

UN ESQUEMA CENTRALIZADO DE DESLASTRE DE CARGAS POR FRECUENCIA PARA SISTEMAS ELÉCTRICOS AISLADOS

David López
Universidad Pontificia
Comillas
España

Lukas Sigrist*
Universidad Pontificia
Comillas
España

***Resumen** – Este artículo propone un esquema centralizado de deslastre de cargas por frecuencia basado en árboles de decisión. Los esquemas centralizados procesan medidas obtenidas en tiempo real y actúan sobre los interruptores de las líneas asociadas según el estado del sistema eléctrico. El esquema centralizado de deslastre de cargas decide en función de algunas variables medibles y mediante un árbol de decisión si hay que deslastrar carga y cuánto. El árbol de decisión determina la cantidad de carga a deslastrar aplicando pruebas dicotómicas a unas variables de entrada relacionadas con el estado del sistema justo antes de la contingencia y con la contingencia que ha tenido lugar. Las contingencias más críticas en un sistema aislado son las pérdidas de generación. El esquema centralizado propuesto reduce claramente la cantidad de carga deslastrada con respecto al esquema actual de deslastre de cargas sin poner en peligro la estabilidad de frecuencia del sistema eléctrico aislado.*

***Palabras clave:** Estabilidad de frecuencia – sistemas eléctricos aislados – esquemas de deslastre de cargas por frecuencia*

1 INTRODUCCIÓN

Los esquemas de deslastre de cargas por frecuencia juegan un papel importante en la protección de la integridad de un sistema eléctrico. Uno de los problemas más relevantes de la operación de los sistemas eléctricos aislados es la estabilidad de frecuencia. La estabilidad define la capacidad de los generadores para suministrar sus cargas después de una falta manteniendo la frecuencia en un rango aceptable [1].

Los sistemas eléctricos aislados son especialmente sensibles a desequilibrios de generación-demanda por el hecho de no estar interconectados a un sistema mayor y por disponer de un número reducido de generadores. El deslastre de cargas por frecuencia se considera como una práctica de operación admisible e inevitable para garantizar la estabilidad del sistema. Un esquema de deslastre de cargas debe ser eficiente y robusto. Es eficiente si deslastra la menor cantidad de carga posible sin poner en peligro al sistema y aprovechando la disponibilidad de la reserva primaria. Es robusto si es eficiente en diferentes escenarios de operación.

Los esquemas actuales de deslastre de cargas por frecuencia están compuestos por relés de subfrecuencia y, eventualmente, por relés de derivada de frecuencia que actúan sobre el interruptor de la línea asociada en caso que hayan sido activados. Debido a su carácter no adaptativo, los esquemas actuales no suelen ser muy eficientes ni muy robustos. Además, estos esquemas se diseñan para un conjunto de contingencias asumiendo conocida la carga disponible para deslastrar en cada escalón.

* C/Alberto Aguilera 23, ES-28015 Madrid – lukas.sigrist@iit.upcomillas.es

En este artículo se propone un esquema centralizado de deslastre de cargas por frecuencia. Los esquemas centralizados procesan medidas obtenidas en tiempo real y actúan sobre los interruptores de las líneas asociadas según el estado del sistema eléctrico. El esquema centralizado propuesto utiliza probadas técnicas de Data Mining para determinar si es necesario deslastrear carga y la cantidad de carga más eficiente a deslastrear. De hecho, el esquema utiliza un árbol de decisión para determinar la cantidad de carga que se deslastre. La entrada al árbol de decisión son diferentes variables relacionadas con el estado del sistema justo antes de la contingencia y con la contingencia que ha tenido lugar. Los árboles de decisión son apropiados para el control de eventos discretos. Si un problema se puede reducir a un pequeño número de categoría de salida, los árboles de decisión tienen importantes ventajas frente a por ejemplo redes neuronales [2].

Este esquema centralizado se aplica a uno de los sistemas eléctricos aislados españoles. Además se compara su funcionamiento con el del esquema actual de deslastre de cargas.

