

Viabilidad del enfriamiento del aire para incrementar la potencia en las centrales térmicas de gas: el caso colombiano

Andrés Amell*, H. A. Bedoya**

Resumen

Las centrales con turbinas de gas disminuyen su potencia cuando la temperatura del aire se incrementa, lo cual reduce la eficiencia y la rentabilidad de los proyectos. Tecnológicamente es posible eliminar la incidencia de la temperatura ambiente sobre la disminución de la potencia y la eficiencia, enfriando el aire que entra a la turbina, obteniéndose así incrementos importantes de potencia y eficiencia.

En este trabajo se estudia la viabilidad técnica y económica al aplicar las tecnologías de enfriamiento como: enfriamiento evaporativo, compresión de vapor y producción y almacenamiento de hielo (TES), teniendo en cuenta las condiciones meteorológicas y las características del mercado eléctrico nacional, pues en la última década se han instalado aproximadamente 2.800 MW de gas natural en Colombia.

Como resultado de aplicar las tecnologías de enfriamiento descritas; el estudio determinó: el potencial promedio de potencia recuperable, el potencial de potencia recuperable en el segundo pico de la curva nacional de demanda y muestra varios escenarios en los que éstas son viables técnica y económicamente en el contexto colombiano.

----- *Palabras Claves:* centrales térmicas de gas, temperatura ambiente, enfriamiento del aire, incremento de potencia, tecnología de enfriamiento.

Abstract

Thermal power decreases as air temperature increases, which reduce both efficiency and projects yielding.

Technologically it is possible to eliminate the environment temperature incidence on reduction of power and efficiency, cooling the input air to the turbine, obtaining important power and efficiency improvements.

In this work, the technical and economical viability, when applying air cooling technologies (evaporative cooling, steam compression, and production and ice storage (TES)) were studied, having in mind meteorological conditions and Colombian electric marketing features, in which, nearly 2800 MW of natural gas thermal power have been installed in the last decade.

As a result of applying these cooling technologies the study determined: the mean potential of recoverable power at the second peak of the national demand curve, shows several schemes in which they are technically and economically viable in the colombian context.

----- *Key words:* gas thermal power, ambient temperature, air cooling, power increasing, cooling technologies.

* Docente Investigador, Grupo de Ciencia y Tecnología del Gas y Uso Racional de la Energía, Universidad de Antioquia.

** Analista Estudios Servicio Transporte de Energía, Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.

1. Introducción

Las centrales térmicas de gas (CTG) tanto en ciclo simple (CS) como en el ciclo combinado (CC), han experimentado en la presente década una importante presencia en la generación eléctrica nacional, habiéndose instalado unos 2.800 MW aproximadamente. Los planes de expansión en generación señalan que en los próximos diez años las CTG tendrán cada vez mayor participación en la producción eléctrica nacional [1].

En las turbinas de gas (TG), debido a que son máquinas de flujo másico de aire, la potencia es altamente sensible a las variaciones de temperatura ambiente (TA). Los sitios donde se han instalado CTG en Colombia presentan elevadas TA, presentándose entonces disminución de la potencia generada. Tecnológicamente es posible atenuar este fenómeno y por tanto recuperar la potencia que se pierde mediante el aumento de la temperatura del aire, cuando se introducen en las centrales sistemas de enfriamiento del aire a la entrada de la TG.

En este trabajo se estudia la viabilidad técnica y económica al aplicar las tecnologías de enfriamiento evaporativo, compresión de vapor, producción y almacenamiento de hielo (TES), teniendo en cuenta las condiciones meteorológicas y las características del mercado eléctrico nacional.

El estudio realizado permitió determinar que el potencial de recuperación de potencia de las CTG en Colombia es el siguiente: con enfriamiento evaporativo 36 MW, con compresión de vapor 270 MW y con TES 35 MW. Cuando se analizó la situación en el segundo pico de la curva nacional de potencia se encuentra el siguiente potencial: con enfriamiento evaporativo 82 MW, con compresión de vapor 300 MW y con TES 331 MW. Estos potenciales representan el 4, 13 y 15% respectivamente de la potencia que se obtiene en este pico sin enfriamiento. El estudio muestra varios escenarios en los que las tecnologías de enfriamiento examinadas tienen viabilidad técnica y financiera.

2. Configuración y funcionamiento de una CTG

Las CTG aprovechan las ventajas termodinámicas de los ciclos Brayton y de Rankine, para incrementar la eficiencia en la utilización de los combustibles fósiles. El ciclo Brayton permite describir el comportamiento y funcionamiento termodinámico de una turbina de gas y el ciclo Rankine el de una planta de vapor. En la figura 1, se representa esquemáticamente la configuración y funcionamiento de un CTG en CC.

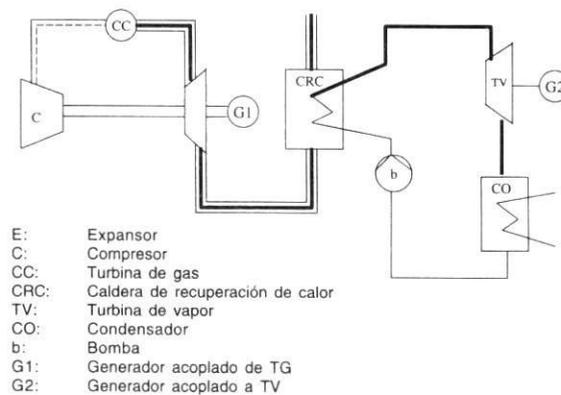


Figura 1 Configuración de una CTG

El sistema aspira aire del exterior y lo conduce al *compresor* de la TG a través de un filtro. El aire comprimido llega a la *cámara de combustión*, donde se mezcla con el combustible, para reaccionar y generar gases calientes a alta presión. Estos gases se expanden en la turbina de potencia generando trabajo. En el *generador* acoplado la potencia mecánica se transforma en eléctrica. Los gases calientes salen de la turbina y pasan a la *caldera de recuperación*, donde se extrae la mayor parte del calor aún disponible en ellos para generar vapor. Este vapor, se expande en la *turbina de vapor* generando trabajo el cual se convierte en potencia eléctrica. A la salida de la turbina de vapor, el vapor de escape pasa a un *condensador*, donde se transforma en agua por un sistema de refrigeración que absorbe el calor latente. El condensado pasa luego a un tanque donde se desgasifica el agua de alimentación. En el desgasificador, se eliminan todos los gases no

condensables por recalentamiento del condensado mediante vapor extraído de la turbina de vapor. El tanque de agua de alimentación absorbe igualmente las fluctuaciones de volumen del circuito de agua y de vapor. El agua abandona el tanque de agua de alimentación a través de las bombas de alimentación, que la retornan a presión a la caldera de recuperación [2, 3].

