

Metodología para la supervisión de la fiabilidad de las redes de transporte y distribución

Pedro José Martínez Lacañina¹, Antonio de la Villa Jaén² y José Luis Martínez Ramos³

^{1,2,3} Departamento de Ingeniería Eléctrica
Escuela Superior de Ingenieros, Universidad de Sevilla
Camino de los Descubrimientos s/n, 41092 Sevilla (España)
Tel.:+34 954487283, fax:+34 954487284
e-mail: pedroj@us.es¹, adelavilla@us.es², jlmr@esi.us.es³

Resumen

En esta comunicación se describe una nueva metodología aplicable al cálculo en tiempo real de los índices de calidad de suministro en redes de transporte y de distribución.

Con el método de análisis que se propone, las subestaciones son modeladas, inicialmente, como un simple nudo eléctrico y bajo ese supuesto se realiza la evaluación del estado del sistema y el análisis de fiabilidad del mismo. Si el análisis de fiabilidad identifica algún nudo con un valor elevado de probabilidad de pérdida de carga (nudo crítico), la subestación correspondiente a ese nudo es modelada en detalle y se desarrolla una nueva evaluación para obtener con más precisión los índices de fiabilidad del sistema. El enfoque propuesto es flexible, fácil de implementar y de finalidad doble, ya que es un medio que proporciona a los operadores de red información en tiempo real sobre la fiabilidad del sistema. Y por otro lado, es una herramienta de apoyo para los estudios de planificación de la red.

Palabras clave: Probabilidad, análisis de sistemas de potencia, evaluación de fiabilidad, análisis topológico.

1. Introducción

En la ingeniería eléctrica existe un consenso general acerca de que la calidad de suministro de energía eléctrica incluye la fiabilidad del suministro.

Ahora bien, la fiabilidad está enfocada al análisis de las consecuencias de los fallos en los equipos de un sistema eléctrico de potencia [1][2] y, por tanto, no está ligada a la calidad de onda y sí a las interrupciones de suministro a los consumidores.

Actualmente, la evaluación de la fiabilidad es uno de los puntos de más importancia en la ingeniería eléctrica debido a su impacto en el coste de la energía eléctrica y en su alta correlación con el grado de satisfacción de los consumidores con el suministro de energía eléctrica.

Las interrupciones de suministro que tienen su origen en las subestaciones son altamente dependientes de los

fallos en los elementos que las constituyen, por ello, es fundamental la confección de una base de datos que incluya las tasas de fallo y de reparación de todos los elementos de una subestación [3].

Sin embargo, en la actualidad muchas distribuidoras no almacenan correctamente dichos datos, lo cual implica que usualmente sean obtenidos a partir de estudios técnicos ajenos a las empresas distribuidoras [8].

La mayoría de los actuales programas de evaluación de la fiabilidad tienen su base en estudios pensados para planificación y operación de sistemas centralizados de generación, transporte y distribución.

Hoy día el número de participantes en el suministro de energía eléctrica ha variado respecto a ese enfoque centralizado y, en consecuencia, es necesario adaptar los estudios de fiabilidad a esta nueva estructura.

En ese sentido indicar que el enfoque del trabajo descrito en esta comunicación incluye la evaluación de la fiabilidad orientada hacia la nueva estructura originada por el mercado liberalizado de la energía eléctrica.

En el análisis de fiabilidad de sistemas de transporte y distribución son de uso frecuente dos tipos de enfoques: Monte Carlo y Enumeración de Estados [4].

Entre ambos enfoques la principal diferencia radica en el modo en que se seleccionan los estados del sistema y, por tanto, en la forma que son calculados y evaluados los índices de fiabilidad.

En el primero la precisión de los resultados depende del número de simulaciones, pero esto a su vez es un inconveniente, ya que un número elevado de éstas conlleva tiempos de cálculo que hacen inviable su uso para aplicaciones en tiempo real.

En la Enumeración de Estados los estados del sistema son analizados en orden creciente en función del nivel de

contingencia y el proceso de cálculo finaliza cuando la probabilidad de los restantes estados es despreciable. De esta forma se obtienen tiempos de cálculo aceptables para su uso en tiempo real siempre que no sea excesivo el número de estados posibles.

En la propuesta de análisis descrita en esta comunicación, se ha utilizado la evaluación de la fiabilidad de suministro mediante enumeración de estados, ya que la misma se ha desarrollado con la finalidad principal de su uso en análisis de fiabilidad en tiempo real.

Además, dicha propuesta está apoyada en un Análisis Topológico de similares características al empleado en la Estimación de Estado, una resolución de un flujo de cargas DC, una selección de acciones correctivas mediante un módulo OPF y una Evaluación de Fiabilidad basada en el método de Enumeración de Estados.

Finalizar esta introducción indicando que la presente comunicación se ha estructurado en los siguientes puntos:

- Aplicación del procesador topológico de un estimador de estado en los análisis de fiabilidad.
- Exposición detallada del proceso seguido para realizar el análisis de fiabilidad del sistema y la determinación de los índices globales e individuales de calidad en los puntos de suministro.
- Descripción del sistema que ha sido objeto de estudio.
- Presentación y análisis de los resultados obtenidos.