2 MODELADO DE UN SISTEMA AISLADO

El comportamiento de un sistema eléctrico aislado ante una pérdida de generación se puede describir mediante el modelo simplificado de n generadores mostrado en la Fig. 1 [4]. Este modelo permite estudiar el impacto de un desequilibrio en la potencia activa descrita por Δp_{lost} . Es un modelo ampliamente utilizada en la literatura técnica para analizar la dinámica de la frecuencia y diseñar esquemas de deslastre de cargas.

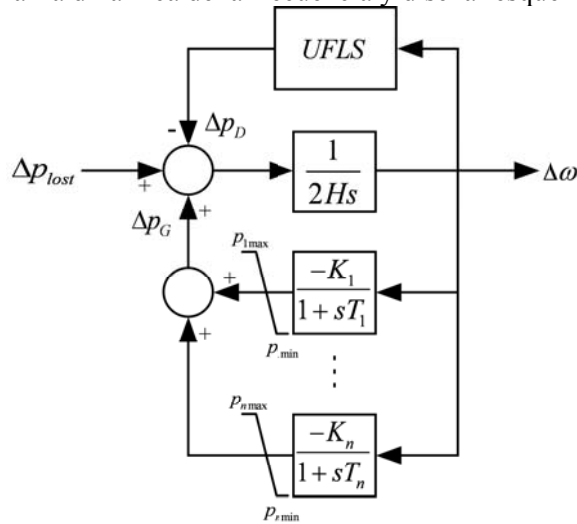


Fig. 1. Modelo simplificado de un sistema aislado.

Cada generador se representa por una aproximación de primer orden del modelo de la turbina y del regulador de velocidad. De hecho, las dinámicas asociadas al sistema de excitación y al generador se pueden despreciar al estudiar la dinámica de la frecuencia. La ganancia K y la constante de tiempo T de cada generador se pueden deducir de modelos más detallados y de pruebas. Ya que la reserva rodante en el sistema es finita, es necesario modelar los límites de generación mínimos y máximos. Además se supone que la frecuencia del sistema es uniforme y por tanto, todos los generadores y las cargas están conectados al mismo nudo. La inercia equivalente del sistema H se define a partir de las inercias de cada uno de los grupos generadores:

$$H = \frac{\sum_{i=1}^n S_{B_i} \cdot H_i}{\sum_{i=1}^n S_{B_i}}$$

donde H_i y S_{B_i} son la inercia y la potencia base del generador i .

Finalmente, se supone que la potencia demandada no depende de la frecuencia ni de la tensión. No obstante, en caso de activación del esquema de deslastre de cargas (UFLS), se reduce la potencia demandada de acuerdo con los ajustes del esquema actual de deslastre de cargas o de acuerdo con las decisiones tomadas por el esquema de deslastre de cargas centralizado propuesto.

3 UN ESQUEMA CENTRALIZADO DE DESLASTRE DE CARGAS BASADO EN ÁRBOLES DE DECISIÓN

La idea principal del esquema centralizado de deslastre de cargas es decidir en función de algunas variables medibles y mediante un árbol de decisión si hay que deslastrear carga y cuánto. El árbol de decisión determina la cantidad de carga a deslastrear aplicando pruebas dicotómicas a unas variables de entrada relacionadas con el estado del sistema justo antes de la contingencia y con la contingencia que ha tenido lugar. Estas variables de entrada son [3]:

- la derivada de la frecuencia,
- la demanda del sistema, y
- la reserva rodante del sistema

El correcto funcionamiento de un árbol de decisión depende de su entrenamiento que no se realiza en tiempo real (contraria a la toma de decisión del árbol), por lo que se utilizan las respuestas simuladas mediante el modelo de la Fig. 1 ante un conjunto de posibles contingencias. Las contingencias más críticas en un sistema aislado son las pérdidas de generación. El entrenamiento determina la realización entre las variables de entrada y la de la salida, i.e., la cantidad de carga a deslastrear, para el conjunto de contingencias. Para entrenar el árbol es necesario conocer entonces la carga que se debe deslastrear en cada posible contingencia. El cálculo de la cantidad de carga a deslastrear para las posibles contingencias se ha dividido en dos etapas para reducir el tiempo de computación y para poder hacer uso de la ventaja de un árbol cuando hay pocas categorías en la variable de salida. Estas etapas son:

1. Se simulan todas las posibles contingencias para todos los posibles escenarios de generación y se agrupan mediante un algoritmo de clustering en unas pocas contingencias representativas.
2. Se determina para cada contingencia representativa la cantidad de carga óptima que se debe deslastrear.

