

Turbinas a gas

Tecnología competitiva en el Mercado Eléctrico Colombiano

Miguel Capella Castro *, David Vásquez Santos **

Resumen

En este artículo se presentan las nuevas tecnologías para generación térmica actualmente instaladas en Colombia, y se hace énfasis en su eficiencia. Para ello se abordan, primero, las condiciones de mercado bajo las cuales compiten los generadores en Colombia y, de esta manera, las causas que obligan a los generadores térmicos a ser eficientes. El propósito es llamar la atención sobre el hecho de que si bien es cierto que las plantas térmicas pueden ser muy competitivas, las condiciones que les ofrece el mercado actual no son las más favorables, teniendo en cuenta que el potencial hidráulico instalado en el país es suficiente para cubrir el total de la demanda nacional.

Palabras claves: Turbina, ciclo, eficiencia, recuperador de calor generador de vapor.

Abstract

The purpose of this paper is to show the new technologies for thermal power generation currently installed in Colombia making emphasis on its efficiency. First we approach the market conditions under which power generating plants compete in Colombia and the reasons that force thermal power plants to be efficient. Although it is sure that the thermal power plants could be very competitive, the conditions offered by the current market are not the most favorable, keeping in mind that the hydraulic potential installed in the country is enough to cover the total national demand.

Key words: Turbine, cycle, efficiency, heat recovery steam generator (HRSG).

Fecha de recepción: 13 de marzo de 2000

INTRODUCCIÓN

En 1992, el fenómeno del Pacífico, mejor conocido como fenómeno de «El Niño», permitió poner al descubierto la vulnerabilidad del sistema eléctrico colombiano instalado en aquel entonces al motivar un racionamiento de energía que alcanzó la cifra del 13.8% [1] de la

* Ingeniero Mecánico, Universidad del Norte, 1976. Docente de las asignaturas Plantas Térmicas del Departamento de Ingeniería Mecánica, y Generación Térmica, del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad del Norte. Miembro del subcomité de plantas térmicas del Consejo Nacional de Operación. Central Termoeléctrica Las Flores. Vía 40N° 85-555. (e-mail: mcapella@termoflores.com.co)

** Ingeniero Mecánico, Universidad del Norte, 1999.

demanda nacional. Después de esa estremecedora experiencia, el país aprendió una lección que le obligó a reestructurar su sector eléctrico, con el fin de modificar el papel del Estado, mejorar su eficiencia, introducir competencia y vincular capital privado. Como resultado de ésta reforma nació el Mercado de Energía Mayorista (MEM), que opera a través de contratos bilaterales y de la bolsa de energía.

El MEM exige condiciones que obligan a los generadores a ser competitivos y, por ende, eficientes, lo que ha estimulado el ingreso a nuestro país, y en especial a nuestra región, de tecnologías líderes a nivel mundial en generación térmica, que tienen la difícil misión de competir no sólo entre ellas sino contra la tradicional y económica generación hidráulica.

Este artículo presenta, en primera instancia, los aspectos relacionados con la estructura del Mercado de Energía Mayorista, con objeto de darle a conocer al lector el marco bajo el que se desarrolla esta competencia y que obliga a los generadores térmicos a ser eficientes y productivos. Posteriormente se expondrán las principales tecnologías para generación térmica que han sido instaladas en los últimos años en Colombia, particularmente en la Costa Atlántica.

MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO

Hasta 1995, el suministro de energía

eléctrica en Colombia fue exclusividad del Estado. De un esquema en el que el Estado proveía un servicio a un determinado costo, el sector se ha movido hacia la competición entre generadores que suministran su energía a un mercado de precios libremente acordados.

La principal razón que impulsó la reestructuración del sector eléctrico se debió a la gran dependencia del sistema de generación a la disponibilidad de agua, debido a que el ciclo hidrológico natural, de grandes excedentes en invierno y déficit importante en verano, así como comportamientos inusuales en el clima, como el fenómeno de «El Niño», tenían un abrumador impacto en la capacidad de producción de energía del país.

Los principales objetivos de esta reestructuración fueron: modificar el papel del Estado para dejarle sólo funciones de dirección, regulación, control y vigilancia; mejorar la capacidad del sector en cuanto a confiabilidad, calidad, precios y cobertura; introducir competencia, vincular capital privado y garantizar la seguridad del suministro en el largo plazo [2].

