

USO DEL GAS NATURAL COMO COMBUSTIBLE COMPLEMENTARIO EN SISTEMAS BIG GT PARA LA COGENERACIÓN EN EL SECTOR DE AZÚCAR Y ALCOHOL

Felipe Raúl Ponce Arrieta

Electo Silva Lora

Escola Federal de Engenharia de Itajubá (EFEI), Núcleo de Estudos de Sistemas Térmicos (NEST), Av. BPS, 1303 Cx. P. 50, 37500-000, Itajubá-MG-Brasil. E-mail: aponce@iem.efei.br

Resumen

A partir del análisis de la integración de bloques de sistemas BIG GT (*Biomass Integrated Gasifier Gas Turbine*) a centrales azucareros de 150, 300, y 800 tc/h de capacidad de molienda usando diferentes razones de gas natural y bagazo, se calculan las cantidades de energía eléctrica generada y su costo, mostrándose que los costos más bajos de generación eléctrica se tienen cuando no se realizan inversiones para reducir el consumo de vapor del proceso. Al final se realizan algunas consideraciones de carácter medioambiental, alertándose sobre el impacto que pudiera tener sobre el costo de generación de la electricidad el uso de combustibles fósiles, cuando se aplican penalidades mediante una eco-tasa de 100 US\$/tcarbono emitido. La aplicación de eco-tasas para reducir la emisión de carbono a la atmósfera puede hacer inviable proyectos de generación de energía eléctrica con combustibles fósiles.

Palabras claves: Cogeneration, BIG GT, Sugarcane Industry, Natural gas, Economy.

1. INTRODUCCIÓN

La construcción de centrales termoeléctricas utilizando gas natural como combustible incrementarán en 9,4 mil MW la capacidad de generación de energía eléctrica para todo Brasil hasta el año 2003 (EFEI Energy News, 2000). Esto permite apreciar el contexto favorable en que se encuentra estudiar las posibilidades de explotación de diferentes recursos energéticos para la generación de electricidad. Más, cuando estos tienen un origen renovable.

Con la distribución comercial del gas natural traído desde Bolivia se pueden generar cantidades considerables de energía eléctrica para distribución en el sector energético brasileño; y en particular en el Estado de São Paulo, una vez que se emplee como combustible complementario para la generación de energía eléctrica en plantas BIG GT integradas a centrales azucareros.

A continuación se presenta un estudio donde, a partir del análisis de la integración de bloques de sistemas BIG GT a centrales azucareros de 150, 300, y 800 tc/h de capacidad de molienda usando diferentes razones de gas natural y bagazo, se calculan las cantidades de energía eléctrica generada y su costo. Al final se realizan algunas consideraciones de carácter medio ambiental, alertándose sobre el impacto que pudiera tener sobre el costo de generación de la electricidad el uso de combustibles fósiles, cuando se aplican penalidades mediante eco-tasas.

2. INTEGRACIÓN DEL SISTEMA BIG GT CON EL CENTRAL AZUCARERO

Dos criterios deben seguirse para la implementación de sistemas BIG GT en el sector de azúcar y alcohol: (i) reducción del consumo de vapor en el proceso de fabricación de azúcar, con la intención de que el consumo de vapor que pueda ser entregado por el sistema BIG GT sea suficiente para cubrir la demanda de calor del proceso, (ii) operar la planta un alto número de horas por año para reducir los costos y mejorar la viabilidad financiera de la implementación de estos sistemas. El segundo criterio está relacionado con la disponibilidad de biomasa en el central. Con el uso del gas natural como combustible complementario se evita la importación de biomasa de otras fábricas de azúcar y se disminuyen los costos específicos de inversión por concepto de economía de escala (los sistemas de manipulación y secado del bagazo, gasificación y limpieza de gases pueden ser de un tamaño menor). Una vez que se mezclan el gas natural y el gas obtenido de la gasificación de la biomasa, se aumenta el poder calorífico (con relación al gas de biomasa) del gas alimentado como combustible a la cámara de combustión de la turbina a gas (TG), lo que disminuye (en flujo másico) el consumo de combustible. Las partes del sistema BIG GT que presentan una reducción de su costo específico son las enmarcadas en el volumen de control "A" de la figura 1.