Una vez determinada la cantidad de carga óptima a deslastrear y conociendo la pertenencia de cada contingencia a su contingencia representativa así como las variables de entrada para cada contingencia, se puede entrenar el árbol de decisión.

Ante una contingencia, el árbol de decisión decide en tiempo real qué cantidad de carga hay que deslastrear analizando las variables de entrada (la derivada de la frecuencia, la demanda del sistema y la reserva rodante) y determinando la pertenencia de la contingencia a una contingencia representativa u otra (para la cual se ha determinada la cantidad de carga óptima a deslastrear).

3.1 Agrupamiento mediante el algoritmo de clustering K-Means

Se pueden detectar ciertos patrones en las respuestas de un sistema eléctrico aislado en términos de la frecuencia. Para la reducción de escenarios y contingencias se ha empleado el algoritmo de K-Means [4]. Este algoritmo determina en función de las respuestas en términos de la frecuencia a todas las contingencias aquellos patrones que mejor describen todas las posibles respuestas. La Fig. 2 ilustra el agrupamiento para un único patrón y tres respuestas.

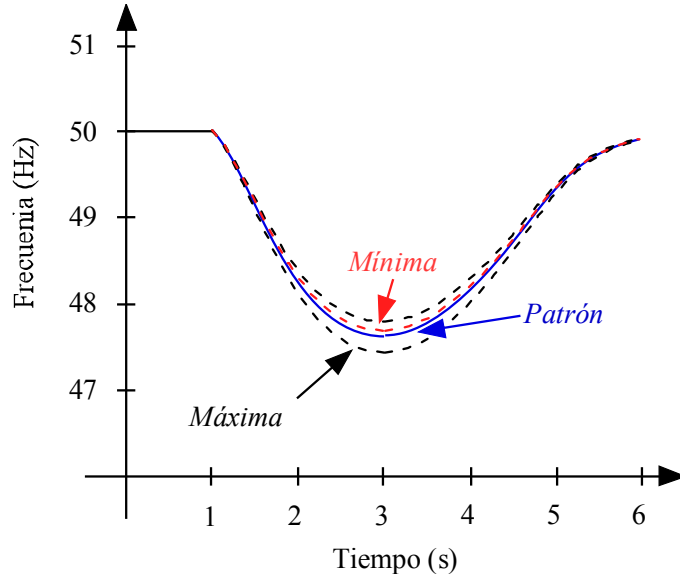


Fig. 2. Ilustración del agrupamiento.

Dado que el patrón es una respuesta ficticia, es necesario escoger las respuestas reales que más se aproximen a los patrones. A priori, la respuesta real con la menor distancia al patrón es la más adecuada para ser utilizada como contingencia representativa. No obstante y teniendo en cuenta que el esquema deslastre de cargas tiene que ser eficaz para todas las contingencias, otra opción consiste en elegir la respuesta real con la mayor distancia al patrón como contingencia representativa. La Fig. 2 muestra un ejemplo de la respuesta real con distancia mínima y con distancia máxima. El uso de la distancia mínima puede dar lugar a esquemas de deslastre de cargas que deslastran demasiado poco y el uso de la distancia máxima puede dar lugar a esquemas de deslastre de cargas que deslastran un poco más pero que limitan los desvíos de la frecuencia.