Los parámetros termodinámicos básicos para la optimización de la operación de una CTG en CC son las siguientes:

Potencia neta. Es la potencia que resulta (P_t) de sumar las potencias generadas en la turbina de gas (P_g) y en el ciclo de vapor (P_v) cuando se quema una determinada cantidad de combustible en la cámara de combustión, esto es:

$$P_t = P_g + P_v \quad (1)$$

Eficiencia. Para que una central térmica genere potencia se requiere de una fuente primaria de energía. La relación entre la potencia generada y la potencia térmica (Q_t) que entra al sistema con el combustible es la eficiencia (η):

$$\eta = P_t / Q_t \quad (2)$$

Consumo específico de combustible (Heat Rated-HR). Define la cantidad de energía primaria que debe obtenerse del combustible para generar un kilovatio-hora (kWh) de energía eléctrica. Desde el punto de vista de optimización y operación económica de una central, la condición deseable es una eficiencia alta o HR baja. La eficiencia y HR se relacionan así:

$$\eta = 1 / HR \quad (3)$$

3. Metodología aplicada

La metodología seguida en el estudio es la siguiente:

- Se determinan los parámetros termodinámicos: potencia, HR y flujo másico de aire en función de la TA de las TG instaladas para su configuración actual, aplicando para ello el programa para el diseño de plantas térmicas "Gas Turbine Program" de Thermoflow [4].

- Se determina la distribución horaria de la TA, la temperatura del bulbo húmedo y de la humedad relativa en las regiones donde están ubicadas las CTG en Colombia, a partir de registros de los últimos tres años.

- Se determinan las posibilidades de enfriamiento del aire atmosférico en cada CTG, dependiendo de las tecnologías empleadas y de las condiciones atmosféricas (TA, T_{BW} y humedad relativa). De las tecnologías de enfriamiento que se estudian, debido a que son las maduras en el mercado, se consideran en este trabajo: enfriamiento evaporativo, enfriamiento por compresión de vapor y enfriamiento con almacenamiento de energía térmica (*Thermal Energy Storage-TES*).

- Una vez conocidas las funciones de potencia, CEC y flujo másico en cada CTG, la ocurrencia horaria anual de cada intervalo de temperatura ambiente y definida la tecnología de enfriamiento que se aplica, se procede a calcular los siguientes parámetros técnicos y los costos de inversión asociados con cada tecnología: potencia sin enfriamiento, carga térmica de enfriamiento, consumo de potencia y energía por los auxiliares de los sistemas de enfriamiento, potencia neta con enfriamiento, potencia neta recuperada debido al enfriamiento, producción neta anual de energía, consumo anual de gas natural, potencia neta promedio sin enfriamiento, potencia neta promedio con enfriamiento.

- Con la producción neta anual de energía, consumo de gas natural y potencia promedio y conocidos los costos de inversión de las tecnologías, los precios de la electricidad y del gas natural, como también de los posibles escenarios de operación de las CTG en Colombia, se procede a realizar un análisis económico de la aplicación de tecnologías de enfriamiento adaptadas al contexto colombiano en CTG de 50, 100 y 150 MW; para ello se tuvieron en cuenta los siguientes aspectos: costos de inversión, costo incremental (CI) del kW recuperado, relación beneficio/costo (B/C), tasa interna de retorno (TIR), valor presente neto (VPN). Finalmente, se realiza un análisis de sensibilidad que tiene en cuenta el efecto de las

variables relevantes de la evaluación, así como también, la humedad relativa y posibles escenarios de tarifas diferenciales horarias en la viabilidad técnica y económica de las tecnologías de enfriamiento en Colombia.

4. Incidencia de la temperatura en el comportamiento de una CTG

Las condiciones atmosféricas: presión, temperatura de bulbo seco y humedad relativa afectan los principales parámetros termodinámicos de una CTG, como lo son: la potencia y la eficiencia (o HR) [5, 6].

Al respecto se observan los siguientes comportamientos:

- En una turbina pesada, el aumento de la TA no afecta significativamente el flujo volumétrico, pero el flujo másico del aire sí, debido a la disminución de densidad. Como la potencia neta es directamente proporcional al flujo másico de aire, aquella disminuye cuando aumenta la TA. En turbinas aeroderivadas, debido a que el flujo volumétrico se disminuye por encima de 15 °C en adelante, la disminución de potencia es mayor comparada con la de turbinas pesadas.
- Si se disminuye el flujo másico de aire, debido al aumento de TA, se tiene que disminuir el suministro de combustible a la cámara de combustión para no superar la temperatura límite de admisión de los gases calientes en el expansor, esto hace que la relación de presión se disminuya, lo cual incide en: la disminución del trabajo por unidad de masa que efectúan los gases calientes, lo que, sumado al efecto de reducción de flujo másico de aire, explica también el porqué de la reducción de potencia neta. Como la temperatura de salida de los gases en el expansor es inversamente proporcional a la relación de presión, entonces al disminuirse ésta aquella se aumenta, ahora los gases salen más calientes al medio ambiente.
- Al disminuirse la relación de presión en el expansor, como consecuencia del incremento de

la TA, la eficiencia termodinámica se disminuye, en otras palabras el HR se aumenta.

En la figuras 2a y 2b se muestra el comportamiento de la potencia y HR en función de la TA para una CTG de 150 MW en CS y cuando ella se opere en CC respectivamente.

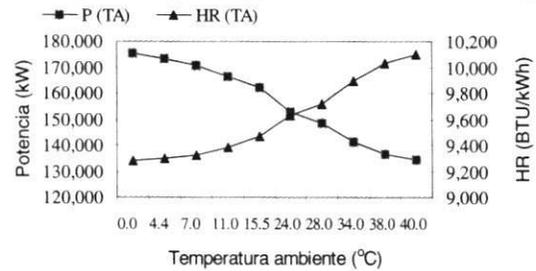


Figura 2a Unidad de 150 MW en ciclo simple

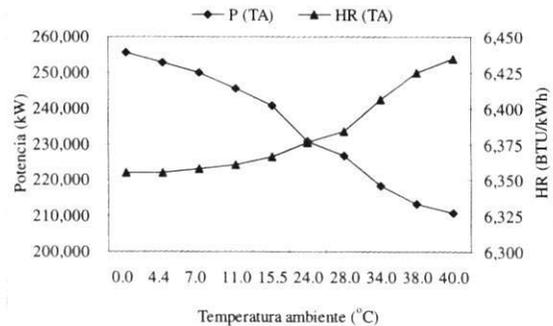


Figura 2b Unidad de 150 MW en ciclo combinado

5. Comportamiento de la TA en los sitios de ubicación de las CTG en Colombia

5.1 Registros de la temperatura ambiente

Los lugares donde están ubicadas las CTG en Colombia son: el Magdalena Medio, Costa Atlántica y Cali, ver figura 3. La altura sobre el nivel del mar aproximada de estos sitios son 127,4 y 1.000 metros respectivamente.

