

# Análisis energético y económico del potencial de cogeneración de una planta petroquímica

## ENERGETIC AND ECONOMICAL ANALYSIS OF THE PETROCHEMICAL PLANT COGENERATION POTENTIAL

María Isabel Sosa  
Alberto Fushimi  
Universidad Nacional de La Plata  
Facultad de Ingeniería  
Departamento de Mecánica

GECCU – Generación Energética, Cogeneración, Ciclos Combinados, Uso Racional de la Energía en Sistemas Térmicos

### RESUMEN

Se presentan los principales resultados del análisis energético y económico del potencial de cogeneración realizado para una planta petroquímica por la Unidad de Investigación y Desarrollo GECCU perteneciente al Departamento de Mecánica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de La Plata. La Planta con una demanda térmica de 200 ton/h 30 bar, 400 °C de vapor sobrecalentado y 22 MW<sub>e</sub> de demanda eléctrica presenta un valor bajo del potencial de cogeneración. El sistema de cogeneración existente, turbina de gas + caldera de recuperación, ayuda con sólo 9,2 MW<sub>e</sub> y 20 MW<sub>th</sub>, razón por la cual un importante caudal de vapor debe ser generado en evaporadores convencionales. Teóricamente resultaría conveniente incrementar la generación por cogeneración, pero la relación de la producción de electricidad y vapor sería superior al demandado por la Planta. Se analizan dos alternativas de optimización. En la primera se considera que el sistema existente continúa operando bajo las mismas condiciones operativas, tomando en cuenta los gastos de mantenimiento previstos, que implican un costo específico del orden de la compra de un equipo nuevo. La segunda alternativa considera la instalación de un sistema de cogeneración nuevo y más grande. Se analizan y discuten los resultados.

### PALABRAS CLAVE

Cogeneración, Optimización energética, Potencial de cogeneración, Análisis económico

### ABSTRACT

This paper presents main results of a energetic and economical analysis performed for a petrochemical plant, by the task force of the Research and Development Unit named GECCU "Generation of

Energy, Cogeneration, Combined Cycles, Rational Use of the Energy in Thermal Systems", belonging to the Faculty of Engineering of La Plata National University. Having the plant a thermal demand of 200 ton/h 30 bar, 400 °C superheated vapor and a 22 MW<sub>e</sub> of energetic demand; it offers a low technical cogeneration potential. The existing system, heat recovery steam generator + gas turbine, helps only with 9.2 MW<sub>e</sub> and 20 MW<sub>th</sub>. Therefore, a substantial steam amount must be generated by conventional boilers. Theoretically it would be convenient to increase vapor production by cogeneration, but the relationship between the electricity and heat productions would be larger than that of the Plant demands. Two alternative options were analyzed. In the former it was considered to continue operating the existing old cogeneration unit under the same operating conditions, taking account the predicted retrofitting cost, which implies a specific cost of the order of new equipment. The later considers the installation of new and bigger cogeneration unit. Results are analyzed and discussed.

### KEYWORDS

Cogeneration. Energetic optimization. Cogeneration potential. Economical analysis.

### INTRODUCCION

El objetivo del presente trabajo es presentar los resultados de un trabajo realizado en el año 2001 (GECCU, 2001) para una empresa petroquímica radicada en las cercanías de la institución, el cual ha sido realizado por integrantes de la UID GECCU, Unidad de Investigación y Desarrollo Generación de Energía, Cogeneración, Ciclos Combinados y Uso Racional de la

Energía en Sistemas Térmicos, dependiente del Departamento de Mecánica de la Facultad de Ingeniería de La Plata.

Consistió en el análisis energético y económico del potencial de cogeneración de la Planta industrial, donde la demanda térmica es de 200 ton/h de vapor sobrecalentado de 33 bar a 400°C y la eléctrica de 22 MW<sub>e</sub>. La misma posee un sistema de cogeneración de 9,2 MWe y 20 MW<sub>th</sub>, con turbina de gas TG Sulzer y caldera de recuperación HRSG Salcor Caren que produce con el máximo fuego suplementario unas 45 ton/hora de vapor de 33 bar, 400°C. Resulta pues insuficiente para la Planta tanto en cuanto a su producción de electricidad como de vapor, que cubre alrededor menos de la mitad de la demanda eléctrica y el 11% (22 ton/h) de la demanda de vapor, siendo generado el vapor restante en calderas convencionales.