3.2 Deslastre óptimo

El problema de encontrar la cantidad de carga mínima a deslastar se puede formular como un problema de optimización [5]. En este caso se minimiza la cantidad de carga a deslastar satisfaciendo una serie de restricciones sobre los valores mínimos y máximos admisibles de la frecuencia. El problema de optimización finalmente implantado es el siguiente:

$$\begin{aligned} & \min_{\Delta p_D} \Delta p_D(\omega_{thrshld}) \quad \text{s.t.} \\ & 0 \leq \Delta p_D \leq \Delta p_{lost} \\ & t_{\omega \leq \omega_{min,allowable}}(\Delta p_D) - t_{\omega_{min,allowable}} \leq 0 \\ & t_{\omega \geq \omega_{max,allowable}}(\Delta p_D) - t_{\omega_{max,allowable}} \leq 0 \end{aligned}$$

donde ω es la frecuencia, Δp_{lost} la generación perdida, y $\omega_{thrshld}$ el umbral a partir del cual se debería deslastar la cantidad Δp_d . La frecuencia tiene que estar dentro de unos rangos definidos por frecuencias mínimas admisibles $\omega_{min,allowable}$ y por frecuencias máximas admisibles $\omega_{max,allowable}$. En general, la frecuencia puede estar debajo de o por encima de las frecuencias admisibles durante un cierto tiempo definido por $t_{\omega_{min,allowable}}$ y $t_{\omega_{max,allowable}}$.

3.3 Entrenamiento del árbol de decisión

Para el entrenamiento del árbol, se relaciona cada contingencia con una contingencia representativa para la cual se ha determinada la cantidad de carga óptima a deslastar. El conjunto de datos de entrada que incluye las variables de entrada y la variable de salida para cada contingencia es entonces: la derivada de la frecuencia, la demanda del sistema, la reserva rodante, y la cantidad de carga a deslastar. El entrenamiento establece la relación entre las variables de entrada y la de la salida de tal forma que el error de clasificación (la diferencia entre la cantidad de carga a deslastar esperada y la cantidad de carga a deslastar decidida por el árbol en función de las variables de entrada) sea mínima.

4 APLICACIÓN A UN SISTEMA ELÉCTRICO AISLADO ESPAÑOL

Se aplica el esquema centralizado de deslastre de cargas basado en árboles de decisión a un sistema eléctrico aislado español. El sistema eléctrico aislado consiste de once generadores Diesel y de un generador de gas, y su demanda punta está alrededor de 35 MW. Los generadores Diesel se encuentran en una única central. La TABLA I especifica los escenarios de generación y los parámetros del modelo de primer orden de los grupos generadores. Se estudian las respuestas del sistema ante todas las posibles contingencias para todos los escenarios de generación. Las contingencias más críticas en un sistema aislado son las pérdidas de generación.

TABLA I. ESCENARIOS DE GENERACIÓN Y PARÁMETROS DEL MODELO DE PRIMER ORDEN DE LOS GRUPOS GENERADORES.

