

Generation System Reliability Including Natural Gas System Constraints using Monte Carlo Methods

Jorge Muñoz-Estrada¹, Noemi Jiménez-Redondo¹, Juan Pérez-Ruiz² y Julián Barquín-Gil³

¹ Departamento de Tecnología Electrónica
E.T.S.I.I., Universidad de Málaga
Campus de El Ejido, 29013 Málaga (España)
Tel.:+34 952 137172/1360, fax:+34 952 132733, e-mail: estrada@uma.es, noemi@uma.es

² Departamento de Ingeniería Eléctrica
E.T.S.I.I., Universidad de Málaga
Campus de El Ejido, 29013 Málaga (España)
Tel.:+34 952 131380, fax:+34 952 131091, e-mail: jperez@uma.es

³ Instituto de Investigación Tecnológica
E.T.S.I.I., Universidad Pontificia Comillas
c/ Santa Cruz de Marcenado, 26, 28015 Madrid (España)
Tel.:+34 915 422800, fax:+ 34 915 423176, e-mail: julian@iit.upco.es

1. Resumen

La mayor parte de la nueva potencia de generación instalada en España en los últimos años está constituida por centrales de ciclo combinado. Las centrales de ciclo combinado emplean como combustible el gas natural.

El gas natural llega a los consumidores (domésticos, comerciales e industriales) y a las centrales de ciclo combinado a través del sistema de gas natural, que comprende una extensa red de gasoductos que conecta los puntos de suministro con los puntos de consumo.

En determinados sistemas, la cantidad de gas natural que la red de gasoductos puede transportar es insuficiente para abastecer a todas las centrales de ciclo combinado del sistema. Por tanto, es necesario tener en cuenta el sistema de gas natural a la hora de evaluar apropiadamente la fiabilidad de un sistema eléctrico que incluya centrales de ciclo combinado.

Esta comunicación presenta una metodología de evaluación de la influencia real de las centrales de ciclo combinado en la fiabilidad de un sistema eléctrico. Para esta evaluación se tienen en cuenta las limitaciones impuestas por el sistema de gas natural en el suministro de gas a las centrales de ciclo combinado. Se han empleado métodos de Monte Carlo para el estudio.

Palabras llave: Fiabilidad, Centrales de Ciclo Combinado, Sistema de Gas Natural, Simulación por Monte Carlo

2. Estudios de fiabilidad de sistemas de energía eléctrica

Las técnicas de evaluación de la fiabilidad en sistemas de energía eléctrica se pueden dividir principalmente en técnicas analíticas y técnicas basadas en simulación.

Las técnicas analíticas representan el sistema mediante modelos y evalúan los índices de fiabilidad a partir de estos modelos usando técnicas matemáticas. Por su parte, los métodos de simulación basados en Monte Carlo realizan una estimación de los índices mediante un proceso de simulación del sistema, teniendo en cuenta su comportamiento aleatorio [1].

En estudios de fiabilidad de sistemas que incluyan redes a gran escala, las técnicas basadas en simulación presentan ventajas respecto a las técnicas analíticas. En general, las técnicas analíticas estudian todos los posibles estados de disponibilidad del conjunto de elementos del sistema. Si el sistema tiene muchos elementos (típicamente un sistema en red a gran escala), el número de estados posibles es muy grande y la resolución analítica del problema resulta computacionalmente inabordable.

Para el estudio de fiabilidad de sistemas de energía eléctrica basado en técnicas de simulación se suelen emplear tres esquemas de simulación: muestreo de estados (*state sampling approach*), muestreo de duración de estados (*state duration sampling approach*) o muestreo de transición de estados del sistema (*system state transition sampling approach*) [1]. En esta comunicación se ha empleado el muestreo de estados.

3. El sistema de gas natural

Se puede definir un sistema de gas natural como el conjunto de instalaciones necesarias para poder transportar el gas natural desde los puntos de suministro del sistema hasta los puntos de consumo del sistema.

Un sistema de gas natural se puede dividir en tres partes: puntos de suministro, red de gasoductos y puntos de consumo.

A. Puntos de suministro

El gas natural que entra a un sistema de gas natural puede ser introducido a través de tres diferentes tipos de instalaciones:

- 1) *Plantas de regasificación.* En este tipo de instalaciones, el gas natural llega procedente de países exportadores en estado líquido (GNL: Gas Natural Licuado). Este transporte se realiza en los denominados buques metaneros. Para permanecer en estado líquido, el GNL debe mantenerse a una temperatura de $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$. La gran ventaja de transportar el gas natural en forma de GNL es la gran reducción de volumen que experimenta. Aproximadamente, 1 m^3 de GNL equivale a 600 m^3 de gas natural medidos en condiciones normales de presión y temperatura (1 atm. y $0\text{ }^{\circ}\text{C}$). En España existen en la actualidad cuatro plantas de regasificación: Barcelona, Bilbao, Cartagena y Huelva.



