

LA COGENERACION Y LA ENERGIA PLUS

M. J. Gómez, M. I. Sosa

UID: Generación Energética, Ciclos Combinados, Cogeneración, Uso Racional de la Energía en Sistemas Térmicos (GECCU), Area Departamental Mecánica - Facultad de Ingeniería - Universidad Nacional de La Plata (UNLP)

Avda. 1 y 47 , B1900TAG, La Plata, BA, Argentina

Tel. 0221-423 6692 – Fax. 0221-425 9473 misosa@volta.ing.unlp.edu.ar

RESUMEN: En el presente trabajo se realiza una revisión de la situación energética del País, analizando en particular la reglamentación de Energía Plus que afecta al suministro energético del sector industrial, en un momento en que el mismo se recupera y aumenta su demanda eléctrica. La necesidad de implementar tecnologías, en las cuales se valoren los recursos para la conversión de energía es imperiosa. Se analiza la cogeneración, como una forma de ayudar a afrontar la crisis actual, con miras a un futuro cercano con pocas inversiones en el sector de suministro. El potencial físico teórico de cogeneración en el País es alto alcanzando un máximo de un 36%, si se considera al consumo actual de gas como índice del mismo. Se analiza la regulación de la Energía Plus como viabilizadora de proyectos de cogeneración.

Palabras clave: cogeneración, energía plus, crisis energética, potencial físico de cogeneración.

INTRODUCCION

La administración de los recursos fósiles y del sector energético de los últimos años, la falta de inversión en generación, el aumento de la demanda de los sectores industrial, residencial y de transporte han llevado a nuestro País una profunda crisis energética, que presenta su peor situación en un periodo de recuperación de la industria nacional. En los últimos meses las empresas han sufrido cortes y restricciones, que causaron una gran baja en la producción, con la consecuente disminución en las ganancias, conflictos laborales, etc. La falta de inversión, tanto en el sistema eléctrico como en el sistema de producción y transporte de Gas Natural, ha dejado a los mismos en situación de colapso permanentemente ante el aumento de la demanda. La necesidad de implementar tecnologías, en las cuales se valoren los recursos de conversión de energía es imperiosa. La cogeneración y las Energías Renovables son fundamentales para afrontar la crisis pero necesitan del apoyo de instituciones con recursos políticos y económicos para llevar adelante un plan de promoción e inversión en estas tecnologías.

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 et als., 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 requiere de un usuario de calor que demande in situ o en las proximidades el calor producido, debido a la limitada transportabilidad del vector térmico. Contrariamente, 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. El elevado monto de la instalación, el bajo costo de la energía y una regulación sin incentivos, dan como resultado el escaso desarrollo de la cogeneración en nuestro País, Sosa et al., 2003.

En el presente trabajo se realiza una revisión de la situación energética del País, analizando en particular la reglamentación de Energía Plus, implementada en el 2006, que afecta al suministro energético del sector industrial. Se analiza la cogeneración, como una forma de ayudar a afrontar la crisis actual, con miras a un futuro cercano con pocas inversiones en el sector de suministro.

I - SITUACIÓN ENERGÉTICA EN LA REPÚBLICA ARGENTINA

Se analiza a continuación la evolución del mercado energético en Argentina en los últimos años, así como la evolución de la demanda, oferta, cortes y restricciones, que afecta a la economía, impactando sobre el sector industrial.

Evolución de la demanda y oferta de energía eléctrica.

La capacidad instalada se mantiene casi constante desde el año 2002, en alrededor a los 24.000 MW. La oferta de energía se ha incrementado entre 1992 y 2006 en aproximadamente un 80%. La generación térmica aumentó un 100%, la hidráulica un 75%, mientras que la nuclear se mantuvo constante. La demanda de energía creció en promedio a una tasa del 5,3% desde 1992 a la fecha. En ese mismo periodo el crecimiento acumulado fue del 111%. Por otro lado, un dato a tener en cuenta es el incremento de la demanda energética en los últimos 4 años, donde la tasa de crecimiento fue de 6,5%, del orden de crecimiento del PBI, mientras que por otro lado la demanda de potencia máxima registrada aumentó en un 26% para el periodo que va desde 1992 a Julio de 2007.

Potencia disponible vs. Potencia demandada

La potencia disponible esta en el rango entre los 16.106 MW y 19.105 MW, dependiendo de que se trate de un año seco o húmedo. Esa potencia se encuentra repartida con 8500 MW de generación térmica (existen 10.000 MW instalados pero se cuenta con la disponibilidad del 85%), 1500 MW nuclear y entre 6.602 y 6.900 MW de generación hidráulica, la cual no es potencia firme, ya que depende de las condiciones climáticas, y centrales hidroeléctricas aguas arriba, como por ejemplo Itaipú. El pico de potencia máximo registrado en el presente año alcanzó los 18.473 MW.

