

## ESTIMACIÓN DE LA RESERVA ROTANTE EN LAS TURBINAS DE GAS DE LA CENTRAL ALTO VALLE EN TIEMPO REAL

### ESTIMATING THE SPINNING RESERVE IN THE GAS TURBINES OF DE ALTO VALLE POWER PLANT IN REAL TIME

**Raúl Blanco Elicabe, Leandro Galzenati, Héctor Saavedra, Héctor Villemur  
y Roberto Laurent**

*Departamento de Electrotecnia, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional del Comahue, Buenos Aires 1400, Neuquén, Argentina, roberto\_laurent@yahoo.com.ar*

**Palabras clave:** reserva rotante, control de frecuencia, mínimos cuadrados, turbina de gas, ciclo Brayton.

**Resumen.** La máxima potencia que puede ser generada y la reserva rotante para el control primario de frecuencia en turbinas de gas, cuyo principio de funcionamiento se basa en el ciclo termodinámico Brayton, es muy dependiente de la temperatura ambiente, la cual presenta grandes variaciones durante el día y entre las estaciones del año. Por esta razón, la potencia máxima en las dos turbinas de gas de 25 MW de la central térmica Alto Valle en la provincia de Neuquén se determinaba mediante ensayos varias veces por día a efectos de cumplir con los requerimientos de reserva rotante. Esta situación motivó un proyecto de graduación en la carrera ingeniería electrónica de la Universidad Nacional del Comahue para optimizar el procedimiento. Se desarrolló un modelo matemático de la turbina y sus parámetros fueron obtenidos mediante ajuste por mínimos cuadrados. Se incorporó equipamiento específico adicional y las ecuaciones del modelo fueron implementadas en el sistema de control distribuido de las turbinas para su operación automática en tiempo real. El sistema permitió estimar la potencia máxima disponible con una exactitud del orden de  $\pm 0.1$  MW ( $\pm 0.4$  %), incrementar la energía generada anualmente en hasta un 4.3 % y eliminar los riesgos de sufrir penalidades por no cumplimiento de los márgenes de reserva rotante requeridos.

**Keywords:** Brayton cycle, frequency control, Gas turbines, least squares, spinning reserve.

**Abstract.** The operation principle of gas turbines is based on the Brayton thermodynamic cycle, resulting in the maximum available power to be generated and the spinning reserve to be highly dependent on environmental conditions, particularly on the ambient temperature, which varies greatly during the day and the seasons. Therefore, the maximum power available from the 25 MW gas turbines of Duke Energy's Alto Valle Power Plant was determined several times a day by testing in order to meet the requirements of spinning reserve. This prompted a graduation project of Electronic Engineering at Comahue National University that aimed to optimize power generation and the primary frequency control. A mathematical model of the turbine power was adapted and its parameters were obtained by least squares adjustment. It was shown that the model estimates the maximum available power with an accuracy of  $\pm 0.1$  MW ( $\pm 0.4$  %), which allows the increase of annual energy generation up to 4.3 % and prevents the risk of penalties from control entities. A version of the algorithm was implemented to be operated in real time.

## 1 INTRODUCCIÓN

La Central Térmica Alto Valle (CTAV) se encuentra ubicada en la provincia de Neuquén, Argentina, cuenta con una potencia total instalada de 97 MW que incluye dos unidades de ciclo combinado de 40 MW cada una más una turbina de gas de 17 MW. Cada grupo de los ciclos combinados está compuesto por una turbina de gas (TG) Alstom/GE modelo 5001 P de 25 MW, y una turbina de vapor Parsons de 15 MW. Las turbinas de vapor son de la década de sesenta y las de gas de la década de noventa cuando se inició en Argentina un fuerte proceso de conversión de las centrales térmicas a vapor existentes a ciclos combinados para mejorar el rendimiento, con el consecuente beneficio para el medio ambiente. Actualmente la central es operada por Orazul Energy pero durante la realización del trabajo final de carrera que dio origen al desarrollo del sistema en tiempo real era operada por Duke Energy. Las TG cuentan con un sistema de control Speedtronic Mark IV que se encarga de comandar las acciones sobre los elementos finales de control de la turbina a través de una lógica triple redundante, en función de los datos obtenidos de medidores y/o sensores dispuestos a lo largo de todo el equipo. También incluye el regulador automático de velocidad-carga y hace de interfaz hombre-máquina, permitiendo al operador efectuar comandos sobre la turbina, como realizar procesos de arranque y parada. Además está conectado a un Sistema de Control Distribuido (DCS) que proporciona la opción de telecomando y telesupervisión de variables como la temperatura en la entrada y salida del compresor y de los gases de escape, la presión en la salida del compresor, la potencia activa y la frecuencia.