	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10	G11	Total
1	2.35	0.00	2.35	0.00	3.29	3.69	10.41	0.00	0.00	0.00	0.00	22.09
2	0.00	0.00	2.35	0.00	3.29	4.26	9.26	0.00	0.00	0.00	0.00	19.16
3	0.00	0.00	2.35	0.00	3.29	3.29	9.55	0.00	0.00	0.00	0.00	18.48
4	0.00	0.00	2.35	0.00	3.29	3.69	8.96	0.00	0.00	0.00	0.00	18.29
5	0.00	0.00	2.35	0.00	3.29	3.29	9.35	0.00	0.00	0.00	0.00	18.28
6	0.00	0.00	2.35	0.00	3.29	3.29	9.61	0.00	0.00	0.00	0.00	18.54
7	2.35	0.00	2.35	0.00	3.29	3.29	10.02	0.00	0.00	0.00	0.00	21.30
8	2.53	0.00	2.53	0.00	5.84	5.84	0.00	0.00	6.63	4.00	0.00	27.37
9	2.35	0.00	2.35	2.82	4.92	4.92	0.00	0.00	6.63	6.70	0.00	30.69
10	2.41	0.00	2.41	2.82	5.59	5.59	0.00	0.00	6.63	6.70	0.00	32.15
11	2.46	0.00	2.46	2.82	5.69	5.69	0.00	0.00	6.63	6.70	0.00	32.45
12	2.49	0.00	2.49	2.82	5.77	5.77	0.00	0.00	6.63	6.70	0.00	32.67
13	2.58	0.00	2.58	2.82	5.96	5.96	0.00	0.00	6.63	6.70	0.00	33.23
14	2.40	0.00	2.40	2.82	5.56	5.56	0.00	0.00	6.63	6.70	0.00	32.07
15	2.35	2.35	2.35	2.82	5.12	5.12	0.00	0.00	6.63	4.00	0.00	30.74
16	2.35	2.35	2.35	2.82	4.74	4.74	0.00	0.00	6.63	4.00	0.00	29.98
17	2.35	2.35	2.35	2.82	4.22	4.22	0.00	0.00	6.63	4.00	0.00	28.94
18	2.35	2.35	2.35	0.00	3.29	3.29	9.21	0.00	6.63	0.00	0.00	29.47
19	2.35	2.35	2.35	0.00	3.29	3.29	8.68	0.00	6.63	0.00	0.00	28.94
20	2.35	2.35	2.35	0.00	3.29	3.29	9.35	0.00	6.63	0.00	0.00	29.61
21	2.35	2.35	2.35	0.00	3.71	3.71	11.38	0.00	6.63	0.00	0.00	32.48
22	2.35	2.35	2.35	0.00	3.58	3.58	11.38	4.85	6.63	0.00	0.00	37.07
23	2.35	2.35	2.35	0.00	3.63	3.63	11.38	0.00	6.63	0.00	0.00	32.32
24	2.35	2.35	2.35	0.00	3.29	3.29	6.63	0.00	6.63	0.00	0.00	26.89
25	0.00	0.00	2.35	0.00	3.29	3.29	9.16	0.00	0.00	0.00	0.00	18.09
26	2.35	2.35	2.35	0.00	3.58	3.58	11.38	4.85	6.66	0.00	0.00	37.10

	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10	G11
K (pu)	20	20	20	20	20	20	20	21.25	20	20	20
T (s)	8.26	8.26	8.26	8.26	8.26	8.26	8.26	3.18	8.26	8.26	8.26
Pmin (MW)	2.5	2.5	2.5	3	3.5	3.5	7	0	7	7	7
Pmax (MW)	4	4	4	4.5	7	7	12	22.8	12	12	12

En primer lugar se analiza el impacto del esquema de deslastre de cargas actualmente instalado en las respuestas del sistema eléctrico ante todas las posibles contingencias simples. Este esquema se ha diseñado tal que el sistema es capaz de aguantar la pérdida del mayor grupo (hasta el 50% de la demanda) sin que la frecuencia caiga debajo de 47 Hz. En segundo lugar se analiza el impacto del esquema centralizado de deslastre de cargas. El esquema actualmente instalado está descrito en la referencia [5]. Las frecuencias mínimas y máximas admisibles son 47 Hz – 0s, 48 Hz – 2s y 52 Hz – 0s.

4.1 Esquema de deslastre de cargas actualmente instalada

La Fig. 3 muestra las respuestas del sistema eléctrico aislado en términos de la frecuencia ante todas las posibles contingencias simples con el esquema de deslastre de cargas actualmente instalada. Se ve que la frecuencia cae claramente debajo de las frecuencias mínimas admisibles debido a que se deslastra carga demasiado tarde. También se puede ver que la frecuencia supera la frecuencia máxima admisible debido a los sobredeslastres.