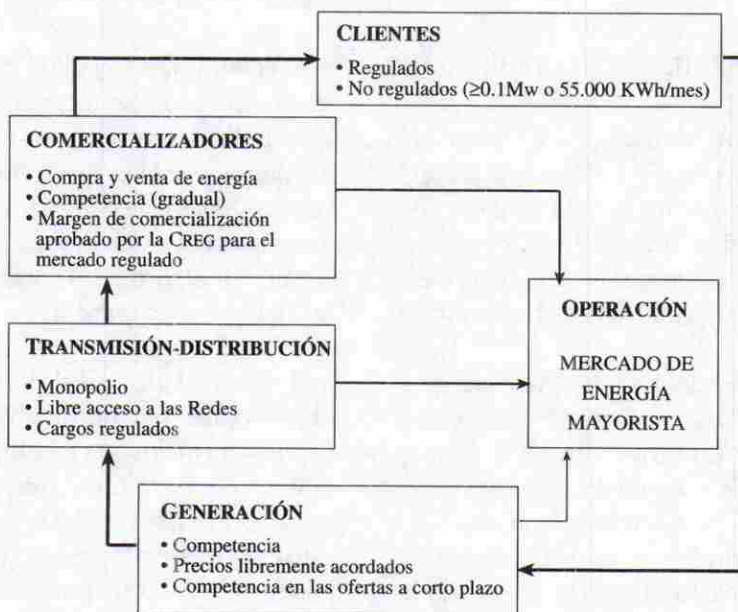
Las entidades encargadas de llevar a cabo dicha reestructuración han sido el Ministerio de Minas y Energía y la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), soportados por la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios –Ley 142– y por la Ley Eléctrica –Ley 143– de 1994. Estas leyes crearon el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, que es un

conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, para realizar contratos de energía a largo plazo y en bolsa sobre cantidades y precios definidos.

La nueva estructura incluye la Bolsa de Energía y el Sistema de Intercambios Comerciales (SIC), que trabajan conjuntamente con el nuevo mercado mayorista.

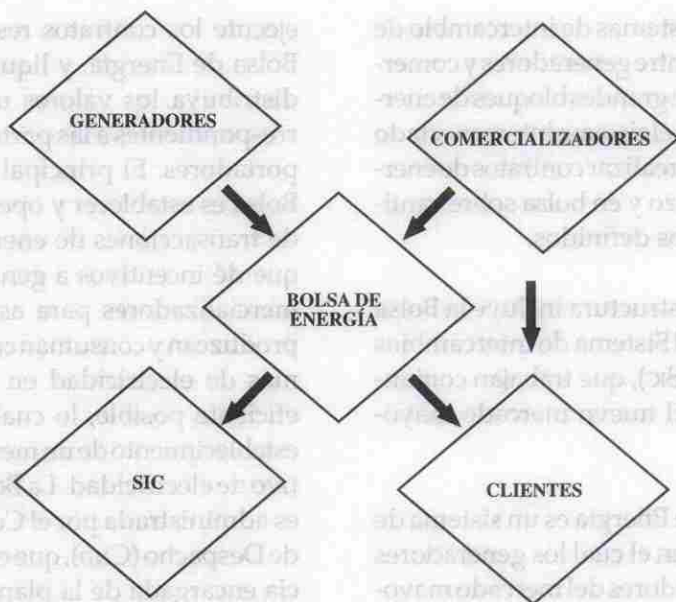
La Bolsa de Energía es un sistema de información, en el cual los generadores y comercializadores del mercado mayorista ejecutan actos de intercambio de ofertas y demandas de energía, hora a hora, para que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales

ejecute los contratos resultantes en la Bolsa de Energía, y liquide, recaude y distribuya los valores monetarios correspondientes a las partes y a los transportadores. El principal objetivo de la Bolsa es establecer y operar un sistema de transacciones de energía en bloque que dé incentivos a generadores y comercializadores para asegurar que se produzcan y consuman cantidades óptimas de electricidad en la forma más eficiente posible, lo cual facilita así el establecimiento de un mercado competitivo de electricidad. La Bolsa de Energía es administrada por el Centro Nacional de Despacho (CND), que es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) [3].



Fuente: ISA.

Figura 1
Estructura del Mercado Eléctrico Colombiano



Fuente: ISA.

Figura 2

Macroprocesos del negocio de la generación y comercialización de energía en el MEM

PARQUE TÉRMICO COLOMBIANO

El principal problema que enfrentan las centrales térmicas en Colombia es el hecho de que la capacidad instalada en generación hidráulica, 8496 MW, es suficiente para abastecer el total de la demanda del país, 7500 MW en horas pico.