La central está conectada al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y genera para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). A efectos de la regulación primaria de frecuencia las unidades generadoras deben mantener una reserva rotante  $R_R$  en MW para permitir a sus reguladores automáticos de velocidad aumentar la generación para contribuir a mantener la frecuencia dentro de márgenes adecuados ante perturbaciones en el sistema, como variaciones de la carga y salida intempestiva de generadores (Elgerd, 1982; Gómez Expósito, 2002). La reserva rotante  $R_R$  es la diferencia entre la potencia máxima posible de generar  $P_{\text{máx}}$ , o carga base, y la potencia generada  $P_G$ , esto es:

$$R_R = P_{\text{máx}} - P_G. \quad (1)$$

En la Figura 1 se muestra el registro de la frecuencia y de la potencia generada por una de las TG al ocurrir un recorte de generación de 1100 MW por desconexión automática de generación (DAG) ante una falla en el sistema de transmisión en el SADI y la posterior desconexión de carga por subfrecuencia. La reacción inicial del regulador de velocidad es hacer que aumente la potencia generada pero al encontrarse la TG operando sin reserva rotante su generación cae inmediatamente por actuación del control de temperatura. Luego del recorte de carga por subfrecuencia se observa un aumento de la frecuencia por encima de los 50 Hz haciendo que la potencia generada disminuya por acción del regulador para finalmente estabilizarse en un valor similar al previo a la falla. Si la TG hubiera estado operando con reserva rotante el registro mostraría una contribución de generación durante todo el tiempo en que la frecuencia estuvo por debajo de 50 Hz.

En Argentina la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (Cammesa) indica a las centrales las consignas de reserva rotante como un valor porcentual (entre 0 y 5 %) y de frecuencia (para regulación terciaria) por medio del Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR) de acuerdo a la normativa vigente (Cammesa, 1996). La normativa fija reglas que permiten auditar y penalizar a las partes intervinientes. En la Figura 2 se puede ver una pantalla del SOTR mostrando las consignas de frecuencia y reserva rotante para regulación primaria de frecuencia, indicada esta última como  $RPFT$  (en %).