Es posible apreciar que el sistema energético eléctrico argentino está en plena crisis y con un gran déficit, lo que se traduce inevitablemente en cortes y restricciones. Los cortes programados como se verá más adelante se aplican al sector industrial por las prioridades establecidas en la resolución de Energía Plus. A la situación del sistema eléctrico se suman las problemáticas del gas natural GN: capacidad de transporte prácticamente constante desde 2001, extracción y comercialización del Gas por parte de Empresas Multinacionales que poseen el privilegio de solo liquidar el 30 % de sus ingresos. Por eso las estas empresas destinan la mayor parte de su producción e importación (compra de GN a Bolivia, siendo comprador y vendedor la misma empresa) a la exportación. En los últimos años se ha invertido en transporte de gas prácticamente solo en gasoductos para exportación. Se han construido siete gasoductos a Chile, uno a Brasil y otro a Uruguay.

Cortes y restricciones –Consecuencias

Este invierno, uno de los más fríos desde hace 10 años, se vio superada la capacidad de abastecimiento energética. El hecho de mantener el abastecimiento para los residenciales, no tuvo otra salida mas que la de programar cortes en el sector productivo, tanto industrial como en usinas térmicas, lo que llevo a la necesidad de realizar cortes también en el sistema eléctrico como ya se ha mencionado por la gran cantidad de generación térmica que hay en nuestro país. Se estima que en el verano se repitan los cortes de energía eléctrica. Dependerá en gran parte de las cotas en centrales hidroeléctricas y de las altas temperaturas. El verano pasado se estuvo a 800 MW del colapso, con menor producción a la actual, y si esta sigue ascendiendo, los cortes de luz deberán emplearse nuevamente ante la situación de déficit. El resultado de los cortes y restricciones en el suministro de energía eléctrica y térmica (GN) se vio en la baja de la tasa de crecimiento en los distintos sectores productivos, pasando del 6,4% al 2,7%. El mayor impacto se produjo en industrias con procesos continuos (químicas, alimenticias, bebidas, etc.), grandes demandantes de ambos insumos, pero sobre todo de GN, dada su gran demanda de vapor. Por otro lado, la disminución de la producción en la industria del acero (alrededor del 27%) afectó directamente la producción en aquellos sectores que dependen de ésta materia prima.

El futuro energético a corto-mediano plazo

En la tabla siguiente se presentan valores de nueva generación para los años 2008, 2009 y 2010.

Grupo	Año	Potencia	Potencia Acumulado
Modelados por CAM MESA			
Ciclos Combinados San Martín y Belgrano	Ingreso Turbinas de Gas	2008	1000
	Cierre en Ciclo Combinado	2009	600
EPEC Generacion	Ingreso Turbinas de Gas Pilar	2008	320
	Cierre en Ciclo Combinado	2008	1920
	Turbina de Gas Sudoeste	2008	115
Yacretá	Aumento Cota 80	2007	150
	Aumento Cota 83	2009	360
No Modelados por CAM MESA			
TG3 Laval	2008	16	2561
C.H Caracoles	2009	120	2681
Villa Gesell	2009	50	2731
Mar del Plata	2009	110	2841
CC Energía del Sur	2009	67	2908
Termoandes	2008-2009	203	3111
CC Loma La Plata	2008-2009	190	3301
CC CTGüemes	2008-2009	200	3501
CC Pluspetrol	2009-2010	120	3621
Atucha II	2010	745	4366
CC Dolavon	2010	400	4766
INCREMENTO DE GENERACION TOTAL POR AÑO	2008	1601	
	2009	1900	
	2010	1265	
Oferta Privada = Oferta Energía Plus			
Petrobras Energía en Genelba	2008	160	160
Pampa Holding en CTGüemes	2008	98	258
Albanesi	2008	120	378
	2009	24	402
Ingentis	2009	550	952
Pampa Holding en Loma La Plata	2009	185	1137
INCREMENTO DE OFERTA TOTAL POR AÑO	2008	378	
	2009	759	

Tabla

1: Perspectiva de incremento de generación eléctrica en el periodo 2007-2010

Fuente: Jornada de Análisis Resolución 1281/06 Ing. Néstor Luis Novelli

Se estima actualmente que en forma aproximada el incremento de generación para el 2008 será de 1,5 GW, para el 2009 de 1,9 GW y para el 2010 de 1,26 GW, con lo cual se llegaría a un valor acumulado de incremento de generación en el 2010 de

4,76 GW. Por otro lado la oferta privada incrementaría la generación en 378 MW durante el 2008 y en 759 MW durante el 2009, alcanzando un valor acumulado de 1,13 GW, oferta que sería destinada a cubrir la demanda de Energía Plus.

