

# INCIDENCIA DEL MDL EN LA FACTIBILIDAD ECONÓMICA DE SISTEMAS DE COGENERACIÓN INDUSTRIAL EN ARGENTINA

## **Dra. María Isabel Sosa**

UNLP - Universidad Nacional de La Plata - Facultad de Ingeniería – Area Departamental Mecánica -GECCU  
Avda. 1 y 47 , 1900, La Plata, BA, Argentina  
misosa@volta.ing.unlp.edu.ar

## **Ing. Alberto Fushimi**

UNLP - Universidad Nacional de La Plata - Facultad de Ingeniería - Area Departamental Mecánica -GECCU  
Avda. 1 y 47 , 1900, La Plata, BA, Argentina  
afushimi@volta.ing.unlp.edu.ar

**Resumen.** *En el presente trabajo se analiza la contribución a la viabilización económico financiera del sistema de cogeneración con turbogrupos de gas y caldera de recuperación en función del crédito por reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEIs), por el régimen del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), teniendo en cuenta las limitaciones dadas por ser proyectos de capital intensivo 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 elevada en instalaciones grandes con turbinas de gas y caldera de recuperación con suficiente economía de escala. Se reseñan resultados discutidos en trabajos anteriores y se enuncian nuevas conclusiones.*

**Palabras clave.** *cogeneración, factibilidad económica, gases de efecto invernadero (GEI), derechos de emisión, mecanismo de desarrollo limpio (MDL)*

## **1. Introducción**

La cogeneración implica la generación integrada de electricidad y calor y tiene sentido práctico si existen demandas de ambos vectores que justifiquen la consecuente instalación del sistema, (Sosa y Fushimi, 2000). La factibilidad de tal implementación 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. Una instalación de cogeneración presenta un requerimiento de combustible menor que la suma de los consumos de procesos monopropósito produciendo la misma cantidad y calidad de electricidad y calor pero resulta necesario un usuario de calor que demande in situ o en las proximidades, el calor producido debido a la limitada transportabilidad del vector térmico. La producción de electricidad no debe necesariamente ser utilizada in situ si existe la infraestructura de transporte y/o distribución al que pudiera ser inyectada en caso de existir excedentes, o de donde pudieran ser tomados los faltantes si los hubiera. La existencia del usuario demandante de calor es pues la condición necesaria e indispensable para la existencia de un proyecto de cogeneración, como indican Sosa y Fushimi. (2004). El elevado monto de la instalación, el bajo costo de la energía y una regulación que no presenta incentivos y que actúa virtualmente como barrera, dan como resultado el estado escaso desarrollo de la cogeneración en nuestro País, (Sosa, Maspoli y Fushimi., 2003). Una forma de tornarlo factible es la utilización de los créditos por reducción de emisiones por el régimen del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).

En el presente trabajo se analiza la contribución a la viabilización económico financiera del sistema de cogeneración con turbogrupos de gas y caldera de recuperación en función del crédito por reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEIs) por el régimen del MDL, como indican Fushimi *et al.* (2005). La viabilización de estos proyectos en las condiciones tarifarias actuales resultan con valores atractivos para la inversión privada a partir de unidades modernas, sujeto a su adecuación a las características específicas a las condiciones de la aplicación, siendo imprescindible la remoción de barreras regulatorias.

## **2. Evolución de la cogeneración en el sector industrial del País**

La cogeneración en el sector industrial es tan antigua como la industria misma. Muchas de ellas debieron establecerse en lugares donde el servicio eléctrico no existía. Hacia mediados del siglo XX era predominante la tendencia hacia la autogeneración o cogeneración continua, con grupos electrógenos diesel y sistemas con

turbinas de vapor de contrapresión o de condensación con extracciones en industrias tales como, papeleras, refinerías de petróleo, petroquímicas, ingenios azucareros, alimenticias, etc. Estos emprendimientos se implementaron en un contexto en el que la electricidad y los combustibles eran caros, escasos y de disponibilidad poco segura, por lo que la cogeneración y aun la autogeneración les resultaban múltiplemente convenientes. El combustible usado por la industria y la generación eléctrica era principalmente fuel oil, cuya necesidad de importación, aunque parcial, restaba finanzas a otras necesidades del País, (Sosa y Fushimi., 2000).

A través de un destacable esfuerzo de la Empresa Nacional Gas del Estado, se llevó a cabo el Proyecto “Sustitución de combustibles líquidos por gas natural”, incrementando sustancialmente la participación del gas natural en el balance energético nacional, aunque en el caso de las centrales eléctricas del servicio público e industria en general, no fue acompañado por la evolución tecnológica que podría haberse aprovechado al disponerse de gas natural, (combustible limpio apto para máquinas de combustión interna) en lugar de fuel oil (combustible residual poco adecuado para máquinas de combustión interna). Así fue como enormes turbogeneradores de vapor pasaron a operar quemando gas natural en calderas convencionales diseñadas para quemar fuel oil o carbón. En algunos casos, ni siquiera se realizaba una adecuación de las calderas diseñadas para quemar fuel oil, para ser alimentadas por gas natural a pesar de la sustancial diferencia entre las propiedades de los gases de combustión de ambos combustibles.

En 1992 el nuevo Marco Regulatorio Eléctrico, Ley Federal 24.065, abrió la actividad eléctrica a la iniciativa privada, anteriormente un monopolio estatal, con lo que quedó claramente establecido un mercado competitivo de generación donde la rentabilidad es función del costo marginal de producción de cada unidad reconocida, definiendo su operación en el sistema. Esto desencadenó acciones en las que cada nuevo propietario de las centrales privatizadas tomara las medidas adecuadas para poner las mismas en condiciones de competitividad necesarias incluidos *reacondicionamientos, upgrading por repotenciones* a ciclos combinados, y nuevas unidades de ciclos combinados, que mejoraron notablemente la eficiencia, la calidad del servicio y la potencia instalada en condiciones de operar. Por efecto adicional de la recesión, y puesta en marcha de nuevas unidades hidroeléctricas, el costo de la electricidad del sistema se redujo en forma drástica hasta valores poco usuales en otros Países del mundo. En efecto, acorde a la información diaria de Enervia (España), el promedio ponderado de la electricidad en el mercado en la semana del 6 al 10 de Febrero de 2006 (5 días hábiles) fue de 83,538 Euros / MWh, mientras que en Argentina el valor monómico alcanzado en Agosto de 2005 fue de 81,62 Pesos / MWh.