Considerando que el costo para generar un kW térmico es casi tres veces superior al necesario para generar un kW hidráulico y que las condiciones hidrológicas en Colombia son medianamente abundantes en un promedio de tres a cinco años, mientras no aparezca en el Pacífico el fenómeno de «El Niño», la demanda de energía actual, y

proyectada hasta el 2003 aproximadamente, puede abastecerse con la energía diaria almacenada en los embalses del país; y por lo tanto, la energía térmica tiene bajas probabilidades de ser utilizada, excepto en algunos meses de verano dentro de los largos períodos húmedos mencionados.

Por otro lado, a fin de atender sus necesidades de combustible, los generadores térmicos se ven obligados a establecer contratos de suministro y transporte de gas natural del tipo *Take or Pay*, esto es, «Tome o Pague» y garantizar al proveedor y al transportador un consumo mínimo anual del 70 y 80%, respectivamente, de la capacidad que sea con-

tratada en firme. Esto significa que el gas hay que pagarlo aunque las centrales térmicas no sean despachadas, por lo que el combustible se ha convertido en un costo fijo. La principal razón que obliga a los generadores térmicos a establecer este tipo de contratación es el hecho de que la capacidad de transporte de la red de gasoductos instalada en el país no es suficiente para satisfacer la demanda nacional de gas natural, de modo que los generadores térmicos deben asegurar el suministro de combustible contratando por anticipado.

Aunque las centrales de generación, térmicas e hidráulicas, tienen derecho al pago de lo que se denomina Cargo por Capacidad –por parte del Sistema Interconectado–, éste no ofrece estabilidad en los ingresos de los generadores térmicos que realmente ofrecen firmeza al sistema eléctrico.

Estos factores hacen difícil la sostenibilidad del negocio para los genera-

dores térmicos, dada la baja oportunidad de generación que tienen en condiciones normales de hidrología.

Evolución y futuro del parque eléctrico colombiano

La tabla 1 presenta el crecimiento que ha experimentado el parque eléctrico instalado en Colombia. Si se tiene en cuenta que en su gran mayoría la nueva generación es térmica, se observa una reducción de la vulnerabilidad del sistema ante la variable hidrológica, el cual logró una composición del parque instalado, a finales de 1999, de 67% hidráulica y 33% térmica.

Los nuevos proyectos de generación de energía considerados por la Unidad de Planeamiento Minero Energético (UPME) para el período 1999-2003, que al momento de escribir este artículo se encontraban algunos en fase de prueba y otros en fase de construcción, se presentan en la tabla 2. Estos representan

Tabla 1
Capacidad efectiva bruta del Sistema Interconectado Nacional

TIPO	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998*	1999
Capacidad efectiva hidráulica a dic./31 (MW)	6,757	7,658	7,863	7,838	8,016	8,101	8,148	7,892
Capacidad efectiva térmica a dic./31 (MW)	1,770	2,184	2,256	2,264	2,623	3,116	3,935	3,703
<i>Total Capacidad efectiva a dic./31 (MW)</i>	8,527	9,842	10,119	10,102	10,639	11,217	12,083	11,595

Fuente: ISA. *A partir de 1998 la capacidad efectiva es neta.

569 nuevos MW térmicos y 1108 nuevos MW hidráulicos que incrementarán el

parque instalado, a junio de 1999, de 12215 a 13892 MW en el 2003.

Tabla 2

Proyectos considerados por la Unidad de Planeamiento Minero-Energética (UPME) en el Plan de Expansión de Generación 1999-2004

CENTRAL	CAPACIDAD	OBSERVACIONES
Candelaria (T)	300 MW	Operará dos turbinas a gas en ciclo simple, con capacidad nominal de 150 MW cada una. La primera entrará en operación comercial en mayo y la segunda en junio de 2000.
Centro (T)	100 MW adicionales	Opera actualmente dos turbinas a gas, con capacidad nominal de 100 MW cada una, en ciclo simple. El proyecto instalará un ciclo combinado con estas dos unidades para generar 100 MW adicionales con una turbina de vapor. El ciclo combinado entrará en operación comercial en noviembre de 2000.
Sierra (T)	169 MW adicionales	Opera actualmente dos turbinas a gas, con capacidad nominal de 160 MW cada una, en ciclo simple. El proyecto instalará un ciclo combinado con estas dos unidades para generar 169 MW adicionales con una turbina de vapor. El ciclo combinado entrará en operación comercial en noviembre de 2000.
Urrá (H)	340 MW	Operará cuatro turbinas tipo Francis, con capacidad de 85 MW cada una. Las cuatro turbinas entrarán en operación comercial en febrero, abril, mayo y junio de 2000.
Porce II (H)	393 MW	Operará tres turbinas tipo Francis, con capacidad de 131 MW cada una. Las tres turbinas entrarán en operación comercial en abril, julio y agosto de 2001.
La Miel (H)	375 MW	Operará tres turbinas tipo Francis, con capacidad de 125 MW cada una. Las tres turbinas entrarán en operación comercial en enero, abril, y julio de 2002.