2. Análisis de fiabilidad

Tal y como se ha indicado en el apartado anterior, el análisis de fiabilidad propuesto emplea el método de enumeración de estados para reducir los tiempos de computación y propiciar su uso en aplicaciones en tiempo real.

En consecuencia, los estados del sistema se seleccionan en orden creciente de nivel de contingencia, parándose el proceso de cálculo cuando la probabilidad del estado que se va a analizar es menor que un valor de tolerancia preestablecido.

El análisis de fiabilidad que se propone incluye también un módulo de Análisis Topológico similar al empleado en Estimación de Estado [7].

Este módulo se activa y pone en ejecución el Procesador Topológico cuando la topología del sistema cambia, determinando éste las islas energizadas y el nuevo modelo nudos-ramas del sistema, que resulta a consecuencia de cualquier acción de control de los operadores de red o como resultado de una contingencia.

El análisis de fiabilidad comienza considerando a las subestaciones como un simple nudo, con lo cual se

simplifica el proceso de cálculo y se reducen los tiempos de computación.

A continuación un módulo de flujo de cargas en continua (DC) determina el estado del sistema y, si es necesario, se activa un módulo de optimización (Optimal Power Flow) que mediante acciones correctivas, da como resultado un nuevo estado del sistema con deslastre mínimo.

Finalmente, un módulo de evaluación estadística actualiza el valor de la Probabilidad de Pérdida de Carga (PPC) de todos los nudos de la red contabilizados dentro de la probabilidad de un estado particular, además de calcular y actualizar otros índices adicionales de fiabilidad.

El módulo de flujo de cargas utiliza los valores de los flujos por las líneas y los límites de potencia en las mismas para detectar cualquier sobrecarga. Este módulo, básicamente, está dado por

$$M = B \cdot \theta \quad (1)$$

donde B es la matriz de susceptancias nodales del sistema, θ es el vector de tensiones-ángulos de nudos y M es vector de inyecciones en los nudos.

Usando el modelo lineal dado por (1), el flujo de potencia desde el nudo i al nudo j está dado por

$$f_{ij} = (\theta_i - \theta_j) \cdot b_{ij} \quad (2)$$

donde b_{ij} es la susceptancia del elemento conectado entre el nudo i y el j .

Si los flujos de carga están dentro de los límites, entonces el estado que está siendo evaluado es factible. En caso contrario se aplican acciones correctivas hasta que los flujos estén dentro de los límites preestablecidos.

El procedimiento de optimización del problema está basada en un flujo de potencia óptimo (OPF), en el que se asignan costes tanto a la programación de la generación (a subir y/o a bajar), como al deslastre de cargas cuando éste sea necesario.

El problema DC de optimización se formula como sigue:

- Función objetivo.-

Minimizar

$$C_u \cdot \Delta P^+ + C_d \cdot \Delta P^- + C_L \cdot \Delta P^L \quad (3)$$

$$\Delta P^+ \geq 0 ; \Delta P^- \geq 0 ; \Delta P^L \geq 0 \quad (4)$$

donde

C_u y C_d son, respectivamente, los costes programados de los generadores para las condiciones

de aumentar y disminuir generación. C_L es el coste correspondiente al deslastre de carga. ΔP^+ y ΔP^- son vectores con los valores de la cantidad de potencia que debería ser incrementada o reducida por cada generador y ΔP^L es el vector de potencia deslastrada por nudo.

- Restricciones.-

Ecuaciones del flujo de potencia:

$$M + \Delta P^+ - \Delta P^- + \Delta P^L = B \cdot \theta \quad (5)$$

Límites de los generadores:

$$P^{\min} \leq (P_G + \Delta P^+ - \Delta P^-) \leq P^{\max} \quad (6)$$

Límites de flujos por las líneas:

$$(-P_f)^{\max} \leq (P_f = X^{-1} \cdot A^T \cdot \theta) \leq (+P_f)^{\max} \quad (7)$$

donde

P_f es el vector de flujos por las líneas, A^T es la matriz de incidencias y X es la matriz de reactancias de las líneas y transformadores.

Cuando se obtiene una solución de flujos que es factible, el modulo de análisis estadístico actualiza los valores de los índices de fiabilidad.

A continuación, se repite el proceso de forma secuencial para los estados con orden creciente de nivel de contingencia, hasta que la probabilidad de ocurrencia de los estados restantes sea despreciable.

Una vez obtenidos los índices de fiabilidad del sistema, a partir de éstos se identifican los nudos (subestaciones) del sistema que posean un valor elevado de PPC.

Si existe algún nudo que posea un valor de PPC mayor que uno preestablecido, la subestación correspondiente a ese nudo se considera crítica.

Acto seguido, esa subestación se modela en detalle y se ejecuta un nuevo análisis que proporcione con más precisión los índices de fiabilidad tanto del sistema como de los índices correspondientes a los nudos de distribución.