El presente estudio se origina ante la necesidad de evaluar la situación planteada por la empresa ante la necesidad de invertir un elevado capital en los próximos diez años para ejecutar importantes trabajos en la unidad generadora. Dado que se requería de una considerable inversión para el mantenimiento del sistema existente, se solicitó el presente estudio de forma de analizar alternativas de mejora/optimización. Se presentaron dos alternativas.

La primera consistió en analizar el sistema existente bajo las mismas condiciones operativas teniendo en cuenta los costos de reacondicionamiento ante la situación de que la turbina Sulzer requería de sumas importantes para asegurar su funcionamiento en los siguientes diez años.

La segunda alternativa consistió en la instalación de un equipo TG+HRSG de mayor tamaño, teniendo en cuenta que el mismo generaría una producción del vector eléctrico mayor al demandado por la Planta.

## POTENCIAL TÉCNICO DE COGENERACIÓN

En nuestro País, existen muchas plantas industriales que poseen sistemas energéticos convencionales con una gran ineficiencia en el sistema de conversión, virtualmente desdeñando el URE, Uso Racional de la Energía. 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 (CAMMESA, 2002); (SOSA; FUSHIMI, 2004-1), así como también de la cultura técnica o empresarial del inversor, su consideración por

los aspectos sociales de sus decisiones, etc. (SOSA; MASPOLI; FUSHIMI, 2003); (SOSA; FUSHIMI, 2004-2).

En el presente caso, el turbogruppo existente TG + HRSG no alcanza el potencial técnico de cogeneración óptimo, estimado en unos 120 MW. No obstante, por ser un sistema de cogeneración, contribuye a un uso más racional de energía URE, al minimizar el consumo de recursos generando simultáneamente los dos vectores energéticos: calor y electricidad para satisfacer parte de las demandas calóricas y de trabajo mecánico para un estado operativo de la Planta.

El ahorro absoluto de recursos es un indicador cualitativo de gran importancia en la determinación de la factibilidad de un nuevo proyecto y define la calidad del sistema energético. Este puede calcularse en términos energéticos o por la cantidad de combustible consumido por el sistema de cogeneración referido al de un sistema convencional. Estos conceptos indicaban que los efectos macroeconómicos y ambientales favorables de la cogeneración tendrían un impacto positivo, si lo implementara, a la vez que la posibilidad de un alivio en el caso de que se produjera una escasez de electricidad como producto de la ausencia de inversiones en generación y transporte que viene observándose en nuestro País, y que ya esta produciendo inquietud a varios sectores de la Sociedad, en especial a la Industria.

En general, la cogeneración en la Argentina tiene dificultades en su desarrollo, debido al bajo precio de la electricidad y el elevado monto de inversión que requiere, por su naturaleza de proyecto de capital intensivo.

En el presente caso, al bajo costo de la electricidad del año 2001 se suma el bajo costo del fuel oil, combustible factible de ser usado para la generación de vapor. En tiempos en que se realizó el estudio, su valor de 60 US\$/ton correspondía aproximadamente a la mitad de su precio en el mercado.

Para el presente caso, con una demanda de vapor del orden de las 200 ton/h de vapor sobrecalentado de 33 bar, 400 °C, el potencial de cogeneración sería de:

- Unos 120 MW para un equipo TG con HRSG sin fuego suplementario, condición *Unfired*;
- Unos 140 MW para dos equipos TG tipo 6FA o V 64.3A o similar, de 70 MW cada uno, con HRSG operando ambas en el modo *Unfired*;
- Unos 70 MW para un equipo TG tipo 6FA o V 64.3A o similar, de 70 MW con HRSG operando en el

modo con combustión suplementaria, condición *Fired*.

En cualquiera de los casos, la generación eléctrica resulta muy superior a las necesidades de la Planta, por cuanto se impone analizar la economicidad de alternativas con unidades de menor tamaño, a efecto de determinar la opción más conveniente.

Desde el punto de vista de la correcta utilización de recursos fósiles, en este caso gas natural, y el menor impacto ambiental para el logro de los efectos energéticos que se persiguen, las opciones de plena utilización del potencial de cogeneración sin fuego suplementario son las más adecuadas.