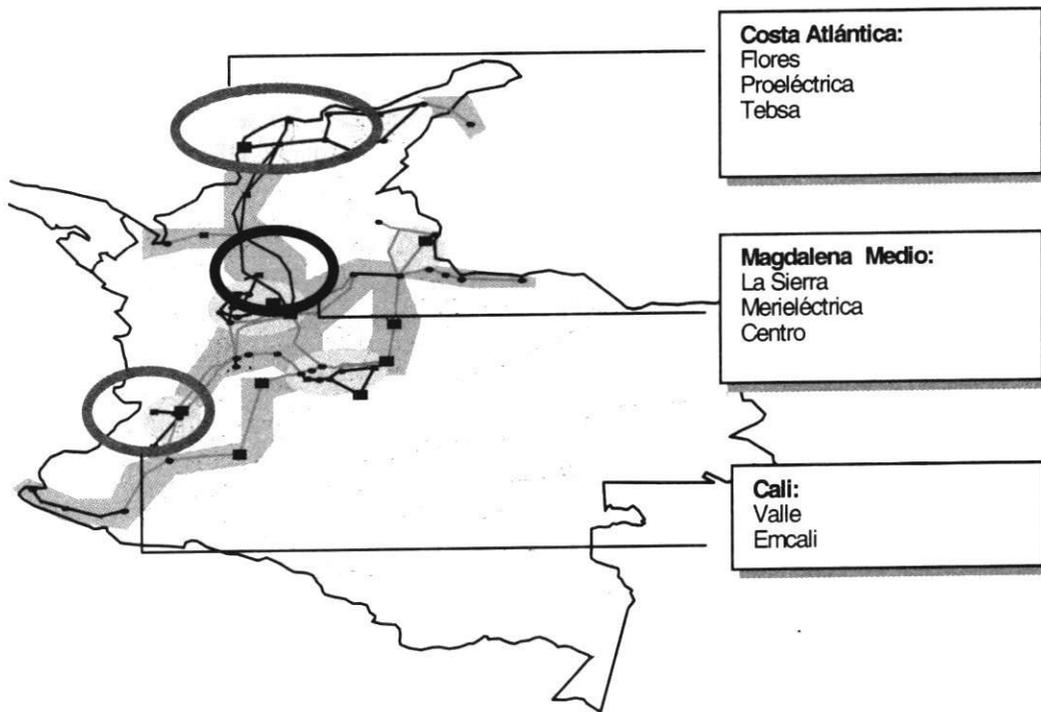


Figura 3 Sitios de ubicación de las CTG en Colombia

Para analizar el comportamiento de la TA en el Magdalena Medio, se partió de registros meteorológicos de Empresa Públicas de Medellín en la región durante aproximadamente tres años [7]; para la Costa Atlántica de los registros meteorológicos organizados por la Universidad del Norte [8]. En estas regiones se observa que la ocurrencia de TA entre 24 a 34 °C representa el 94% de las horas anuales. En las figuras 4 y 5 se muestra la distribución anual de la TA en estas regiones.

También se observa que en estas regiones la temperatura mínima que se registra es 19 °C lo cual permite concluir que nunca se alcanza la condición ISO de temperatura (15 °C) en la que los fabricantes especifican la potencia y HR de las TG.

Ante la no-disponibilidad de información de registros de temperatura ambiente para Cali y observando la similitud en el comportamiento de los registros de temperatura en las zonas Magdalena Medio y Costa Atlántica, se utilizan los registros de la Costa Atlántica, ya que si bien la temperatura ambiente es afectada por la altitud

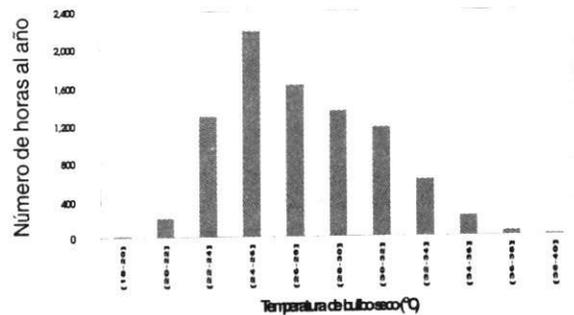


Figura 4 TA en el Magdalena Medio

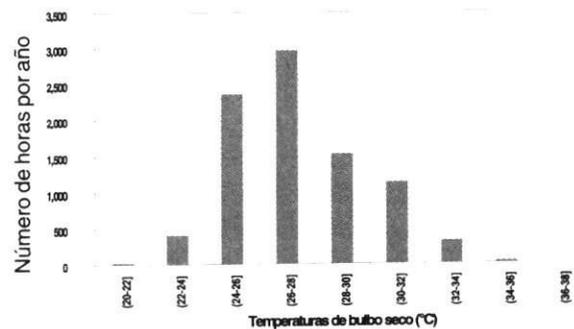


Figura 5 TA en la Costa Atlántica

(1.000 msnm), algunos registros puntuales de temperatura insinúan que los perfiles son similares y por tanto no presentan una variación significativa con los de la Costa Atlántica, por esta razón se asume el perfil de esta región para Cali.

5.2 Curva demanda y la temperatura ambiente

A continuación se analiza el comportamiento de la TA día en relación con la curva de demanda de potencia. En las figuras 6a y 6b se presentan la curva de demanda de potencia del sistema eléctrico nacional [9] y la distribución horaria de temperatura, para un día típico caluroso y otro de temperatura moderada.

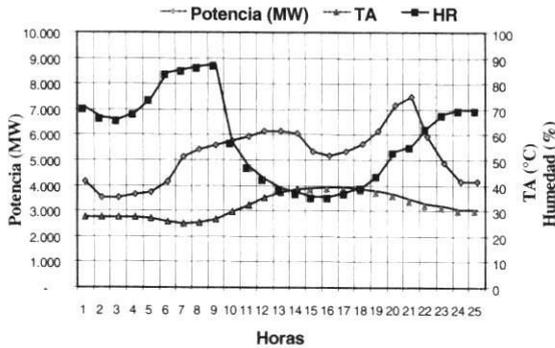


Figura 6a Demanda vs TA día caluroso

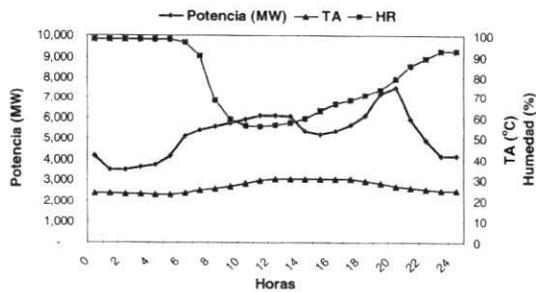


Figura 6b Demanda vs TA día no caluroso

De las gráficas se observa que la curva de demanda presenta dos picos, el primero ocurre entre las 12 m. y 2 p.m. y el segundo entre las 7 y 9 p.m., la mayor demanda de potencia ocurre en este último. De otro lado, se observa que, si bien el inter-

valo de mayor temperatura no coincide con ninguno de los picos, durante estos se tienen temperaturas mayores de 30 °C en un día caluroso y mayores de 26 °C en un día de temperatura moderada. Esta situación hace que justamente en los momentos en que se requiere de mayor potencia, las CTG por el efecto de las altas temperaturas generen menos.

La situación descrita puede verse agravada en aquellos eventos en que se presenten hidrologías deficientes, máxime si se tiene en cuenta que en los próximos años la componente térmica de generación eléctrica debe experimentar un incremento sustancial.

5.3 Temperatura ambiente en diferentes países

La temperatura de un sitio depende de varios factores: incidencia de la radiación solar, la altitud, la latitud, la nubosidad y las particularidades locales; ello hace entonces que al comparar sitios con ubicaciones geográficas diferentes la distribución horaria anual no sea coincidente. El reconocer este hecho es de vital importancia al momento de diseñar una CTG, fundamentalmente por dos razones: la determinación de las horas de operación año a unas determinadas condiciones de temperatura y la evaluación del valor promedio de esta.