En este segundo análisis todos los componentes de la subestación crítica son incluidos en el modelo y, por tanto, en el análisis de fiabilidad son también considerados las condiciones de fallo y las posibles contingencias de dichos elementos.

La consecuencia es que los índices de fiabilidad de las redes de distribución pertenecientes a la subestación crítica, también se calculan con más precisión, lo cual permite detectar redes de distribución que sean críticas en términos de fiabilidad.

La mayoría de las técnicas de análisis de fiabilidad actualmente disponibles en software y que consideran los modelos en detalle de las subestaciones [5][6], implican operar con un volumen de información que da lugar a tiempos de computación que no permiten su uso en tiempo real y sólo las hacen viables para estudios de planificación a corto y largo plazo.

Ahora bien, en la presente comunicación la metodología que se propone solamente considera el modelo en detalle de aquellas subestaciones que en un análisis preliminar hayan sido identificadas como un nudo crítico debido a su alta probabilidad de pérdida de carga.

De este modo, se consiguen tiempos de computación adecuados para su aplicación en la monitorización en tiempo real de la fiabilidad de redes complejas de transporte y distribución.

3. Sistema analizado

3.1 Estados de los equipos

Para la correcta evaluación de los efectos de los fallos de los componentes de la subestación en el comportamiento del sistema, es necesario estudiar el proceso de fallos que siguen los elementos de una subestación.

El método usual de representar la evolución de un elemento entre los distintos estados en los que se puede encontrar es el denominado proceso de Markov [1][4]. Un ejemplo de un elemento con dos estados posible se muestra en la Figura 1.

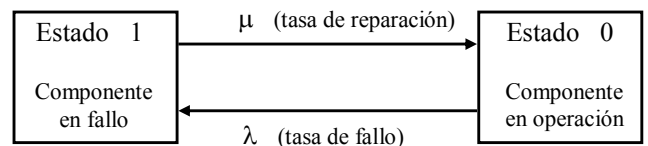


Figura 1: Diagrama de dos estados.

Un componente del sistema también puede ser puesto fuera de servicio debido al fallo de cualquier otro componente.

Si un componente es puesto fuera de servicio debido a una condición de fallo como la antes indicada, entonces el tiempo requerido para llevar el componente a su estado inicial se denomina tiempo de reparación.

Las probabilidades de que un componente permanezca en un determinado estado de operación "Estado 0" y de que se encuentre en un estado de fallo "Estado 1", se designan "P0" y "P1", respectivamente (Figura 1).

La probabilidad P0 en la terminología internacional es denominada *Forced Outage Rate (FOR)*.

3.2 Tiempos medios de reparación y de fallo

La evaluación de los fallos (análisis de fiabilidad) en las subestaciones es altamente dependiente de las tasas de fallo y de reparación de los equipos que los constituyen.

Por ello, la recopilación y creación de una base de datos con dicha información (tasas de fallo y de reparación) es una tarea fundamental y necesaria para un correcto análisis de fiabilidad [1][2].

Las ecuaciones (8) y (9) corresponden a las ecuaciones usadas en el cálculo de las probabilidades P0 y P1:

$$P0 = \frac{MTTF}{MTTR + MTTF} \quad (8)$$

$$P1 = \frac{MTTR}{MTTR + MTTF} \quad (9)$$

donde

$$\{MTTF = \text{Medium Time To Failure}\} = 1/\lambda \quad (10)$$

$$\{MTTR = \text{Medium Time To Repair}\} = 1/\mu \quad (11)$$

en la nomenclatura aceptada a nivel internacional.

3.3 Caso analizado

El caso estudiado (Figura 2) corresponde a una red mallada compuesta por seis líneas y cinco subestaciones. Dicha red es un sistema de dimensión similar a sistemas reales de distribución AT (132 kV) de tamaño medio.

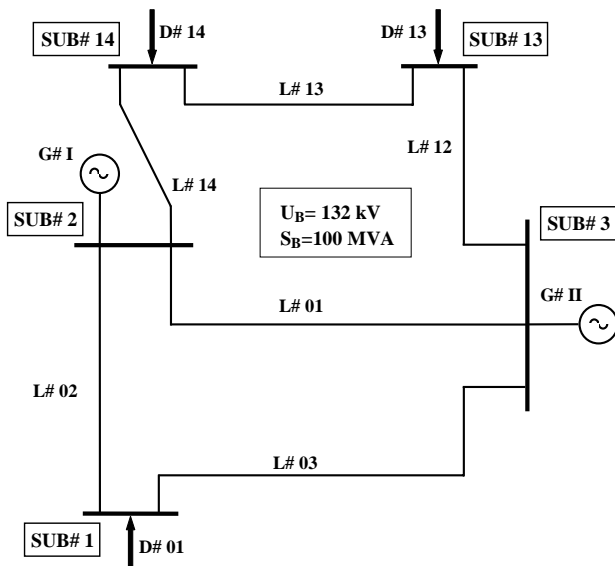


Figura 2: Modelo simplificado del sistema analizado.