En la figura siguiente se presenta la generación prevista durante el periodo 2007-2015, con la planificación actual y una evolución de la demanda con una tasa de incremento de 1.000 MW por año, a modo de comparación. En este gráfico no se incluye la oferta privada. Se observa que en condiciones de año seco no se llegaría a cubrir ni aún la potencia máxima para la demanda proyectada, mientras que en condiciones de año húmedo solo se llegaría a cubrir dicha demanda más una reserva, que debe tener el sistema de 1,5 GW, en el período entre el 2008 y 2011. Por lo tanto, las condiciones de déficit seguirían en tanto y en cuanto no se planifiquen nuevas obras, a mediano y largo plazo, tanto en el Sistema Eléctrico como en el aumento de la capacidad de transporte de Gas Natural.

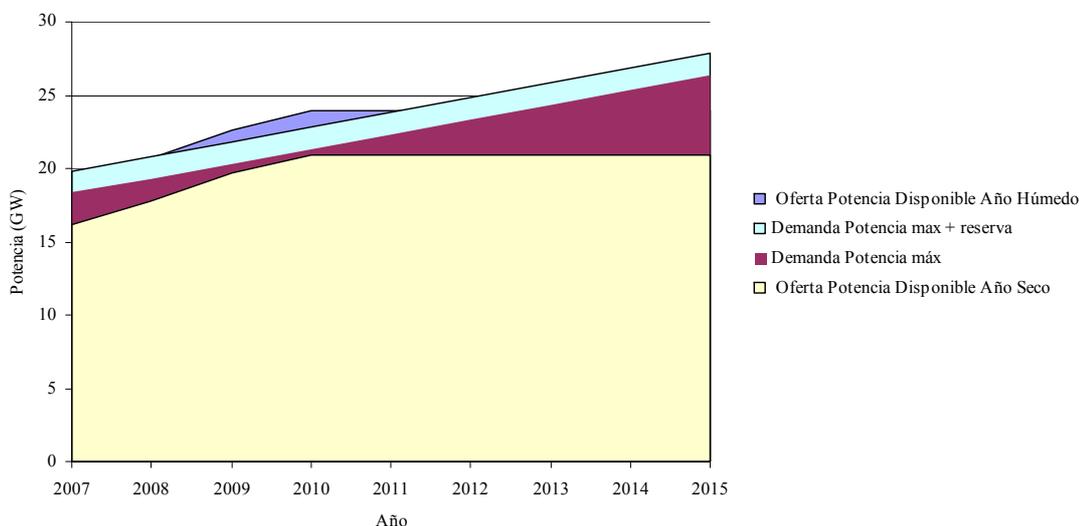


Figura 1: Estimación de la generación y demanda de potencia en GW prevista para el periodo 2007-2015.

Fuente: Elaboración propia en base de datos de la Jornada de Análisis de la Resolución 1281/06.

Recientemente se ha lanzado el plan “Energía Delivery”, (Clarín, 2007), el cual pretende cubrir la demanda para el verano en las zonas más críticas, instalando usinas y “barcazas” que generarán entre 350 y 500 MW. A continuación se detallan las zonas y sus correspondientes incrementos de generación:

NOROESTE ARGENTINO

- 20 MW en Catamarca
- 20 MW en La Rioja
- 20 MW en Añatuya, Santiago del Estero

NORESTE ARGENTINO

- 30 MW en Formosa
- 20 MW en Sáenz Peña
- 15 MW en J. J. Castelli

PROVINCIA DE CORDOBA

- 20 MW en Isla Verde, Sur de la Pcia.

PROVINCIA DE BUENOS AIRES

- 20 MW en Junín
- 20 MW en Pehuajó
- 15 MW San Clemente
- Entre 50 y 100 MW provistos por Barcazas para las principales ciudades de la Costa.

II - SITUACION DE LA INDUSTRIA FRENTE A LA COGENERACION

Hacia mediados del siglo XX en las industrias de nuestro País era predominante la tendencia hacia la autogeneración o cogeneración continúa, 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. La instalación de las industrias en general se determinaba por cercanías a grupos urbanos, proximidad a ríos/lagos, así como proximidad al suministro de materia prima y/o de ventajas fiscales. Por estas razones muchas de ellas debieron establecerse en lugares donde el servicio eléctrico no existía. En un contexto donde la electricidad y los combustibles eran caros, escasos y de disponibilidad poco segura, el suministro eléctrico se solucionaba en base a la cogeneración y/o autogeneración, resultando sumamente conveniente, por su independencia de un sistema eléctrico central inestable y poco

confiable. El combustible usado por la industria y la generación eléctrica era principalmente fuel oil, el cual debía ser importado en forma parcial, Sosa et al., 2000.

Posteriormente el Proyecto “Sustitución de combustibles líquidos por gas natural”, de la Empresa Nacional Gas del Estado, incrementó sustancialmente la participación del gas natural en el balance energético nacional, con una considerable reducción de gastos operativos, de emisiones pululantes y facilidad operativa, evitando el almacenaje.

