

Combined-cycle units modelling for power systems reliability studies

Jorge Munoz ⁽¹⁾, Julian Barquin ⁽²⁾, Noemi Jimenez ⁽³⁾, Juan Perez ⁽⁴⁾

⁽¹⁾ Universidad de Málaga
Pza. El Ejido s/n 29013 Málaga (Spain). E-mail: estrada@dte.uma.es

⁽²⁾ Instituto de Investigación Tecnológica, ICAI, Universidad Pontificia Comillas
C/ Santa Cruz de Marcenado, 26 28015 Madrid (Spain). E-mail: julian.barquin@iit.upco.es

⁽³⁾ Universidad de Málaga
Pza. El Ejido s/n 29013 Málaga (Spain). E-mail: noemi@uma.es

⁽⁴⁾ Universidad de Málaga
Pza. El Ejido s/n 29013 Málaga (Spain). E-mail: jperez@uma.es

Summary

The growth of power generation in Spain and several other countries is mainly based on the construction of combined-cycle power plants. As the number of this type of plants increases, the gas and electricity systems are linked together. Therefore, power system reliability studies should consider the gas supply reliability, and so the new generation of reliability models should take into account the joint operation of electrical and gas systems.

This paper develops a model for combined-cycle units to be included in power systems reliability studies. This model is applied on the IEEE One Area Reliability Test System 1996. Improvements on reliability indices with the introduction of combined-cycle units are shown in the paper.

Keywords : combined-cycle, natural gas, power system generation, reliability.

1. Introducción

Durante los últimos años, se han producido cambios importantes en la estructura del sector eléctrico en muchos países. La tendencia general de estos cambios indica un movimiento del sector hacia una mayor competencia, lo cual genera indudablemente mayores riesgos para las empresas privadas. Estos cambios han sido debidos a diversas razones políticas, económicas y técnicas. Entre las razones técnicas, la característica más importante ha sido el desarrollo de eficientes centrales de ciclo combinado, que utilizan como combustible el gas natural, y que presentan una serie de ventajas económicas, técnicas y medioambientales frente a las centrales térmicas tradicionales y nucleares. Por ello, el aumento del parque de generación en España y en otros muchos países se basa principalmente en la construcción de nuevas centrales de ciclo combinado. Así pues, queda establecido un acoplamiento entre el suministro eléctrico y el suministro de gas natural. Este vínculo es más fuerte a medida que se van construyendo nuevas centrales de ciclo combinado. Este acoplamiento entre sectores energéticos provoca que los nuevos modelos de fiabilidad deban tener en cuenta la operación conjunta de los sectores eléctrico y de gas natural.

La demanda de gas natural según sus usos se origina fundamentalmente en tres segmentos de mercado: doméstico-comercial, industrial y de generación eléctrica. El mercado doméstico-comercial se compone de aquellos suministros de gas natural que se destinan al consumo residencial y al sector servicios, principalmente para usos térmicos. El mercado industrial se corresponde con los consumos de gas realizados por el sector industrial para sus procesos productivos. Por último, el mercado de generación eléctrica se compone de suministros destinados a centrales de producción de energía eléctrica de fuel/gas. Para el año 2005 se prevé que el consumo de gas natural doméstico-comercial baje al 13,8%, el industrial se sitúe en el 62,9% y el de generación de energía eléctrica alcance una cuota del 23,3%, mediante la introducción de ciclos combinados [1].

En esta comunicación, los consumidores de gas natural se dividen en consumidores de gas natural no eléctricos (doméstico-comerciales e industriales) y consumidores de gas natural eléctricos (centrales de ciclo combinado).

El desarrollo de las centrales de ciclo combinado para la generación de energía eléctrica ha provocado la fusión de los sectores eléctrico y de gas natural en un único sector energético conjunto. La Figura 1 muestra las distintas partes del sistema energético conjunto de gas y electricidad:

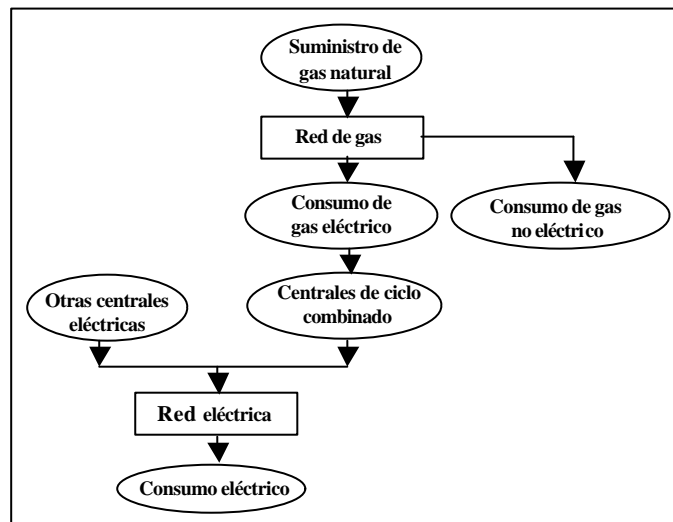


Figura 1 – Sector energético conjunto de electricidad y gas natural.