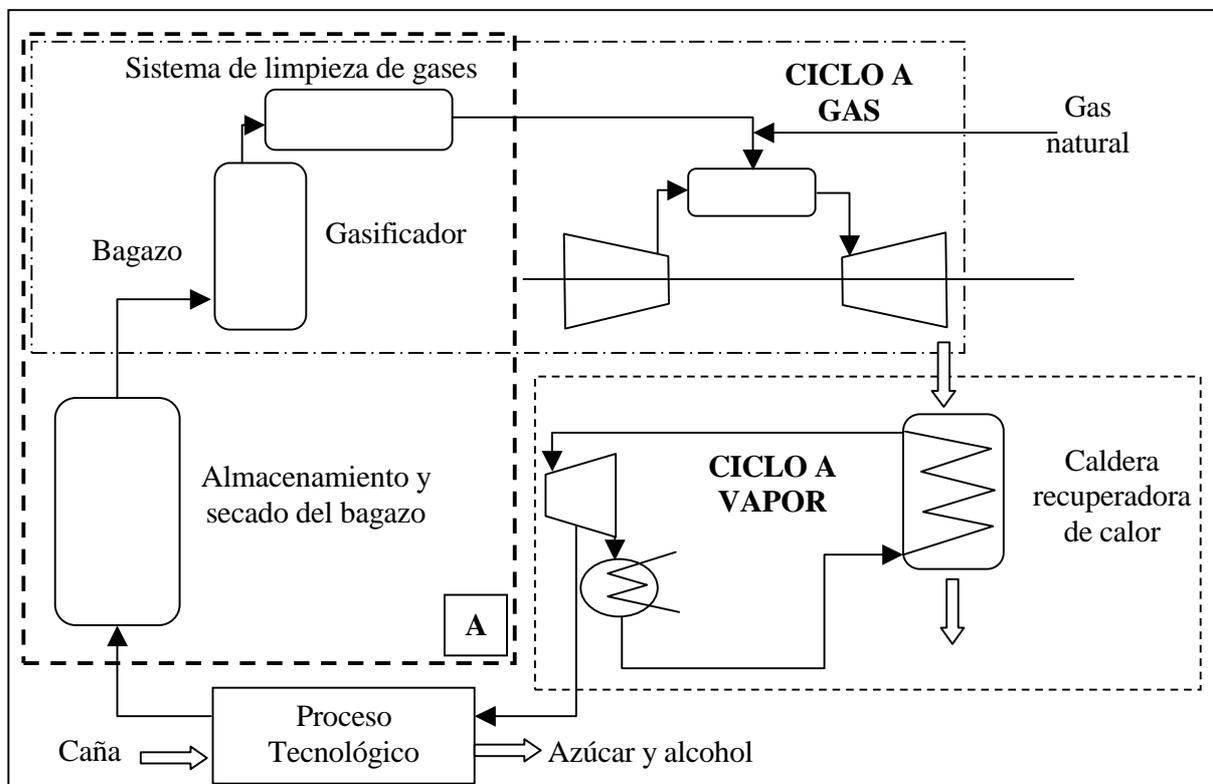


Figura 1. Esquema simplificado de un bloque BIG GT integrado a un central azucarero usando gas natural como combustible complementario, destacando las parte del sistema que se reducen en capacidad.

3. SUPOSICIONES

Para el sector de azúcar y alcohol del Estado de São Paulo tres capacidades de molida promedio: 150, 300 y 800 tc/h respectivamente, fueron sugeridas por COPERSUCAR para estudios de cogeneración (Lamónica, 1998).

Adicionalmente fueron considerados para los sistemas existentes: (i) reducción en el consumo de vapor de proceso desde 500 kgv/tc hasta 340 kgv/tc y 280 kgv/tc; (ii) 30 % de bagazo en caña, (iii) 18 kWh/tc de consumo de potencia en accionamientos mecánicos con un 45 % de eficiencia; (iv) 78 % de eficiencia en las calderas (a 2,1 MPa y 320 °C) y 100 °C en la temperatura del agua de alimentación; (v) 75 % de eficiencia isentrópica en la expansión de la turbina de vapor con 95 % de eficiencia en el generador eléctrico y (vi) el consumo de vapor saturado en el proceso se realiza a una presión de 0,15 MPa manométricos.