Hasta el año 1992 la actividad eléctrica en el País era un monopolio estatal, siendo tanto los precios como las inversiones dependientes del gobierno. Con el nuevo Marco Regulatorio Eléctrico, Ley Federal 24.065, introducido en ese año, se abrió la actividad eléctrica a la iniciativa privada, estableciéndose 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 tomaba las medidas adecuadas para poner las mismas en condiciones de competitividad necesarias, incluidos *reacondicionamientos*, *repotenciones* a ciclos combinados, y nuevas unidades de ciclos combinados. Esto condujo a una notable mejora de la eficiencia, calidad del servicio y de la potencia instalada en condiciones de operar. La puesta en marcha de nuevas unidades hidroeléctricas, el costo de la electricidad del sistema en nuestro País se redujo en forma drástica hasta valores poco usuales en otros Países del mundo. En efecto, el promedio ponderado de la electricidad es de 84 Euros / MWh, mientras que en Argentina el valor monómico arroja valores del orden de 82 Pesos / MWh, o sea aproximadamente cuatro veces menor. (Sosa et al., 2006)

Como consecuencia de un suministro eléctrico de calidad, bajo costo y totalmente confiable, las industrias tendieron a abandonar la auto- y cogeneración y a que su demanda energética fuera suministrada por la red, permaneciendo en las condiciones anteriores solo las pocas industrias no conectadas al sistema. Las industrias pasaron a sistemas energéticos monopropósito (generación de vapor en calderas convencionales y suministro eléctrico por red) con una gran ineficiencia en el sistema de conversión, virtualmente desdeñando el URE, Uso Racional de la Energía. En estos sistemas, 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 en la de 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.

La falta de desarrollo sustentable en el sector industrial, el peligro de desabastecimiento de la demanda eléctrica obliga a revisar el marco regulatorio para poder garantizar el suministro a mediano y largo plazo. El precio de los combustibles está sujeto a cambios, dependiendo del precio internacional del petróleo del gas por cuenca, de la disponibilidad del transporte de gas, de la temperatura y de otros factores, tales como subsidios al sector por parte del gobierno. Factores externos al mercado, como ser el régimen de precipitaciones pluviales en regiones productoras de energía hidroeléctrica modifican por otro lado la capacidad de generación. La actual crisis energética debido a la falta de inversión en el sector durante un largo periodo, el precio de venta de combustibles en el extranjero que favorece su exportación, el aumento de la demanda energética por parte tanto del sector industrial como del residencial, propician un escenario, donde cualquier tipo de generación energética extra es bienvenida.

La cogeneración, si bien no constituye la solución total del problema, es una medida de aplicación inmediata que contribuye a la misma reduciendo significativamente el consumo de recursos, priorizando el concepto del URE. En Argentina la cogeneración no alcanza actualmente el nivel de desarrollo deseable. El uso racional de los recursos primarios en los procesos de conversión se impone como un primer concepto cuya necesidad de aplicación resulta imperiosa. La producción energética debe priorizar el mínimo consumo de recursos y la mínima afectación del medio ambiente.

La crisis del presente año conjuntamente con la reducción de suministro a la industria y las restricciones al uso de gas natural han revertido la situación en el sector, dado que ya no cuentan con un suministro confiable. Las industrias de producción continua han debido incorporar grupos electrógenos de todo tipo para evitar paros de proceso y los que no han podido han debido adecuar la producción a los cortes programados. Actualmente varias industrias exportan sus productos por la ventaja del cambio monetario; por lo tanto la falta de cumplimiento de contratos trae aparejado multas y/o pérdida de mercados internacionales. Ante este escenario muchas industrias del sector han vuelto a analizar la idea de generar su propia energía, ya sea para satisfacer sus demandas totales, las de E-Plus o bien para generar excedentes para insertar en el mercado MEM.

La factibilidad de implementación de sistemas de cogeneración depende de una cantidad de factores genéricos y 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. (Sosa et al., 2000). Una industria demandante de ambos vectores energéticos, electricidad y calor, tiene potencialmente la posibilidad de constituirse en un agente cogenerador, presentando un requerimiento de combustible menor que la suma de los consumos de procesos monopropósito produciendo la misma cantidad y calidad de electricidad y calor.

Industrias tales como, papeleras, refinerías de petróleo, petroquímicas, ingenios azucareros, alimenticias, etc. pertenecen a esta categoría. Resulta sin embargo imprescindible la demanda calórica in situ o en las proximidades, dado la limitada transportabilidad del vector térmico. La producción de electricidad puede no ser utilizada in situ, si existe la infraestructura de transporte y/o distribución para la inserción en caso de existir excedentes, o de donde pudieran ser tomados los faltantes si los hubiera. La existencia de un usuario demandante de calor es la condición necesaria e indispensable para la existencia de un proyecto de cogeneración, como indican Sosa et al. (2004). Por ejemplo, tomando el caso de la industria petroquímica de la empresa REPSOL-YPF ubicada en el CIE - Complejo Industrial Ensenada, Ensenada, Pcia de Buenos Aires, con una demanda de vapor sobrecalentado de alta presión para usos energéticos, en el que la producción del vapor, de mas de 200 toneladas/hora, se hace en su casi totalidad mediante calderas convencionales que degradan mas del 60% de la energía que insumen. Si la misma calidad y cantidad de vapor se generara en una instalación de cogeneración con turbinas de gas y calderas de recuperación de tecnologías actuales, sería posible la producción de alrededor de 150 000 kW de energía eléctrica