En el parque anterior a 1992 los rendimientos de turbogrupos de gas eran del orden del 24% y entre el 30 al 40% en turbogrupos de vapor. Si se comparan los valores de rendimientos térmicos *netos* de generación termoeléctrica de las unidades existentes a los valores *medios* del parque actual que se presentan en Tab. (1), se visualiza claramente el efecto de la modernización tecnológica, a través de la integración de procesos turbina de gas –turbina de vapor TG - TV del ciclo combinado con eficiencias netas próximas al 60%.

Tabla 1. Combustible consumido, electricidad generada, y rendimiento térmico, Enero a Noviembre de 2005

Mes	Enero	Febr	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Octub.	Nov.
Combustible consumido (GWh)	11356	10411	12201	11526	10848	8737	8829	9467	7908	6936	9111
Electricidad generada (GWh)	4952	4503	5268	4871	4603	3601	3607	3951	3356	3205	3805
Rendimiento térmico (%)	43,6	43,2	43,2	42,3	42,4	41,2	40,8	41,7	42,4	46,2	41,7

Fuente: Secretaria de Energía, Argentina (2006)

Sin embargo, el concepto de integración de procesos no se desarrolla integralmente en el País., dado que puede ser aplicado no solo a los procesos TG –TV en el ciclo combinado, sino también a los procesos TG-Caldera convencional o mas genéricamente procesos trabajo-calor W-Q en sistemas de cogeneración., logrando importantes mejoras en ahorros de recursos energéticos e impacto ambiental.

Asimismo, consideramos oportuno destacar que el aporte de energía cogenerada a la red pública desplaza a la proveniente de la unidad de mayor costo marginal en operación, que en cierto modo puede ser considerada la de menos eficiencia, mejorando el rendimiento térmico promedio del parque, y el costo marginal del sistema. Este concepto de sustitución de fuentes de generación debe ser aplicado en la determinación de la reducción de emisión de gases de efecto invernadero (GEIs) a los efectos de los créditos por el MDL.

### 3. Situación actual del desarrollo de la cogeneración en el País

La Figura (1) presenta la participación sectorial del consumo final de energía en Argentina en el año 2003.

A partir del año 2002, el sector industrial del País con un total anual de 13.818 TEPs (toneladas equivalentes de petróleo), sobre un total de 43.403 TEPs, se ha transformado en el mayor demandante de energía, 33%, superando al sector transportes, representado con un 25%.

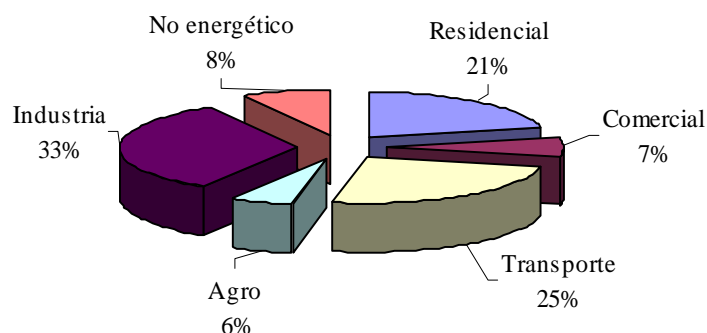


Figura 1. Participación sectorial del consumo final de energía en Argentina en el año 2003  
Fuente: Secretaría de Energía, Argentina (2006)

Una característica singular de la demanda energética industrial es que el consumo de energía térmica es aproximadamente 10 veces mayor que el de energía eléctrica, acorde a las conclusiones de los informes de INTI / JICA, y de la UTN / Secretaría de Energía al respecto. Esto, sumado a la relativamente amplia disponibilidad de gas natural que la Industria ha gozado hasta el presente, haría termodinámicamente posible que el sector pudiera cogenerar electricidad en una cantidad mayor a la de su propio consumo, transformándolo de importador a exportador.

Pero la realidad actual es que no se conoce ningún proyecto de cogeneración que esté en etapa de construcción. Aún en el caso que se haya llegado a la conclusión de que el proyecto es viable, existen todavía dudas sobre si el potencial cogenerador tomará la decisión de ejecución del mismo o no, debido a barreras (Sosa y Fushimi, 2004), como por ejemplo:

- El cogenerador puede tener una actitud indiferente respecto a la sustentabilidad, considera como la mayoría de la población que el Uso Racional de la Energía, URE, es un tema irrelevante que no le concierne, ni que a nadie le importa. (*barrera cultural*)
- El cogenerador tiene en claro las regulaciones que existen en el sector eléctrico y del gas, pero no encuentra nada que lo induzca a tomar medidas de URE mas que las conocidas como de "housekeeping". No cuenta con información certera sobre procesos integrados calor - electricidad según el Segundo Principio de la Termodinámica, que fundamenten la instalación de ciclos combinados y/o de cogeneración, constituyendo un área de vacancia. No hay una institución que se ocupe de fomentar la eficiencia energética en la interfase combustible - electricidad reduciendo en lo posible las enormes pérdidas que ocurren en los procesos no integrados. (*barrera institucional*)
- Ausencia de un marco regulatorio adecuado que tienda a que se persigan ahorros considerables de recursos primarios desalentando la adopción de procesos no integrados como ser calderas convencionales o autogeneración no imprescindible, y que incentive a que los generadores o ESCOs a que se constituyan en cogeneradores ubicándose en las proximidades de demandas concentradas de calor, reduciendo las pérdidas de calor por la torre de enfriamiento que en el caso de la tecnología de mayor eficiencia (el ciclo combinado) es del orden del 40% de la energía del combustible insumido. Debe considerarse que un incremento de la capacidad de generación eléctrica por ciclo combinado, (mas de lo mismo) si bien es una forma eficiente de por si, no evita que los usuarios de calor sigan quemando combustibles ineficientemente en calderas u hornos convencionales, problema que sí soluciona el ciclo de cogeneración. También es asombroso el desinterés para que el propietario de un *heat sink* de elevado potencial de cogeneración sea inducido a su explotación integral perdiéndose en algunos casos la posibilidad de generación de varios cientos de MW con una eficiencia muy elevada, por la mencionada inacción. (*barrera regulatoria*)
- Temor a ser discriminado por los actores del mercado energético por no haber una Ley o regulación que lo proteja, como lo establece con claridad la legislación de los Estados Unidos, PURPA. (*barrera sectorial*)