La integración pretende maximizar la generación de energía eléctrica en cada una de las capacidades señaladas. Diferentes números de bloques de sistemas BIG GT son instalados según sea la capacidad de molida: uno para 150 tc/h, dos para 300 tc/h y tres para 800 tc/h. La concepción de varios bloques de 25 – 30 MW para obtener una generación de electricidad de 60 y 90 MW respectivamente, brinda una mayor flexibilidad y confiabilidad en la operación global del sistema al evitar una parada en la operación del mismo por problemas en algunos de los bloques independientes. Las suposiciones adoptadas para cada bloque son las que siguen:

- Fue considerado solamente el sistema BIG GT basado en la gasificación atmosférica con aire;
- Los resultados de la gasificación (composición del gas a la salida del gasificador y su temperatura) son basados en la simulación realizada por Souza-Santos (1999), suponiendo al bagazo de caña como el combustible alimentado;
- Para la limpieza del gas fue asumido un sistema de baja temperatura compuesto por filtros de manga y lavadores de gas (scrubers);
- Antes del lavado del gas, una serie de intercambiadores de calor, es usada para recuperar parte de la energía sensible del gas crudo (o sucio); calentando el gas limpio (hasta 450 °C) antes de su inyección en la cámara de combustión de la TG.

En la tabla 1 son presentados el análisis elemental del bagazo, la composición del gas de síntesis sucio y limpio (Caso I), del gas natural y de la mezcla de ambos en distintas proporciones. La mezcla del Caso II sigue el criterio de alcanzar un valor mínimo tal, en el poder calorífico del combustible de la TG, que evite modificaciones en el diseño de la misma. El valor del Poder Calorífico Inferior (PCI) utilizado en el Caso III pretende verificar tendencias tanto en el comportamiento de la máquina como del bloque BIG GT.

Tabla 1. Análisis elemental del bagazo, composición del gas de síntesis sucio y limpio, gas natural y ambos últimos mezclados en distintas proporciones.

Bagazo % en peso – base seca		Composición volumétrica (% mol)					
		Elemento	Gas de síntesis		Gas Natural ^(b)	Razón de mezcla kg _{gas limpio} /kg _{gas natural}	
			Sucio ^(a)	Limpio ^(a) Caso I		0,21 Caso II	0,52 Caso III
Carbono	44,8	H ₂	9,898	11,251	0,000	8,520	6,280
Oxígeno	39,5	CO	14,476	16,456	0,000	12,470	9,920
Hidrógeno	5,4	CO ₂	14,791	16,814	0,800	12,930	9,740
Nitrógeno	0,4	CH ₄	3,314	8,314	91,800	28,320	44,840
Azufre	0,0	CH _x	0,563	0,640	6,700	2,090	3,290
Ceniza	9,8	H ₂ O	14,779	3,215	0,000	2,430	1,790
PCI _{base seca} , MJ/kg	16,7	N ₂	38,100	43,310	1,420	32,240	24,870
		Otros	0,079	-	-	-	-
PCI _{50% humedad} , MJ/kg	8,0	PCI, kJ/kg		5839	47996	13067	20110

(a) Las composiciones del gas sucio y limpio fueron tomadas de Souza-Santos (1999).

(b) Tomado de COMGAS (2000).

Cada bloque está compuesto por una TG ABBGT10, máquina industrial capaz de producir 24,6 MWe de potencia cuando es quemado gas natural en las condiciones ISO. Para predecir la operación de la TG a 25 °C (temperatura que se puede considerar como media anual para el Estado de São Paulo) un procedimiento *off-design* es requerido. Un código computacional es usado para este propósito, usando la solución correspondiente a la operación de la TG con gas natural como referencia.