con una eficiencia ideal del 100%, y si esta producción sustituyera la misma cantidad de generación convencional actual, se ahorrarían más de 100 millones de metros cúbicos de gas natural por año, y se reduciría la emisión de CO₂ en unas 150 000 toneladas por año. Para el total del complejo de Ensenada, el potencial sería el señalado multiplicado por un factor de aproximadamente 2.5. (Sosa y Fushimi, 2000).

Potencial físico de la Cogeneración en Argentina

La cogeneración es una de las formas de URE que reduce el consumo del recurso energético, combustible, en proporciones elevadas. El potencial físico de cogeneración en Argentina está directamente relacionado con el caudal de consumo de gas natural del sector industrial derivado de su caudal de consumo, Fushimi et al., (2005).

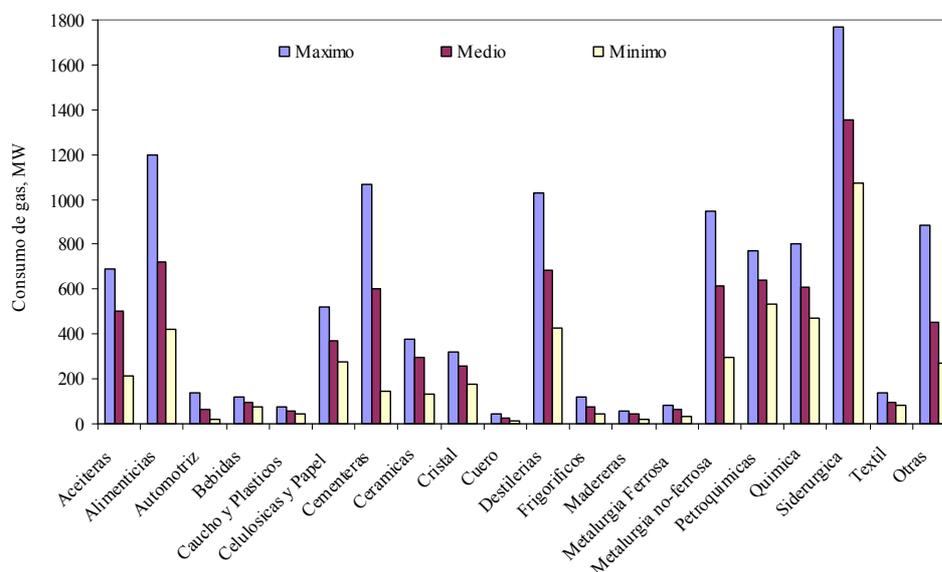


Figura 2: Consumo de gas de la industria por sectores.

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. Esto, sumado a la relativamente amplia disponibilidad de gas natural que la Industria ha gozado hasta hace poco tiempo, haría termodinámicamente posible que el sector pudiera cogenerar electricidad en una cantidad mayor a la de su propio consumo, transformándolo de comprador a vendedor. En la figura anterior se presentan valores de consumo de gas en MW para diferentes tipos de industrias. Como se observa las industrias con mayor consumo de gas generalmente tienen una gran demanda de energía térmica, siendo factible de ser consideradas como industrias potencialmente cogeneradoras, a saber:

- Aceiteras
- Alimenticias
- Celulositas y papel
- Cementeras
- Destilerías
- Petroquímicas
- Químicas

El valor medio del consumo resultó de 851503 Dm³/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, y que solo el factor X del 50% ofrece condiciones técnicas para su suministro vía instalación de cogeneración con un factor energético Sk de 0,70, el potencial en valores absolutos sería de unos 3,8 GW teóricos, (2736 GWh/mes).

Potencia, MW	3 771
Generación mensual, GWh	2 736
Aporte cogeneración, %	36%
Total, GWh/mes	10 215

Tabla 2: Valores a futuro por aporte de la cogeneración

En la figura siguiente se indican valores promedio de la potencia generada por los diferentes sectores de la industria, tomando como base el consumo de gas de Fig. 2, lo cual conduciría en promedio a un potencial físico de cogeneración de 3,8 GW.