La Figura 2 corresponde al modelo reducido del caso analizado. Los modelos en detalle de las subestaciones de consumo se encuentran en las Figuras 3 y 4.

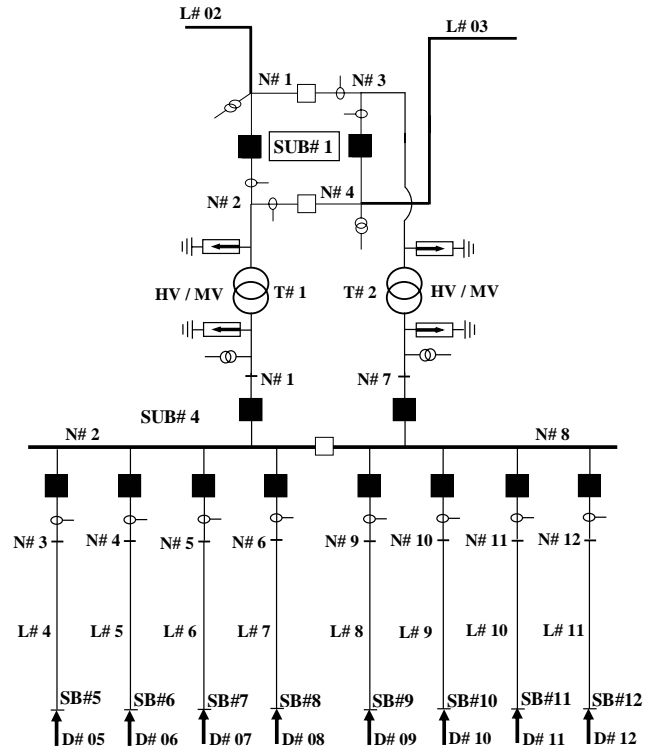


Figura 3: Modelo en detalle de SUB# 1.

La subestación “SUB#1” (Figura 3) incluye en detalle tanto los equipos como las redes de distribución de MT (20 kV) con el objetivo de mostrar que la metodología propuesta permite el análisis de fiabilidad hasta los puntos de demanda.

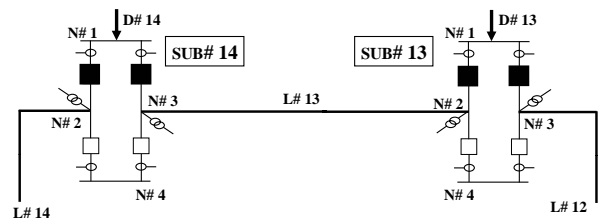


Figura 4: Modelo en detalle de SUB# 13 y SUB# 14.

Se aprecia (Figuras 3 y 4) que el número de componentes del sistema es muy elevado cuando las subestaciones se modelan en detalle con todos sus componentes principales.

Ahora bien, en el análisis de fiabilidad el número de equipos a considerar se reduce drásticamente si las subestaciones son consideradas como simples nudos eléctricos como se muestra en la Figura 2.

En una subestación en anillo como “SUB#1”, cuanto mayor es el valor de la tasa de fallo de un interruptor automático, mayor es la probabilidad de indisponibilidad de las barras de la subestación.

Para los equipos más importantes de las Figuras 2, 3 y 4, se han incluido en las Tablas 1 y 2 los parámetros necesarios para el análisis de fiabilidad del sistema [3].

Tabla 1: Datos de fiabilidad de los equipos.

	X_L pu	Rating MW	MTTR h	MTTF H	FOR pu
L# 01	0.125	146.00	10.00	5837.9	0.00171
L# 02	0.025	104.00	10.00	30293.0	0.00033
L# 03	0.131	104.00	10.00	5837.9	0.00171
L# 12	0.127	146.00	10.00	5837.9	0.00171
L# 13	0.156	105.00	10.00	5837.9	0.00171
L# 14	0.008	146.00	10.00	91,616	0.00010
G# I	---	360.00	41.38	1423.4	0.02825
G# II	---	360.00	41.38	1423.4	0.02825

Tabla 2: Datos de fiabilidad de los equipos.

	MTTR h	MTTF h	FOR pu
Disyuntor AT	12.00	2037209.30	$5.89 \cdot 10^{-6}$
Pararrayos AT	6.00	600000.00	$10.00 \cdot 10^{-6}$
Transformador AT / Mt	120.00	6738462.00	$17.81 \cdot 10^{-6}$

4. Resultados de la simulación

En este apartado, en primer lugar, se presentan los resultados obtenidos del análisis de fiabilidad del sistema simplificado (modelo reducido) de la Figura 2. Y, en segundo lugar, prefijando que la SUB#13 es la subestación crítica, se expone la evolución de los valores de los índices de fiabilidad de esa subestación cuando se toman acciones correctivas.

