in large facilities with gas turbines with enough scale economy. The conclusions are pointed out reached in previous works and conclusions are enunciated.*

*Keywords. cogeneration 1, gas turbine 2, heat recovery boiler 3, optimization 4, economic feasibility 5.*