El gas de escape de la TG es usado para la generación de vapor en una caldera recuperadora de calor (CRC). La temperatura del vapor es función tanto de la temperatura del gas de escape de la TG como del *approach* de temperatura especificado (25 K) para la CRC. La generación de vapor es maximizada por la restricción impuesta de un pinch point límite de 15 K.

Los costos de inversión son evaluados a partir de la información presentada por Faaij et al., (1997) para una planta BIG GT de capacidad similar. El costo de inversión instalado, una vez que ya existen “n” plantas, fue estimado en 1703 US\$(1997)/kW. La reducción de los costos de inversión por disminución de la capacidad en los sistema de manipulación y secado del bagazo, gasificación y limpieza de gases; fue estimada utilizando un coeficiente de escala de 0,7. Los costos de inversión por auxiliares, instalación, ingeniería, contingencias, etc., llegan al monto de 21,7 MMUS\$ (1997).

Los costos de inversión para reducir los consumos de vapor en proceso fueron estimados por la ecuación (1), obtenida a partir de datos de Ogden et al., (1990) y COPERSUCAR, (1998):

$$\text{US\$} = 0,3004(\text{tc} / \text{h})^2 - 402,87(\text{tc} / \text{h}) + 103439 \quad (1)$$

El costo de la electricidad generada es calculado por la ecuación 2 (Horlock, 1997):

$$\text{Ce} = \beta\text{C} + \text{M} + (\text{OM}) \quad (2)$$

Donde $\beta = 0,127$ es el factor de capitalización, calculado para una tasa de interés del 12 % y una vida útil de 25 años; C es el costo de inversión (US\$); M es el costo anual por consumo de combustible y OM es el costo anual de operación y mantenimiento. El precio del bagazo fue considerado cero al ser un residuo del propio central, al que además, se le entrega gratis tanto el calor como la electricidad necesarios para el proceso de fabricación de azúcar. Para el gas natural se tomó un precio de 0,02 US\$/kg, equivalente a 1,94 US\$/MBtu. Los costos anuales en operación y mantenimiento fueron calculados a partir de la electricidad producida a razón de 8 US\$/kWh.

4. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.

El comportamiento de la TG al usar un gas de bajo poder calorífico se caracteriza por la operación del compresor a una relación de presiones (RP) mayor que la del punto de proyecto (Tabla 2, Caso I). Cuando en la simulación se trata de alcanzar una temperatura de entrada a la turbina (TIT) igual a la que se tiene cuando se opera con gas natural en las condiciones ISO; para una rotación constante en el eje de la máquina, se reducirá el flujo de aire en el compresor, elevando la RP según el mapa de operación compresor. En la simulación se restringe el aumento de la RP hasta un 90 % de la RP de surge. Por esto último la TIT con gas de bajo PCI es menor que con gas natural en las condiciones ISO, en la medida que se aumenta el PCI del gas la TIT, RP, la temperatura de salida (TOT) y el flujo de gases que salen de la máquina tienden a alcanzar los valores reportados por los fabricantes. El comportamiento de la TG incide en la generación de potencia que se puede tener en el ciclo a vapor, y a su vez en la potencia neta entregada por cada bloque BIG GT y la eficiencia térmica del mismo. La eficiencia de la TG disminuye cuando aumenta el valor del PCI del combustible (Tabla 2).

Tabla 2. Resultados generales de la simulación por bloque BIG GT CC operando tanto sin uso de gas natural como con éste en diferentes proporciones de mezcla con el gas de síntesis obtenido a partir de la gasificación del bagazo de caña.