- e) Considera que la economía en costos energéticos no justifican la inversión de la planta de cogeneración debido a los bajos valores tarifarios de los mismos. (*barrera económica*)
- f) Las tarifas que enfrentan los industriales para el suministro de gas natural son más costosas que las que enfrentan los generadores debido a su menor capacidad de negociación. (*barrera comercial*)
- g) Se encuentra con un proyecto de capital intensivo, y en el caso de recurrir a financiamiento de instituciones financieras, se debilita su posición para otras inversiones que pudiera estar planeando. (*barrera financiera*)

De todas ellas resulta definitoria la indicada en el punto (e), la factibilidad económico financiera. La misma resulta desfavorable por el bajo precio de los vectores energéticos en el País, debido, en el caso del gas natural, a la existencia local de este recurso, y de una importante infraestructura de suministro, hecha por el Estado, y pasado posteriormente a manos privadas. En el caso de la electricidad, al bajo costo del gas, al aporte de generación hidroeléctrica de bajo costo, y al notable aumento de la eficiencia del parque de generación termoeléctrica a partir de la privatización e introducción de la competencia a partir de 1992. Pero la insustentabilidad del abastecimiento de energía a partir de recursos no renovables y en alguna medida contaminantes, imposibilita el mantenimiento de esta situación en forma indefinida, siendo necesaria la búsqueda de las formas de viabilizar los proyectos que tiendan a aliviarla.

La cogeneración es una de las formas eficaces del uso racional de los recursos energéticos que reduce el consumo de combustibles en proporciones elevadas. El potencial termodinámico considerando solo el sector industrial deriva de su caudal de consumo de gas natural, cuyos valores se muestran en Fig. (2). en el que se representan los suministros mensuales totales de gas natural al sector industrial desde Enero de 1999 hasta Marzo de 2005, en el que los valores están dados en miles de metros cúbicos de 9300 kcal (38937 kJ) de PCS, (Fushimi et al., 2005).

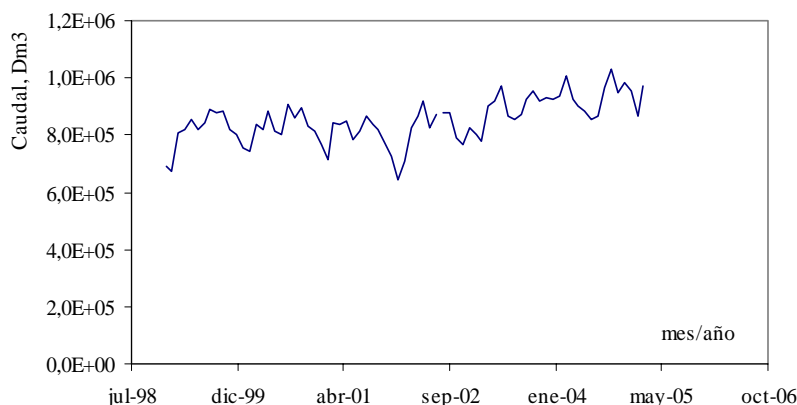


Figura 2. Caudales mensuales de gas natural suministrados a las Industrias del País en total, en el período desde el 1 de Enero de 1999 hasta el 31 de Marzo de 2005

El valor medio del consumo resultó de 851503 Dm<sup>3</sup>/mes, o 11.390 MW de potencia media en términos de PCI. Bajo el supuesto de que el 95% de este consumo es atribuible a los requerimientos térmicos del sector industrial, solo un porcentaje de este valor, al que denominaremos factor X, ofrece condiciones técnicas para su suministro vía instalación de cogeneración con un factor energético Sk de 0,70.

Para un factor X del 50%, el potencial en valores absolutos sería de unos 3,8 GW teóricos, (2736 GWh/mes). Para una generación mensual media de 7500 GWh en el MEM, el potencial teórico de aporte del sector industrial resultaría del 36,5%. Este porcentaje es elevado, aunque no descabellado puesto que Países como Holanda y Dinamarca han superado el 40%, aunque en estos casos se trata del aporte cogenerado total, y depende del factor X, supuesto del 50%, y que depende fundamentalmente de las especificidades de las oportunidades de cada uno de los componentes del potencial total, y las barreras mencionadas arriba. Maximizar en lo posible este factor X debería ser objetivo y responsabilidad de los funcionarios que ejercen la conducción del País en materia energética.

#### 4. Efecto de los créditos por reducción de GEIs en sistemas de cogeneración

El Artículo 12 del Protocolo de Kyoto define el propósito del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) a saber:

- a) Ayudar a las partes no incluidas en el Anexo 1 (Países no desarrollados) en el logro del desarrollo sustentable, contribuyendo al objetivo principal de la Convención
- b) Contribuir a las partes incluidas en el Anexo 1 (Países desarrollados) a lograr el cumplimiento de sus compromisos de limitación y reducción de GEIs.

Consiste básicamente en la impulsión de actividades que tiendan a la reducción global de GEIs a nivel planetario mediante la creación de un mercado internacional de “Certificados de Reducción de Emisiones” (CERs). Estos certificados son comercializables a los precios del mercado, y utilizable por los Países desarrollados para acreditarlo en sus compromisos de limitación y reducción de GEIs. La unidad CER equivale a una reducción de emisión de 1 TM (Tonelada métrica) de dióxido de carbono, CO<sub>2</sub>, o su equivalente para un GEI diferente al CO<sub>2</sub>. Los Países incluidos en el Anexo 1, que han comprometido metas de emisión de GEIs pueden acreditar bonos CERs adquiridos de otros Países en el mercado para completar la limitación o reducción comprometida en el período 2008 al 2012, en caso de que las reducciones o limitaciones logradas en su territorio no les sean suficientes.

La obtención de CERs implica disponer una metodología para cuantificar la reducción por parte del organismo certificador. Tratándose de una reducción de emisiones, se comprende que se trata de un valor relativo a valores de referencia, que constituyen la línea de base (baseline) para cada proceso considerado. Para el caso de la cogeneración, la determinación de la reducción de emisiones del GEIs no requiere hipótesis complicadas o conflictivas, puesto que su producción de electricidad o de calor desplaza a vectores energéticos equivalentes, cuya producción de GEIs en unidades existentes es fácilmente determinable.

