



VII/CE-C2-11

Minimización de requerimiento de cortes de carga ante sobrecarga en líneas de transmisión

Ubaldo Fernández Krekeler

ANDE

Paraguay

RESUMEN

El siguiente trabajo propone la utilización de factores de sensibilidad de la corriente de una línea de transmisión a variaciones de la demanda en barras del sistema, de forma a determinar un esquema de corte de carga, priorizando el corte en aquellas barras con mayor influencia sobre la línea sobrecargada. Los factores de sensibilidad son obtenidos a partir de la matriz jacobiana del caso de flujo de potencia correspondiente al punto operativo de interés. De esta forma, se obtiene un listado de subestaciones en las cuales correspondería hacer un corte de carga de manera a aliviar la sobrecarga detectada minimizando los requerimientos totales de corte de carga.

Para el caso de sobrecarga simultánea en múltiples líneas, los locales y montos de carga a ser cortados se determinan utilizando optimización por programación lineal para minimizar la carga total cortada.

Dentro del trabajo se examina también la forma de tratar cargas que pueden ser consideradas interrumpibles, en donde se intenta encontrar un compromiso entre la cantidad de carga cortada y el efecto de reducción de la sobrecarga en el sistema.

Dado que la metodología se basa en las ecuaciones de flujo de potencia, la misma sería de utilidad para situaciones de dinámicas lentas, en donde la escala de tiempo manejada permitiría la acción de los operadores.

PALABRAS CLAVES

Corte de carga, factores de sensibilidad, programación lineal.

1 INTRODUCCIÓN

Actualmente, los sistemas de transmisión son exigidos a operar en condiciones próximas a su máxima capacidad. Por ello, cualquier aumento imprevisto de la carga, o la existencia de una contingencia, podrían producir una sobrecarga en las líneas de transmisión con relación a su capacidad térmica (ampacidad). En estas condiciones, normalmente se optaría por la implementación de esquemas de corte de carga de forma a evitar una caída en cascada del sistema.

Por otro lado, la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) compra una gran porción de la energía suministrada a su sistema de las Binacionales Itaipú y Yacyretá, en donde ante ciertas

situaciones se tendría que limitar el intercambio con éstas. También, la operación del sistema ANDE en dos subsistemas aislados, debido a la dificultades técnicas de interconectar los sistemas de Itaipú y Yacyretá, resta flexibilidad operativa y eventualmente puede dejar al operador sin otra opción más que el corte de carga para mantener al sistema en condiciones aceptables.

Ante la situación de imposibilidad de redespacho de las centrales, la ubicación relativa de las cargas es la que determina la forma en que el flujo de potencia se distribuye a través de las líneas. Por ello, de forma a minimizar la cantidad de carga que tendría que ser cortada, es interesante determinar cuales son las cargas que más influyen en la carga de la(s) línea(s) de interés.

En la literatura tradicional en sistemas de potencia [1], se definen factores de sensibilidad, pero éstos están normalmente asociados a la potencia activa transmitida por la línea. En la ANDE, las protecciones de las líneas e instrucciones de operación están basadas en valores de corriente, razón por la cual, en este trabajo la atención se centra en el impacto de la carga de barras en la magnitud de la corriente de la(s) línea(s) analizadas.

2 FACTORES DE SENSIBILIDAD

Las líneas de transmisión son normalmente representadas por un circuito PI equivalente, tal como el mostrado en la Figura 1. Los valores de Y_{mn} , Y_m e Y_n están asociados a la admitancia de la rama serie y la capacitancia de la línea. Los transformadores con tap (o relación de transformación variable) también pueden ser representados por un circuito PI, donde los valores Y_{mn} , Y_m e Y_n son calculados a partir de la impedancia del transformador y correspondiente posición del tap [2].

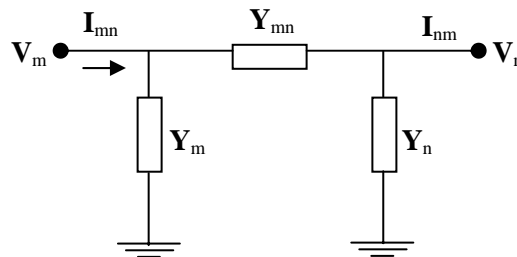


Figura 1 : Circuito π equivalente de línea/transformador entre dos barras

La magnitud de la corriente que fluye de la barra m para la barra n puede ser expresada como una función de las siguientes variables de estado de un flujo de potencia.

$$|I_{mn}| = f(V_m, \delta_m, V_n, \delta_n) \quad (1)$$

Variaciones en la corriente pueden ser estimadas mediante una linealización de dicha función a partir del punto operativo representado por el caso base de flujo de potencia convergido. Así tendremos:

$$\Delta |I_{mn}| = \frac{\partial f}{\partial \delta_m} \cdot \Delta \delta_m + \frac{\partial f}{\partial \delta_n} \cdot \Delta \delta_n + \frac{\partial f}{\partial V_m} \cdot \Delta V_m + \frac{\partial f}{\partial V_n} \cdot \Delta V_n \quad (2)$$

Las variaciones en los ángulos de fase y tensiones de las barras terminales de la rama en estudio (línea/transformador) ante variaciones en la carga pueden ser calculadas utilizando la matriz Jacobiana J del sistema de potencia. Para una variación de carga ΔP_k y ΔQ_k exclusivamente en la barra k tendríamos:

$$\begin{bmatrix} \vdots \\ \Delta\delta_m \\ \vdots \\ \Delta\delta_n \\ \vdots \\ \Delta V_m \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} = [J]^{-1} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \Delta P_k \\ \vdots \\ 0 \\ 0 \\ \Delta Q_k \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (3)$$