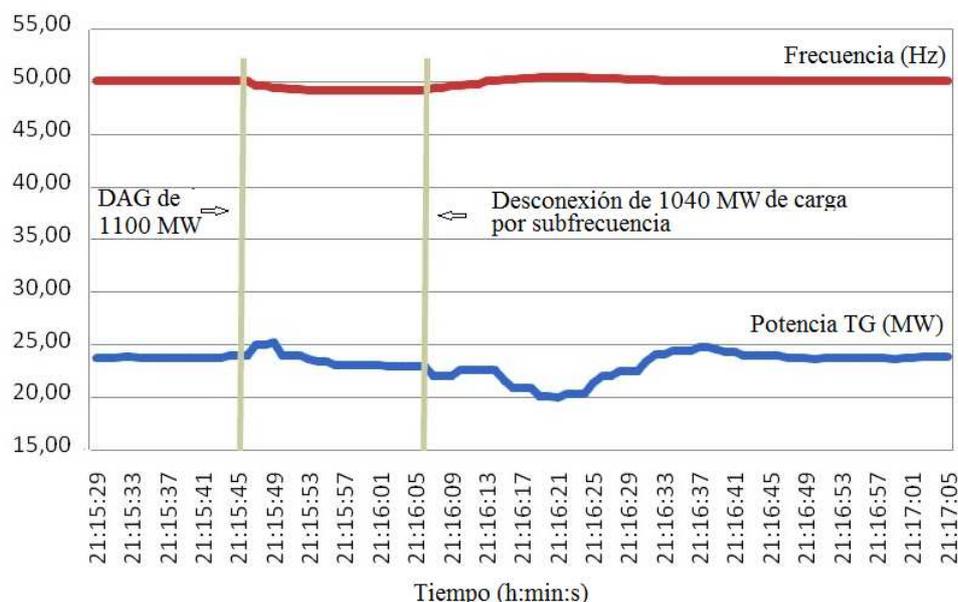


Figura 1: Registro de frecuencia y potencia de una de las TG ante la actuación de DAG (1100 MW) el 08/09/2008.

El principal problema que aparece a la hora de intentar crear un procedimiento para cumplir con la reserva rotante en la CTAV es que la máxima potencia suministrable por las TG tiene un valor desconocido, debido a que depende de las condiciones ambientales, muy particularmente de la temperatura ambiente. En relación a esta dependencia Vivier (1975) comenta en su libro clásico: “La temperatura ambiente tiene una influencia sensible sobre la potencia máxima que da la máquina, así, por ejemplo, una diferencia de 60°C que no es excepcional en algunas regiones de la tierra, lleva consigo una variación de potencia del orden del 50 % obteniéndose en invierno el valor máximo”.



Figura 2: Pantalla del SOTR con las consignas de frecuencia y reserva rotante (RPFT).

Debido a este problema, una vez visualizadas las consignas de frecuencia y reserva rotante el operador se dirigía a la sala de comando de la TG, la liberaba del control por velocidad y la llevaba a potencia máxima esperando que se estableciera el valor. Una vez obtenida la potencia máxima volvía a seleccionar el modo de control por velocidad y ajustaba la consigna de potencia generada  $P_G$  según la potencia máxima observada  $P_{m\acute{a}x}$  y la reserva rotante solicitada  $RPFT$  en %, o sea:

$$P_G = P_{m\acute{a}x} \left( 1 - \frac{RPFT}{100} \right). \quad (2)$$

Esta maniobra se repetía aproximadamente de hora en hora a efectos de respetar la reserva rotante solicitada por Cammesa para las dos TG de los ciclos combinados, que si bien son teóricamente idénticas el rendimiento varía considerablemente entre ambas.

El problema de la determinación de la potencia máxima posible de generar por las TG de los ciclos combinados y de la reserva rotante correspondiente en función de la temperatura ambiente, fue la motivación principal del presente trabajo. El mismo se realizó como parte de un trabajo final de carrera de tres estudiantes de ingeniería electrónica (Blanco Eliçabe et al., 2009, 2015), dos de los cuales se encontraban realizando su actividad laboral en Duke Energy. Debido a la complejidad esperada del trabajo fue realizado excepcionalmente por tres estudiantes.

Se analizaron varias alternativas. La posibilidad de automatizar los ensayos realizados manualmente por el operador se descartó en primer lugar a favor de la búsqueda de modelos matemáticos que permitan predecir la potencia máxima generable en función de los parámetros ambientales con menor esfuerzo y costo. Modelos dinámicos muy detallados y complejos incluyendo el regulador de velocidad como los estudiados por Rowen (1983, 1992) y Kakimoto y Baba (2003) se descartaron a favor de modelos estáticos que incluyeran sólo la turbina. Fueron considerados dos métodos propuestos por el fabricante en los manuales de la máquina pero se debieron descartar por su poca exactitud, ya que se obtuvieron errores del orden de 1 MW, un 4 % de la potencia nominal de 25 MW, o sea del orden de la reserva rotante que se desea controlar. Por estas razones se desarrolló un modelo matemático basado en los parámetros medidos del ciclo termodinámico y en una identificación de sus coeficientes mediante el método de mínimos cuadrados.

## 2 MODELO TEÓRICO DEL CICLO BRAYTON

Una turbina de gas simple, a ciclo abierto, consta de tres componentes principales: compresor, cámara de combustión y turbina propiamente dicha, como se muestra en el esquema de la Figura 3 (Vivier, 1975).