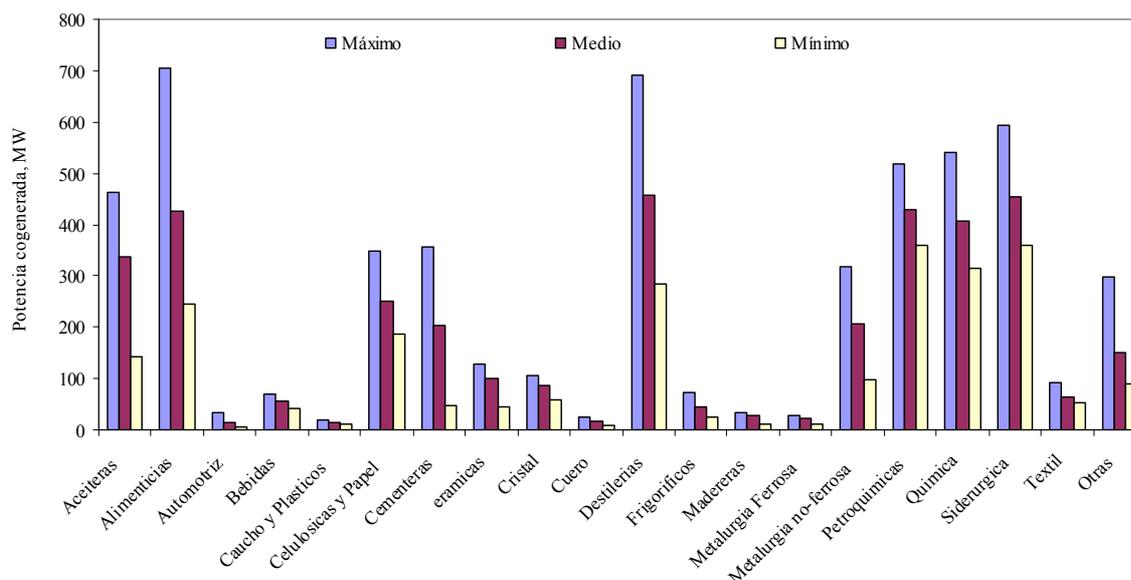


Figura 3: Estimación del Potencial cogenerado por la industria por sectores.

Para una generación mensual media de 7.500 GWh en el MEM, el potencial teórico de aporte del sector industrial es elevado y resulta del 36%, 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. Este porcentaje es elevado, del orden de países como Holanda y Dinamarca que han superado el 40%.

III - ENERGÍA PLUS

El servicio de Energía Plus (CMMESA, 2006), surge en un marco de crisis energética en la Republica Argentina, donde en los últimos años ha tenido un crecimiento económico con el consecuente aumento de la demanda de energía, tanto eléctrica como térmica, en el sector industrial y residencial. Su objetivo principal es contar con la disponibilidad de la generación adicional de los agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores, y que dicha oferta se realice a partir de la publicación de la mencionada resolución y se integren al MEM inyectando su “Energía Plus”.

Se presentan a continuación los conceptos principales del servicio de Energía Plus, servicio que fue publicado en la Resolución 1281/06 de la Secretaría de Energía en Octubre de 2006, determinando nuevas condiciones de abastecimiento para el sistema eléctrico argentino.

Prioridad de abastecimiento

La Resolución 1281/06 como primera premisa da prioridad a la demanda residencial ante todos los agentes consumidores del Mercado Eléctrico Mayorista MEM y el Mercado Spot. Determina que toda la energía que no se ha contratado hasta la fecha de publicación de la mencionada resolución proveniente de generadores hidroeléctricos y generación térmica que no cuenten con combustible propio, será destinada a abastecer la demanda residencial y el sobrante será destinado a consumidores con demandas mayores a los 300 kW.

Cuando el sistema no pueda responder a la demanda solicitada, tendrán prioridad los residenciales, luego aquellos usuarios que cuenten con *respaldo físico* y sistema de medición, y por último los usuarios que no cuenten con contratos de respaldo físico, denominado *Respaldo físico* a los contratos de abastecimiento, disponibilidad de potencia y Energía Plus (contratos del MEM). En dichos contratos la parte compradora, tendrá disponibilidad de potencia y energía. El vendedor tendrá obligación de abastecer la demanda contratada, ya sea por sus propios medios de generación o por compra de generación tercera para cubrir dicha demanda. En caso de que exista un déficit en el sistema, quienes posean estos contratos tendrán disponibilidad sobre las maquinas de los generadores para adquirir la energía contratada. Por lo tanto el respaldo físico es la “seguridad” que se le brinda al comprador de que no se quedará sin energía.

Habilitación para demandar

El Marco Regulatorio (CMMESA, 1992) define a los *Grandes Usuarios* (GU) como aquellas empresas que poseen una gran demanda de energía eléctrica, mayor a los 100 kW. Luego estos los divide en Grandes Usuarios Mayores, Menores y Particulares, GUMA, GUME y GUPA respectivamente. Los GUMA tienen una demanda mayor a 1 MW, los GUME consumen entre 0,3 y 1 MW y los GUPA poseen una demanda entre 0,1 y 0,3 MW. Por otro lado, los clientes de Distribuidores con grandes demandas son llamados como GUDI. Los demandantes de “Energía Plus” serán los Grandes Usuarios con un consumo superior a 300 kW (0,3 MW).