Fig. 1. Buque metanero

- 2) *Yacimientos.* El gas natural se encuentra en el subsuelo y procede de la descomposición de materia orgánica atrapada entre estratos rocosos. Es un producto incoloro e inodoro, no tóxico y más ligero que el aire, y se consume tal y como se extrae de la tierra. En España la producción de los yacimientos nacionales es muy escasa (apenas un 1% del total de la demanda). Estos yacimientos están situados al suroeste de España, en el Valle del Guadalquivir (Marismas y Palancares) y en el Golfo de Cádiz (Poseidón).

- 3) *Gasoductos de conexión internacional.* Son aquellos gasoductos que conectan la red de gasoductos del sistema con las redes de gasoductos de otros sistemas o con yacimientos o almacenamientos existentes en otros sistemas. En España, existen cuatro gasoductos que comunican el sistema español con otros sistemas: Larrau (que une con el sistema francés), Tuy y Badajoz (con el sistema portugués) y Tarifa (entrada de gas natural procedente de los yacimientos argelinos).

A diferencia de la energía eléctrica, el gas natural se puede almacenar eficientemente en grandes cantidades. Este almacenamiento se lleva a cabo principalmente en tanques de GNL de las plantas de regasificación (previo al proceso de regasificación) y en instalaciones denominadas *almacenamientos subterráneos*. Estos almacenamientos subterráneos son principalmente antiguos yacimientos de gas natural agotados, acuíferos profundos o cavidades generadas en formaciones salinas. Los almacenamientos subterráneos no son propiamente puntos de suministro del sistema, pues todo el gas que se extrae de ellos ha de ser introducido previamente en el sistema a través de alguna de las tres instalaciones señaladas anteriormente.

B. Red de gasoductos

Una vez el gas natural es introducido en el sistema procedente de un punto de suministro o de un almacenamiento subterráneo, éste se desplaza hasta los puntos de consumo a través de una red de gasoductos.

El movimiento del gas natural a través de un gasoducto se produce por la diferencia de presión del gas natural en los extremos del gasoducto. El gas natural se desplaza desde el extremo de mayor presión al extremo de menor presión.

El gas natural sufre una pérdida de presión a medida que recorre la red de gasoductos. Esta pérdida de presión es consecuencia de la fricción del gas natural con las paredes del gasoducto y entre las moléculas del gas. Para evitar la aparición de presiones muy bajas en el sistema (inadecuadas para el suministro) se sitúan estaciones de compresión en determinadas localizaciones de la red de gas. Estas estaciones tienen la misión de elevar la presión del gas natural. Para el proceso de compresión se emplean típicamente turbinas de gas que accionan compresores centrífugos. Como combustible para las turbinas de gas de accionamiento de los compresores se emplea parte del propio gas natural que atraviesa la estación de compresión.

Además de los gasoductos y de las estaciones de compresión, forman parte de la red de gas otras instalaciones auxiliares: estaciones de regulación y medida, instalaciones de odorización del gas natural, activos de comunicaciones, protecciones, control, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares.

C. Puntos de consumo

El gas natural llega a través de la red de gasoductos hasta los puntos de consumo. A efectos de esta comunicación, los consumos de gas natural se dividen en consumos de gas natural para uso no eléctrico y consumos de gas natural para uso eléctrico:

- 1) *Consumos para uso no eléctrico.* Agrupa los suministros de gas natural destinados al consumo residencial, al sector servicios y al sector industrial. Este conjunto de consumos se denomina mercado convencional.
- 2) *Consumos para uso eléctrico.* Las centrales de generación que emplean gas natural como combustible se dividen en centrales térmicas convencionales y centrales de ciclo combinado. La contribución de las centrales convencionales a la demanda de gas natural es cada vez menor, pues estas centrales tienen un coste de producción superior al del resto de tecnologías [2].

4. Centrales de ciclo combinado

Un grupo térmico de una central de ciclo combinado contempla dos ciclos de generación de electricidad: uno de gas y otro de vapor. La principal característica del ciclo combinado consiste en el aprovechamiento de la energía térmica contenida en los gases de escape del ciclo de gas para producir vapor en una caldera de recuperación de calor, que será utilizado luego en una turbina que al ir acoplada a un alternador genera energía eléctrica [3]. Este aprovechamiento de energía térmica residual permite a la tecnología de ciclo combinado ser la de mayor eficiencia de las existentes en la actualidad: en una central de ciclo combinado, la eficiencia puede llegar a sobrepasar el 55% a plena carga, mientras que en centrales convencionales es inferior al 40% [4].