Fuente. UPME. (T) Central Térmica, (H) Central Hidroeléctrica.

Desarrollo del parque térmico de la Costa Atlántica

Cuando llegó el «apagón» de 1992, la capacidad de generación de energía de la Costa Atlántica se limitaba a lo entregado por Termo Barranquilla, Termo Cartagena y Termo Guajira, centrales térmicas estatales, que por el abandono que habían sufrido en los años anteriores, no se encontraban ni al 50% de su capacidad y ofrecían, además, una confiabilidad muy baja [4].

Hoy en día, la realidad es muy diferente. En 1993 se instaló en Barranquilla, en un tiempo récord a nivel mundial de cinco meses, la primera turbina a gas de gran capacidad que se montaba en Colombia por iniciativa privada, la unidad Flores 1, que inicialmente operó en ciclo simple para generar 100 MW, y actualmente entrega 150 MW en ciclo combinado. A ésta le siguieron las unidades Flores 2 y Flores 3, que con tecnología Westinghouse generan 100 y 150 MW, respectivamente, ambas en ciclo simple.

Así mismo, la modernización de Termo Barranquilla por parte de la empresa privada, con tecnología ABB, llevó a esta central a disponer de una capacidad nominal instalada de 872 MW, de los cuales 750 son generados por las siete turbinas, cinco a gas y dos a vapor, que conforman el ciclo combinado más grande de Latinoamérica.

Las unidades Proeléctrica 1 y Proeléctrica 2, que operando en ciclo STIG (*steam*

injected gas turbine system) generan 45 MW nominales cada una, utilizando tecnología General Electric, y las unidades Candelaria 1 y Candelaria 2, de potencia nominal de 150 MW cada una, operando en ciclo simple con tecnología Westinghouse, complementan las nuevas tecnologías que han sido instaladas en la Costa Atlántica durante los últimos años.

Gracias a estas nuevas unidades, la Costa Atlántica cuenta con una capacidad de generación térmica instalada de 2.170 MW, que si se comparan con la demanda de la región en hora pico, 1.500 MW, permite asegurar que la posibilidad de sufrir un racionamiento, por razones hidrológicas, como el de 1992, es muy remota.

La tabla 3 presenta los resultados de las pruebas de capacidad neta y consumo térmico específico neto del parque térmico colombiano, y se resaltan en negrita las unidades instaladas en la Costa Atlántica. En esta tabla no está contenido el total del parque térmico colombiano, ya que al momento de realizar las pruebas algunas unidades, como Guajira 1, Tebsa 4 y Cartagena 2, no se encontraban disponibles.

Tabla 3
Eficiencias y capacidades del parque térmico colombiano 1999

UNIDAD	TIPO	CAPACIDAD NETA (Kw)	EFICIENCIA (%)	CONSUMO TÉRMICO ESPECÍFICO NETO (BTU/KWH)
Guajira 2	TVG	152,554	35.56	9,599
Cartagena 1	TVG	60,650	33.13	10,301
Barranca 1	TVG	10,569	33.00	10,341
Tebsa 3	TVG	60,390	32.80	10,404
Barranca 2	TVG	12,752	32.39	10,536
Barranca 3	TVG	53,759	29.05	11,747
Cartagena 3	TVG	66,020	27.74	12,304
Zipa 5	TVG	62,700	37.65	9,064
Paipa 4	TVG	155,665	36.08	9,459
Tasajero 1	TVG	155,258	35.92	9,502
Zipa 4	TVG	62,100	34.81	9,805
Zipa 2	TVG	34,500	34.34	9,938
Zipa 3	TVG	62,200	34.10	10,010
Paipa 3	TVG	68,648	30.78	11,089
Paipa 2	TVG	67,920	29.62	11,521
Paipa 1	TVG	28,553	29.42	11,600
Dorada 1	TGCS	51,732	35.85	9,519
Flores 3	TGCS	149,426	34.79	9,811
Meriléctrica 1	TGCS	159,870	34.40	9,921
Sierra 2	TGCS	144,227	34.28	9,955
Sierra 1	TGCS	142,754	34.07	10,019
Flores 2	TGCS	100,465	32.53	10,492
Barranca 5	TGCS	20,361	27.10	12,593
Barranca 4	TGCS	31,210	26.46	12,897
Palenque 3	TGCS	13,610	23.58	14,472
Valle 1	TGCC	201,815	50.56	6,751
Emcali 1	TGCC	230,745	50.35	6,779
Tebsa 750 (1)	TGCC	779,346	47.90	7,125
Tebsa 750 (2)	TGCC	720,622	47.85	7,133
Flores 1	TGCC	150,869	47.53	7,180
Proeléctrica 2	STIG	43,393	42.20	8,088
Proeléctrica 1	STIG	40,888	41.80	8,165