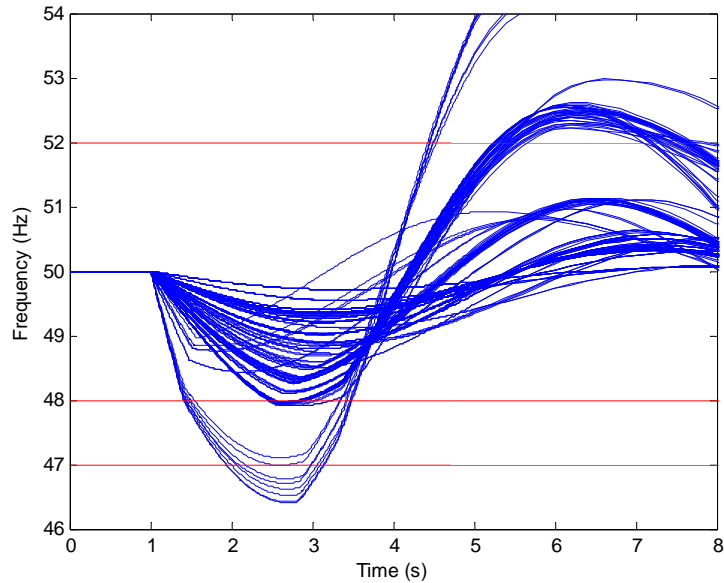


Fig. 3. Respuestas del sistema en términos de la frecuencia ante todas las posibles contingencias simples con el esquema actualmente instalado.

La TABLA II aclara la cantidad total de carga deslastrada en todas las contingencias y también muestra el número de errores. Los errores se deben a la violación de los límites admisibles de la frecuencia, a sobredeslastres y a deslastres que ocurren demasiado tarde (después del mínimo de la frecuencia cuando esta ya se está recuperando).

TABLA II. CANTIDAD TOTAL DE CARGA DESLASTRADA Y NÚMERO DE ERRORES PARA TODAS LAS POSIBLES CONTINGENCIAS SIMPLES.

	Esquema actual	Esquema centralizado – distancia mínima	Esquema centralizado – distancia máxima
Cantidad de carga deslastrada (MW)	417.46	43.08	104.45
Errores	75	13	5

4.2 Esquema centralizado de deslastre de cargas

Como se ha indicado en el apartado 3.1, el esquema de deslastre de cargas basado en árboles de decisión depende la manera como se seleccionas las contingencias representativas: las contingencias reales con menor distancia al patrón o las contingencias reales con mayor distancia al patrón. El uso de la mayor distancia al patrón da lugar probablemente a un esquema más conservador que el uso de la menor distancia. El umbral de deslastre de cargas del esquema centralizado $\omega_{thrshld}$ está a 49.8 Hz, el valor superior del ajuste de los relés de derivada de frecuencia del esquema de deslastre de cargas actual.

La Fig. 4 y la Fig. 5 muestran las respuestas del sistema eléctrico aislado en términos de la frecuencia ante todas las posibles contingencias simples con el esquema centralizado de deslastre de cargas usando la menor distancia al patrón o usando la mayor distancia al patrón. Se puede ver que los esquemas centralizados reducen claramente los desvíos de la frecuencia con respecto al esquema actual. También se reducen los sobredeslastres ya que el esquema centralizado actúa antes. El esquema de deslastre de cargas centralizado usando la mayor distancia al patrón reduce aún más los desvío de la frecuencia con respecto al esquema centralizado usando la menor distancia al patrón.

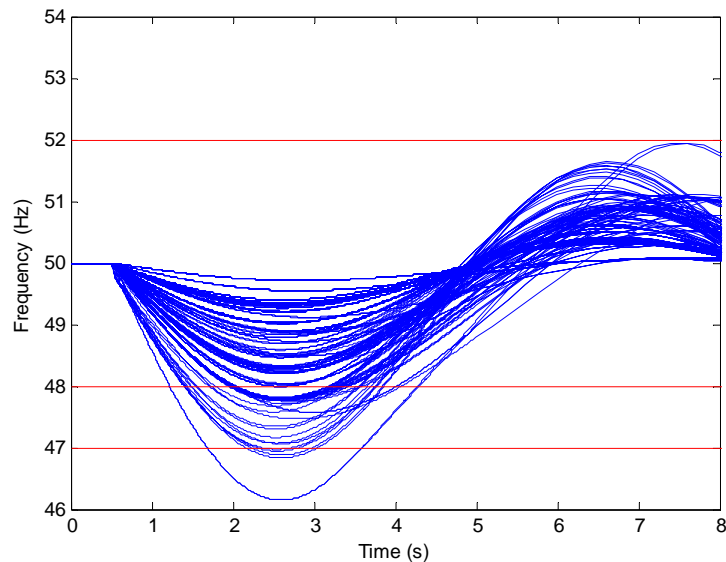


Fig. 4. Respuestas del sistema en términos de la frecuencia ante todas las posibles contingencias simples con el esquema centralizado y usando la distancia mínima.