El análisis de fiabilidad se ha realizado para una franja horaria de demanda de 24 horas. De esa forma es posible evaluar no sólo la cuantía de los índices de fiabilidad del sistema para un estado de carga concreto, sino que también se posibilita el análisis de la evolución de los valores de esos índices a lo largo del tiempo. Lo cual, a su vez, permite detectar horas críticas tal y como se expone en los apartados siguientes.

Añadir que en el caso de su aplicación en tiempo real, el análisis se realizaría en base a la demanda prevista.

Las curvas de demanda de carga consideradas para los nudos de consumo D#01, D#13 y D#14 son las incluidas en las Figuras 5, 6 y 7, respectivamente.

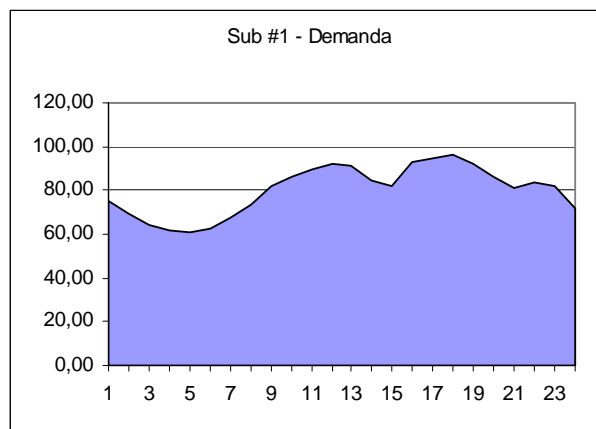


Figura 5: Demanda de carga (D # 01).

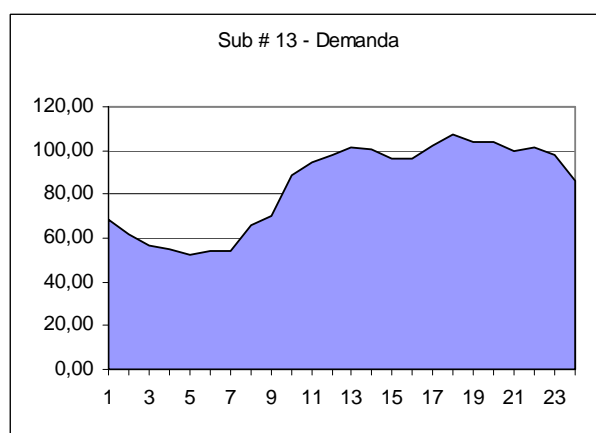


Figura 6: Demanda de carga (D # 13).

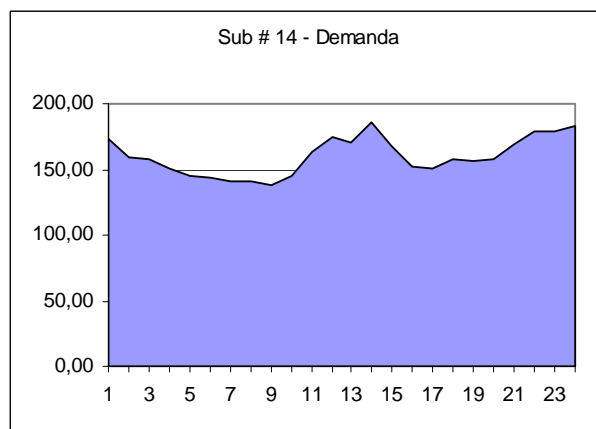


Figura 7: Demanda de carga (D # 14).

4.1 Modelo reducido

El análisis de fiabilidad se aplica al sistema mostrado en la Figura 2. En dicho sistema las subestaciones son consideradas como simples nudos eléctricos.

Las subestaciones SUB#2 y SUB#3 reciben las inyecciones de potencia de las unidades generadoras G#1 y G#2, respectivamente.

La programación de los costes de generación (C_u y C_d) se han incluido en la Tabla 3. Para el generador G# I se ha fijado un único valor de 20 €/MW, tanto para aumento como reducción de generación.

Para el generador G# II, igualmente que para G# I, tanto para subir como para bajar generación se ha programado un único coste que se ha cuantificado en 10 €/MW.

Tabla 3: Datos de los generadores.

	G # I	G # II
PG - límite pu	3.60	3.60
C_u - subir €/MW	20.00	10.00
C_d - bajar €/MW	20.00	10.00

Los consumos (D#01, D#13 y D#14) se abastecen, respectivamente, a través de las subestaciones SUB#1, SUB#13 y SUB#14. Para cada uno de esos nudos la Tabla 4 contiene los datos de los costes programados al deslastre (C_L).

En el análisis incluido en este apartado ese coste se ha cuantificado en 105 €/MW y se ha supuesto igual para todos los nudos.

Tabla 4: Datos de los nudos de consumo.

	SUB # 1	SUB # 13	SUB # 14
C_L - deslastre €/MW	105.00	105.00	105.00

Los resultados del análisis de fiabilidad a lo largo de la franja horaria considerada se muestran en las Figuras 8, 9, 10, 11, 12 y 13.