Fuente: Ingenieros Consultores Lee e Infante Ltda. TVG: Turbina de Vapor a Gas; Tvc: Turbina de Vapor a Carbón; Tgcs: Turbina a Gas en Ciclo Simple; Tgcc: Turbina a Gas en Ciclo Combinado; Stig: Ciclo STIG. Tebsa 750 (1) Con quemadores, Tebsa 750 (2) Sin quemadores.

TURBINAS A GAS EN CICLO SIMPLE

Principios generales

Las turbinas a gas operan bajo el ciclo Brayton, el cual, idealmente, consta de tres fases. En la primera se realiza trabajo para la compresión isentrópica de un fluido (aire) en un compresor; en la segunda se agrega calor al fluido a presión constante en una cámara de combustión; finalmente, el fluido caliente y comprimido es expandido isentrópicamente, hasta su presión inicial, en una turbina. Durante la fase de expansión, mucha de la energía impartida al fluido, para comprimirlo y calentarlo, es recuperada en forma de trabajo útil. Sin embargo, una parte importante de esta energía permanece en los gases de escape a una, relativamente, alta temperatura y baja presión, no siendo posible recuperarla más allá de la expansión en la turbina. En un ciclo simple, esa energía se pierde cuando los gases de escape de la turbina son descargados a la atmósfera [5].

En la figura 3 se observan el esquema del ciclo Brayton y las transformaciones que se presentan en la presión y temperatura del fluido de trabajo durante cada fase del ciclo.

Para aproximar la eficiencia del ciclo Brayton a la eficiencia termodinámica del ciclo de Carnot, es necesario elevar la temperatura de los gases a la entrada de la turbina (T_3). Sin embargo, al incrementar esta temperatura se corre el riesgo de provocar el rompimiento pre-

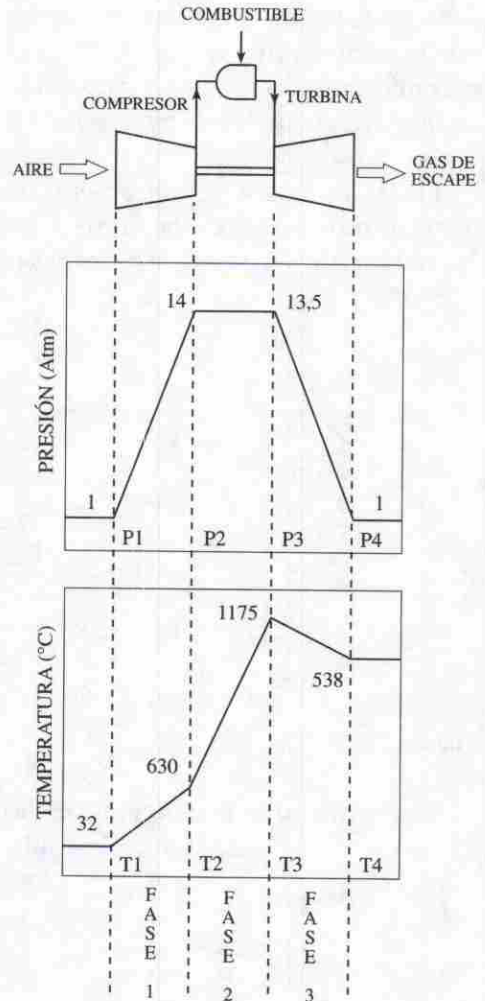


Figura 3
Esquema del ciclo Brayton y transformaciones del fluido de trabajo en cada fase del ciclo