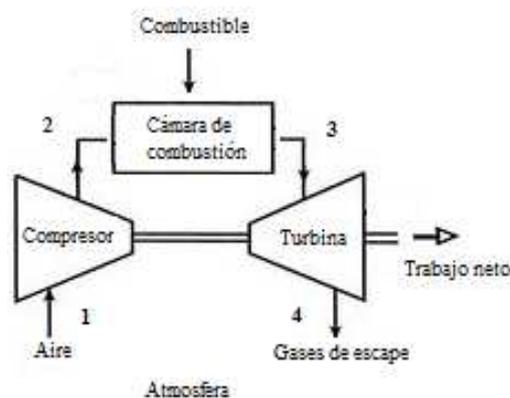


Figura 3: Esquema de una turbina de gas

El principio de funcionamiento se explica por el ciclo termodinámico de Brayton o Joule esquematizado en los diagramas Temperatura-Entropía (TS) y Presión-Volumen (PV) mostrados en la Figura 4 (Vivier, 1975; García, 1996).

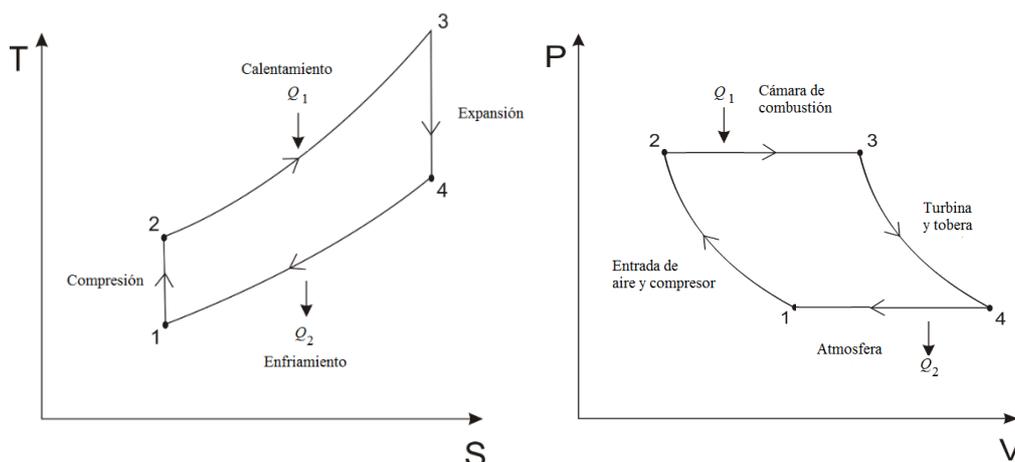


Figura 4: Diagramas Temperatura-Entropía (TS) y Presión-Volumen (PV) del ciclo Brayton

El ciclo teórico, sin pérdidas y considerando al aire como gas perfecto, se puede dividir en cuatro procesos: compresión adiabática del aire en el compresor, combustión isobárica idealizada como adición de calor  $Q_1$  en la cámara de combustión, expansión adiabática en la turbina y tobera de escape, finalizando con enfriamiento isobárico liberando el calor  $Q_2$  a la atmósfera.

La diferencia entre el trabajo realizado por la turbina y el trabajo requerido por el compresor es el trabajo neto por unidad de masa producido por el ciclo:

$$T_{\text{neto}} = Q_1 - Q_2, \quad (3)$$

o alternativamente

$$T_{\text{neto}} = c_p (t_3 - t_2) - c_p (t_4 - t_1), \quad (4)$$

donde  $c_p$  es el calor específico del aire a presión constante y  $t$  representa las diferentes temperaturas. Como la temperatura máxima de entrada de los gases en la turbina  $t_3$  está limitada por motivos tecnológicos, el trabajo neto posible disminuye al aumentar la temperatura ambiente  $t_1$ .