	Caso I	Caso II	Caso III
Flujos de combustible:			
Biomasa (con 50 % de humedad), kg/s	8,56	5,58	1,97
Biomasa (con 20 % de humedad), kg/s	5,35	2,24	1,23
Gas de síntesis sucio, kg/s	11,11	4,64	2,55
Gas de síntesis limpio, kg/s	10,99	4,10	2,13
Gas natural, kg/s	0,00	0,86	1,11
Razón Gas Natural/Bagazo, $\text{kg}_{\text{gas natural}}/\text{kg}_{\text{bagazo}}$	0,00	0,21	0,52
Operación de la turbina a gas:			
Flujo de gas combustible, kg/s	10,99	5,07	3,23
PCI, kJ/kg	5,84	13,07	20,11
Relación de presión	15,07	14,20	13,88
Temperatura de entrada a la turbina (TIT), K	1370,00	1440,33	1441,19
Temperatura de salida de la turbina (TOT), K	763,83	802,46	802,43
Potencia eléctrica neta generada, MW	24,82	23,65	22,41
Flujo de gas combustible a la salida, kg/s	85,42	79,51	77,67
Eficiencia neta, %	38,68	35,67	34,52
Operación del ciclo a vapor^(a):			
Flujo de vapor generado (a 6,7 MPa), kg/s	11,86	11,83	11,62
Temperatura de salida del vapor, K	738,83	777,46	777,43
Potencia bruta del ciclo sin extracción, MW	9,99	9,70	9,40
Extracción de vapor (a 0,25 MPa y 400 K), kg/s	11,45	11,43	11,22
Potencia bruta del ciclo con extracción, MW	6,09	5,82	5,63
Operación de la planta BIG GT CC en modo de cogeneración^(b):			
Potencia eléctrica bruta, MW	30,91	29,47	28,05
Consumo de potencia auxiliar, MW	5,26	2,59	1,72
Potencia eléctrica neta, MW	25,65	26,88	26,33
Potencia térmica, MW	28,95	28,88	28,36
Razón de potencia térmica Gas natural/Bagazo ^(c)	0,00	1,24	3,08
Eficiencia (I Ley, base PCI, Bagazo–Gas natural)	67,47	74,89	73,94
Eficiencia (I Ley, base PCS, Bagazo–Gas natural)	79,56	85,29	83,15
Operación de la planta BIG GT CC sin cogeneración:			
Potencia eléctrica bruta, MW	34,80	33,35	31,86
Potencia eléctrica neta, MW	29,54	30,76	30,15
Potencia térmica, MW	0,00	0,00	0,00
Eficiencia (I Ley, base PCI, Bagazo–Gas natural)	36,51	41,32	40,76
Eficiencia (I Ley, base PCS, Bagazo–Gas natural)	43,05	47,06	45,84

(a) Los gases a la salida de la caldera recuperadora se encuentran en todos los casos a una temperatura del orden de los 475 ± 2 K.

(b) Se interpreta modo de cogeneración cuando se realiza una extracción de vapor en la turbina a vapor para ceder calor en el proceso de fabricación de azúcar. En todos los casos se consideró un máximo del 95 % del vapor que entra a la máquina.

(c) Se refiere a la cantidad de energía (base PCI) que entra a la planta tanto con el gas natural como con el bagazo.

La potencia neta del bloque al operarse la TG con un gas de PCI 13,07 MJ/kg aumenta por que la TOT es mayor y aumenta la temperatura del vapor generado en la caldera y a su vez la potencia generada en el ciclo de vapor. Sin contar que adicionalmente hay una notable reducción en el consumo de potencia de los auxiliares del bloque generador con tecnología BIG GT. Al aumentar el PCI (20,11 MJ/kg), como TOT permanece prácticamente constante y hay una reducción en el flujo de gas que sale de la TG, se genera menos vapor que con 13 MJ/kg; con una menor potencia de salida de la planta pues la disminución en la potencia generada en el ciclo a vapor y en la TG son mayores que la disminución en los consumos de potencia de los auxiliares.

En la tabla 3 se presentan los resultados generales de la integración de bloques BIG GT con centrales azucareros de distintas capacidades para varios consumos específicos de vapor en proceso y con diferentes razones de potencia térmica gas natural / bagazo. En la figura 2 se presenta la variación del costo de la electricidad generada para distintas capacidades según el consumo de vapor que se tenga en el proceso. Las conclusiones que se obtienen son las siguientes:

- Los menores costos de generación de electricidad se tienen cuando no se reduce el consumo de vapor de proceso y se consume más cantidad de gas natural.
- Para un determinado consumo de vapor en proceso los costos son menores cuando aumenta la capacidad de molida del central (mayor números de bloques generadores BIG GT y más electricidad generada) y cuando aumenta el consumo de gas natural.
- Los costos hasta aquí son competitivos dentro del contexto actual del sector eléctrico brasileño.