Con base en registros de temperatura de regiones en el noroeste de Estados Unidos [10], Italia [11] y Colombia (sitios donde hay instaladas CTG), se comparan el número de horas año en que la temperatura es mayor que un determinado valor, al respecto ver la figura 7. Así, por ejemplo, en las regiones norteamericana e italiana analizadas se encontró que durante 3.500 y 3.154 horas respectivamente (36% del año), la temperatura ambiente permanece a más de 15 °C, mientras que en Colombia ello se da durante 8.760 horas año (100% del año). Al observar este gráfico pueden concluirse los siguientes asuntos:

La condición ISO (15 °C) en regiones norteamericana e italiana solo es superada durante 3.500 y

3.154 horas/año respectivamente, lo cual significa que en estas regiones las condiciones de operación de la CTG no tienen una desviación significativa con respecto a ISO. No puede decirse lo mismo para las regiones donde se ubica la CTG en Colombia donde la temperatura ambiente es mayor en todas las horas del año.

La temperatura 27 °C, la cual es el promedio de diseño de los proyectos en Colombia es superada durante 5.000 horas al año, valor que es muy superior a las horas/año en la que la temperatura está por encima de la condición ISO en las otras dos regiones.

Las situaciones anteriormente descritas hacen que los parámetros de operación de CTG en Colombia (potencia, heat rated y producción anual de energía) resulten diferentes a las que se darían en las regiones de comparación.

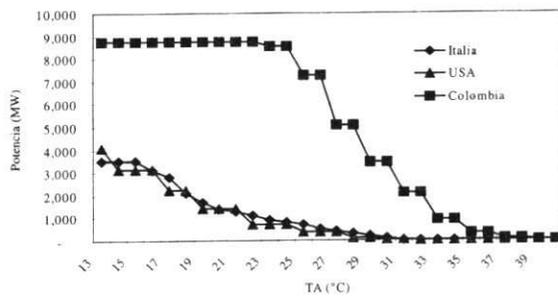


Figura 7 Comparación de la TA entre países

6. Características de las tecnologías de enfriamiento estudiadas

El enfriamiento del aire atmosférico a la entrada de la turbina permite recuperar la potencia y mejorar la eficiencia, es por ello que se han venido desarrollando tecnologías para el enfriamiento del aire, algunas basadas en los sistemas de refrigeración convencional, y en otras introduciendo innovaciones [12, 14].

Es conveniente aclarar que la potencia de una turbina de gas no puede ser incrementada de manera indefinida por enfriamiento del aire, esto

debido a los siguientes factores: la capacidad máxima del generador eléctrico y la temperatura mínima del aire a la entrada del compresor, para evitar la formación de hielo, el cual puede causar daños en los álabes. La temperatura mínima admisible es de 4,4 °C.

Las tres tecnologías que mayor penetración tienen en el mercado para el enfriamiento del aire a la entrada de la turbina, las cuales se han señalado en este trabajo, son: enfriamiento evaporativo, compresión de vapor y producción y almacenamiento de hielo (TES).

6.1 Sistema de enfriamiento evaporativo [15, 17]

Consiste en exponer la corriente de aire que entra a la turbina a una atmósfera de agua atomizada, debido a fenómenos de transferencia de calor y masa, parte de agua se evapora y la temperatura del aire disminuye, aumentándose de esta forma el flujo másico de éste.

Las temperaturas de enfriamiento del aire que se pueden alcanzar con esta tecnología, dada una temperatura de bulbo seco (T_{BS}), dependen de la humedad relativa y la eficiencia del enfriador evaporativo:

$$\eta = \frac{T_{BS} - T_{enf}}{T_{BS} - T_{Bw}} \rightarrow T_{enf} = T_{BS} - \eta \cdot (T_{BS} - T_{Bw}) \quad (4)$$

El límite de enfriamiento lo constituye la temperatura de bulbo húmedo (T_{Bw}), por tanto a mayor humedad relativa, mayor temperatura de bulbo húmedo y menos posibilidades de enfriamiento del aire. En la figura 8 se presenta esquemáticamente un sistema de enfriamiento evaporativo y la figura 9 es un diagrama sicrométrico donde se muestra este proceso, el cual se realiza a temperatura de bulbo húmedo constante.

Las ventajas de esta tecnología son las siguientes: bajo costo de capital, operación y mantenimiento, espacios para su instalación pequeños y muy bajo costo de energía para su accionamiento. Su principal desventaja se debe a que es muy

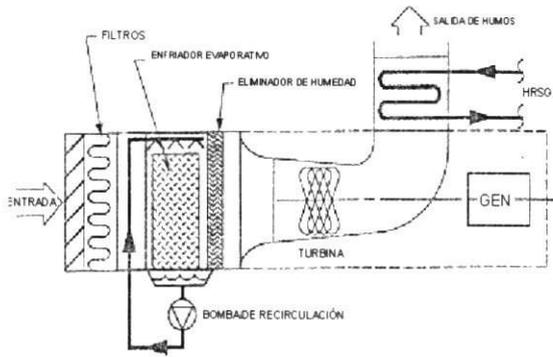


Figura 8 Sistema enfriamiento evaporativo

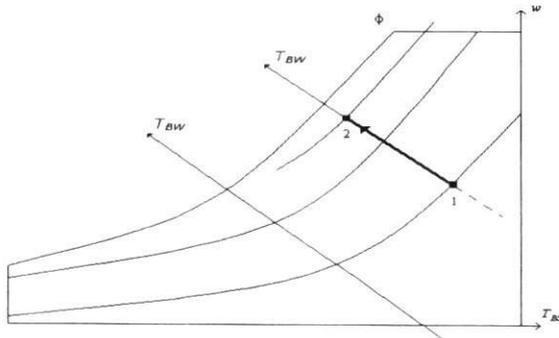


Figura 9 Proceso de enfriamiento evaporativo

sensible a las altas humedades relativas, por ello su mayor eficiencia se logra cuando se instala en climas áridos y de baja humedad relativa. Ha sido la técnica tradicionalmente empleada para el enfriamiento del aire a la entrada de la turbina. En general, se logran bajos descensos de temperatura con esta técnica y por tanto menor potencia recuperada.

6.2 Enfriamiento por compresión de vapor [12]

Consiste en enfriar el agua con la cual se enfría el aire atmosférico a la entrada de la turbina, con un sistema de refrigeración por compresión de vapor, el cual utiliza como sustancias refrigerantes amoníaco, bromuro de litio y CFC. En la figura 10 se muestra una presentación esquemáticamente de este sistema y en la figura 11 la representa-

ción del proceso en un diagrama sicrométrico. Otra opción es el enfriamiento directo del aire con la sustancia refrigerante.

Con los sistemas mecánicos por compresión de vapor se logran bajas temperaturas del aire a la entrada, aproximadamente de 4,4 °C, pero se sacrifica la potencia neta de la CTG, debido al consumo de energía en auxiliares (compresor de la unidad de refrigeración y bombas de agua) que requieren esta tecnología. Sin embargo, el resultado final es una ganancia de potencia neta.

Las principales ventajas de este sistema son: debido a la baja temperatura de enfriamiento que se logra, se obtiene mayor potencia recuperable; se requiere de poco espacio para la instalación del sistema [2], su aplicación es recomendable en CTG que operen a carga base. Las desventajas de un sistema de enfriamiento por compresión de vapor son: alto consumo de potencia eléctrica por accionamiento de equipos auxiliares, las sustancias refrigerantes son contaminantes, altos costos de instalación, de 400 a 600 US/kW de potencia recuperada [4] y su eficiencia baja cuando la carga térmica decrece.