Como no se dispone de una lectura de  $t_3$ , se decidió estimarla a partir de las presiones medidas, la presión en la entrada del compresor  $p_1$  y en salida del mismo  $p_2$ , utilizando las ecuaciones características de los gases perfectos que relacionan temperatura y presión en transformaciones adiabáticas:

$$t_3 = t_4 \left( \frac{p_1}{p_2} \right)^{\frac{1-\gamma}{\gamma}}, \quad (5)$$

siendo  $\gamma$  la relación entre los calores específicos a presión constante y a volumen constante. El trabajo neto resulta entonces:

$$T_{\text{neto}} = c_p \left[ t_4 \left( \frac{p_1}{p_2} \right)^{\frac{1-\gamma}{\gamma}} - t_2 \right] - c_p (t_4 - t_1). \quad (6)$$

La potencia máxima que puede suministrar el generador será la potencia entregada por la turbina, proporcional al trabajo neto dado por la Ec. (6), menos la potencia de pérdidas  $P_{\text{pérd}}$

que engloba las pérdidas eléctricas y magnéticas en el generador, las pérdidas mecánicas por fricción del grupo y las pérdidas en la compresión, expansión y de carga en el ciclo termodinámico. La expresión de la potencia generada resulta entonces:

$$P_G = k \left\{ \left[ t_4 \left( \frac{p_1}{p_2} \right)^{\frac{1-\gamma}{\gamma}} - t_2 \right] - (t_4 - t_1) \right\} - P_{\text{pérd}}, \quad (7)$$

donde  $k$  es una constante de proporcionalidad.

### 3 MODELO PRÁCTICO DEL CICLO BRAYTON

#### 3.1 Identificación de parámetros y validación del modelo

La Ec. (7) corresponde a un modelo teórico que muestra claramente de que variables disponibles de las mediciones depende la potencia generada. A efectos de obtener un modelo práctico del ciclo Brayton real pueden incorporarse al modelo teórico un conjunto de parámetros  $\theta_i$  desconocidos asociados a cada variable o función y realizar su identificación aplicando el método de mínimos cuadrados para un conjunto de muestras (Astrom, 1996). Considerando que  $\gamma$  es aproximadamente 1.4 para el aire la potencia generada resulta:

$$P_G = \theta_1 + \theta_2 t_4 \left( \frac{p_1}{p_2} \right)^{-\frac{2}{7}} + \theta_3 t_2 + \theta_4 t_4 + \theta_5 t_1. \quad (8)$$

Obtenido un conjunto de parámetros  $\theta_i$  a partir de un gran número de muestras se validó el modelo utilizando otro conjunto diferente de muestras con el conocido programa Matlab de MathWorks (2008). En la Figura 5 se presenta la comparación de la potencia medida con la estimada y en la Figura 6 se muestra la diferencia entre ambas, o sea el error de predicción del modelo. Con línea azul está representada la potencia de salida medida del generador y con línea roja la potencia estimada. Dado que la ecuación fue aplicada a tres conjuntos de muestras correspondientes a condiciones ambientales diferentes se observan dos saltos en el nivel de potencia. Puede observarse claramente como la curva de la potencia estimada tiende a seguir la curva de generación real.

En la Figura 6 se observa que la diferencia entre la potencia medida y la estimada presenta oscilaciones alrededor de cero con un desvío estándar del error calculado de 0.0693 MW. El ruido en la potencia se debe a las variaciones en la frecuencia en el sistema y a la acción correspondiente del regulador de velocidad, por lo que el error real es en realidad bastante menor al observado en las curvas. Puede afirmarse que seguramente es inferior a  $\pm 0.1$  MW (0.4 %), lo que implica un orden de magnitud menor que el error obtenido con los métodos sugeridos por el fabricante, de aproximadamente 1 MW (4 %).

Finalmente se comprobó que los valores de potencia suministrados por la Ec. (8) se mantienen dentro del mismo margen de error cuando la turbina genera con una determinada reserva rotante o en el máximo de potencia.

#### 3.2 Implementación y validación de un prototipo

El algoritmo matemático desarrollado fue implementado en forma experimental introduciendo la ecuación con los parámetros identificados en el Sistema de Control Distribuido de la central, obteniéndose como salida el valor de la potencia máxima generable, carga base, en tiempo real, aunque sin automatizar el proceso en una primera etapa.