La prioridad de la red de gas natural es proporcionar el suministro de los consumidores de gas natural no eléctricos. Las centrales de ciclo combinado producirán energía eléctrica únicamente en el caso en el que exista suficiente capacidad de suministro de gas al sistema y suficiente capacidad de la red de transporte de gas natural.

Esta comunicación presenta un modelo para las centrales de ciclo combinado con el objetivo de proceder a la inclusión de dicho modelo en estudios de fiabilidad del sector eléctrico. En el apartado de resultados se muestra la mejora de la fiabilidad de un sistema eléctrico como consecuencia de la introducción de centrales de ciclo combinado.

2. Centrales de ciclo combinado

Dentro del grupo de centrales térmicas existen dos tipos de tecnología que utilizan el gas natural como combustible. Por un lado se encuentran las centrales de turbina de gas,

en las que se utiliza la combustión del gas con aire a presión para alimentar la turbina y conseguir la energía mecánica con la que alimentar a un alternador. Por otro lado, se encuentran las centrales de ciclo combinado, que combinan un ciclo de turbina de gas con un ciclo de turbina de vapor para conseguir rendimientos mucho más elevados que los de las centrales con turbina de gas [2]. Entre las ventajas de las centrales de ciclo combinado caben destacar la alta eficiencia térmica, los bajos costes iniciales, los cortos períodos de amortización y las bajas emisiones de contaminantes a la atmósfera. La potencia que se genera en una central de ciclo combinado en función del suministro de gas natural a la entrada de dicha central se puede expresar de la siguiente manera [3]:

$$P_{gcc} = \boldsymbol{m} s * LHV * \boldsymbol{\eta} \quad (1)$$

donde:

P_{gcc} : Potencia generada por la central de ciclo combinado (MW)

$\boldsymbol{\eta}$: Eficiencia de la central de ciclo combinado

LHV : Poder calorífico inferior del gas natural (MW / (m³/s))

s : Suministro de gas natural a la central de ciclo combinado (m³/s)

La eficiencia $\boldsymbol{\eta}$ de una central de ciclo combinado disminuye a medida que se reduce la carga de dicha central. Así, mientras que a plena carga el rendimiento de una central de ciclo combinado típica es del 58%, a media carga el rendimiento es inferior al 45% [3]. A partir de (1) y teniendo en cuenta la dependencia de la eficiencia $\boldsymbol{\eta}$ de la central con el grado de carga de dicha central, se obtiene la relación entre el suministro de gas natural a la entrada de una central de ciclo combinado y la generación de energía eléctrica de una central de ciclo combinado mediante la siguiente función cúbica:

$$P_{gcc} = A * s^3 + B * s^2 + C * s \quad (2)$$

con A, B y C parámetros dependientes de la central de ciclo combinado.

3. Modelo de una central de ciclo combinado

La máxima generación de energía eléctrica en una central de ciclo combinado en un determinado instante t está limitada por dos factores: el máximo técnico de la central ($P_{gcc_{max}}$) y el suministro de gas natural $s(t)$ disponible a la entrada de la central. Si el gas disponible a la entrada de la central es menor que el necesario para que la central funcione a plena carga, el factor limitante será el suministro de gas. En cambio, si el gas disponible a la entrada de la central es mayor que el necesario para que la central funcione a plena carga, el factor limitante de generación será el máximo técnico de la central $P_{gcc_{max}}$.

En los estudios clásicos de fiabilidad del sector eléctrico, cada central de generación está caracterizada por un máximo técnico de generación $P_{g_{max}}$ y un valor determinado de disponibilidad A (o indisponibilidad $U = 1-A$) [4]. Sin embargo, las centrales de ciclo combinado no disponen de un máximo técnico de capacidad real de generación constante en el tiempo, pues en situaciones de desabastecimiento de suministro de gas natural, la capacidad real de producción de la central de ciclo combinado disminuye.

Esta comunicación presenta un modelo de central de ciclo combinado que puede incluirse en los estudios clásicos de fiabilidad, solventando la dificultad de la indisponibilidad de un único máximo técnico constante en las centrales de ciclo combinado.