No obstante, ello implica una producción de electricidad largamente en exceso a lo requerido por la Planta, además de un valor de inversión elevado, imponiéndose la venta de excedentes al mercado eléctrico a precios que pueden no conducir a la mayor rentabilidad de la inversión requerida por la instalación, preliminarmente estimada en unos 500 US\$ por kW de potencia eléctrica instalada.

Las evaluaciones realizadas muestran que es necesario recurrir a la economía de escala si se deseaba una rentabilidad mínima que mueva el interés de los inversores, y en este contexto se exploraron las soluciones de hasta unos 110 MW por dos razones:

- El calor residual de las unidades permite la generación unfired del vapor en las cantidades demandadas;

- Siendo la capacidad de la subestación principal de 2 x 45 MW, el excedente de generación podría ser exportado ajustadamente sin incrementar su capacidad.

La única unidad de cogeneración existente no brindaba la seguridad operativa que debería tener una Planta de la magnitud e importancia de la considerada. Esto impulsó el análisis de la alternativa de dos unidades tipo V64.3A o similares, en las que dos unidades operando a carga nominal pueden producir las 200 ton/h de vapor en condición *Unfired*, y en caso de caer una de ellas, la remanente en servicio puede generar las 200 ton/h operando en el modo *Fired*.

## ANÁLISIS PRELIMINAR

La producción de vapor se hace básicamente en calderas convencionales con fuertes irreversibilidades. La unidad de cogeneración produce solo el 41% de la demanda de energía y en modo unfired el 11% de la de vapor, aumentando al 22,5% en modo fired (GECCU, 1998). El factor  $Sk$  resulta de  $0,123 \text{ MW}_e/\text{MW}_{th}$ , muy bajo comparado con los valores típicos superiores a

0,5. El potencial de cogeneración es del orden de más de  $100 \text{ MW}_e$ , o sea 4,5 veces mayor que su demanda, imponiéndose la venta de estos excedentes en el mercado eléctrico mayorista (MEM), a término o spot.

La unidad de cogeneración opera con combustión suplementaria generando 45 ton/h, o sea el doble del caudal cogenerado. El costo combustible de la componente cogenerada (unfired, 22,8 ton/h) es nulo, mientras que el de la componente no cogenerada, generada a partir de combustión suplementaria (fired, 22,2 ton/h) depende del precio de combustible utilizado.

En la tabla 1 se presentan los costos de generación de vapor según el combustible utilizado en \$/ton y \$/MWh para gas natural GN, gas licuado de petróleo GLP, fuel oil FO y fuel gas FG utilizados en los cálculos. Se considera la restricción del periodo invernal para el uso de GN debiendo ser reemplazado por GLP, según establece Cammesa (2002).

Tabla 1 - Costos del vapor según combustible utilizado

Tipo de combustible	Costo [\$/ton]	Costo [\$/MWh]
Gas natural (GN)	100	7,507
Gas licuado de petróleo (GLP)	289	21,041
Promedio anual GN - GLP	131,5	9,931
Fuel oil (FO)	60	5,320
Fuel gas (FG)	4,40 - 4,78	Costo de oportunidad

El costo del vapor cogenerado con fuego suplementario resulta de 5,58 \$/ton, valor elevado debido al elevado costo promedio anual (GN-GLP) de 9,93 \$/MWh. El vapor generado en la caldera quemando fuel oil resulta de 60 \$/ton, 5,32 \$/MWh de poder calorífico inferior PCI, tiene un costo combustible entre 4,40 y 4,78 \$/ton. Estos costos son muy convenientes, pero no tanto como la componente cogenerada cuyo costo combustible marginal es nulo. Bajo el supuesto que el costo de oportunidad del fuel gas FG fuera menor que el del fuel oil FO, se impone su utilización en la generación de vapor.

En la medida en que se exploran alternativas de máquinas mayores, se ve que estas son más convenientes hasta el límite en que la generación unfired de vapor excede las necesidades de la Planta. La solución óptima sería la que coincide con el potencial técnico de cogeneración.

Pero, en este caso existiría un fuerte excedente de generación eléctrica que debe ser transferido a otros usuarios, o sea vendido. Desde el punto de vista

macroeconómico (social) asociado al mejor uso de los recursos, esta solución es la óptima. Pero para el inversor, según sea la retribución que pueda ser obtenida de la venta (precio de venta), el proyecto de inversión de instalar un sistema de cogeneración le será o no conveniente.