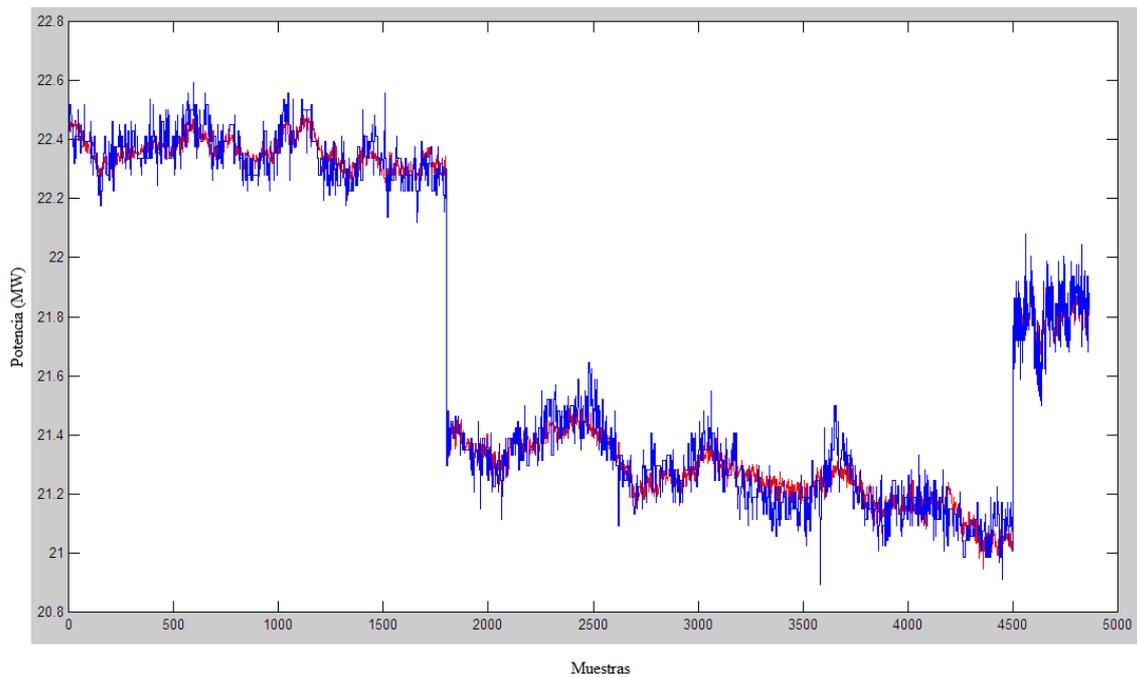


Figura 5: Comparación de la potencia medida y la potencia estimada.

Para validar el funcionamiento del prototipo se realizaron reiterados ensayos consistentes en dejar el sistema funcionando con las distintas reservas rotantes solicitadas por Cammesa, liberando luego el sistema de control y comprobando que el valor de la potencia en la cual se estabilizaba el generador coincidía con el de la potencia máxima calculada con un margen de error menor a  $\pm 0.1$  MW.