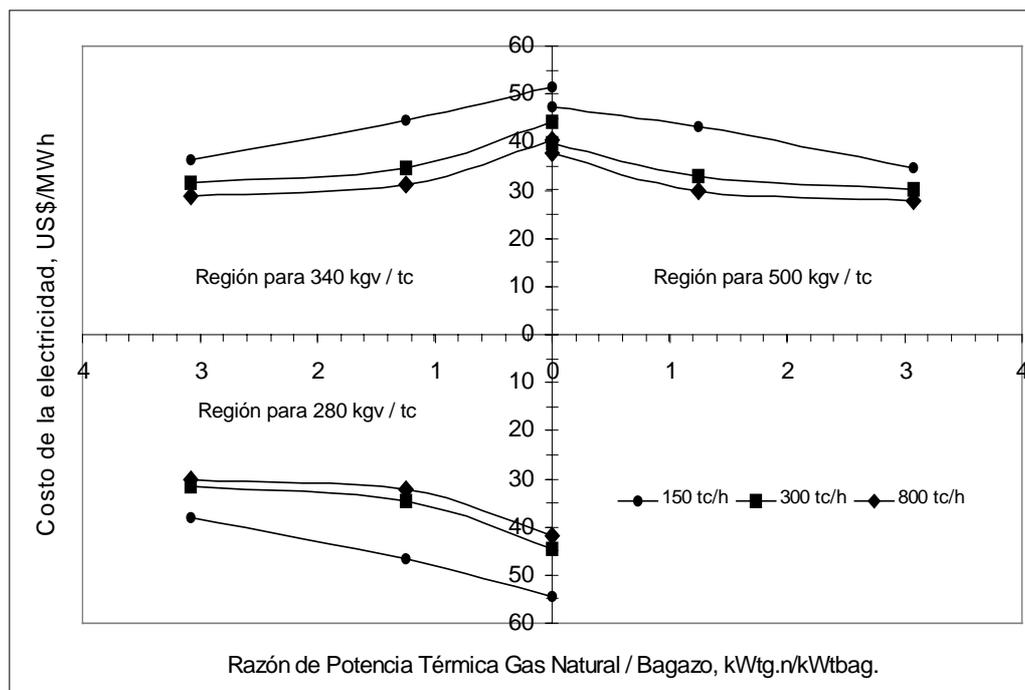


Figura 2. Variación del costo de la electricidad generada para distintas capacidades según el consumo de vapor que se tenga en el proceso.

5. CONSIDERACIONES DE CARÁCTER MEDIOAMBIENTAL.

Actualmente se estudia la aplicación de eco-tasas para reducir las emisiones de carbono a la atmósfera. Según lo que se ha propuesto en varios modelos, estas se encuentran entre 100 y 400 US\$/carbono emitido (Hinostroza, 1996). En la figura 3 se puede apreciar el incremento en el costo de la electricidad generada por el concepto de penalización a través de eco-tasas en la generación de electricidad con combustibles fósiles, en particular, con gas natural.

Tabla 3. Resultados de la integración de la planta BIG GT CC con centrales azucareros de distintas capacidades, para varios consumos específicos de vapor en proceso y con diferentes razones Gas natural/Bagazo de potencia térmica (todos los dólares son referenciados para el año 1997).