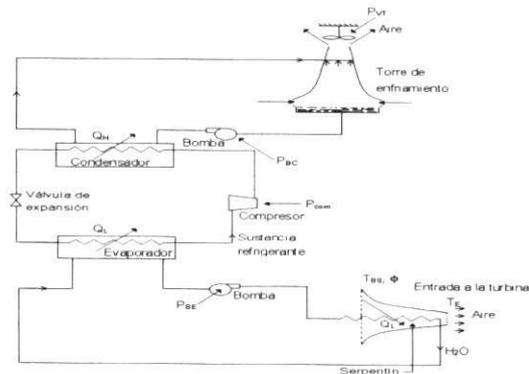


Figura 10 Sistema enfriamiento compresión de vapor

En estos sistemas el costo de instalación es fuertemente afectado por la carga térmica, esto es, la cantidad de energía que en la unidad de tiempo hay que transferir desde la corriente de aire al agua de enfriamiento (u otro fluido) para enfriar a éste. En sicrometría se demuestra que el aire a mayor humedad tiene más carga térmica que el

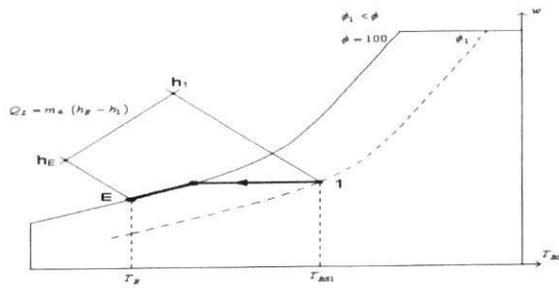


Figura 11 Proceso de enfriamiento por compresión de vapor

aire a menor humedad, cuando ambos se someten a igual condición de enfriamiento. A mayor carga térmica los costos de capital son mayores y el consumo de potencia auxiliar se aumenta.

En todo sistema de refrigeración la carga térmica se expresa en unidades de energía por unidad de tiempo. Por razones históricas, es muy usual expresar la carga térmica en toneladas de refrigeración (Ton), la cual es igual a 3,52 kW o 12.000 BTU/h.

6.2 Sistema de enfriamiento TES [18, 19]

Consiste en la producción y almacenamiento de hielo durante las horas no pico de demanda de electricidad. Durante las horas pico el sistema de enfriamiento del aire atmosférico se acciona, para ello el agua de enfriamiento se enfría con el hielo almacenado.

En la figura 12 se presenta este sistema, como puede observarse, sus principales componentes son: la unidad de fabricación de hielo, que esta constituida por un sistema de refrigeración por compresión de vapor; el sistema de almacenamiento de hielo, cuya capacidad depende de la energía que se requiera almacenar; el sistema de enfriamiento del aire, constituido por varias hileras de tubos por donde circula agua fría aproximadamente 1,1 °C y el aire se enfría a 4,4 °C.

En el análisis de un sistema TES se requiere precisar los siguientes parámetros:

- Carga térmica (Q_L). Adquiere el mismo significado que para un sistema de enfriamiento por compresión de vapor. Depende del flujo másico de aire que entra a la turbina, de la temperatura de bulbo seco y de la humedad relativa.

- Capacidad del generador del hielo (Q_L'). Es la carga térmica del sistema de refrigeración para la producción de hielo. Depende de la carga térmica de enfriamiento del aire, del tiempo de fabricación de hielo y del tiempo de operación del sistema de enfriamiento del aire, esto es:

$$Q_L' = \frac{Q_L \cdot t_o}{t_f} \quad (5)$$

- Capacidad máxima de almacenamiento (E_a). Es la máxima cantidad de energía que puede ser almacenada en un período continuo de tiempo; es generalmente expresada en toneladas—horas de refrigeración, las cuales son equivalentes a una cantidad másica (m_{hielo}) de producción de hielo.

Donde h_{fg} es el calor latente de solidificación del agua.

$$E_a = Q_L' \cdot t_{fc} \quad (6)$$

$$m_{hielo} = \frac{E_a}{h_{fg \text{ hielo}}} \quad (7)$$

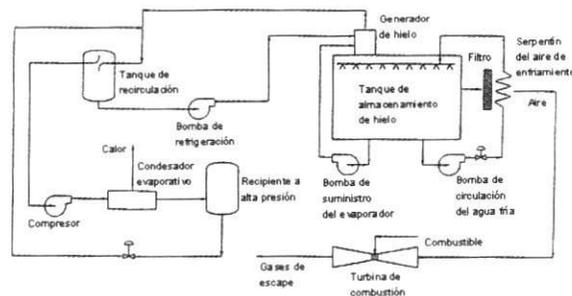


Figura 12 Enfriamiento con hielo almacenado

- Tiempo de fabricación de hielo (t_f), es el número máximo de horas disponibles para la fabricación de hielo, depende del ciclo seleccionado. El tiempo continuo de fabricación de hielo

(t_{ic}), es el número máximo de horas de fabricación de hielo de manera ininterrumpida y el tiempo del sistema de enfriamiento de aire (t_o), es el número de horas/día en que funciona el sistema de enfriamiento de aire y depende del ciclo seleccionado.

Los sistemas TES hasta hoy implantados en el mundo trabajan en un ciclo semanal, esto es, produciendo hielo durante 148 horas/semana y fundiéndolo (enfriando aire) durante 20 horas/semana. El ciclo diario es producir hielo durante 20 horas/día y fundir durante 4 horas. Los fines de semana la producción es de 24 horas/día y no hay consumo de hielo. Este es un ciclo perfectamente adaptable a la curva de demanda de carga durante los meses de verano en Estados Unidos, lo cual no es válido para Colombia.

Las ventajas de un sistema TES son las siguientes: bajos costos de instalación, requieren de sistemas de refrigeración de pequeña capacidad, permite gran recuperación de potencia debido a que el aire puede enfriarse a 4,4 °C, en países con tarifas diferenciales horarias garantizan una rentabilidad económica atractiva.

Las principales desventajas de esta tecnología son: el uso de tanques de almacenamiento exige mayor área disponible, debido a los tubos para el enfriamiento del aire se inducen caídas de presión a la entrada de la turbina.

7. Resultados

7.1 Comportamiento de las CTG con enfriamiento evaporativo, compresión de vapor y TES

Los resultados que se muestran presentan la potencia promedio de las plantas estudiadas en su configuración actual, aplicando enfriamiento evaporativo, compresión de vapor y TES, suponiendo un factor de utilización del 85% y de acuerdo con la distribución horaria anual de temperatura. Cuando se analiza el enfriamiento evaporativo para el cálculo de la temperatura de

enfriamiento de la corriente de aire que entra a la turbina, en cada intervalo de temperatura ambiente se han considerado una humedad relativa del 80% y una eficiencia del enfriador evaporativo del 85%.