En un grupo térmico de ciclo combinado, la eficiencia depende de la potencia generada por el grupo, alcanzándose la máxima eficiencia a potencia nominal. En España, los grupos térmicos de ciclo combinado son típicamente de 400 MW. La Tabla 1 muestra, para un grupo térmico de ciclo combinado de 400 MW, la relación entre eficiencia y potencia eléctrica generada [4]. El mínimo técnico es aproximadamente 170 MW.

TABLA I.- Relación eficiencia-potencia generada para un grupo térmico de ciclo combinado de 400 MW

Eficiencia (%)	50	54	57
Potencia generada (MW)	170	250	400

En el rango comprendido entre los puntos eficiencia-potencia generada de la Tabla I, la relación entre las variables se establece de forma aproximadamente lineal.

Una central de ciclo combinado constituye una demanda para el sistema de gas natural y un suministro de energía eléctrica para el sistema eléctrico. Estas centrales constituyen el enlace entre ambos sistemas energéticos.



Fig. 2. Central de ciclo combinado de San Roque (Cádiz)

5. Características del estudio

El objetivo de esta comunicación es presentar una metodología de evaluación de la influencia real de las centrales de ciclo combinado en la fiabilidad de un sistema eléctrico. En esta metodología se tiene en cuenta la influencia del sistema de gas natural en el suministro de gas natural a las centrales de ciclo combinado en el cálculo de la máxima potencia generada por dichas centrales. La metodología presentada se basa en la realización de un algoritmo de tres etapas. En la primera de estas etapas se realizan experimentos de Monte Carlo, con el objeto de sortear el estado de los elementos del sistema.

En este análisis se va a presentar un caso uniperíodo de fiabilidad de un sistema de energía eléctrica. El grupo de investigación que presenta esta comunicación está trabajando actualmente en el desarrollo de modelos multiperíodo que tengan en cuenta las restricciones intertemporales que introduce la existencia de instalaciones de almacenamiento de gas natural en el sistema.

El sistema eléctrico analizado es de nudo único. No se tiene en cuenta la red de energía eléctrica para el cálculo de la fiabilidad en el suministro eléctrico.

El parque de generación de energía eléctrica se compone únicamente de centrales térmicas, entre las que se encuentran centrales de ciclo combinado. No se han incluido centrales hidráulicas.

Para el análisis de fiabilidad se considera que son susceptibles de estar no disponibles las centrales de generación de energía eléctrica y los principales elementos de la red de gas (gasoductos y compresores de las estaciones de compresión). Además, se considera que los suministros de gas natural pueden estar también no disponibles. Cada elemento susceptible de fallo se modela mediante dos posibles estados (disponible y no disponible) y tiene asociado un valor de disponibilidad.

Cada experimento (o sorteo) de Monte Carlo proporciona una situación particular de disponibilidad del conjunto de los elementos del sistema.

La estructura del algoritmo propuesto incluye tres etapas:

Etapas 1: Sorteo de disponibilidades

En función del valor de la disponibilidad de los elementos del sistema de gas y de las centrales de generación y mediante generación de números aleatorios se sortea una configuración del sistema eléctrico y del sistema de gas natural para el experimento en cuestión.

Etapas 2: Optimización del sistema de gas natural

Se parte de la configuración del sistema de gas natural planteada en la etapa 1. Se realiza una optimización del sistema de gas natural. De esta optimización se obtienen los valores reales de generación de las centrales de ciclo combinado del sistema para la configuración del sistema de gas natural específica del experimento.

Etapas 3: Cálculo de los índices de fiabilidad en el suministro eléctrico

En función de los valores de generación de las centrales de ciclo combinado obtenidos en la etapa anterior, la generación del resto de centrales térmicas obtenidas en la etapa inicial y del valor de demanda eléctrica, se evalúa si existe o no pérdida de carga en el experimento.

A medida que se van realizando los experimentos, se van obteniendo valores promedio de los índices de fiabilidad.

El resultado final que se obtiene del estudio es una estimación de la probabilidad de pérdida de carga y de la energía no suministrada del sistema eléctrico para la situación uniperíodo. Para obtener estos resultados se ha tomado en cuenta la situación del sistema de gas natural como elemento condicionante de la generación real de las centrales de ciclo combinado.

Las etapas 1) y 3) se han desarrollado empleando el software MATLAB. Por su parte, para la etapa 2) se ha utilizado el software de optimización GAMS. Para el paso de parámetros y variables de un software a otro, se ha hecho uso del link MATLAB-GAMS desarrollado en la Universidad de Wisconsin-Madison [5].