Las tres primeras incluyen para cada nudo de consumo los valores obtenidos en el análisis de fiabilidad para el índice PPC (Probabilidad de Pérdida de Carga) y las otras tres exponen la evolución del índice EPNS (Potencia

Esperada No Suministrada) en cada uno de los nudos de consumo.

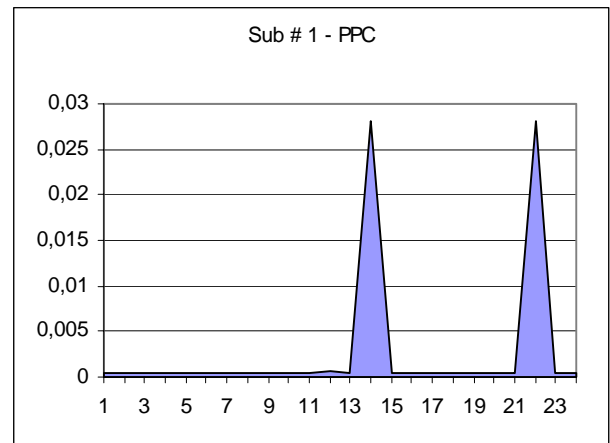


Figura 8: Probabilidad de pérdida de carga en pu - SUB# 1.

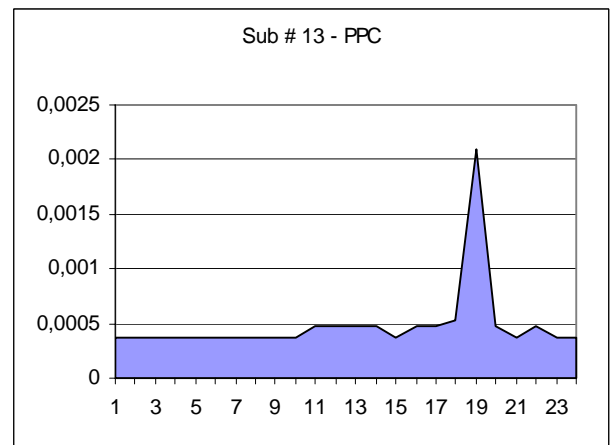


Figura 9: Probabilidad de pérdida de carga en pu - SUB# 13.

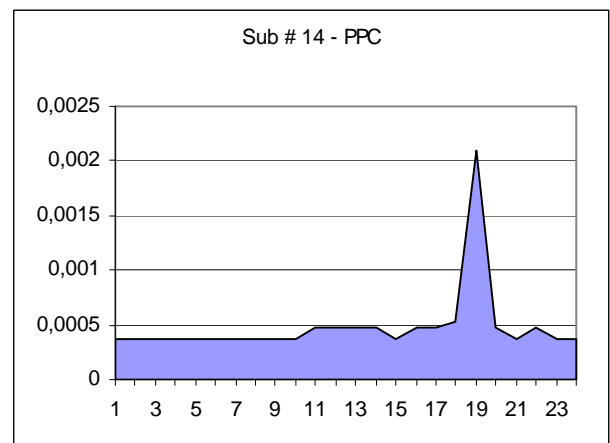


Figura 10: Probabilidad de pérdida de carga en pu - SUB# 14.

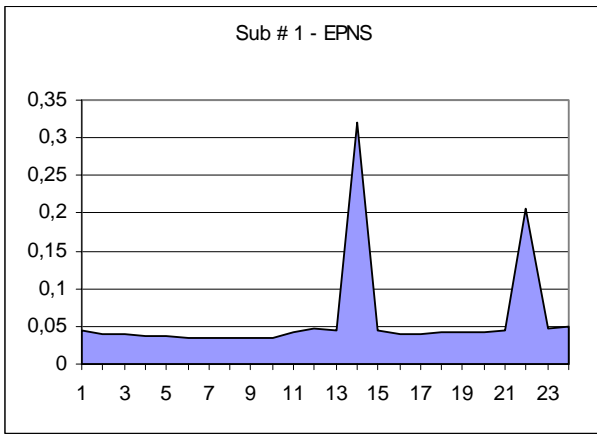


Figura 11: Potencia no suministrada MW (SUB # 1).

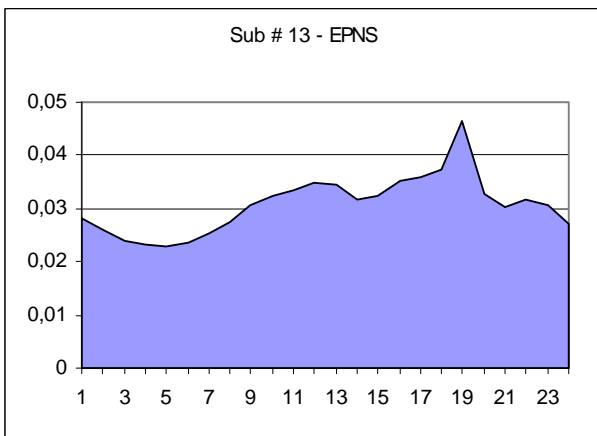


Figura 12: Potencia no suministrada MW (SUB # 13).