- Gran Usuario Mayor (GUMA)
- Gran Usuario Menor (GUME)
- Gran Usuario cliente de Distribuidor (GUDI)

Demanda Base

Fija la demanda del Año 2005 como la “DEMANDA BASE” para los GUMAs, GUMEs Y GUDIs y establece que ningún GU del MEM puede cambiar de categoría.

Por lo tanto, a partir del 2006 los demandantes deberán cubrir el excedente de energía con contratos de “Energía Plus”, que solo pueden ser abastecidos por los agentes ya mencionados, siempre y cuando no cuenten con subsidios del Estado, es decir que cuenten con combustible propio. En el caso de que no cubran dicha demanda excedente a la Demanda Base, deberán pagar los sobrecostos de contratar dicha potencia por parte de CAMESA.

IV - PANORAMA PARA POTENCIALES COGENERADORES

Mercado favorable

El hecho de que las empresas que superen la Demanda Base deban pagar sobrecostos, mejora el ámbito de negocios para quienes oferten Energía Plus. Hoy en día no se cuenta con dicha oferta, teniendo en cuenta que solo pueden ofertar este servicio, los Agentes Generadores que vendan su energía a partir de la fecha de la mencionada resolución (1° de Noviembre de 2006), y que además no estén provistos por combustibles subvencionados por el Estado, o sea solo pueden ofertar energía plus la generación privada, ya sea proveniente de excedentes o generación nueva. Esto significa que durante los próximos años habrá una gran demanda de “Energía Plus” que podrá ser cubierta en gran parte por Agentes Cogeneradores.

También las empresas están sujetas a los cortes y restricciones programados por CAMESA (2006) ante las situaciones de déficit, cuenten o no con contratos de respaldo físico. Deberán cortar el suministro y parar su producción con las consecuencias económicas desfavorables mencionadas.

La nueva regulación no implica que el Marco Regulatorio haya cambiado las condiciones de operación de los Cogeneradores. De hecho una empresa no puede inscribirse como cogeneradora sino que debe inscribirse como autogenerador, mas allá de que desde el punto de vista técnico la misma esté cogenerando, aspecto considerado en otros trabajos (Sosa y Fushimi, 2004). La regulación no fomenta directamente la cogeneración, es desalentadora, pero la posibilidad de ofertar en un mercado con una gran demanda, es un incentivo para las empresas que cuenten con esa posibilidad.

Por otro lado, toda empresa potencialmente Cogeneradora, que hoy en día compra su demanda de energía eléctrica, tiene las problemáticas mencionadas con respecto a los sobrecostos y cortes programados. Por lo tanto las empresas que decidan Cogenerar podrán “escapar” a la problemática del sistema eléctrico (no así de la situación del GN) y obtener un beneficio por comercialización del excedente ofertado en el servicio de Energía Plus.

Resumiendo estas empresas podrán obtener los siguientes beneficios:

- Tendrán ganancias de los excedentes vendidos en los contratos de EP
- No deberán pagar sobrecostos por demanda excedente a la Demanda Base
- No tendrán que parar la producción por cortes programados.
- Reducirán sus costos por la implementación de la Cogeneración.
- Obtendrán una reducción de la emisión de gases de efecto invernadero, frente a la generación térmica y eléctrica equivalente a través de instalaciones monopropósito.

Cogenerador desde el punto de vista legal

Hoy en día una empresa que quiera cogenerar para su propio abastecimiento, tanto térmico como eléctrico, deberá inscribirse en el MEM como AUTOGENERADOR, de acuerdo a las definiciones y disposiciones de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMESA, 1992), ya que define al AUTOGENERADOR como aquel agente que produce energía eléctrica como producto secundario, siendo su producción principal la de bienes y/o servicios.

El Marco Regulatorio define al COGENERADOR como aquel agente que se dedica generar conjuntamente energías térmica y eléctrica para su posterior comercialización, es decir que su única actividad debe ser la de abastecer de energía a otras empresas y no la de abastecerse a sí mismo para su producción industrial. Al inscribirse como Autogenerador no se obtienen los beneficios de un Cogenerador, sobre todo ante la declaración de los costos específicos de operación. Aunque los Cogeneradores no obtienen ningún beneficio frente a los Generadores, en realidad se los trata como Generadores cuando el fin de la cogeneración no debe ser el negocio principal de ninguna empresa (salvo las de ciclo combinado), sino una utilización racional de los recursos y disminución de emisión de gases contaminantes. Es lógico que la empresa deba obtener un beneficio económico a través de la misma y para eso es necesario que quienes tienen la responsabilidad de administrar los recursos tomen manos en el asunto para que pueda ser llevada adelante, brindándole beneficios a quienes utilicen los recursos de manera eficiente. No debiera valorarse de igual forma a quien *cuida* los recursos primarios que a quien los *derrocha*.