El modelo de la central de ciclo combinado se basa en representar dicha central como la yuxtaposición de dos elementos distintos:

- Una central de generación térmica convencional con un valor de generación máxima igual al máximo técnico de la central de ciclo combinado $P_{g_{cc_{max}}}$.
- Una demanda denominada “demanda ficticia” ($DF(t)$), cuyo valor se define como la diferencia entre el máximo técnico de la central de ciclo combinado $P_{g_{cc_{max}}}$ y la máxima generación real de la central de ciclo combinado que es capaz de alcanzar en cada instante $P_{g_{cc}(t)}$ en función de la disponibilidad de gas.

$$DF(t) = P_{g_{cc_{max}}} - P_{g_{cc}(t)} \quad (3)$$

La sustitución de la central de ciclo combinado por una central térmica convencional y una demanda ficticia en un sistema eléctrico de nodo único se observa en la Figura 2:

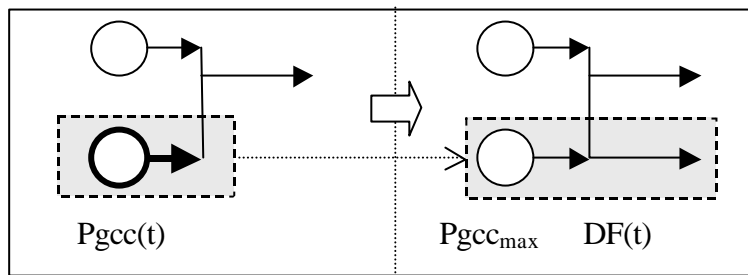


Figura 2 – Inclusión del modelo de la central de ciclo combinado en un sistema de potencia

Se observa que la inyección de la central de ciclo combinado en el sistema es la misma en la situación original (parte izquierda de Figura 2) que tras la inclusión del modelo de la central de ciclo combinado (parte derecha de Figura 2).

La demanda ficticia $DF(t)$ es una medida de la cantidad de potencia que la central de ciclo combinado deja de suministrar en el caso de que no haya suficiente cantidad de gas disponible en la red de gas natural. En el caso en el que haya suficiente gas disponible en la red, la demanda ficticia es nula, y la central de ciclo combinado se comporta a efectos de fiabilidad como una central térmica convencional.

Como cualquier central, las centrales de ciclo combinado tienen un valor de disponibilidad asociada (que se denomina A_{cc}). Este valor se estima en 0,85 [5]. Si la central está disponible (lo que ocurre con una probabilidad A_{cc}), entonces la potencia máxima equivalente para el modelo de central de ciclo combinado (Figura 2) es igual a la potencia de máximo técnico $P_{g_{cc_{max}}}$, y la demanda ficticia en cada instante viene dada por (3). Por otro lado, si la central no está disponible (lo que ocurre con una probabilidad $1-A_{cc}$), entonces tanto la potencia máxima equivalente como la demanda ficticia en cada instante para el modelo de central de ciclo combinado (Figura 2) son iguales a la potencia de máximo técnico $P_{g_{cc_{max}}}$.

Por tanto, la central térmica convencional del modelo de central de ciclo combinado debe tener un valor de disponibilidad asociado igual a la unidad, y es la demanda ficticia la que debe variar de valor en función de la situación en la que se encuentre la central de ciclo combinado (disponible o indisponible, con sus probabilidades asociadas). La demanda total equivalente del sistema $DT(t)$ se obtiene de realizar, en cada hora, la suma entre la demanda original del sistema $DO(t)$ y una ponderación de valores de la demanda ficticia en función de la situación del ciclo combinado:

$$DT(t) = DO(t) + [Acc(P_{g_{cc_{max}}} - P_{g_{cc}(t)})] + [(1-Acc)*P_{g_{cc_{max}}}] \quad (4)$$

En el caso de que haya más de una central de ciclo combinado en el sistema, la demanda total equivalente del sistema se obtiene realizando una ponderación extendida a todos los casos que puedan ocurrir en el sistema referidos a disponibilidad e indisponibilidad de cada central de ciclo combinado.

4. Sistema IEEE RTS-96

Las simulaciones llevadas a cabo para la prueba del modelo de las centrales de ciclo combinado se han realizado sobre el sistema IEEE One Area Reliability Test System - 1996 (IEEE RTS-96), que fue desarrollado por el IEEE con la intención de probar sobre un mismo sistema ejemplo las nuevas técnicas de estudios de fiabilidad [6]. El índice de fiabilidad LOLE (*Loss of Load Expectation*, que indica el número de horas esperado en las que la demanda del sistema es superior a la generación del sistema y por tanto se produce pérdida de carga) del sistema ejemplo IEEE RTS-96 tiene un valor de 9.39418 horas/año [4].