Para el caso de la electricidad, correspondería a la emisión de GEIs de la unidad que se encuentra primera en la lista de unidades a ser despachadas (obviando el hecho de que el despacho económico prioriza el menor costo marginal en lugar de el de menor consumo específico). Esta información es seguida por Cammesa con una frecuencia horaria por lo que lo consideramos adecuado como línea de base, auto-ajustable para cambios de cualquier naturaleza en el parque de generación.

Para el caso del vector calórico, en el caso de una instalación existente que lo produce y que es desplazado por la producción cogenerada, la línea de base corresponde a las emisiones para la misma producción del sistema existente. Puesto que no existe un mercado de calor como lo hay de electricidad, en el caso de una instalación de cogeneración de una planta industrial “grass roots”, no existe un sistema desplazado, por lo que la línea de base debe ser definida razonablemente en función de datos estadísticos de instalaciones similares sin cogeneración.

En cuanto a la pertinencia por la condición de adicionalidad de la cogeneración para la certificación de reducción de emisiones, la llamativa ausencia de inversiones en este tipo de proyectos ratifica la existencia de barreras, y si las consecuencias de la aplicación del MDL llegan a viabilizar proyectos que reducen globalmente la emisión de GEIs, se habrán cumplido los efectos para lo que fue creado.

## **5. Modelo de análisis para determinar el impacto del CDM en proyectos TG + HRSG**

Se confeccionó un modelo de análisis para sistemas TG + HRSG con unidades turbogrupos de gas disponibles en el mercado de potencias desde 22 MW y mayores, no incluyendo sistemas de otro tipo o unidades menores por considerar que en las condiciones tarifarias actuales las mismas se encuentran muy lejos de llegar a ser proyectos económicamente viables). La modelización se realizó en planilla de cálculo, la cual incluye siete hojas de cálculo con las características siguientes:

### **1) Turbogrupos de gas**

Compuestos de turbina de gas y generador eléctrico, existentes en el mercado, cuyos datos técnicos y económicos han sido obtenidos del GTW Handbook 2004 - 05 y trasladado a una base de datos del modelo. Se incluyeron también los costos específicos de cada una de las unidades, y de los ciclos combinados obtenidos a partir de la misma turbina de gas. Los montos de inversión del sistema de cogeneración a partir de una turbina de gas, fue adoptado como el promedio entre el costo del turbogrupo de gas, y el del correspondiente ciclo combinado. Este valor fue afectado por un factor que tiene en cuenta fletes, seguros, impuestos, gastos aduaneros y burocráticos, instalación y puesta en marcha, como relación entre el valor declarado de 2600 millones de pesos para los dos ciclos combinados de 800 MW cada uno, y los valores indicados para los ciclos combinados de la misma capacidad, por el GTW Handbook. El mencionado factor resultó de 1,93.

Existen en plaza unidades de mayor tamaño, las que no han sido incluidas por ser de tamaño superior a las aplicaciones del tipo cogeneración en la industrial. El listado contiene máquinas existentes en plaza, algunas de bastante antigüedad que han sido repotenciadas o de diseños mejorados de versiones anteriores, lo que se justifica por la reputación que han ganado en el mercado por su confiabilidad y alguna otra propiedad que justifican la continuidad de su producción.

Tabla 2. Características de los turbogrupos de gas estudiados

Turbogrupo	Costo Específico	Rendimiento	Caudal gases, total	Temp. escape gases	Potencia nominal	Calor útil	Combustible	Consumo Específico
Tipo	U\$\$/kW	%	kg/s	°C	MW	MW	MW	kJ/kWh
PGT25	410	36,33	68,90	525	22,27	25,31	61,80	9911,8
LM2500PE	402	36,78	69,04	523	22,82	25,15	61,99	9790,4
GT10B	303	34,18	80,42	543	24,56	31,60	72,47	10534,0
RB211-6556	327	34,18	92,22	488	23,93	29,02	70,58	10534,0
FT8	368	38,13	84,82	457	25,30	22,97	66,84	9442,1
PG5371PA	249	28,38	122,47	487	26,59	38,35	94,53	12686,4
RB211-6562	323	36,25	94,57	500	27,30	31,36	75,92	9932,8
GT10C	292	36,00	91,08	518	28,83	32,53	80,72	10001,4
RB211-6761	330	39,32	94,07	503	31,87	31,59	81,69	9157,4
PG6561B	255	31,87	139,71	532	39,28	52,71	124,33	11298,9
GTX100	251	37,04	122,47	538	44,65	47,26	121,50	9721,7
W251B11/12	210	32,66	174,18	514	49,09	61,23	151,56	11024,7
GT8C2	229	32,20	200,03	508	55,83	68,62	174,86	11182,9
V64.3A	219	35,08	190,96	583	67,73	86,05	193,01	10265,2
PG6101FA	210	34,20	198,22	597	69,60	93,34	205,28	10529,0
PG7121EA	174	32,72	291,66	537	84,37	112,09	260,07	11003,7
GT11N2	164	33,63	400,07	531	114,42	150,35	343,19	10708,2
W501D5A	155	34,68	385,10	530	119,51	144,16	347,42	10381,2
PG9171E	150	33,79	403,70	543	126,01	158,09	373,17	10655,4
M701DA	155	34,79	440,89	542	142,92	172,63	414,19	10349,4
V94.2	150	34,46	513,47	542	161,95	201,07	473,93	10449,8
PG7241FA	166	36,46	431,82	601	170,29	205,81	470,88	9874,6
W501FD2	146	37,99	459,94	576	196,77	202,57	522,04	9478,9
V94.2A	151	36,46	519,82	581	186,64	232,67	516,13	9874,6
PG9331FA	148	36,46	645,01	596	240,97	302,78	666,41	9874,6
M501G	143	39,09	581,05	596	261,95	272,69	675,29	9210,1
W501G	140	39,30	562,91	597	264,26	264,99	677,64	9162,4
PG9351FA	152	36,90	645,01	602	253,50	308,33	692,74	9758,6

Fuente: GTW Handbook 2004-05

2) Ciclo de vapor

Determina los parámetros de estado del vapor y condensado en los puntos singulares del ciclo térmico, y los valores energéticos de interés.