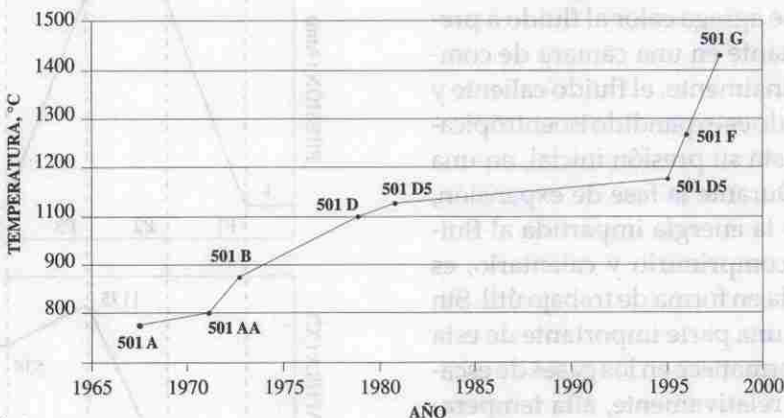
turo de los alabes y de inducir deformaciones en algunos componentes. A fin de garantizar la integridad y confiabilidad de las piezas ubicadas en el recorrido de los gases calientes, se han desarrollado materiales con propiedades

capaces de soportar condiciones extremas y sistemas de enfriamiento que han permitido un incremento considerable en la eficiencia de las turbinas a gas.

En las figuras 4 y 5 se observa la relación directa que existe entre el incremento en la temperatura de los gases

a la entrada del rotor y el crecimiento en la eficiencia de las turbinas a gas en ciclo simple y ciclo combinado a lo largo del tiempo.

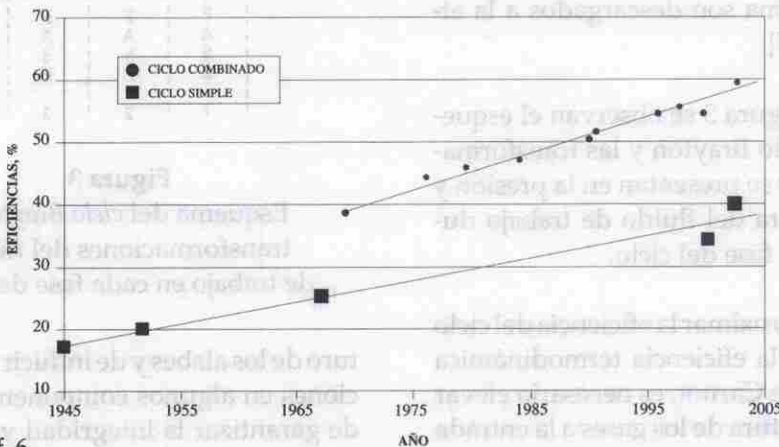
En cuanto al impacto ambiental, la principal preocupación que despiertan las turbinas a gas es la emisión de óxi-



Fuente: Ref. 6.

Figura 4

Incremento en la temperatura de entrada al rotor para la familia de turbinas 501 del fabricante Westinghouse Electric co.



Fuente: Ref. 6

Figura 5

Incremento en la eficiencia de las turbinas a gas en ciclo simple y ciclo combinado a través del tiempo

dos de nitrógeno. La disociación de las moléculas de nitrógeno del aire ocurre principalmente por dos razones: las elevadas temperaturas de combustión y los prolongados tiempos de exposición a tales temperaturas. A fin de controlar y minimizar este problema se han desarrollado diferentes alternativas. Dos de las más importantes son: la inyección de vapor sobrecalentado dentro de la cámara de combustión que, en proporciones y a temperaturas particulares, busca disminuir las temperaturas de combustión, y la combustión secuencial de la mezcla con la que se alcanzan elevadas temperaturas de quemado con cortos tiempos de exposición a tales temperaturas. Se debe anotar, además, que se han logrado grandes avances en el diseño de los combustores, lo que permite en la actualidad un control muy eficiente de las emisiones de NOx.

Desde el punto de vista operativo, las turbinas a gas poseen una gran habilidad para responder de manera rápida a fluctuaciones imprevistas en la demanda, dada su capacidad para estar en línea con el sistema, entregando su capacidad nominal en menos de 15 minutos. Esta capacidad las hace insuperables al momento de cubrir picos de demanda y situaciones de emergencia, característica que resulta de gran relevancia para un sistema eléctrico como el colombiano.

TURBINAS A GAS EN CICLO COMBINADO

Principios generales

La magnitud de la energía perdida en un ciclo simple típico puede ser apreciada notando que el aire que entra al compresor es calentado por encima de 1100°C (2000°F) en la cámara de combustión previo a su expansión en la turbina, pero sólo es enfriado hasta 540°C (1000°F), aproximadamente, cuando es descargado a la atmósfera después de su expansión en la turbina. Por tanto, la porción de combustible quemado en la cámara de combustión usado para incrementar la temperatura del aire en 540°C es desperdiciada [5].