En los casos analizados, los costos totales del suministro energético a lo largo de la vida útil de los sistemas propuestos, se observa en general un equilibrio en unidades menores, o un ligero menor costo en unidades mayores, comparado con el del sistema existente, para un precio de venta de excedentes de 30 \$/MWh. De obtenerse precios de venta mayores, el beneficio será considerablemente mayor, en especial en las unidades grandes.

Dada las características del sistema de cogeneración existente (sistema de una presión, con parámetros relativamente elevados), la recuperación de calor en el HRSG es limitada. Puede ser incrementada mediante la generación adicional de vapor de baja presión BP, el precalentamiento del agua de alimentación previo al desaireador, o del make-up del agua de caldera. Esta recuperación, si bien es poco significativa en términos exergéticos, implica ahorros proporcionales en términos de consumo de combustible, y consecuentemente de costos.

El costo de la electricidad comprada por contrato a término resulta considerablemente mayor que el que resultaría si fuera generado en una instalación de cogeneración.

## DISCUSION DE RESULTADOS

En cada una de las alternativas, se calcula el costo total del suministro de toda la energía que la Planta requiere a lo largo de la vida útil de los sistemas propuestos, fijado en 20 años, incluyendo los costos operativos y de capital. Los mismos se expresan como suma de valores nominales en Pesos (\$) constantes de 2001, y como Valor Presente Neto (NPV) a una tasa de descuento del 8%.

Los costos informados de los combustibles y de la energía que se compran se supone que contienen impuestos que constituyen costos industriales. Para la valoración de los vectores cogenerados se ha adoptado el costo marginal por ser éste el que mejor refleja la incidencia económica de la utilización de los mismos.

Para el cálculo de los costos de capital de las alternativas que implican la construcción de un sistema nuevo, estimando su ejecución en dos años, se supone

que la correspondiente cifra de inversión se financia con un aporte de capital propio del 40% y el resto con créditos de proveedores o de instituciones financieras internacionales que se conceden con un año de gracia y a 5 años con un interés del 8% anual.

Se calculan los costos totales para tres casos, el reacondicionamiento de la unidad existente, el reemplazo por un sistema nuevo de mayor tamaño y se incluye además el de compra directa de la electricidad al MEM. Estos valores calculados en 20 años son los que se indican a continuación.

1) Reacondicionando la unidad Sulzer y operando en las mismas condiciones

Suma de valores nominales: 316,43 MM\$  
NPV de valores actualizados: 57,72 MM\$

2) Comprando la electricidad en el MEM y generando vapor en calderas convencionales

También se analiza la conveniencia de reemplazar la generación de la turbina Sulzer por compras de electricidad en el mercado spot. No se trata de una cuestión meramente económica, sino más bien de seguridad operativa.

Suma de valores nominales: 340,70 MM\$  
NPV de valores actualizados: 162,21 MM\$

3) Reemplazando el sistema actual TG + HRSG por un sistema nuevo

Para el análisis de estos sistemas se ha confeccionado el programa "Análisis 2001 BASE 1", en el que se supone que el sistema opera a su carga nominal, y el HRSG sin fuego suplementario. Se consideran turbogrupos en el rango de potencia nominal ente 13,75 y 116,5 MW, indicados en la Tabla 2 utilizando los datos reportados por GTW, 2001.

De la tabla 2 se observa que los resultados dependen de las características de los equipos y del costo de los sistemas implementados y fundamentalmente del precio de venta de los excedentes de generación eléctrica, adoptado en 30 \$/MWh<sub>e</sub>. En general que se obtienen mejores resultados para unidades mayores, hasta el máximo de producción del vector eléctrico de aproximadamente 100 MW<sub>e</sub> y 200 ton/h de vapor, que corresponde al potencial técnico de cogeneración de la Planta.