3) Calderas de recuperación (HRSG)

Realiza los balances entálpicos en cada uno de los paquetes de transferencia térmica (sobrecalentador, vaporizador, economizador, y precalentador de agua de alimentación), con lo que se determina el perfil de temperatura. Dada la importancia de este diagrama en el diseño básico del sistema, se lo ha incluido en la hoja de trabajo (diagrama) del sistema. El HRSG puede operar en el modo “unfired”, o “supplementary fired”, según las necesidades

4) Diagrama

Esta hoja tiene la función de hoja principal de trabajo, y de reporte de la corrida si se considera de interés tenerla. En ella se muestran los parámetros de estado y energéticos de interés en los puntos singulares, y las magnitudes e indicadores cualitativos del sistema.

5) Emisiones

Determina las emisiones del sistema en análisis, del sistema eléctrico que desplaza el sistema de cogeneración mediante su producción eléctrica, y de las calderas convencionales cuya producción es

desplazada por el vapor cogenerado por el sistema de cogeneración. Esta reducción neta de emisiones es valorizado a un valor supuesto (base 10 U\$\$/Ton CO<sub>2</sub> equivalente).

6) Económico

Asociado al sistema en estudio, se realiza el análisis económico financiero por el método “Discounted Cash Flow”, para el proyecto, y para el capital propio aportado por los inversores en el caso de proyecto financiado con créditos de instituciones financieras. Se adoptó un período de operación de 25 años, dado los largos períodos de repago de la inversión que resultan, aunque aún así el programa no pudo calcular el valor en algunos casos por ser mayores a 25 años.

Los cálculos se hicieron para los montos de inversión determinados, a moneda constante sin inflación ni escalamiento, y para las siguientes condiciones:

Período de construcción: 2 años  
 Período de operación: siguientes 25 años

7) Hoja Corridas

Permite grabar los parámetros de interés de las corridas, para la posterior comparación entre ellas, optimización del diseño, análisis de sensibilidad, o propósitos similares.

**5.1 Corridas del modelo**

El modelo fue corrido para las siguientes condiciones técnicas y económicas:

a) *Condiciones técnicas*

Turbogrupos de gas: según tamaños y propiedades indicadas en Tab. (2)  
 Operación del sistema a carga nominal, 8000 horas por año con gas natural.  
 Pinch point y Approach point del HRSG de 15°C y 10°C respectivamente  
 Pérdidas de calor del HRSG: 10% del flujo térmico transferido  
 Modo de operación: Unfired  
 Caudal de producción de vapor, acorde a las condiciones indicadas.  
 Consumo total del vapor producido, retorno total de condensado + make up a 50°C  
 Presión y temperatura del vapor: 35 bar, 400°C  
 Presión y temperatura en el desaireador: 1,5 bar, 111,3°C  
 Purgas de calderas: 1,5% continuo

b) *Condiciones económicas*

Inversión: según datos del GTW Handbook 2004-05, y metodología de nacionalización e instalación explicada arriba.  
 Relación de cambio: 3,00 \$ / U\$\$.  
 Valores tarifarios básicos:  
 Combustible: 210 \$ / m<sup>3</sup> de 9300 kcal (38937 kJ) PCS  
 Electricidad: 45 \$ / MWh monómico  
 Vapor: 29,93 \$ / MWh (fuel cost con gas natural)  
 Certificado MDL 10 U\$\$ / Ton CO<sub>2</sub>  
 Para el proyecto financiado con créditos, relación equity / debt de 40 / 60%.  
 Número de horas de marcha por año: 8000 horas por año  
 Factor de contingencia en ingresos: 95%  
 Tasa de actualización: 6%  
 Condiciones para proyecto financiado por terceros: 6% anual de interés sobre saldos, 1 año de gracia y devolución de capital en 5 años, 2 semestres por año.

Tabla 3. Indicadores cualitativos técnicos, y ahorro de recursos (combustible, gas natural)

Turbogrupo Tipo	Rendimiento térmico %	Consumo convencional		Ahorro de recursos	
		Electricidad MW	Vapor MW	%	MM m <sup>3</sup> /año
PGT25	76,98	63,6	29,1	33,3	25,3
LM2500PE	77,06	64,6	28,9	33,7	25,8
GT10B	77,50	70,2	36,3	32,0	27,9
RB211-6556	75,01	68,4	33,4	30,6	25,5
FT8	72,21	72,3	26,4	32,3	26,1

Tabla 3. Indicadores cualitativos técnicos, y ahorro de recursos (combustible, gas natural) (continuación)

Turbogruppo Tipo	Rendimiento térmico %	Consumo convencional		Ahorro de recursos	
		Electricidad MW	Vapor MW	%	MM m <sup>3</sup> /año
PG5371PA	68,70	76,0	44,1	21,3	20,9
RB211-6562	77,27	78,0	36,1	33,4	31,2
GT10C	76,02	82,4	37,4	32,6	32,0
RB211-6761	77,70	91,1	36,3	35,9	37,4
PG6561B	73,99	112,2	60,6	28,1	39,7
GTX100	75,64	127,6	54,3	33,2	49,5
W251B11/12	72,79	140,3	70,4	28,0	48,4
GT8C2	71,17	159,5	78,9	26,7	52,0
V64.3A	79,36	191,8	98,9	33,6	80,0
PG6101FA	75,83	198,9	98,9	31,1	75,8
PG7121EA	75,44	241,1	128,5	29,6	89,7
GT11N2	77,16	326,9	172,9	31,3	128,3
W501D5A	75,89	341,5	165,7	31,5	130,8
PG9171E	75,87	357,3	181,7	30,8	135,8
M701DA	76,19	408,3	198,4	31,7	157,7
V94.2	76,61	462,7	231,2	31,7	180,1
PG7241FA	79,87	486,5	236,6	34,9	206,6
W501FD2	76,50	562,2	232,8	34,3	223,6
V94.2A	81,24	533,2	267,4	35,5	233,1
PG9331FA	81,59	688,5	348,0	35,7	303,1
M501G	79,17	748,4	313,4	36,4	316,6
W501G	78,10	755,0	304,6	36,0	312,9
PG9351FA	81,10	724,3	354,4	35,8	316,1

En la Tabla (3) se presentan los indicadores cualitativos técnicos, rendimiento térmico, consumo convencional, siendo el combustible gas natural, y el ahorro de recursos en % y en MM m<sup>3</sup>/año para los turbogrupos analizados. El ahorro de consumos varía entre el 28% y el 36%, representando valores de 25 al 316 MM m<sup>3</sup>/año para la unidad de mayor tamaño.