6. Etapa 1: sorteo de disponibilidades

Los elementos sometidos a sorteo de disponibilidad son: centrales térmicas (convencionales y centrales de ciclo combinado), suministros de la red de gas, gasoductos y elementos de las estaciones de compresión (es decir, compresores). Cada elemento i tiene asociado un valor de disponibilidad p_i .

Al ser un estudio uniperíodo, no son necesarios los valores de $MTTR_i$ (*Mean Time To Repair*) y $MTTF_i$ (*Mean Time To Failure*). Para la extensión de la metodología a un estudio multiperíodo de la red de gas es necesario disponer de estos dos parámetros para cada elemento sujeto a sorteo de disponibilidad. Esto se debe a que el fallo de un elemento en un período determinado depende de los fallos en períodos anteriores.

En cada experimento, se genera para cada elemento i un número aleatorio $rand_i$. En el caso de que el número aleatorio $rand_i$ sea menor que la disponibilidad p_i , se establece que, para el experimento en cuestión, el elemento i está disponible. Por el contrario, si el número aleatorio $rand_i$ es mayor que el valor de disponibilidad p_i , se considera que el elemento i está no disponible.

El resultado de los sorteos de la etapa 1 sobre los elementos de los sistemas de energía eléctrica y gas natural determina la estructura del sistema de gas natural para la etapa 2 y del sistema eléctrico para la etapa 3.

El sorteo de disponibilidad de las centrales de ciclo combinado y de los elementos de la red de gas de la etapa 1 proporciona una configuración del sistema de gas natural a la etapa de optimización del sistema de gas natural (etapa 2). Esta configuración es decisiva a la hora de evaluar la capacidad real de generación de una central de ciclo combinado. A modo de ejemplo, si una central de ciclo combinado está unida a la red de gasoductos por un único gasoducto, puede ocurrir que el sorteo determine que este gasoducto no esté disponible en un experimento. En ese caso, y aún en presencia de gas natural disponible, la generación de dicha central de ciclo combinado en dicho experimento será nula.

Por otro lado, el sorteo de disponibilidad del resto de las centrales térmicas del sistema (excluyendo las centrales de ciclo combinado) de la etapa 1 proporcionará un valor de potencia eléctrica generada en cada central para la etapa 3. Para este tipo de centrales únicamente se consideran dos valores posibles de máxima potencia generada: generación máxima (si la central está disponible) y generación nula (si central no disponible).

Esta etapa 1 se realiza mediante el software MATLAB.

7. Etapa 2: optimización del sistema de gas natural

El objetivo de esta etapa es calcular la máxima potencia eléctrica que puede generar cada central de ciclo combinado del sistema, que depende del suministro de gas natural a cada central de ciclo combinado. Son estas potencias máximas generadas los parámetros a considerar en los estudios de fiabilidad.

Para calcular la máxima potencia eléctrica que puede generar cada central de ciclo combinado del sistema en cada experimento es necesario resolver un problema de optimización no lineal que incluya las restricciones del sistema de gas natural: límites en el suministro, de flujo en los gasoductos, de continuidad en los nodos, de límites en las presiones, de capacidad de compresión, etc.

El objetivo del problema de optimización es maximizar el beneficio de las compañías del sistema del gas natural. Este beneficio es la diferencia entre los ingresos por venta de gas natural y electricidad y los costes incurridos en la actividad (compra del gas natural y tarifas de acceso y cánones por acceso de terceros a instalaciones).

A continuación se detallan los aspectos más importantes del problema de optimización.

A. Restricciones del problema

El suministro de gas natural a las centrales de ciclo combinado del sistema puede estar limitado por varias razones: inexistencia de suministro de gas natural, indisponibilidades de elementos de la red de gas o de los grupos térmicos de la central de ciclo combinado, bajas presiones en la red de gas natural asociadas a indisponibilidad de compresores y/o a excesiva demanda de consumos no eléctricos, etc.

Si todos los elementos del sistema de gas tuvieran total disponibilidad y los suministros de gas fueran suficientes, las centrales de ciclo combinado podrían generar a plena carga en el caso de que estuvieran disponibles. En ese caso, las centrales de ciclo combinado no se diferenciarían del resto de centrales térmicas a efectos del estudio de fiabilidad. Sin embargo, en el caso de existir alguna limitación en el suministro de gas natural a las centrales de ciclo combinado, la capacidad de generación de éstas disminuye e incluso se puede hacer nula en función de la situación de disponibilidad de los elementos del sistema.