5. Características del caso de estudio

El sistema IEEE RTS-96 no incluye centrales de ciclo combinado. Para llevar a cabo las simulaciones, se han introducido un número variable de centrales de ciclo combinado al sistema, todas con máximo técnico de 400 MW (valor típico de las centrales de ciclo combinado instaladas en España) y una disponibilidad de 0.85. Se ha empleado un modelo de red de nudo único, es decir, se considera toda la generación y toda la demanda acopladas en un nodo.

El sistema de gas natural que alimenta a las centrales de ciclo combinado se ha modelado según un esquema de nodo único:

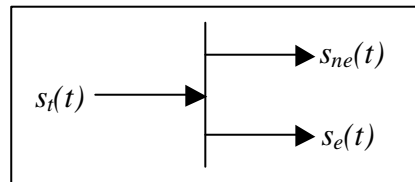


Figura 3 – Red de gas de nodo único

donde:

$s_i(t)$: Suministro total de gas natural a la red (m^3/s)

$s_{ne}(t)$: Suministro a la demanda no eléctrica de gas natural de la red (m^3/s)

$s_e(t)$: Suministro a la demanda eléctrica de gas natural de la red (m^3/s)

El suministro $s_i(t)$ se ha supuesto constante a lo largo de las 8736 horas del IEEE RTS-96, con un valor de $100 \text{ m}^3/\text{s}$. El suministro $s_{ne}(t)$ (consumidores no eléctricos de gas natural) se ha supuesto con un perfil similar al de la demanda eléctrica original del sistema IEEE RTS-96, con un máximo de $100 \text{ m}^3/\text{s}$. Por su parte, el gas disponible para las centrales de ciclo combinado $s_e(t)$ se obtiene de la resta en cada hora del suministro total del gas a la red $s_i(t)$ y el consumo no eléctrico $s_{ne}(t)$.

Dado que el rendimiento de las centrales de ciclo combinado es mayor a plena carga, se ha repartido el gas disponible para la producción de energía eléctrica $s_e(t)$ de la siguiente forma: se establece un orden de prioridad de las centrales de ciclo combinado, y se van alimentando las centrales hasta plena carga según el orden establecido.

6. Resultados

Se ha obtenido el valor del LOLE para las diversas simulaciones de inclusión de un número variable de centrales de ciclo combinado de 400 MW y disponibilidad 0.85. Las pruebas se han llevado a cabo en un PC Pentium III a 550 Mhz con 128 Mb de memoria RAM, utilizando la versión 6.1 de MATLAB. Los resultados se muestran en la Tabla I:

TABLA I – VALORES DEL LOLE

| Ciclos combinados añadidos | LOLE (horas/año) | Tiempo de ejecución(seg.) |
|----------------------------|------------------|---------------------------|
| 0 | 9.3942 | 50 |
| 1 | 3.2169 | 66 |
| 2 | 2.3216 | 94 |
| 3 | 2.1871 | 119 |
| 4 | 2.1669 | 148 |

La introducción de más de tres centrales de ciclo combinado en el sistema no mejora el valor del índice LOLE de forma visible. Este hecho se debe a que las máximas demandas de electricidad coinciden con las puntas de consumo no eléctrico de gas natural; la prioridad es satisfacer los consumos no eléctricos sobre los eléctricos, por lo que las puntas de demanda eléctrica coinciden con los momentos de mayor desabastecimiento de gas natural en el sistema.

7. Conclusiones

Esta comunicación presenta un modelo de central de ciclo combinado para ser utilizado en estudios de fiabilidad de sistemas eléctricos. El modelo hace particular énfasis en el efecto de la disponibilidad de gas natural para la producción de energía eléctrica en centrales de ciclo combinado. Se ha probado el modelo sobre el sistema IEEE RTS-96.

Reconocimientos

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por el Ministerio de Ciencia y Tecnología de España. El primer autor es financiado por la Junta de Andalucía.

Referencias

- [1] Comisión Nacional de la Energía, *Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura*, Madrid, Diciembre 2001
- [2] A. Gómez Expósito, *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*, Editorial McGrawHill, pp.21-22, Madrid, 2002.
- [3] R. H. Kehlhofer, J. Warner, H. Nielsen, R. Bachmann, *Combined-Cycle Gas & Steam Turbine Power Plants*, 2nd ed., PennWell, pp. 16-17, 1999.
- [4] R. Billinton, R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, 2nd Edition, Ed. Plenum Press, New York, 1996
- [5] www.worldenergy.com
- [6] Reliability Test System task Force of the IEEE Application of Probability Methods Subcommittee, *The IEEE Reliability Test System – 1996*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 3, pp. 1010-1020, August 1999.