En la Tabla (4) se dan los resultados económicos de las alternativas analizadas en las condiciones indicadas, ingresos por ventas de electricidad y calor útil, egresos por compras de insumos energéticos del sistema, combustible, en \$ / hora, incluida la venta de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> por el MDL, mecanismo de desarrollo limpio. Se indica además las sensibilidades a los parámetros de interés para la determinación de la viabilidad en cada caso, TIR en %, VPN en MM U\$S y el repago en años y el costo específico final de la unidad en U\$S/kW, considerando los valores FOB de Tab. (2) y costos de flete, seguros, CIF e impuestos.

Hasta el turbogruppo GT8C2 los valores de VPN arrojan valores negativos, indicando un umbral de viabilidad para un tamaño mínimo de turbogruppo de gas del tipo V64.3A de una potencia superior a 60 MW, disminuyendo asimismo el tiempo de repago de casi 20 años a la mitad. El valor del TIR asciende bruscamente al 7,8%. Se incluyen los ingresos por venta de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> por el MDL evaluados en \$/h.

En los proyectos reales, existirán especificidades que actuarán en sentido favorable o desfavorable, algunas evitables o mejorables a través de decisiones adecuadas del Project Developer o del Project Manager en sus correspondientes etapas de proyecto. Debe entenderse que los valores obtenidos del modelo serán válidos solo si todas las condiciones supuestas en su confección y corridas se reproducen en la realidad. Pero dado que el proceso de cálculo es el mismo para todos los casos que se corran, estos resultados podrán originar conclusiones comparativas válidas.

En la Tabla (4) se aprecia la enorme reducción del valor de la inversión, costo específico, que en unidades de 20 MW es superior a 1000 U\$S / kW, a la mitad en unidades muy grandes con una potencia de 254 MW. Si bien esta potencia no es la adecuada para la mayoría de las plantas industriales, se puede aprovechar esta realidad, y dado que el vector calorico no tiene capacidad de transporte a gran distancia, resulta necesario integrar usuarios con demanda calorica próximos de tal forma que la demanda resultante sea la mayor posible, creando así “polos de demanda térmica”. Esto requiere pues la intervención orientadora de organismos locales, regionales y/o nacionales en la dirección de viabilizar acciones favorables al interés de la Sociedad.



Tabla 4. Ingresos, egreso, costo específico final y valores TIR, VPN y repago para los turbogrupos analizados

Turbogrupo	Egreso		Ingreso		Costo específico final	TIR	VPN	Repago
	Combustible	Electricidad	Calor útil	MDL				
Tipo	(\$ / h)	(\$ / h)	(\$ / h)	(\$ / h)	U\$\$/kW	%	MM.U\$\$	Años
PGT25	442,90	334,05	252,45	99,41	1219,89	2,81	-6,20	20,12
LM2500PE	444,30	339,28	250,98	100,47	1202,00	2,91	-6,02	19,78
GT10B	519,34	368,42	315,26	114,77	992,90	4,77	-2,19	14,60
RB211-6556	505,82	358,90	289,46	105,19	1051,76	3,25	-4,95	18,56
FT8	479,04	379,51	229,11	98,05	1152,25	1,42	-9,38	>25 año
PG5371PA	677,48	398,90	382,59	107,24	902,75	1,14	-8,01	>25 año
RB211-6562	544,07	409,47	312,88	122,81	999,00	4,43	-3,10	15,38
GT10C	578,49	432,41	324,55	126,38	962,62	4,24	-3,54	15,83
RB211-6761	585,44	478,12	315,18	138,63	1008,21	4,29	-4,00	15,76
PG6561B	891,02	589,21	525,79	174,60	868,80	4,41	-3,91	15,33
GTX100	870,75	669,72	471,43	191,11	902,56	4,54	-4,28	15,11
W251B11/12	1086,20	736,33	610,79	208,48	807,79	4,31	-4,82	15,54
GT8C2	1253,14	837,52	684,49	228,28	793,03	3,53	-7,74	17,50
V64.3A	1383,22	1006,97	858,40	322,72	791,02	7,74	6,91	9,73
PG6101FA	1471,16	1043,99	931,11	339,59	795,05	7,81	7,50	9,67
PG7121EA	1863,83	1265,68	1118,23	384,98	654,27	8,02	8,29	9,46
GT11N2	2459,56	1716,31	1499,90	535,08	626,94	9,44	18,60	8,40
W501D5A	2489,83	1792,67	1438,10	532,87	589,83	9,25	17,21	8,52
PG9171E	2674,37	1875,69	1577,07	565,22	706,81	7,25	8,19	10,23
M701DA	2968,34	2143,76	1722,18	640,73	682,34	7,71	12,41	9,74
V94.2	3396,50	2429,18	2005,89	737,20	586,27	9,82	27,38	8,14
PG7241FA	3374,62	2554,36	2053,11	809,75	575,11	11,38	41,05	7,31
W501FD2	3741,26	2951,49	2020,86	848,07	529,02	10,47	35,58	7,78
V94.2A	3698,91	2799,54	2321,07	914,06	546,16	12,63	53,61	6,74
PG9331FA	4775,96	3614,62	3020,54	1189,07	511,42	13,61	75,44	6,34
M501G	4839,56	3929,25	2720,33	1180,23	512,43	12,02	63,50	7,01
W501G	4856,42	3963,89	2643,47	1159,99	484,24	12,12	61,54	6,96
PG9351FA	4964,60	3802,45	3075,82	1229,42	<b>514,78</b>	13,21	75,28	6,50

Se observa que con las tarifas básicas, las unidades basadas en turbogrupos de gas chicas no son económicamente atractivas, pudiendo serlo para unidades mayores si sus condiciones específicas son similares a las básicas impuestas al modelo. Aun considerando el crédito por la venta de los certificados de reducción de emisiones a un precio de 10 U\$\$ / Ton CO<sub>2</sub>, los valores de TIR del Proyecto varían en el rango 2,81% aumentando la rentabilidad al 13,21% para unidades de mayor tamaño, sin embargo resultan en general bajos para despertar el interés de los inversores.