Las ecuaciones de la mecánica de fluidos para el movimiento de un fluido a través de una tubería, particularizadas para el transporte de gas natural por un gasoducto, establecen que el gasto (en kg/s) de gas natural que circula a través de un gasoducto es constante en el gasoducto. Es decir, la masa de gas que entra por un nodo de un gasoducto en un instante de tiempo determinado es la misma masa que sale por el otro nodo del gasoducto. Sin embargo, debido a los cambios de presión que sufre el gas natural en su recorrido por el gasoducto, el flujo de gas natural (en m³/s) que atraviesa un gasoducto no es constante a lo largo del gasoducto. El flujo de gas natural que atraviesa un gasoducto experimenta a lo largo de su movimiento un proceso de expansión (disminución de presión) desde el nodo de mayor presión al nodo de menor presión. La misma masa de gas ocupa menos volumen en el nodo de mayor presión y más volumen en el nodo de menor presión. Por tanto, el flujo de gas natural en un gasoducto es mayor en el extremo de menor presión.

Para poder establecer balances volumétricos en los nodos de la red de gas, en el estudio del flujo de gas natural por gasoductos es común establecer unas condiciones normales de presión y temperatura. De esta manera, no se trabaja con los flujos reales de gas natural sino con unos flujos volumétricos normalizados. En España, las condiciones normalizadas empleadas con mayor asiduidad son las condiciones normales de temperatura y presión (0° C y 1 atm). Aunque ambos extremos de un gasoducto estén a diferente presión, el flujo normalizado (en m³(n)/s) es igual en ambos extremos del gasoducto, donde m³(n) representa m³ en condiciones normales. Sin embargo, el flujo real (en m³/s) que atraviesa el gasoducto es diferente en ambos extremos por la variación de presión.

Sea un gasoducto con un nodo i y un nodo j (denominado gasoducto $i-j$). La ecuación que relaciona el flujo normal a través del gasoducto $i-j$ con la diferencia de presiones entre sus extremos es del tipo:

$$\text{sign}(f_{ij}) * f_{ij}^2 = K_{ij} * (p_i^2 - p_j^2) \quad (1)$$

siendo:

f_{ij} : Flujo normalizado a través del gasoducto $i-j$ (m³(n)/h)
 p_i : presión en el nodo i (bar)
 p_j : presión en el nodo j (bar)
 K_{ij} : Constante del gasoducto $i-j$

La constante K_{ij} del gasoducto depende de las características del gasoducto (longitud, diámetro, rugosidad) y de las condiciones ambientales. A efectos cualitativos, el flujo de gas natural a través de un gasoducto es directamente proporcional al diámetro del mismo, e inversamente proporcional a su longitud y rugosidad. Además, el flujo de gas natural es inversamente proporcional a la temperatura del gas natural.

El sentido del flujo de gas natural en un gasoducto es desconocido a priori. Al aparecer la variable f_{ij} elevada al cuadrado en (1), es necesario emplear una función de signo $\text{sign}(f_{ij})$. Esta función vale 1 si la presión en el nodo i es mayor que la presión en el nodo j y -1 en el caso de que la presión en el nodo j sea mayor que la presión en el nodo i .

Las estaciones de compresión se componen de uno o más compresores dispuestos en paralelo. Típicamente, la presión del flujo de gas natural a la salida de un compresor puede llegar a ser aproximadamente del orden de 1,8 veces la presión del flujo de gas natural a la entrada [6].

Para llevar a cabo la elevación de la presión del flujo de gas natural, los compresores toman la energía del propio flujo de gas natural que recorre la estación de compresión. Por tanto, parte del flujo de gas natural que entra en la estación de compresión se pierde en comprimir el resto del flujo. Esta pérdida es aproximadamente en torno al 3% del flujo de entrada a la estación de compresión [7]. En el caso de que ninguno de los compresores de la estación de compresión estuviera disponible, la estación de compresión permite realizar un by-pass sobre sí misma, de tal manera que no se realizaría ninguna acción sobre el flujo. En España, las estaciones de compresión funcionan con redundancia de compresores, de tal forma que siempre hay un compresor preparado para entrar en funcionamiento en caso de indisponibilidad de alguno de los otros compresores de la estación.

Las variables de suministro en cada punto de suministro y en los almacenamientos subterráneos están limitadas por valores máximos. De igual forma, la presión en cada nodo de la red de gas está limitada por valores máximos y mínimos.

B. Función objetivo

Cuando se pretende optimizar el sistema de gas natural se pueden emplear diversas funciones objetivo. En esta comunicación se ha elegido maximizar el beneficio obtenido por las empresas en el sistema de gas natural. El beneficio se obtiene de restar a los ingresos por venta de electricidad y gas natural los gastos de compra del gas natural y los peajes y cánones por utilizar instalaciones sometidas a régimen de acceso a terceros en el sistema de gas natural.