Tabla 2 - Potencia nominal, costo, suma de valores nominales y NPV para los turbogrupos considerados

	Fabricante / Licenciador	Modelo	Potencia TG [MW]	Suma valores nominales [MM \$]	NPV [MM \$]
1	GE Power Systems	LM 1600 PA	13,75	322,60	161,92
2	Alstom Power	GTES 16	16,00	313,79	155,62
3	Alstom Power	UGT 25000	26,20	317,39	159,16
4	GE Power Systems	PG 6561 B	39,62	327,45	167,75
5	Siemens Westinghouse	W 251B11/12	49,50	323,20	166,49
6	Siemens Westinghouse	V 64.3	63,00	307,89	162,34
7	Siemens Westinghouse	V 64.3A	67,00	302,88	162,20
8	GE Power Systems	PG 6101FA	70,14	305,42	164,55
9	Alstom Power	GT 11N2	116,50	255,42	143,60

### OPTIMIZACIÓN POR RECUPERACIÓN DE CALOR

Por las características del sistema, la temperatura de gases en chimenea del HRSG es del orden de 200 °C o algo mayor. Si se recuperara calor enfriando estos gases hasta unos 100 °C, para el caudal de gases de una turbina de 70 MW<sub>e</sub>, la energía recuperada sería de unos 20 MW<sub>th</sub>, y si se lograra que esta energía sustituyera FO en las calderas convencionales, el ahorro

sería, según las restricciones que se encuentren, del orden de medio millón de pesos por año.

El análisis de la generación de vapor de BP en el HRSG indica que la recuperación es muy baja, descartándose esta idea. Con el precalentamiento del agua de alimentación a calderas previo al desaireador se lograron mejores resultados, indicados en la tabla 3.

Tabla 3 - Potencia nominal, costo, precio de venta de excedentes y NPV para los turbogrupos considerados con precalentamiento del agua de alimentación

Nº	Fabricante / Licenciador	Modelo	Potencia [MW]	Suma valores nominales [MM \$]	NPV [MM \$]
3	Alstom Power	UGT 25000	26,20	313,13	158,96
4	GE Power Systems	PG 6561 B	39,62	314,61	163,38
5	Siemens Westinghouse	W 251B11/12	49,50	308,50	161,24
6	Siemens Westinghouse	V 64.3	63,00	295,70	157,99
7	Siemens Westinghouse	V 64.3A	67,00	292,51	158,49
8	GE Power Systems	PG 6101FA	70,14	296,10	161,21

Estos resultados indican que la recuperación más completa del calor de los gases en el HRSG que en el caso Base tiene sentido económico, y que vale la pena profundizar más en las posibles formas de implementación. En las actuales circunstancias resulta más conveniente el precalentamiento del make-up del agua de alimentación de caldera, que si bien recuperará menos calor, es más racional, de más fácil implementación, y menor costo de capital.

En el sistema existente (Sulzer-Salcor Caren) es conveniente no operar generando vapor con combustión

suplementaria, por tratarse de una componente “no cogenerada” con un costo combustible superior al de generación en caldera quemando FG o FO. Para una eficiencia del turbogrupos del 24,5%, el costo marginal de la electricidad generada depende del combustible utilizado. La tabla 4 presenta estos costos para el sistema existente, siendo el del gas licuado de petróleo más del doble del gas natural. Se indica asimismo el valor promedio anual utilizando gas natural y GLP en los meses de restricción de consumo.

Tabla 4 - Costo de la electricidad según combustible utilizado

Tipo de combustible	Costo [\$/MWh <sub>e</sub> ]
Gas natural	30,6
Gas licuado de petróleo (GLP)	85,9
Promedio anual GN - GLP	40,5

Si bien estos costos marginales se benefician por el crédito de las 22,8 ton/h de vapor de 33/400 generados con un costo combustible (*fuel cost*) nulo, resulta llamativo el elevado costo de generación cuando se opera con GLP. En consecuencia, es recomendable analizar la necesidad de operar esta máquina con GLP por razones de seguridad, pero que lo debe hacer en condiciones económicas desfavorables. Una máquina más grande y de mayor rendimiento mejoraría esta situación por un menor consumo de combustible por unidad de energía producida, y un mayor crédito por la mayor cantidad de vapor "unfired" de costo marginal nulo que el HRSG podría producir.

## CONCLUSIONES

Las demandas energéticas de la Planta, 200 ton/h de vapor sobrecalentado y 22 MW<sub>e</sub>, indican un valor bajo para la relación  $S_k$  del orden de 0,123 MW<sub>e</sub>/MW<sub>th</sub>. El sistema de cogeneración existente TG + HRSG (Sulzer-Salcor Caren) contribuye con el 41% de la demanda eléctrica y el 11% de la de vapor. El potencial de cogeneración resulta de 120 MW<sub>e</sub> para un equipo con una sola TG, de 140 MW<sub>e</sub> para dos equipos TG de 70 MW<sub>e</sub> cada uno, operando en ambos casos sin fuego suplementario y de 70 MW<sub>e</sub> para un equipo TG de 70 MW<sub>e</sub> operando en el modo con combustión suplementaria.