Dado que el mercado de los CERs iniciado en febrero de 2005, es incipiente, sus precios de venta no han alcanzado valores estables, siendo razonable suponer que tenderá a valores mas altos en la medida en que los Países desarrollados incluidos en el Anexo I del Protocolo de Kyoto, los requieran para cumplir con los compromisos asumidos ante la Convención en cuanto a las metas de limitación y reducción.

Para considerar las perspectivas de esta posibilidad, se han realizado corridas del modelo para valores de precio de venta de los CERs de entre 0 y 24 U\$\$ / Ton CO<sub>2</sub>, para los sistemas basados en los tres turbogrupos de gas:

- a) el turbogrupo LM 2500 PE de 22,8 MW
- b) el turbogrupo V 64.3A de 67,7 MW
- c) el turbogrupo PG 9171 E de 126,01 MW

Los resultados se graficaron, obteniéndose las tres curvas de TIR, indicadas en Fig. (3).

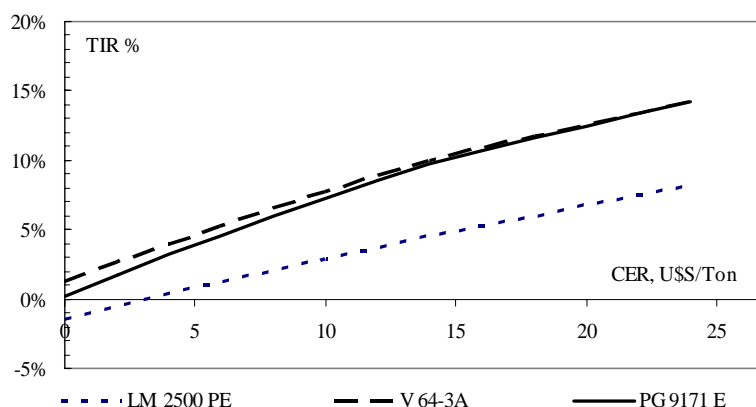


Figura 3. Sensibilidad de la TIR del proyecto de cogeneración con tres turbogrupos, para precios de venta de los CERs de entre 0 y 24 U\$S/Ton CO<sub>2</sub>

La comparación de estas tres curvas ocasiona la necesidad de comentar las causas de las diferencias entre ellas. En primer lugar, se observa que los valores de rentabilidad de la unidad menor LM 2500 PE es la que conduce a los valores más pobres, variando el TIR en el rango -2% al 8%, lo cual es consistente con el efecto de la economía de escala, comentada arriba. Pero esto no sucede con la unidad mediana, V64.3A y la mayor PG 9171 E, cuya potencia es casi el doble de la anterior y esto debe ser atribuido a la diferencia de eficiencias de generación y temperaturas de gases de escape de los turbogrupos de gas. Los valores son:

Turbogrupo	Potencia nominal	Costo específico	Ingreso MDL	Rendimiento térmico %		Temperatura de escape
	MW	U\$S/kW	\$/h	TG	Cogeneración	°C
LM 2500 PE	23	402	100,47	36,8	77,06	523
V64 3.A	68	219	322,72	35,1	79,36	583
PG 9171 E	126	150	565,22	33,8	81,10	543

Como se observa, la unidad mayor tiene un costo de adquisición, costo específico, de 150 U\$S/kW sustancialmente menor que la mediana, 219 U\$S/kW, pero esta es superior en rendimiento térmico y con una temperatura de escape de gases menor, como resultado de que es de tecnología mas reciente. Este último parámetro es importante en casos como los analizados, en los que el vapor a generar es de elevada presión y temperatura (35 bar, 400°C). Pero si el vapor a generar fuera saturado de 10 bar, como es usual en muchas industrias, la ventaja de una mayor temperatura de escape sería de menor valor y los resultados serían mejores en la unidad mayor como intuitivamente podría esperarse en base a la enorme diferencia en costos de adquisición. Esto ratifica lo afirmado arriba en cuanto a la naturaleza fuertemente específica de los proyectos de cogeneración.

Se observa también la fuerte incidencia del ingreso MDL, por la venta de los CERs con 100,47 \$/h para la LM2500 PE, 322,72 \$/h para la V 64.3A, alcanzando a 565,22 \$/h para la PG 9171 E, representando ahorro de recursos que varían entre el 25,8 al 135,8 MM m<sup>3</sup>/año. Este hecho resulta decisivo en la viabilización de estos proyectos, que en las condiciones tarifarias actuales resultan con valores atractivos para la inversión privada a partir de las unidades modernas de tamaño 6, sujeto a su adecuación a las características específicas a las condiciones de la aplicación. Paralelamente, se requiere aunque sea una mínima contribución de los funcionarios responsables del desarrollo de URE en la remoción de las barreras que impiden el desarrollo de esta tecnología.

## 6. Conclusiones

Bajo el supuesto de que el 95% del consumo de gas natural en Argentina es atribuible a los requerimientos térmicos del sector industrial, y que solo el 50% ofrece condiciones técnicas para su suministro vía instalación de cogeneración con un factor energético Sk de 0,70, el potencial de cogeneración disponible en la industria sería en valores absolutos sería de unos 3,8 GW teóricos, (2736 GWh/mes), representando este potencial teórico de aporte del 36,5%. El concepto de integración de procesos en especial a través de la cogeneración, no se desarrolla integralmente en el País. El concepto de sustitución de fuentes de generación se aplica en la determinación de la reducción de emisión de gases de efecto invernadero (GEIs) a los efectos de los créditos por el Mecanismo de Desarrollo Limpio, MDL.

En el presente trabajo se analiza la contribución a la viabilización económico financiera del sistema de cogeneración con turbogrupos de gas y caldera de recuperación en función del crédito por reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEIs), por el régimen del MDL. Los 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. Se consideraron turbogrupos disponibles en el mercado en el rango 22 -253 MW.