Desde este punto de vista debería actuarse rápidamente para realizar los cambios necesarios para que tratar legal- y regulatoriamente al COGENERADOR adecuadamente y reconocer su ahorro de recursos primarios, más aun en épocas de crisis, cuando más se necesita la utilización racional de los recursos, que por otra parte están en vía de extinción. Es aquí donde entran en juego las energías alternativas que deben comenzar a ocupar su lugar en nuestro País como lo han hecho en los países desarrollados. Los sistemas de cogeneración también pueden ser implementados en energías alternativas como ser aprovechamiento de biomasa para la producción de biogás.

CONCLUSIONES

Es claro que la crisis energética se ha “instalado” con fuerza en nuestro País. Es necesario que aprendamos a convivir con ella mientras se planeen las medidas pertinentes. Se debe tomar conciencia de que las reservas de recursos fósiles se están agotando y deben ser cuidados al máximo, reservándolos por ejemplo para la industria petroquímica. Es decir no se precisan tomar medidas para “tapar” la crisis con soluciones que en el futuro se lamentarán y que generarán una crisis mucho peor de la actual.

La cogeneración y las energías alternativas juegan un rol importantísimo en la búsqueda de soluciones que generen un progreso a largo plazo, sin degradar la energía y con un saldo mínimo de impactos sobre el medioambiente. Se deben impulsar estas tecnologías de conversión. La crisis energética hará virar a muchas empresas hacia tecnologías que le permitan independizarse y tener la seguridad de suministro energético continuo, asegurando que “la producción no se detendrá”, factor importantísimo a la hora de competir en el mercado.

La cogeneración, si bien no constituye la solución total del problema, es una medida de aplicación inmediata que contribuye a la misma reduciendo significativamente el consumo de recursos, priorizando el concepto del URE. En Argentina la cogeneración no alcanza actualmente el nivel de desarrollo deseable. El uso racional de los recursos primarios en los procesos de conversión se impone como un primer concepto cuya necesidad de aplicación resulta imperiosa. La producción energética debe priorizar el mínimo consumo de recursos y la mínima afectación del medio ambiente. El potencial teórico de aporte del sector industrial es elevado, del 36%, del orden de países como Holanda y Dinamarca que han superado el 40%.

La regulación debería incorporar la figura del cogenerador industrial, brindándole beneficios tanto desde el punto de vista legal- como económico. La Energía Plus surge en un marco de crisis energética en la República Argentina, con un crecimiento económico, aumento de la demanda de energía, tanto eléctrica como térmica, en el sector industrial y residencial, siendo su objetivo principal contar con la disponibilidad de la generación adicional de los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores. La regulación de la Energía Plus no fomenta directamente la cogeneración, es desalentadora, pero la posibilidad de ofertar en un mercado con una gran demanda, es un incentivo para las empresas que cuenten con esa posibilidad.

REFERENCIAS

- CAMMESA, (1992). Los Procedimientos, Anexo 12: Autogeneradores y Cogeneradores.
- CAMMESA, (2006). Los Procedimientos, Normativa 2006, Resolución Secretaría de Energía 1281/06, Anexo I: Servicio de Energía Plus, Anexo II: “Determinación de la Demanda Base”, Nota N° 1374/06: “Criterios para la Implementación de la Resolución SE N° 1281/06”.
- Clarín (2007). Lanzan el Plan Energía Delivery para evitar la crisis en el verano, publicado en Clarín.com con fecha 05/09/2007, <http://www.clarin.com/diario/2007/09/05/elpais/p-01801.htm>.
- 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.
- Novelli, N. (2007). Situación del Mercado Eléctrico Mayorista. Aplicación de la Resolución 1281/06. Sistema de Energía Plus. Evolución Prevista del Mercado. Seminario organizado por FAI Fundación Arturo Illia, Instituto de la Energía y la Infraestructura el 18/07/07.
- 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, pp. 07.01-07.06., ISSN 0329-5184, ASADIT- Argentina,
- 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, pp. 07.07-07.12, ISSN 0329-5184, ASADIT- Argentina.
- 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, pp. 07.01- 07.06, ASADIT- Argentina.

ABSTRACT

This paper presents a review of the energetic situation of our country, particularly analyzing the Energy Plus regulation that affects the energetic supply of the industrial sector, at a time that this sector presents recuperation recovers and increases its electric demand. The necessity to implement technologies that valorize energetic conversion resources becomes imperious. Cogeneration is analyzed looking forward to help to confront the current crisis, with an eye toward a near future with few investments in the generation supply sector. The theoretical physical potential of cogeneration in our country is high, reaching a maximum value of 36%, if the present gas consume is considered as a index of it. Energy Plus regulation is analyzed as a way to make feasible cogeneration projects.

Keywords: cogeneration, Energy Plus, energetic crisis, physical potential of cogeneration.