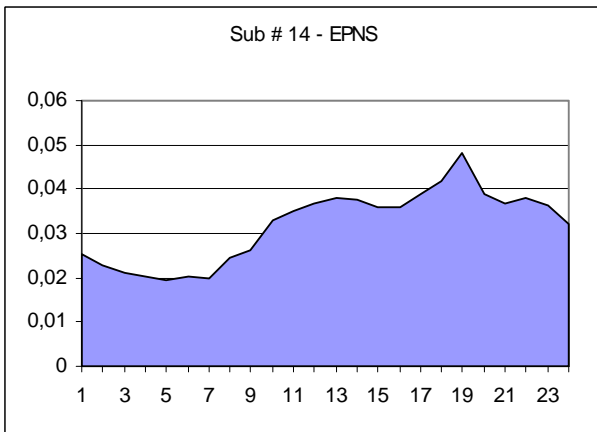


Figura 13: Potencia no suministrada en MW - SUB# 14.

A la vista de la información mostrada por las Figuras 8, 9, 10, 11, 12 y 13, se hace evidente la otra gran ventaja de la metodología propuesta. Ésta es que permite no sólo cuantificar los valores de los índices de fiabilidad de un sistema que se encuentre en un determinado estado, sino que también facilita la localización de los periodos horarios en los que es más crítica la fiabilidad del sistema.

Esa localización es una información muy valiosa para la operación de la red porque posibilita programar con antelación medidas correctivas tales como refuerzos, reserva de generación, coordinación de deslastes, etc.

Independientemente del orden de magnitud de los índices de fiabilidad, se aprecia que en la subestación SUB#1 existen dos horas críticas y que en las subestaciones SUB#13 y SUB#14 solamente hay una hora crítica. Dichas horas son las 14 y las 22 en el caso de SUB#1 y las 19 en las subestaciones SUB#13 y SUB#14.

4.2 Modelo considerando distintos costes al deslastre

Con el objetivo de evaluar la influencia de los costes de deslastre de carga, en este apartado se han incluido los resultados obtenidos al repetir el análisis de fiabilidad una vez modificados los costes programados de deslastre de cargas. El resto de datos del sistema, inclusive las curvas de demanda, se han mantenido iguales a los del apartado anterior.

En concreto, se plantea el supuesto de que SUB#13 es una subestación crítica, por lo que se le asigna un nuevo coste programado de deslastre de 130 €/MW. Coste superior al que antes poseía y también superior al asignado a la subestación SUB#14 tal y como se puede apreciar en la Tabla 5.

Tabla 5: Datos de los nudos de consumo.

	SUB # 1	SUB # 13	SUB # 14
C_L - deslastre €/MW	130.00	130.00	105.00

En las Figuras 14, 15 y 16, se muestran los resultados obtenidos y como era de esperar muestran la mejoría de los índices de fiabilidad de la subestación con mayor coste al deslastre, que en este ejemplo es la SUB#13.

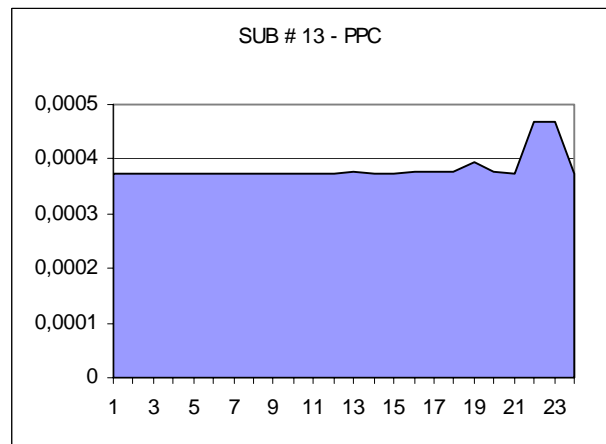


Figura 14: Probabilidad de pérdida de carga en pu - SUB# 13.

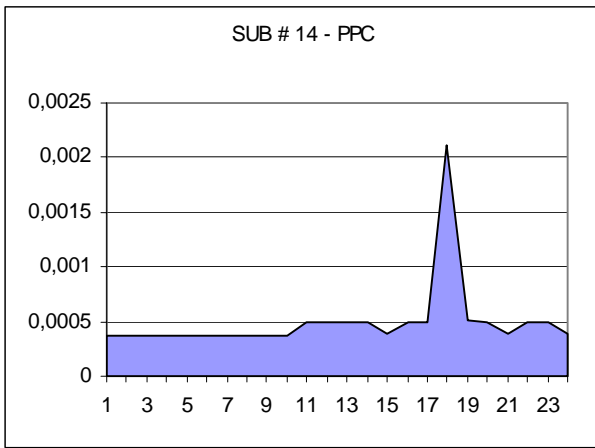


Figura 15: Probabilidad de pérdida de carga en pu - SUB# 14.