Los ingresos de las compañías en el sistema son proporcionados por la producción de energía eléctrica en las centrales de ciclo combinado y por la venta de gas natural a consumidores no eléctricos. El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio español publica anualmente la tarifa media de la electricidad. Para 2005, este valor se sitúa en 7,3304 c€/kWh [8]. Por otro lado, el Ministerio de Economía publicó en el año 2002 el valor de la tarifa media de gas natural (2,4553 c€/kWh) [9]. Este dato no se ha publicado con posterioridad. Sin embargo este dato actualizado anualmente está disponible en el Ministerio de Economía español bajo petición. Para el año 2005, la tarifa media de gas natural se sitúa en 3.054 c€/kWh.

En cuanto al precio de compra del gas natural, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio español establece anualmente el coste medio de adquisición del gas natural (denominado CMP). El CMP se calcula trimestralmente en los meses de enero, abril, julio y octubre de cada año, dependiendo del valor promedio del precio del crudo “*Brent Spot Average*” en el semestre anterior al de la fecha de cálculo. Las tarifas se modificarán siempre que las variaciones del CMP experimenten una modificación, al alza o a la baja, superior al 2 por ciento [10]. Para el año 2005, el CMP es 1,2661 c€/kWh.

La legislación española exige el pago de peajes y cánones aplicables al uso por terceros de la red gasista. Es decir, aquel sujeto que desee utilizar instalaciones de la red de gas natural debe pagar una cantidad de dinero a cambio, estando el propietario obligado a permitir la utilización de la instalación por parte de un tercero.

Existen dos tipos de peajes y dos tipos de cánones: i) *Peaje de regasificación*: derecho al uso de las instalaciones de las plantas de regasificación; ii) *Peaje de transporte y distribución*: derecho al uso de las instalaciones necesarias para transportar el gas desde el punto de entrada en la red de transporte hasta el punto de suministro al consumidor; iii) *Canon de almacenamiento subterráneo de gas natural*: derecho al uso de las instalaciones de inyección y extracción de gas natural en los mismos; iv) *Canon de almacenamiento de GNL*: derecho al uso de todas las instalaciones necesarias para el almacenamiento de GNL (de aplicación para el gas que exceda el almacenamiento incluido en el peaje de regasificación) [11].

El peaje de regasificación se paga en los suministros procedentes de plantas regasificadoras. El peaje de transporte y distribución se paga en los puntos de entrada (reserva de capacidad) y salida (conducción) de la red de transporte, con tarifa postal.

La función objetivo modela el comportamiento de los consumidores de gas natural, estableciendo sus ingresos y gastos. Entre los consumidores de gas natural se diferencia entre consumidores eléctricos y no eléctricos, relacionando precios de compra y venta del gas natural con el precio de venta de la energía eléctrica. A modo de ejemplo, en el caso de precios muy bajos de venta de la electricidad y precios muy altos de compra del gas natural los sujetos del sistema verán la producción de energía eléctrica mediante centrales de ciclo combinado como un negocio sin rentabilidad, por lo que optarán por no producir electricidad aunque exista capacidad técnica en la red de gas para ello.

Por tanto, según la optimización desarrollada en el algoritmo, las centrales de ciclo combinado pueden tener limitada su producción tanto por aspectos técnicos como económicos.

C. Procedimiento de resolución

El problema de optimización a resolver es un problema no lineal. Sin embargo, para facilitar su resolución se ha planteado como un problema entero mixto, resolviendo la no linealidad de la variable f_{ij} en (1) mediante un modelado basado en variables binarias.

Para la realización de esta etapa de optimización del sistema de gas natural se transfieren los parámetros de disponibilidad de cada experimento desde MATLAB hacia GAMS, ejecutándose el proceso de optimización con el software GAMS. Al final del proceso se trasladan de GAMS a MATLAB los valores de máxima potencia generada por las centrales de ciclo combinado del sistema para ser utilizadas en la última etapa del algoritmo.

8. Etapa 3: cálculo de los índices de fiabilidad en el suministro eléctrico

En cada experimento, la máxima potencia que puede ser generada por las centrales térmicas del sistema (excluyendo las centrales de ciclo combinado) es la potencia máxima de la central en el caso de que la central térmica esté disponible y nula en el caso de que la central no esté disponible.

La máxima potencia que puede ser generada por las centrales de ciclo combinado depende de los resultados proporcionados por la etapa de optimización llevada a cabo con anterioridad.

En esta última etapa del algoritmo se compara, en cada experimento, la máxima potencia que puede ser generada por las centrales térmicas del sistema (incluidas las centrales de ciclo combinado) con la demanda eléctrica.

Si en un experimento la demanda eléctrica es mayor que la suma de las potencias generadas por todas las centrales del sistema, existe pérdida de carga en dicho experimento. Esta situación se refleja en un valor 1 del índice de fiabilidad LOLE (*Loss of Load Expectation*) para dicho experimento. Además, la diferencia entre la demanda eléctrica y la suma de las potencias generadas por las centrales térmicas del sistema (incluidas centrales de ciclo combinado) corresponde al índice de fiabilidad ENS (*Energy Not Supplied*) del experimento en cuestión.