Uno de los métodos más exitosos para recuperar dicha energía consiste en transferir el calor sensible de los gases de escape de la turbina a gas al agua de alimentación, comprimida, de un recuperador de calor generador de vapor. El HRSG (de las siglas en inglés *Heat Recovery Steam Generator*) genera vapor que es expandido en una turbina de vapor, lo cual produce, consecuentemente, trabajo de flecha adicional.

Dado que las turbinas a vapor operan bajo el ciclo Rankine y que las turbinas a gas obedecen el ciclo Brayton, las unidades que operan con este tipo de configuración reciben el nombre de «ciclos combinados».

Para obtener la máxima eficiencia de la turbina de vapor, es deseable generar

vapor a la mayor temperatura y presión posible. Sin embargo, a menos que se quemé combustible adicional en el recuperador de calor, la temperatura del vapor generado está limitada por la temperatura de los gases de combustión que entran al recuperador de calor. La máxima presión del vapor está también limitada por la temperatura de los gases de escape de la turbina a gas, ya que la temperatura de saturación del agua se incrementa con su presión. Como sólo la porción de calor en los gases de escape que está por encima de la temperatura de saturación del agua es capaz de generar vapor, el incrementar la presión del vapor, aunque aumenta la eficiencia de la turbina de vapor, disminuye la cantidad de vapor que puede ser producido en el recuperador de calor [5].

Recuperador de calor generador de vapor

Una forma de llevar al máximo la recuperación de la energía en los gases de escape mediante la producción de vapor, consiste en utilizar un recuperador de calor que genere vapor a múltiples niveles de presión, usando para ello un evaporador separado para cada nivel de presión diferente. El vapor generado en cada nivel de presión es inyectado en una etapa diferente de la turbina de vapor. De acuerdo con esto, los gases de escape de la turbina a gas son dirigidos al evaporador de más alta presión, y luego a sucesivos evaporadores a niveles de presión inferiores. De esta manera, aunque la temperatura del gas que

entra al recuperador de calor disminuye en cada nivel de presión sucesivo, la presión de saturación (y, por consiguiente, la temperatura de saturación) del agua en cada nivel sucesivo también se reduce, siendo posible, de esta forma, generar vapor adicional en cada nivel de presión. Las secciones de transferencia de calor incluyen (i) «economizadores», por los cuales entra el agua al recuperador elevando su temperatura hasta 5°C (10°F) por debajo de la temperatura de saturación del agua a la presión que es bombeada; (ii) «evaporadores», donde el agua cambia de líquido comprimido a vapor saturado, y (iii) «sobrecalentadores», en los que el vapor gana calor para pasar de vapor saturado a vapor sobrecalentado. En la figura 6 se observa el esquema de un ciclo combinado donde se detalla el interior del recuperador de calor. En éste se observan las secciones de transferencia de calor. A, B y C señalan el economizador, el evaporador y el sobrecalentador de baja presión, respectivamente, a la vez que 1, 2 y 3 representan las correspondientes de alta presión.

CONCLUSIONES

- La nueva estructura del sector eléctrico colombiano ha permitido no sólo una reducción de la vulnerabilidad, debida a factores hidrológicos, del sistema interconectado nacional, sino también un cambio radical y favorable en las condiciones de negociación de la energía en Colombia, al motivar la transición de un siste-

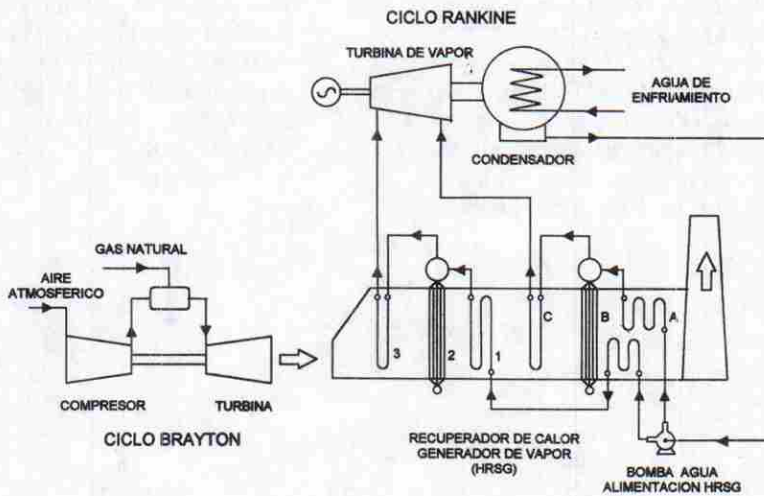


Figura 6
Esquema del *ciclo combinado*

ma de monopolio vertical a un mercado de libre competencia.