Ante la necesidad de realizar importantes gastos en el sistema, se analiza la factibilidad termo-económica de realizar una optimización energética del sistema térmico. Se discute la alternativa de reacondicionar el turbogruppo existente bajo las mismas condiciones operativas y se plantea la instalación de turbogruppos de hasta 120 MW, operando sin fuego suplementario y de 70 MW con fuego suplementario.

Si se incrementa la producción de vapor con un sistema de cogeneración de mayor tamaño, la electricidad generada superaría la demanda de la Planta, imponiéndose la venta de los excedentes al MEM. Desde el punto de vista del URE, considerando la correcta utilización de recurso fósil (GN) y el menor

impacto ambiental, esta alternativa resulta la más adecuada, dado que implica la plena utilización del potencial de cogeneración sin fuego suplementario.

Los mejores resultados corresponden a las unidades mayores con el potencial técnico de cogeneración (SOSA; FUSHIMI, 2004-2), pero dependen de las características de los equipos y del costo de inversión del sistema implementado y fundamentalmente del precio de venta de los excedentes de generación eléctrica. Dado la mayor cantidad de electricidad a exportar a precios bajos y el mayor costo de capital, el proyecto no muestra indicadores económicos finales atractivos, en las condiciones reinantes en la fecha en que el estudio fue realizado, cuando el costo de combustible de las calderas convencionales se valoró a la mitad del precio de mercado de este commodity (FO).

## REFERENCIAS

CAMMESA. *Informe Estadístico del Mercado Eléctrico Mayorista*, Buenos Aires, 2001.

CAMMESA. *Los Procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista*, Ley 24065/1992, Anexo 12, Buenos Aires, 2002.

GAS TURBINE WORLD. *Gas Turbine World Handbook 2000 - 2001*. 2001.

GECCU. *Asistencia Técnica para el Análisis del Sistema Energético de la Planta Industrial de YPF- Petroquímica La Plata*, Planta Ensenada, Unidad de Investigación y Desarrollo: Generación de Energía, Cogeneración, Ciclos Combinados y Uso Racional de la Energía en Sistemas Térmicos, Departamento de Mecánica, Facultad de Ingeniería, UNLP, 1998.

GECCU. *Análisis del Sistema Energético de la Planta Industrial de YPF- Petroquímica La Plata*, de Ensenada, Unidad de Investigación y Desarrollo: Generación de Energía, Cogeneración, Ciclos Combinados y Uso Racional de la Energía en Sistemas Térmicos, Departamento de Mecánica, Facultad de Ingeniería, UNLP, 2001.

SOSA, M. I.; AFRANCHI, A.; FUSHIMI, A. Análisis de factibilidad de implementación de sistemas de cogeneración. In: *Proceedings of the 10th Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering* (ENCIT 2004), Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering - ABCM, Rio de Janeiro, nov. 29 - dic. 03, 2004.

SOSA, M. I.; FUSHIMI, A. La Cogeneración en el Contexto de las Tecnologías de Conversión Energética del Futuro. In: *AVERMA, Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, v. 4, n. 2, p. 07.01 - 07.06, 2000.

SOSA, M. I.; FUSHIMI, A. La Cogeneración en el Contexto de las Tecnologías de Conversión Energética del Futuro. In: *AVERMA, Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, v. 4, n. 2, p. 07.01 - 07.06, 2000.

SOSA, M. I.; FUSHIMI, A. El Rol de la Regulación en el Desarrollo de la Cogeneración. In: *AVERMA Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, v. 8, n. 2, p. 07.01 - 07.06, 2004.

SOSA, M. I.; FUSHIMI, A. Pautas Técnicas para un Proyecto de Regulación de la Cogeneración. In: *AVERMA Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, v. 8, n. 2, p. 07.07 - 07.12, 2004.

SOSA, M. I.; MASPOLI, M.; FUSHIMI, A. Factibilidad Económica de Sistemas de Cogeneración con Turbina de Gas. In: *Proceedings of 5th Latin-American Congress of Electricity Generation and Transmission (CLAGTEE 2003)*, São Pedro, nov. 16 - 20, p. 1-10, 2003.