Por otro lado, si en un experimento la demanda eléctrica es inferior a la suma de las potencias generadas por todas las centrales eléctricas del sistema, no se produce pérdida de carga en el sistema y por tanto el índice LOLE y el índice ENS del sistema son nulos en dicho experimento.

A medida que se van llevando a cabo experimentos, se realiza un promedio de los valores de los índices LOLE y ENS obtenidos. El valor promedio obtenido tras la realización del último experimento corresponde a la estimación de la probabilidad de pérdida de carga que puede presentar el sistema ante una situación de demanda eléctrica y de gas natural concreta y de la energía no suministrada que podría presentarse en dicha situación.

Esta etapa 3 ha sido implementada utilizando MATLAB.

9. Caso de estudio

El algoritmo propuesto se ha probado sobre un sistema compuesto por dos centrales térmicas convencionales y dos centrales de ciclo combinado. Los datos del caso de estudio están basados en datos del sistema español [12].

Se realizan un total de 1000 experimentos.

La demanda eléctrica es de 3200 MW.

Cada una de las dos centrales térmicas convencionales está formada por dos grupos de 600 MW. La disponibilidad de los cuatro grupos térmicos convencionales del sistema es 0,75.

La red de gas natural del caso de estudio se compone de 11 nodos y 10 gasoductos. Cada gasoducto del sistema tiene una disponibilidad de 0,99. La Tabla II presenta los datos de los gasoductos de la red:

TABLA II.- Gasoductos del sistema

Gasoducto	Nodo inicial	Nodo final	Longitud (km)	Diámetro (pulgadas)
1	1	2	255	48
2	2	3	22	36
3	4	3	187	32
4	2	6	76	30
5	3	9	88	30
6	5	6	114	30
7	6	7	69	30
8	8	9	91	26
9	9	10	198	26
10	11	9	64	26

Existen en el sistema de gas tres puntos de suministro y un almacenamiento subterráneo:

- Nodo 1: Planta regasificadora
- Nodo 4: Yacimiento
- Nodo 5: Gasoducto de conexión internacional
- Nodo 11: Almacenamiento subterráneo

La disponibilidad de todos los suministros es 0,99. Los valores máximos de los suministros del sistema se presentan en la Tabla III:

TABLA III.- Suministros máximos

Nodo de suministro	Suministro máximo (Mm3(n)/h)
1	0,6
4	0,046
5	0,75
11	0,2875

Las demandas de gas natural para usos no eléctricos están situadas en los nodos 2, 6,9 y 10 de la red de gas natural.

Las centrales de ciclo combinado del sistema están ubicadas en los nodos 3 y 10 del sistema de gas. La central de ciclo combinado del nodo 3 está compuesta por 3 grupos de ciclo combinado de 400 MW cada uno, mientras que la situada en el nodo 10 dispone únicamente de un grupo de 400 MW. La disponibilidad de los grupos de ciclo combinado del sistema es 0,95.

Entre los nodos 7 y 8 hay una estación de compresión con tres compresores, cada uno con disponibilidad 0,95.

Las presiones máximas y mínimas en los nodos se presentan en la tabla IV:

TABLA IV.- Límites de presión en los nodos de la red

Nodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Presión mínima (bar)	45	50	30	30	50	30	40	40	30	30	30
Presión máxima (bar)	72	80	50	72	70	60	80	80	60	50	72

La figura 3 presenta el valor del LOLE promediado respecto al número de experimentos realizado. Como cabía esperar, tras la realización de un determinado número de experimentos, el valor se estabiliza. Al final de los 1000 experimentos, el LOLE es 0,339 horas.

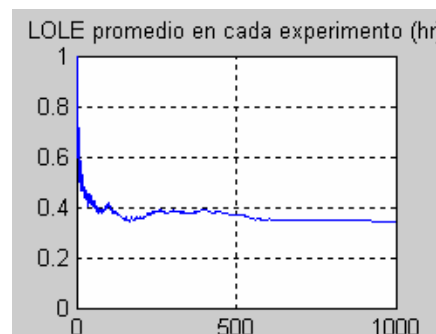


Fig. 3. Valor del índice LOLE promediado

La figura 4 muestra el valor promediado del índice ENS. El valor final del índice ENS es 179,4 MWh.