En las condiciones en que se realizó el análisis, el umbral de viabilidad de implementación de un sistema de cogeneración es un sistema con TG superior a 60 MW, resultando valores TIR del 7% aumentando al 14% en instalaciones TG+HRSG grandes con turbinas de gas de 253 MW de potencia nominal de suficiente economía de escala, considerando un valor de 10 U\$S/Ton CO<sub>2</sub> para la venta de los CER, certificados de reducción de emisiones”. Se analizó la sensibilidad del TIR con el valor de venta de los CER en el rango 0 -24 U\$S/Ton CO<sub>2</sub> para tres turbogrupos de 23 MW, 68 MW y 126 MW, resultando que la unidad de menor tamaño en todos los casos arroja valores inferiores al 8%. En el caso de la unidad de mediano y mayor tamaño los valores del TIR son similares variando entre 1%-14%.

La viabilización de estos proyectos en las condiciones tarifarias actuales resultan con valores atractivos para la inversión privada a partir de las unidades modernas de tamaño 6, sujeto a su adecuación a las características específicas a las condiciones de la aplicación, requiriendo de la remoción de las barreras regulatorias que impiden el desarrollo de esta tecnología.

## 7. Nomenclatura

CER	Certificado de Reducción de Emisiones
Dm <sup>3</sup>	Decimetro cubico
GEIs	Emisiones de Gases de Efecto Invernadero
HRSG	Caldera de Recuperación de Calor
INTI	Instituto Nacional de Tecnología Industrial, Argentina
JICA	Agencia Japonesa de Cooperación Internacional
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MM	Megamega 10 <sup>12</sup>
PCI	Poder Calorífico Inferior
Sk	Factor de Cogeneración
TEP	Toneladas Equivalentes de Petróleo
TG	Turbina de Gas
TIR	Tasa Interna de Retorno
TV	Turbina de Vapor
URE	Uso Racional de la Energía
UTN	Universidad Tecnológica Nacional, Argentina
X	Factor del consumo térmico del sector industrial con condiciones técnicas para la cogeneración

## 8. Referencias

- Enervia, 2006, “Boletín diario”, Grupo CIMD, España
- Fushimi, A. y Sosa, M. I., 2005, “Proyecto BIRF No. TF51287/AR, Actividades Habilitantes para la Segunda Comunicación Nacional de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático”. Propuesta para Estudio sobre Mitigación de Emisiones a través de Medidas de Eficiencia Energética, Informes 2, 3 y 4: Cogeneración, La Plata, Argentina.
- GTW Handbook, “Gas Turbine World 2004-2005”, Gas Turbine World, USA.
- Informes del INTI, Instituto Nacional de Tecnología Industrial, JICA, UTN, Universidad Tecnológica Nacional.
- Ley Federal 24.065, 1992, “Marco Regulatorio Electrico”, Buenos Aires, Argentina.
- 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., Afranchi, A. V. y Fushimi, A., 2004, “Análisis de Factibilidad de Implementación de Sistemas de Cogeneración”, Proceedings of the 10th Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering - ENCIT 2004, Rio de Janeiro, Brasil, Nov. 29 - Dic. 03, Paper CIT04-0141, Braz. Soc. of Mechanical Sciences and Engineering - ABCM, Brasil, pp.1-10.
- Sosa, M. I. y Fushimi, A., 2004, “El Rol de la Regulación en el Desarrollo de la Cogeneración”, Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, AVERMA, Vol. 8, N° 2, 2004, ISSN 0329-5184, ASADIT-Argentina, pp. 07.01-07.06.

- Sosa, M. I. y Fushimi, A., 2004, “Pautas Técnicas para un Proyecto de Regulación de la Cogeneración”, Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, AVERMA, Vol. 8, N° 2, 2004, ISSN 0329-5184, ASADIT- Argentina, pp. 07.07-07.12.
- 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, Vol. 4, N° II, ASADIT- Argentina, pp. 07.01- 07.06.
- Sosa, M. I., Maspoli, M. y Fushimi, A., 2003, “Comportamiento Operativo de Sistemas de Cogeneración con Turbina de Gas- Parte A: Fundamentación del Modelo de Análisis”, Proceedings of 5th Latin-American Congress of Electricity Generation and Transmission CLAGTEE 2003, São Pedro, Brasil, 16 - 20<sup>th</sup> November, Paper B-101, Brasil, pp. 1-10.
- Sosa, M. I., Maspoli, M. y Fushimi, A., 2003, “Comportamiento Operativo de Sistemas de Cogeneración con Turbina de Gas-Parte B: Aplicación del Modelo de Análisis”, Proceedings of 5th Latin-American Congress of Electricity Generation and Transmission CLAGTEE 2003, São Pedro, Brasil, 16 - 20<sup>th</sup> November, Paper B-102, Brasil, pp. 1-10.
- 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, Brasil, 16 - 20<sup>th</sup> November, Paper B-152, Brasil, pp. 1-10.

## 9. Advertencia de Copyright

Los autores son los únicos responsables del material impreso en este trabajo.

## CDM INCIDENCE IN THE ECONOMICAL FEASIBILITY OF COGENERATION SYSTEMS IN ARGENTINE

Dra. María Isabel Sosa

UNLP-Universidad Nacional de La Plata -Facultad de Ingeniería- Área Departamental Mecánica -GECCU  
Avda. 1 y 47, 1900, La Plata, BA, Argentina  
misosa@volta.ing.unlp.edu.ar

Ing. Alberto Fushimi

UNLP-Universidad Nacional de La Plata -Facultad de Ingeniería - Área Departamental Mecánica-GECCU  
Avda. 1 y 47, 1900, La Plata, BA, Argentina  
afushimi@volta.ing.unlp.edu.ar

**Abstract.** *In this paper, the contribution to the financial and economic feasibility of cogeneration systems with gas turbine and exhaust gas heat recovery boiler is discussed in function of the financial credit for reduction of greenhouse gases emissions (GHGs) by using the Clean Development Mechanism (CDM). It has to be kept in mind the restrictions of these systems to be capital intensive projects subject to the effects of the economy of scale. Other factors to take into account are the constancy of the heat demand, the rates of sale of electricity and steam surpluses, the regulatory laws, the ignorance of the cogeneration technologies on the part of the investor, among others. The profitability of the investment for implementation of a cogeneration system can be elevated in large facilities with gas turbines and heat recovery boiler (TG + HRSG). Results discussed in previous papers are pointed out and new conclusions are enunciated*

**Keywords:** *cogeneration, economical feasibility, Greenhouse gas (GHG), certificate of emissions reduction (CER), clean development mechanism (CDM)*