Capacidad de molida, tc/h	150	150	150	300	300	300	800	800	800
Consumo específico de vapor en proceso, kg/tc	500	340	280	500	340	280	500	340	280
Caso I – Razón de potencia térmica Gas natural/Bagazo = 0,00									
Horas de operación de la planta BIG GT CC usando bagazo y/o gas natural, h/año	5021	6617	7192	5021	6633	7238	6554	7446	7446
Horas de operación de la planta BIG GT CC usando solo gas natural, h/año	2425	829	254	2425	813	208	892	0	0
Consumo de bagazo en la planta BIG GT CC fuera de zafra, t/año	-595	48588	66331	-1190	98189	135458	139991	222430	222430
Potencia eléctrica a la red distribuidora en zafra, MW	21,99	20,33	19,70	44,0	40,7	39,4	64,1	63,1	64,1
Potencia eléctrica a la red distribuidora fuera zafra, MW	29,54	29,54	29,54	59,1	59,1	59,1	88,6	88,6	88,6
Potencia eléctrica a la red distribuidora fuera zafra solo con gas natural, MW	32,41	32,41	32,41	64,8	64,8	64,8	97,2	0,00	0,00
Costo por combustible (considerando bagazo con costo cero), MMUS\$/año	0,21	0,07	0,02	0,42	0,14	0,04	0,23	0,00	0,00
Costo de inversión para reducir el consumo de vapor en proceso, MMUS\$	0,00	1,73	3,17	0,00	3,45	6,35	0,00	9,20	16,92
Costo de inversión total en la planta BIG GT CC, MMUS\$	56,40	56,40	56,40	90,99	90,99	90,99	125,60	125,60	125,60
Costo de la electricidad, US\$/MWh	47,18	51,54	54,52	39,82	42,64	44,40	37,86	40,36	41,89
Caso II – Razón de potencia térmica Gas natural/Bagazo = 1,24									
Horas de operación de la planta BIG GT CC usando bagazo y/o gas natural, h/año	7446	7446	7446	7446	7446	7446	7446	7446	7446
Horas de operación de la planta BIG GT CC usando solo gas natural, h/año	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Consumo de bagazo en la planta BIG GT CC fuera de zafra, t/año	48332	48332	48332	62017	62017	62017	93026	93026	93026
Potencia eléctrica a la red distribuidora en zafra, MW	23,38	23,95	24,14	49,5	50,7	51,2	81,9	84,9	85,9
Potencia eléctrica a la red distribuidora fuera zafra, MW	30,76	30,76	30,76	61,5	61,5	61,5	92,3	92,3	92,3
Potencia eléctrica a la red distribuidora fuera zafra solo con gas natural, MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Costo por combustible (considerando bagazo con costo cero), MMUS\$/año	0,38	0,38	0,38	0,76	0,76	0,76	1,14	1,14	1,14
Costo de inversión para reducir el consumo de vapor en proceso, MMUS\$	0,00	1,73	3,17	0,00	3,45	6,35	0,00	9,20	16,92
Costo de inversión total en la planta BIG GT CC, MMUS\$	49,81	49,81	49,81	72,26	72,26	72,26	99,73	99,73	99,73
Costo de la electricidad, US\$/MWh	43,10	44,71	46,47	33,08	33,80	34,57	29,77	31,03	32,32
Caso III – Razón de potencia térmica Gas natural/Bagazo = 3,08									
Horas de operación de la planta BIG GT CC usando bagazo y/o gas natural, h/año	7446	7446	7446	7446	7446	7446	7446	7446	7446
Horas de operación de la planta BIG GT CC usando solo gas natural, h/año	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Consumo de bagazo en la planta BIG GT CC fuera de zafra, t/año	17063	17063	17063	34127	34127	34127	51190	51190	51190
Potencia eléctrica a la red distribuidora en zafra, MW	27,12	27,70	27,90	54,2	55,4	55,9	86,3	89,5	90,7
Potencia eléctrica a la red distribuidora fuera zafra, MW	30,15	30,15	30,15	60,3	60,3	60,3	90,5	90,5	90,5
Potencia eléctrica a la red distribuidora fuera zafra solo con gas natural, MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Costo por combustible (considerando bagazo con costo cero), MMUS\$/año	0,49	0,49	0,49	0,98	0,98	0,98	1,48	1,48	1,48
Costo de inversión para reducir el consumo de vapor en proceso, MMUS\$	0,00	1,73	3,17	0,00	3,45	6,35	0,00	9,20	16,92
Costo de inversión total en la planta BIG GT CC, MMUS\$	40,06	40,06	40,06	64,64	64,64	64,64	89,22	89,22	89,22
Costo de la electricidad, US\$/MWh	34,77	36,44	38,17	30,05	30,78	31,52	27,69	28,97	30,25

Los valores de incremento en el costo de la electricidad generada con la aplicación de eco-tasas fueron obtenidos con un coeficiente de emisión de CO₂ de 49,7 tcarbono/TJ, reportado por Hinostroza (1996) para gas natural; a partir las relaciones de consumo de combustible que se presentan para cada caso en la tabla 1. Los resultados presentados en la figura 3 corresponden a un consumo de vapor en proceso de 280 kgv/tc y una eco-tasa de 100 US\$/tcarbono emitido.