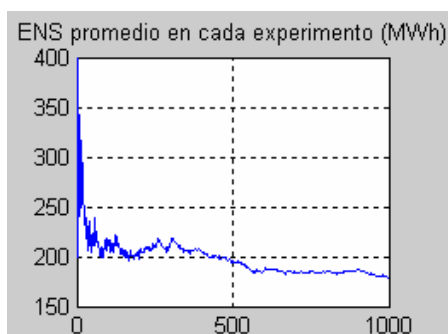


Fig. 4. Valor del índice ENS promediado

Las causas de existencia de pérdida de carga en un experimento en concreto se puede deber a indisponibilidades de las centrales eléctricas o a restricciones en el suministro de gas natural a las centrales de ciclo combinado.

Las gráficas presentan los comportamientos típicos de ejecuciones con experimentos de Monte Carlo: inestabilidad al principio y estabilidad al final. Al principio, los resultados individuales de cada experimento tienen un elevado peso en el valor promedio; sin embargo, a medida que aumentamos el número de experimentos, se observa que los valores de los índices se sitúan en rangos más estables.

Diferentes ejecuciones del estudio proporcionan otras gráficas y distintos resultados finales. En cuanto a las gráficas, el comportamiento que presenta la estabilización de los resultados es similar en las diferentes ejecuciones. Por su parte, los resultados obtenidos en las distintas ejecuciones presentan valores muy similares. Este esquema es típico de un estudio basado en simulación. Frente a los modelos basados en simulación, los modelos analíticos proporcionan los mismos valores en todas las ejecuciones.

Las figuras 5 y 6 muestran la evolución de los índices LOLE y ENS con el valor de demanda eléctrica. Al incrementarse la demanda eléctrica, los índices LOLE y ENS tienden a subir, como era de esperar.

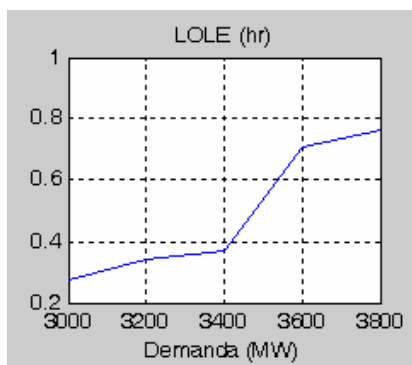


Fig. 5. Evolución del índice LOLE con la demanda eléctrica

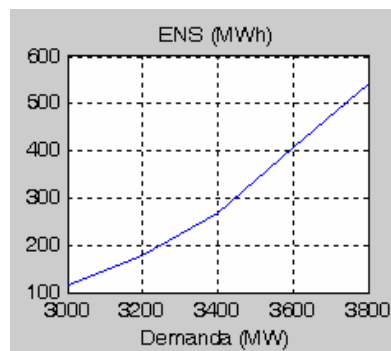


Fig. 6. Evolución del índice ENS con la demanda eléctrica

10. Conclusiones

En esta comunicación se ha presentado una metodología para evaluar la fiabilidad de un sistema de energía eléctrica con centrales de ciclo combinado. Se ha tenido en cuenta el sistema de gas natural para calcular la potencia de generación que efectivamente pueden aportar las centrales de ciclo combinado del sistema. Para establecer la metodología se propone un algoritmo en tres etapas. Este algoritmo se basa en el empleo de técnicas de Monte Carlo sobre el estado de las centrales de generación y los elementos de la red de gas. La metodología propuesta se ha probado sobre un caso de estudio.

Referencias

- [1] R. Billinton and W. Li, Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods, Plenum Press, New York (1994).
- [2] Comisión Nacional de la Energía, "Informe Marco sobre la Demanda de Energía Eléctrica y Gas Natural, y su Cobertura. Año 2003", disponible en www.cne.es.
- [3] Unión Fenosa: www.unionfenosa.es
- [4] R. H. Kehlhofer, J. Warner, H. Nielsen and R. Bachmann, Combined-Cycle Gas&Steam Turbine Power Plants, 2nd Edition, PennWell, Tulsa (1999).
- [5] MATLAB and GAMS: Interfacing Optimization and Visualization Software. Disponible en <http://www.cs.wisc.edu/math-prog/matlab.html>
- [6] A.J. Osiadacz, "Dynamic Optimization of High Pressure Gas Networks Using Hierarchical Systems Theory", in 26th Annual Meeting PSIG 1994, n. 9408.
- [7] R.G. Carter, "Pipeline Optimization: Dynamic Programming after 30 years", Technical Report 9803, Pipeline Simulation Interest Group, 1998.
- [8] Real Decreto 2392/2004, de 30 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2005. Disponible en www.cne.es
- [9] Orden ECO/302/2002, de 15 de febrero. Disponible en www.cne.es
- [10] Orden ITC/104/2005, de 28 de enero. Disponible en www.cne.es
- [11] Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto. Disponible en www.cne.es
- [12] Información básica de los sectores de la energía 2004. Disponible en www.cne.es