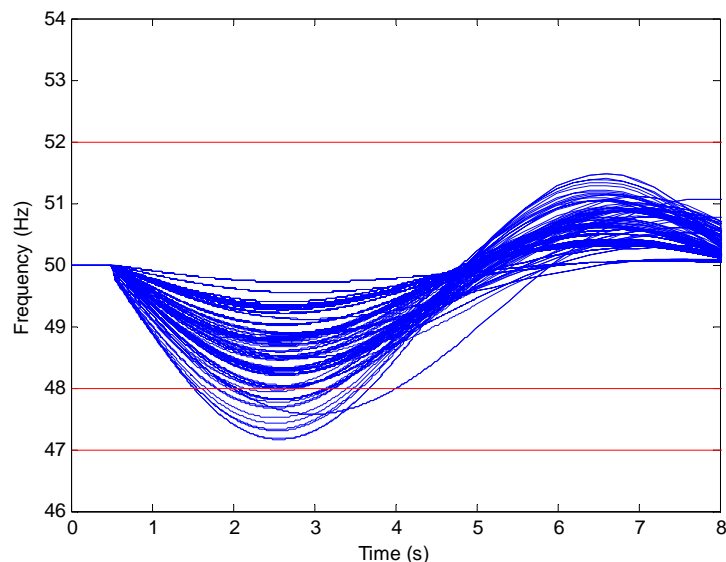


Fig. 5. Respuestas del sistema en términos de la frecuencia ante todas las posibles contingencias simples con el esquema centralizado y usando la distancia máxima.

Finalmente, La Tabla II muestra y compara la cantidad total de carga deslastrada y el número de errores. Se puede ver que los esquemas centralizados reducen drásticamente la cantidad de carga deslastrada. También se puede ver que el esquema centralizado de deslastre de cargas usando la menor distancia deslastra menos carga que el esquema centralizado usando la mayor distancia. Eso se debe al hecho que el esquema centralizado usando la mayor distancia considera contingencias más severas como contingencias representativas y por tanto, suele deslastrar más carga lo que a su vez reduce el desvío de la frecuencia.

5 CONCLUSIONES

En este artículo se ha propuesto un esquema centralizado de deslastre de cargas basado en árboles de decisión. El árbol de decisión decide en función de la derivada de frecuencia, de la demanda y de la reserva la cantidad de carga a deslastrar para una contingencia. Se ha aplicado el esquema centralizado propuesto a un sistema eléctrico aislado español. Se ha visto que el esquema centralizado de deslastre de cargas basado en árboles de decisión reduce claramente la cantidad de carga deslastrada con respecto al esquema de deslastre de cargas actualmente instalada reduciendo además los desvíos de la frecuencia.

6 REFERENCIAS

- [1] P. Kundur, Power System Stability and Control. Palo Alto, California: McGraw-Hill, 1994.
- [2] CIGRE Task Force 38.02.17, Advanced Angle Stability Controls, CIGRE Technical Brochure N. 155, April 2000.
- [3] Hsu, C.T.; Kang, M. -S; Chen, C-S, "Design of adaptive load shedding by artificial neural networks," Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings- , vol.152, no.3, pp.415,421, 6 May 2005.
- [4] L. Sigrist, I. Egido, et al., "Representative Operating and Contingency Scenarios for the Design of UFLS Schemes", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 25, No. 2, May 2010, pp. 906-913.
- [5] Sigrist, L.; Egido, I.; Rouco, L., "A Method for the Design of UFLS Schemes of Small Isolated Power Systems," Power Systems, IEEE Transactions on , vol.27, no.2, pp.951,958, May 2012.