La aplicación de la tecnología TES en Colombia, debido a las particularidades nacionales (dos picos de carga o de demanda máxima/día y alta humedad relativa) condujo a considerar las siguientes condiciones de operación:

- Operación en un ciclo semanal, con 143 horas/semana de fabricación de hielo y 25 horas/semana de enfriamiento del aire atmosférico (consumiendo hielo), estas horas de enfriamiento se dan en los dos picos de carga de la curva nacional de demanda, exceptuando los sábados y domingos, donde la planta genera energía y fabrica hielo.
- La operación de la planta es híbrida, durante los dos picos de carga de lunes a viernes funciona con enfriamiento, el resto de las horas/día y fines de semana no funciona el sistema de enfriamiento. Se supone que el consumo de energía para la fabricación de hielo se toma de la planta.

En la tabla 1 se presenta el potencial de potencia promedio año y el porcentaje recuperable al aplicar técnicas de enfriamiento en las plantas analizadas.

El potencial de recuperación de potencia con enfriamiento evaporativo es de 36 MW, con compresión de vapor es de 270 MW y si se aplica TES (de acuerdo con el ciclo operativo explicado anteriormente) se obtiene 35 MW, estos potenciales representan el 2, 12 y 2% respectivamente de la potencia promedio anual del parque térmico sin enfriamiento.

El que el enfriamiento evaporativo presente un bajo potencial de potencia recuperable en el caso colombiano se debe a que las temperaturas de enfriamiento del aire atmosférico son elevadas debido a las altas temperaturas de bulbo húmedo que se registran en las regiones donde estos proyectos están ubicados.

Tabla 1 Comparación de la potencia promedio sin enfriamiento y con ella

<i>Colombia</i>	<i>CA</i>	<i>Potencia promedio (MW)</i>						
		<i>SE</i>	<i>EE</i>	Δ	<i>CV</i>	Δ	<i>TES</i>	Δ
<i>CTG</i>								
Flores 1	CC	139	141	2	158	19	141	2
107	13	96	2					
Flores 3	CS	150	153	3				
72	22	153	3					
Tebasa	CC	762	772	10	830	68	771	9
Proeléctrica	Stig	76	78	2	89	13	78	2
Subtotal		1,222	1,240	19	1,357	135	1,239	17
Recuperado			2%		11%		1%	
La Sierra	CS	296	302	6	339	42	302	6
Merieléctrica	CS	149	151	3	170	22	151	3
Centro	CS	185	189	4	211	26	189	3
Subtotal		630	643	13	720	90	642	12
Recuperado			%		14%		2%	
Valle	CC	204	207	2	226	22	207	3
Emcali	CC	204	207	2	226	22	207	3
Subtotal		408	413	5	453	44	414	6
Recuperado			1%		11%		1%	
TOTAL		2,260	2,296	36	2,529	270	2,295	35
Recuperado			2%		12%		2%	

CA: Condición actual
SE: Sin enfriamiento

EE: Enfriamiento evaporativo
CV: Compresión de vapor

La tecnología por compresión de vapor presenta el mayor potencial de recuperación de potencia (12%), debido a que además de alcanzarse temperaturas de enfriamiento del aire hasta 4,4 °C, ella funciona durante todo el tiempo de operación de la planta, lo cual explica su importante incidencia en el incremento de la potencia promedio anual.

Si bien es cierto que con la aplicación de la tecnología TES el aire también puede ser enfriado a 4,4 °C, y por tanto se puede presentar alta recuperación de potencia, el hecho de que la planta opere cinco horas/día con enfriamiento y dieci-

nueve sin enfriamiento, tiene como consecuencia que en estas condiciones de operación el efecto de la tecnología TES en la recuperación de potencia promedio anual no se observe significativo.

Las comparaciones anteriores se han establecido en el escenario de que las plantas operan con las diferentes técnicas de enfriamiento durante todo el año. Si se analiza el segundo pico de la curva de demanda, el potencial de potencia recuperable presenta resultados diferentes, como se muestra en tabla 2: con enfriamiento evaporativo es de 82 MW, con compresión de vapor es de 300 MW y si se aplica

TES es de 331 MW, estos potenciales representan el 4, 13 y 15% respectivamente de la potencia que se obtendría en este pico sin enfriamiento.

Los resultados se obtienen con una temperatura promedio de 30 °C y humedad relativa de 60%, las cuales son las características meteorológicas esperadas en este pico de carga de las regiones donde se encuentran los proyectos.

Al comparar en el segundo pico la potencia recuperable aplicando compresión de vapor y TES, se observa que con la última ella es mayor, esto se explica porque ahora el consumo de potencia auxiliar durante el enfriamiento del aire es menor.

El presentar el potencial de potencia recuperable en los contextos anteriormente descritos es de vital importancia al momento de estudiar las implicaciones económicas de la temperatura ambiente cuando las plantas operen en condiciones base o de pico.

7.2 Incidencia del enfriamiento en la potencia para la asignación del cargo por capacidad

En Colombia los agentes generadores reportan al Centro Nacional de Despacho (CND) la potencia de la CTG estimada a la temperatura promedio anual (27 °C); como puede observarse en la figu-

Tabla 2 Potencia en el segundo pico de carga sin enfriamiento y con ella

Colombia	CA	Potencia MW)						
		SE	EE	Δ	CV	Δ	TES	Δ
CTG								
Flores 1	CC	137	143	6	158	21	158	21
Flores 2	CS	93	97	4	107	15	109	17
Flores 3	CS	148	155	6	173	25	175	27
Tebesa	CC	756	779	23	832	76	843	87
Proeléctrica	Stig	75	79	4	89	14	91	16
Subtotal		1.210	1.253	43	1.360	150	1.377	167
Recuperado				4%		12%		14%
La Sierra	CS	293	306	14	340	47	344	52
Merieléctrica	CS	147	153	6	171	24	173	26
Centro	CS	183	191	8	212	29	216	33
Subtotal		622	650	28	722	100	733	111
Recuperado				5%		16%		18%
Valle	CC	202	208	5	227	24	229	26
Emcali	CC	202	208	5	227	24	229	26
Subtotal		405	415	11	454	49	458	53
Recuperado				3%		24%		26%
TOTAL		2.237	2.318	82	2.536	300	2.567	331
Recuperado				4%		13%		15%

CA: Condición actual
SE: Sin enfriamiento

EE: Enfriamiento evaporativo
CV: Compresión de vapor

ra 13, la cual presenta la distribución horaria de temperatura típica para un día caluroso y el comportamiento de la potencia para una unidad de 150 MW en función de ésta, existe un intervalo de tiempo de aproximadamente 14 horas (58% del día) en la que la temperatura supera el valor de 27 °C y por tanto la potencia se hace menor a la reportada.

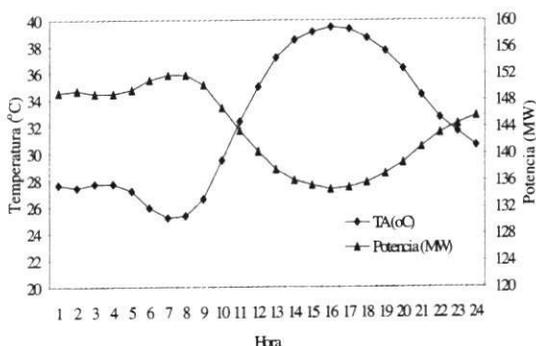


Figura 13 Potencia en una TG vs distribución horaria de la TA

La situación anteriormente descrita, en un evento en el que se requiera asegurar la confiabilidad del sistema en condiciones de extrema sequía, el reporte de potencia con base en la temperatura promedio no estaría garantizando una disponibilidad real al sistema eléctrico nacional, debido a que la potencia disponible es menor por el incremento de la temperatura ambiente. A manera de ilustración, puede observarse que se tiene un intervalo de tiempo entre las 12 a.m. y las 9 p.m. en que la potencia se reduce por debajo de 140 MW, hasta un mínimo de 135 MW, lo cual representa una reducción en la potencia reportada entre el 7 y el 10%.