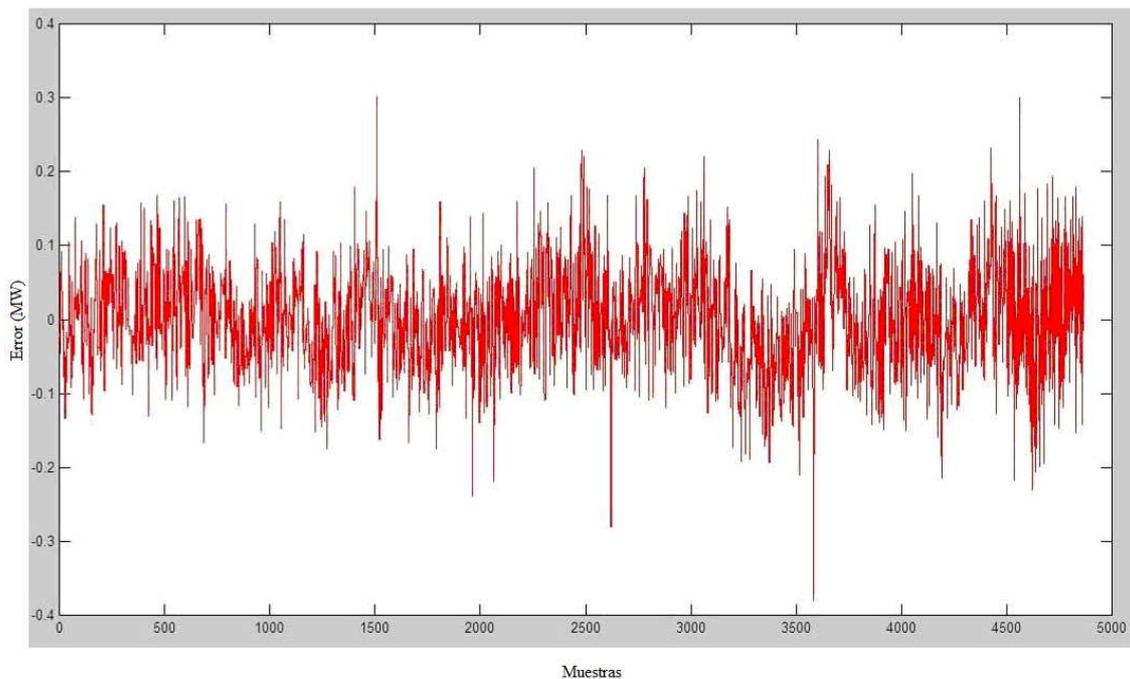


Figura 6: Diferencia entre potencia generada medida y estimada.

Además, se analizaron los beneficios que la automatización del proceso tendría en la calidad de la participación de la central en el servicio de regulación primaria de frecuencia y en la generación de energía adicional. Para esto se extrajeron muestras de la base de datos del sistema de control de la central para contrastarlos con los valores arrojados por el modelo propuesto. Se observó que hubo prolongados períodos de tiempo en que la reserva rotante registrada no cumplió adecuadamente con las consignas solicitadas por Cammesa. En algunos períodos fue inferior, exponiendo a la empresa a penalizaciones, pero en la mayoría fue superior, generándose y comercializándose menos energía que la máxima posible, llegando la diferencia en un caso a 4.3 %, lo que anualizado podría implicar una disminución en la venta de energía equivalente a U\$S  $260 \times 10^3$  anuales.

Luego de un mantenimiento menor en el que se cambiaron inyectores y una servoválvula que opera los álabes guía se evidenció que el algoritmo arrojaba valores que diferían en un pequeño porcentaje de los reales, debido obviamente a un pequeño cambio en el rendimiento de la máquina. Ajustados nuevamente los coeficientes del modelo el algoritmo continuó funcionando de acuerdo a lo esperado.

#### **4 IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA PARA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL**

En función de los resultados la empresa Duke Energy tomó la decisión de realizar la pequeña inversión de implementar el sistema para que funcione en tiempo real y en forma automática, siendo necesario incorporar hardware específico adicional, fundamentalmente un adquisidor de datos Modbus y una pantalla, así como desarrollar el software correspondiente.

La programación del modelo y la lógica asociada fueron realizadas en el Sistema de Control Distribuido (DSC), marca Foxboro, utilizando un lenguaje de programación y un procesador propio de la marca. El DSC dispone de las señales de temperatura en la entrada y salida del compresor y de los gases de escape, y de presión en la entrada y salida del compresor que permiten estimar la potencia máxima generable en tiempo real.

No fue posible realizar el desarrollo directamente en el sistema Speedtronic Mark IV, que se encarga del control directo de la turbina, debido a que este no posee la flexibilidad necesaria para ser adaptado fácilmente. La comunicación entre el DSC y el adquisidor de datos se realizó bajo protocolo RS-485. El adquisidor de datos se cableó a la bornera del sistema Speedtronic que a través de una llave de control permite subir o bajar la potencia en forma manual. En la llave de control se montaron contactos auxiliares para evitar que en caso de que un operador maniobre la llave, se desestimen las señales de control automático enviadas por el DSC, eliminando la posibilidad de que lleguen dos comandos contradictorios en simultáneo al Speedtronic.