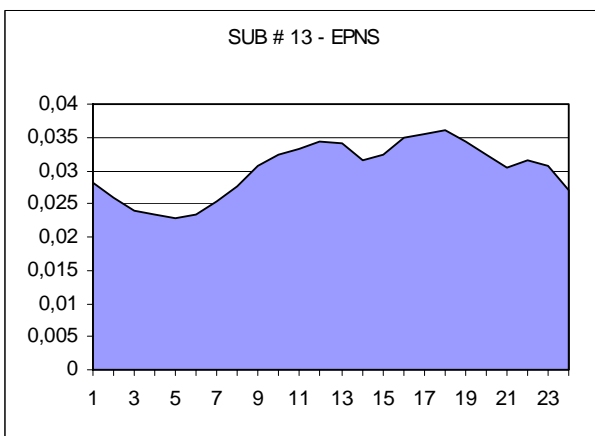


Figura 16: Potencia no suministrada en MW - SUB# 14.

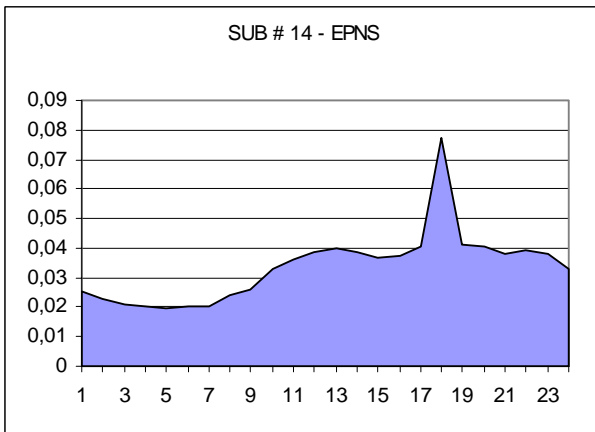


Figura 17: Potencia no suministrada en MW - SUB# 14.

Se aprecia claramente, Figuras 14 y 16, la mejoría experimentada en la subestación SUB#13, consistente en que las horas que inicialmente (apartado anterior) eran críticas han pasado a tener unos valores de índices de fiabilidad similares a los del resto de la franja horaria. Y lo aún más notorio, es el hecho de que dicha situación se consigue sin que empeoren sustancialmente los índices de fiabilidad de la subestación con menor coste programado al desastre. Obviamente, dicho resultado depende en gran medida de la topología de la red.

5. Conclusiones

En esta comunicación se propone una nueva metodología que es de aplicación en la evaluación en tiempo real de la fiabilidad de las redes de transporte y de distribución en alta tensión, incluyendo además modelos en detalle de las subestaciones.

Partiendo de la previsión de demanda de carga realizada para una red, esta metodología permite hacer previsiones a 24 horas vista de la fiabilidad del sistema, detectando en el mismo horas críticas, lo cual facilita enormemente la operación de red porque ayuda en la selección de las acciones correctivas a programar. Obviamente, esta previsión se va actualizando en tiempo real mediante el seguimiento de la evolución de la curva de consumo y de la variación de otros factores (condiciones ambientales) que modifiquen las tasas de fallo y, por tanto, las probabilidades de indisponibilidad del sistema.

Además, el enfoque que se propone con esta nueva metodología ha dado lugar, por una parte, a valores de tiempo de cálculo o de computación, que indican un amplio campo de aplicación en la operación de red en el análisis de fiabilidad en tiempo real. Y por otra parte, a una estructura flexible que permite su aplicación en los estudios de fiabilidad que se realizan en los trabajos de planificación de las redes eléctricas.

Agradecimientos

Los autores muestran su agradecimiento a la financiación proporcionada por el MCYT español y la Junta de Andalucía mediante los proyectos ENE 2004-03342 y DPI 2001-2612.

Referencias

- [1] R. N. Allan, "Modelling and assessment of station originated outages for composite system reliability evaluation", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No 1, February 1998.
- [2] R. E. Brown and T.M. Taylor, "Modelling the impact of substations on Distribution Reliability", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 1, February 1999.
- [3] R. U. Nighot, "Incorporating substation and switching station related outages in composite system reliability evaluation", Degree of Master of Science, Saskatoon, Canada, September 2003, pp 1-116.
- [4] L. Salvaderi and R. Billinton, "Comparison between two fundamentally different approaches to composite system reliability evaluation", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, pp 3486-3492, December 1985.
- [5] G. Theil, "Outages data analysis – the base for high voltage network reliability assessment", 2003 IEEE Bologna Power Tech, June 23th-26th.
- [6] R. Allan and R. Billinton, "Probability Assessment of Power Systems". Proceedings of the IEEE. Vol. 88, No. 2. February 2000.
- [7] A. de la Villa Jaén and A. Gómez Expósito, "Implicitly Constrained Substation Model for State Estimation", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, No. 3, August 2002.
- [8] CIGRE Study Committee 23, "Substation reliability. Comparison of two methods and suitable presentation of results", CIGRE 1985-99.