La problemática planteada permite, para un reconocimiento más objetivo del cargo por capacidad, plantear las siguientes sugerencias:

- Si la CTG no tiene tecnología de enfriamiento del aire no podría garantizar la potencia a 28 °C, por tanto la potencia reportada al CND debe ser corregida de alguna manera para evaluar los efectos de temperatura ambiente y también de humedad relativa. Corrección que debería ser introducida al momento o posterior de la corrida correspondiente para la asignación del cargo por capacidad.

- Si la CTG tiene tecnología de enfriamiento, el cargo por capacidad debe asignarse de acuerdo con la temperatura de enfriamiento del aire que la tecnología garantice. Para compresión de vapor y TES no hay incertidumbre, esta temperatura puede ser 4,4 °C; para enfriamiento evaporativo se presenta la incertidumbre del valor de la humedad relativa la cual condiciona la temperatura de enfriamiento. En este caso igualmente se requiere introducir al momento o posterior de la corrida acciones correctivas correspondiente para la asignación del cargo por capacidad.

7.3 Evaluación económica

La evaluación económica se realiza teniendo en cuenta las variables incrementales, esto es: la diferencia entre el valor de la variable en cuestión cuando se tiene enfriamiento y sin enfriamiento. De esta manera, debe interpretarse la potencia incremental o recuperada, la producción incremental de energía y el consumo incremental de gas natural y con ello todas las demás variables relacionadas.

Con el presupuesto de inversión, los costos AOM, cargo por uso de la red de transmisión, cargo por capacidad, costo del combustible e ingreso por venta de energía se procede a evaluar el valor presente neto (VPN), la relación beneficio/costo (B/C) y la tasa interna de retorno (TIR) de cada una de las tecnologías de enfriamiento.

Para el cálculo del VPN (año de referencia 1999) necesario para la evaluación financiera, se consideró que el proyecto tiene una vida útil de quince (15) años contados a partir del año de entrada en operación del proyecto (supuesto año 2000).

Se empleó una tasa de descuento del 14,0% en dólares constantes (TREMA), la cual se estima adecuada de acuerdo con el grado de riesgo financiero que representa el negocio de generación en Colombia.

La evaluación se realiza para unidades de 150 MW, 100 MW y 50 MW operando en ciclo simple. Adicionalmente, para la unidad de 150 MW se realiza la evaluación teniendo en cuenta su operación en ciclo simple y ciclo combinado y para humedades relativas de 80 y 34%.

Para el caso base se supone un factor de utilización del 85%, precio del gas natural de 2.315 \$/MBTU, precio de la energía de 37 \$/kWh y los cargos por capacidad y uso de acuerdo con la regulación vigente.

Con el propósito de contemplar otros escenarios que pueden ser viables en el contexto colombiano no se realizaron las siguientes sensibilidades:

- Reducción en 25% del costo de inversión y AOM.
- Evento fenómeno del Pacífico en el año 2003.
- Reducción del precio del gas en 25%.
- Eliminación del cargo por uso a los generadores.
- Reducción del factor de utilización al 50%.

Los resultados obtenidos se presentan en la tabla 3.

Tabla 3 Comparación entre la viabilidad económica y la potencia recuperada

Descripción	Condición	Viabilidad Económica			Potencia recuperada (MW)			
		EE	CV	TES	EE	CV	TES	
Caso base	CS y H = 80%	150 MW			3,4	22,8	24,8	
		100 MW			2,1	13,7	16,4	
		50 MW			1,0	6,8	7,9	
	150 MW	CS y H = 34%			11,1	24,8	25,8	
		CC y H = 80%			3,7	24,8	24,8	
		CC y H = 34%			12,0	26,8	26,8	
Sensibilidad 1 Reducción en 25% del costo de inversión y AOM	CS y H = 80%	150 MW			3,4	22,8	24,8	
		100 MW			2,1	13,7	16,4	
		50 MW			1,0	6,8	7,9	
	150 MW	CS y H = 34%			11,1	24,8	25,8	
		CC y H = 80%			3,7	24,8	24,8	
		CC y H = 34%			12,0	26,8	26,8	
Sensibilidad 2 Evento fenómeno del Pacífico en el año 2003	CS y H = 80%	150 MW			3,4	22,8	24,8	
		100 MW			2,1	13,7	16,4	
		50 MW			1,0	6,8	7,9	
	150 MW	CS y H = 34%			11,1	24,8	25,8	
		CC y H = 80%			3,7	24,8	24,8	
		CC y H = 34%			12,0	26,8	26,8	
Sensibilidad 3 Reducción del precio del gas en 25%	CS y H = 80%	150 MW			3,4	22,8	24,8	
		100 MW			2,1	13,7	16,4	
		50 MW			1,0	6,8	7,9	
	150 MW	CS y H = 34%			11,1	24,8	25,8	
		CC y H = 80%			3,7	24,8	24,8	
		CC y H = 34%			12,0	26,8	26,8	
Sensibilidad 4 Eliminación del cargo por uso a los generadores	CS y H = 80%	150 MW			3,4	22,8	24,8	
		100 MW			2,1	13,7	16,4	
		50 MW			1,0	6,8	7,9	
		150 MW			CS y H = 34%	11,1	24,8	25,8
					CC y H = 80%	3,7	24,8	24,8
					CC y H = 34%	12,0	26,8	26,8
	150 MW	150 MW			3,4	22,8	24,8	
		100 MW			2,1	13,7	16,4	
		50 MW			1,0	6,8	7,9	
		CS y H = 34%			11,1	24,8	25,8	
		CC y H = 80%			3,7	24,8	24,8	
		CC y H = 34%			12,0	26,8	26,8	
Sensibilidad 5 Reducción del factor de utilización al 50%	CS y H = 80%	150 MW			3,4	22,8	24,8	
		100 MW			2,1	13,7	16,4	
		50 MW			1,0	6,8	7,9	
	150 MW	CS y H = 34%			11,1	24,8	25,8	
		CC y H = 80%			3,7	24,8	24,8	
		CC y H = 34%			12,0	26,8	26,8	