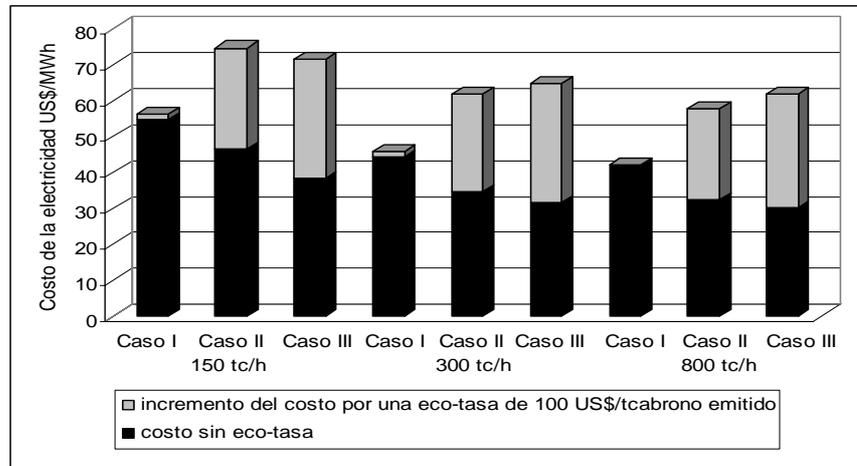


Figura 3. Incremento en el costo de la electricidad generada por el concepto de penalización a través de eco-tasas en la generación de electricidad con combustibles fósiles.

Estos resultados alertan que se pueden inviabilizar proyectos de generación de energía eléctrica cuando eco-tasas de altos valores son aplicadas para evitar la emisión de carbono por el uso de combustibles fósiles. Aspecto que se observa con mayor sensibilidad en centrales azucareros de baja capacidad.

6. AGRADECIMIENTOS.

Los autores, bolsistas del programa de Ingeniería de Energía y del Petróleo, agradecen a la Agencia Nacional del Petróleo (ANP) de Brasil por el apoyo brindado. A Ricardo Carrasco Carpio por disponibilizar la ecuación obtenida para estimar el costo de inversión para reducir el consumo de vapor en el proceso. Al profesor de la Universidad Estatal de Campinas UNICAMP, Brasil, Arnaldo Cesar da Silva Walter por la modelación de la TG ABBGT10.

7. REFERENCIAS

- COMGAS, 2000, <http://www.comgas.com.br/gascom.htm>.
- COPERSUCAR, 1998, “Projeto BRA/96/G31: Geração de energia por biomassa; bagaço de cana de açúcar e resíduos”, Informativo do Centro de Tecnologia COPERSUCAR, junho.
- EFEI Energy News, 2000 “Térmicas somarão 9,4 GW até 2003”, Ano 1, N 42, edição 000103, Janeiro.
- Hinostroza, M. S., 1996, “Avaliação dos impactos macroeconômicos quanto a implementação de uma eco-tax no Brasil”, Dissertação de Mestrado, UNICAMP, julho.
- Horlock, J. H., 1997, “Cogeneration – Combined Heat and Power (CHP)”, Krieger Publishing Company, Malabar, Florida, USA.
- Lamónica, H. M., 1998, Comunicación personal, Centro de Tecnología COPERSUCAR, julio.
- Ogden J. M., Hochgreb, S. and Hylton, M., 1990, “Steam economy and cogeneration in sugar cane factories”, International Sugar Journal, Vol. 92, No. 1099, pp. 131-140.
- Souza-Santos, M. L. , 1999, “A feasibility study of an alternative power generation system based on biomass gasification/gas turbine concept”, Fuel, No 78, pp. 529-538.