Se diseñó la pantalla que se muestra en la Figura 7, en la que el operador puede seleccionar utilizar el sistema de manera automática o manual y programar la consigna de reserva rotante, RPF en la pantalla, y de frecuencia. La pantalla permite visualizar en tiempo real la potencia máxima generable (Carga Base), la potencia medida, la potencia con la reserva rotante solicitada (Pot. con RPF), la reserva rotante instantánea (RPF Actual), la frecuencia medida (Frecuencia de Línea) y las consignas de frecuencia (Frecuencia) y la reserva rotante (RPF), y la frecuencia medida (Frecuencia). Además, la pantalla muestra registros gráficos de la evolución en el tiempo de las diferentes potencias y la reserva rotante.



Figura 7: Pantalla del sistema de seguimiento automático de la reserva rotante en tiempo real.

## 5 CONCLUSIONES

La máxima potencia posible de ser generada por turbinas de gas es muy dependiente de la temperatura ambiente dificultando mantener niveles la reserva rotante con una exactitud adecuada.

Se propuso un modelo matemático basado en variables medidas del ciclo termodinámico que mediante parámetros obtenidos por ajuste con el método de mínimos cuadrados que permite predecir la potencia máxima generable en tiempo real con una exactitud mejor que  $\pm 0.4\%$ .

En base al modelo propuesto fue desarrollado un sistema para las turbinas de gas de 25 MW de la Central Térmica Alto Valle que opera en tiempo real y permite controlar la reserva rotante en forma automática optimizando la generación y eliminando los riesgos de penalizaciones por el no cumplimiento de la consigna de reserva rotante.

## REFERENCIAS

- Astrom, K. J., y Wittenmark, B., *Computer Controlled Systems*, Englewood Cliffs: Prentice Hall Inc., 1984.
- Blanco Eliçabe, R., Galzenati, L., y Saavedra H., *Análisis de Reserve Rotante en Turbinas de Gas*, Tesis de Grado, Dpto. de Electrotecnia, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional del Comahue, Neuquén, Argentina, 2009.
- Blanco Eliçabe, R., Galzenati, L., y Saavedra H., *Análisis de Reserve Rotante en Turbinas de Gas*, *Proc. of XI Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission*, Sao José dos Campos, Brasil, 2015.
- Cammesa, *Participación de Generadores en el Servicio de Regulación de Frecuencia*, Procedimiento Técnico N° 9 de CAMMESA, 1996. (<http://www.portalweb.cammesa.com>).
- Elgerd, O.I, *Electric Energy Systems Theory. An Introduction*, Second Edition, New York: McGraw-Hill Book Company, 1982.
- García, A.C., *Termodinámica Técnica*, 5° Edición, Buenos Aires: Librería y Editorial Alsina, 1996.
- Gómez Expósito, A., *Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica*, Madrid: McGraw-Hill/Interamericana de España, 2002.

- Kakimoto, N., y Baba, K., Performance of Gas Turbines-Based Plants During Frequency Drops”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 18, n° 3, 2003.
- MathWorks Inc., *Matlab 7*, Massachusetts: The MathWorks Inc., 2008,  
([http://www.mathworks.com/academia/student\\_version/learnmatlab.pdf](http://www.mathworks.com/academia/student_version/learnmatlab.pdf))
- Rowen, W.I., Simplified Mathematical Representation of Heavy Duty Gas Turbine, *Trans. ASME, J. Eng. Power*, vol. 105, n° 1, pp. 865-869, 1983.
- Rowen, W.I., Simplified Mathematical Representation of Single Shaft Gas Turbines in Mechanical Drive Service, *Int. Gas Turbine and Aeroengine Congr. and Expo.*, Cologne, Germany, 1992.
- Vivier, L., *Turbinas de vapor y de gas*, Bilbao: Urmo, S. A. de Ediciones, 1975.