H: Humedad relativa
 Con viabilidad económica
 Sin viabilidad económica

5. Conclusiones

- En las regiones donde se ubican las CTG en Colombia, la ocurrencia de temperaturas entre 24 y 34 °C representa aproximadamente el 94% de las horas anuales. Los dos picos de la curva de demanda de potencia del sistema eléctrico nacional ocurren en intervalos en los cuales se presentan temperaturas iguales o mayores a 30 °C en un día caluroso y hasta 26 °C en un día no caluroso; esta situación hace que en los momentos en que se requiera mayor potencia, las CTG generen menos.
- El análisis comparativo de la distribución de temperatura con otros países (Italia y USA), señala que en ellos no hay una desviación significativa con respecto a la condición ISO, el 64% de las horas/años, la temperatura permanece inferior a esta, mientras que en los sitios donde se instalan la CTG en Colombia el 100% de las horas/años la temperatura es superior.
- El potencial de recuperación de potencia promedio con enfriamiento evaporativo es de 36 MW, con compresión de vapor es de 270 MW y con TES 37 MW. Estos potenciales representan respectivamente el 2, 12 y 2% de la potencia del parque térmico sin aplicar tecnologías de enfriamiento.
- El potencial de potencia recuperable en el segundo pico de la curva nacional de potencia con enfriamiento evaporativo es de 82 MW, con compresión de vapor de 300 MW y con TES 331 MW, estos potenciales representan el 4, 13 y 15% respectivamente de la potencia que se obtiene en este pico sin enfriamiento.
- En los sitios donde están ubicadas las CTG en Colombia, en un día caluroso existe un intervalo de tiempo de aproximadamente 14 horas (58% del día) en la que la temperatura supera el valor promedio anual de 27 °C y por tanto la potencia se hace menor a la reportada con base en este valor. El reporte de potencia con base en la temperatura promedio no garantiza una disponibilidad real al sistema eléctrico nacional debido a que la potencia disponible es menor por el incremento de la temperatura ambiente.
- La tecnología por enfriamiento evaporativo no obstante presentar una baja recuperación de potencia, presenta indicadores financieros que la hacen viable en diferentes contextos, tanto en ciclo simple como combinado.
- Si bien la tecnología por compresión de vapor permite alta recuperación de potencia, ella resulta viable financieramente en Colombia en los siguientes escenarios: reducción a bajo costo de la humedad relativa al menos al 34%, operando las centrales en ciclo simple y ciclo combinado con un factor de utilización del 85%. Cuando los costos de inversión se reduzcan al menos en un 25% y operando la planta en ciclo combinado con una humedad relativa del 80%. Una ocurrencia del fenómeno del Pacífico durante la vida útil del proyecto y en el que se den altos precios de electricidad, cuando se opere en ciclo simple o combinado con humedad relativa del 80%. Una reducción de al menos 25% en el precio del gas, cuando se opere en ciclo simple o combinado con humedad relativa del 80%.
- En condiciones de operación pico en un mercado de energía con tarifas diferenciales horarias, la tecnología TES en Colombia presenta indicadores financieros los cuales la hacen viable. Ello confirma la razón de ser de esta tecnología.
- En CTG en ciclo simple o combinado con factor de utilización del 85%, cuando se reduzca la humedad relativa al 34% a bajo costo y con una disminución en los costos de inversión en por lo menos un 25%, las tecnologías de enfriamiento estudiadas resultan viables financieramente.
- En CTG cuando opera en ciclo combinado con humedad relativa del 34 u 80% ante la ocurrencia de por lo menos un fenómeno del Pacífico durante la vida útil del proyecto, la introducción de cualquiera de las tecnologías de enfriamiento estudiadas tienen viabilidad financiera.

- Ante un factor de utilización del 50%, el enfriamiento evaporativo y por compresión de vapor son viables financieramente en plantas en ciclo simple; en ciclo combinado las tres presentan indicadores financieros que las hacen viable. Ello se explica porque ahora el cargo por capacidad se constituye en un ingreso para la planta lo cual no sucede cuando se tiene un factor de utilización elevado.
- La aplicación de tecnologías de enfriamiento en Colombia plantea el dilema entre el incremento de potencia del parque térmico y la mayor rentabilidad financiera. En un mercado en competencia como el colombiano, los agentes privados probablemente se inclinen por los indicadores financieros; pero en el contexto de la política energética nacional y planeamiento, la confiabilidad, flexibilidad y eficiencia son factores determinantes al momento de enviar señales relacionadas con la introducción de determinadas tecnologías de enfriamiento.

5. Referencias

1. UPME-ISA. *Plan de Expansión de Referencia: Generación-Transmisión 1996-2010*. Revisión 1996.
2. Plancherel, Alain. *La Central de Ciclo Combinado se ha Establecido como el Sistema de Producción de Energía del Futuro*. Revista ABB 8 / 93, pp. 1-12.
3. Horlock, J. H.. *Combined Power Plants - Past, Present and Future*. Transactions of the ASME, Journal of Engineering for Gas Turbine and Power, Vol. 117, Oct. 1995, pp. 610-616.
4. G. T. Program. *Wind. Software for Gas Turbine Power and Cogeneration System Design*, Versión 1.5. 1999. Desarrollado por Thermoflow Inc.
5. Ushiyama, I. *Theoretically Estimating the Performance of Gas Turbine Under Varying Atmospheric Conditions*. Transactions of the ASME, Journal of Engineering for Gas Turbine and Power, Jan. 1976, pp. 303-309.
6. AMELL, Andrés. *Comportamiento Termodinámico de Plantas de Ciclo Combinado en el Piso Térmico Colombiano*. Revista Energética, No. 17, nov. de 1996. pp. 85-97.
7. EPM. *Registro Meteorológico de la Estación en la Sierra, 1996-1998*.
8. Corredor, Lesme, comunicación personal. Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad del Norte.
9. ISA. *Informe Anual de Operaciones 1997*.
10. Kolp, D.A., et al. *Advantage of Air Condition and Supercharging and LM6000 Gas Turbine Inlet*. Transaction of the ASME: Journal of Engineering for Gas Turbine and Power, Vol. 117, July 1995, pp. 513-527.
11. De Lucia, M, et al. *Benefits of Compressor Inlet Air Cooling for Gas Turbine Cogeneration Plant*. Transaction of the ASME: Journal of Engineering for Gas Turbine and Power. Vol. 118, July 1996, pp. 598-603.
12. Kohlenberger, P.E. *A review of inlet air cooling systems for increasing gas turbine performance*. Power - Gen 94. America. VC3 - 5, Book IV, December 7 - 9/94. Orlando, pp. 277-297.
13. Al, Jerry, et al. *A qualitative analysis of inlet air cooling alternative for combustion turbine capacity enhancement*. Burns & McDonnell Engineering Company. APCPAPRI 94. pp. 1-5.
14. Torres, F. et al. *Incremento de la potencia de turbinas de gas*. Revista Ingeniería Química Española. Septiembre 1993, pp. 303-310.
15. Ondryas, Igor. *Go beyond evaporative coolers to stretch gas — turbine output*. Power, July 1991. pp. 2-29.
16. Giourof, Alexandra. *Gas — turbine inlet - air cooling: You can almost pick your payback*. Power, May 1995. pp. 56-58.
17. Johnson, R. S. *The Theory and Operation of Evaporative Coolers for Industrial Gas Turbine Installations*. Transactions of the ASME: Journal of Engineering for Gas Turbine and Power. Vol. 111, April 1989, pp. 327-334.
18. Ebeling, Jerry, et al. *Thermal energy storage and inlet air cooling for combined cycle*. Presented at the International Turbine and Aeroengine Congress and Exposition. The Hague, Netherlands. June 13-16, 1994. ASME 94 — GT - 310. pp. 1-7.
19. Mackie, E.I. *Inlet Air Cooling for a Combustion Turbine Using Thermal Storage*. ASHRAE Transactions: Symposia. Vol. 100 No. 1, 1994. pp. 572-582.