- Teniendo en cuenta que todas las tecnologías para generación térmica instaladas en Colombia desde 1993 han sido tecnologías de punta altamente competitivas, y considerando que el potencial hidráulico instalado en el país es suficiente para satisfacer la demanda nacional, resulta altamente prioritario para los generadores térmicos operar con gran confiabilidad y eficiencia, por lo que se ven en la necesidad de buscar alternativas al ciclo simple que les permitan generar más potencia sin aumentar el consumo de combustible. La

configuración más ampliamente conocida es el ciclo combinado, que permite producir un 50% más de energía con la misma cantidad de combustible, pero que implica una alta inversión de capital inicial. En un artículo posterior se expondrán otras alternativas con las que es posible incrementar la eficiencia y competitividad de las turbinas a gas.

Referencias

1. RESUMEN de Datos Operativos Anuales del Sistema Interconectado Nacional. <http://www2.isa.com.co/operasin/operacionanual.htm>
2. HISTORIA del sector eléctrico colombiano. <http://www2.isa.com.co/ecomercadoenergia/>

mem/presentaciones/presentacion/mem-historia.ppt

3. RESOLUCIÓN CREG 024 del 13 de julio de 1995. <http://www2.isa.com.co/MarcoReg/creg/a1995/crg95-024.doc>
4. PLAN de expansión de referencia generación-transmisión 1999-2010. ftp://ftp.upme.gov.co/Plan_Exp/
5. *Steam injected gas turbine system with topping steam turbine*. Patent number 5,564,269. Oct. 15 - 1996. <http://patents.uspto.gov>

6. *Comparative Study on Energy R&D Performance: Gas Turbine Case Study*. Prepared by: Darian Unger and Howard Herzog. Massachusetts Institute of Technology Energy Laboratory. Prepared for: Central Research Institute of Electric Power Industry (CRIEPI). Final Report. August 1998. <http://web.mit.edu/energylab/www/EL98-003.PDF>.

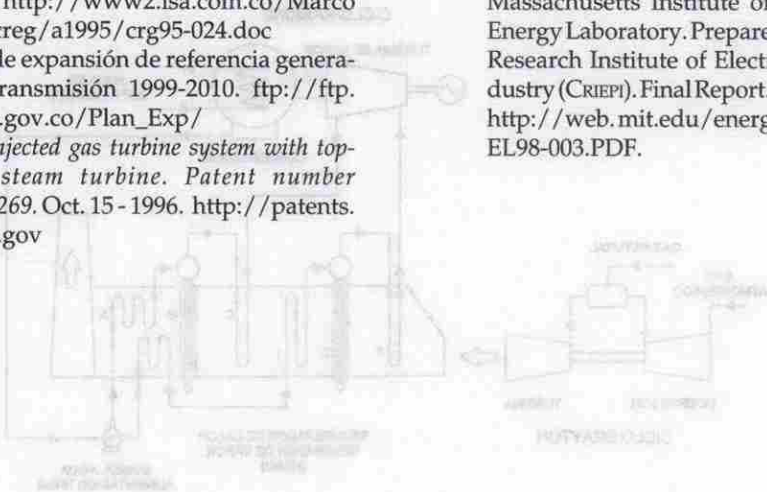


Figura 6
Estrutura del ciclo combinado

configuración más sofisticada conocida es el ciclo combinado que permite producir un 50% más de energía con la misma cantidad de combustible pero que implica una alta inversión de capital inicial. En un artículo posterior se exponerán otras alternativas con las que se podrá fundamentar la elección y competitividad de las unidades gas-

Referencias

1. RESOLUCIÓN de la Junta Directiva de la Comisión Interministerial de Energía <http://www.isea.com.co/legislacion/legislacion.htm>
2. EPIEPIA del sector eléctrico colombiano <http://www2.isa.com.co/marco-reg/>

tas de monogénero vertical en cada caso de límite competitivo.

Tras de la crisis que todas las tecnologías para generación térmica sufrieron en Colombia desde 1993 han sido tecnologías de punta altamente competitivas, considerando que el potencial hidroeléctrico instalado en el país es suficiente para atender a la demanda nacional, resulta el último tratamiento para los grandes centros térmicos operar con gran confiabilidad y eficiencia, por lo que se ven en la necesidad de buscar alternativas de ciclo simple que les permitan generar electricidad sin recurrir al consumo de combustible. La