Denominando a la inversa del Jacobiano y sus submatrices de la manera siguiente $\tilde{J} = \begin{bmatrix} \tilde{J}_1 & \tilde{J}_2 \\ \tilde{J}_3 & \tilde{J}_4 \end{bmatrix}$, y

asumiendo una factor de potencia constante $\cos(\varphi_k)$ en la carga, para una variación unitaria de potencia activa $\Delta P_k = 1$, se tendría una variación $\Delta Q_k = \tan(\varphi_k)$, para la cual se tendría la siguiente variación de corriente:

$$s_{mn}^k = \begin{bmatrix} \frac{\partial f}{\partial \delta_m} & \frac{\partial f}{\partial \delta_n} & \frac{\partial f}{\partial V_m} & \frac{\partial f}{\partial V_n} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \tilde{J}_{1mk} + \tilde{J}_{2mk} \tan \varphi_k \\ \tilde{J}_{1nk} + \tilde{J}_{2nk} \tan \varphi_k \\ \tilde{J}_{3mk} + \tilde{J}_{4mk} \tan \varphi_k \\ \tilde{J}_{3nk} + \tilde{J}_{4nk} \tan \varphi_k \end{bmatrix} \quad (4)$$

El valor $s_{mn}^{(k)}$ representa la sensibilidad de la corriente en la línea, de la barra m para la barra n , ante variación en la potencia activa de la barra k .

3 ESQUEMA DE CORTE EN BASE A LOS FACTORES DE SENSIBILIDAD

El objetivo de cualquier esquema de corte es mantener al sistema operando en condiciones seguras y minimizando a la vez la cantidad de carga que debe ser interrumpida. Por ello, en el caso de necesidad de corte de carga para alivio de sobrecarga de una línea en particular, se impondría un corte en aquella barra que tendría mayor impacto en la corriente de la línea de interés. Es decir, el orden de corte debería establecerse a partir de un ordenamiento decreciente de los factores de sensibilidad calculados.

En el caso de una sobrecarga en sólo una línea, el esquema de corte basado en un ordenamiento de los factores de sensibilidad es sencillo y aplicable. Sin embargo, el ordenamiento no sería suficiente en el caso de sobrecarga en varias líneas en forma simultánea, ya que puede ocurrir que la carga en una barra tenga una gran influencia en una línea en particular y muy baja en otra. Por ello, ante la necesidad de tratar coherentemente sobrecargas múltiples, y dado que los factores de sensibilidad fueron determinados a partir de la linealización de las ecuaciones del sistema, el problema puede ser planteado como un caso de programación lineal.

3.1 Formulación del problema de optimización lineal

Dado que el objetivo es minimizar el total de carga cortada, entonces la función objetivo será:

$$C = \sum_1^N \Delta P_k = [1 \quad \dots \quad 1] \cdot [\Delta P_1 \quad \dots \quad \Delta P_N]^T \quad (5)$$

para todas las barras de carga, sujeto a la condición de reducir la corriente en cada línea sobrecargada a un valor deseado. A continuación se muestra un ejemplo para dos líneas:

$$\begin{aligned}
s_{LT1}^{(1)}\Delta P_1 + s_{LT1}^{(2)}\Delta P_2 + \dots + s_{LT1}^{(N)}\Delta P_N &\geq I_{real-LT1} - I_{deseado-LT1} \\
s_{LT2}^{(1)}\Delta P_1 + s_{LT2}^{(2)}\Delta P_2 + \dots + s_{LT2}^{(N)}\Delta P_N &\geq I_{real-LT2} - I_{deseado-LT2}
\end{aligned} \tag{6}$$

Los factores de sensibilidad son calculados usando la fórmula (4) de la sección anterior. Dos condiciones fueron impuestas en la solución:

- $\Delta P_K \leq \Delta P_{K-max}$, es decir, se pueden imponer valores máximos de corte en las barras del sistema.

- $\Delta P_K \geq 0$, es decir no se admiten aumentos de carga en las barras. Eventualmente podría darse que la solución óptima para reducir la sobrecarga en una línea sea una relocalización de la carga, es decir, disminuir carga en una barra y traspasarla a otra. Sin embargo, para ello se requeriría una gran flexibilidad y capacidad de transferencia de carga a nivel de distribución. Esta situación no es contemplada dadas las limitaciones en realizar dicho tipo de traspasos en el sistema ANDE, especialmente en áreas rurales.

3.2 Tratamiento de cargas interrumpibles

Si en el sistema existieran cargas interrumpibles, sería lógico pensar que éstas serían las primeras en ser cortadas. Sin embargo, en la selección de las cargas a ser cortadas no debería tenerse solamente en cuenta el carácter (interrumpible o no) de la carga, sino también el efecto sobre la(s) línea(s) en cuestión. Citando un caso extremo por ejemplo, sería innecesario el corte de una carga interrumpible que tiene muy poco o ningún efecto sobre la(s) línea(s) analizada(s).

Una forma de acomodar esta situación, es utilizar una función de costo propiamente dicha, donde los montos de carga ΔP_K (MW) a ser cortados sean multiplicados por algún tipo de valor monetario a_K . Con esto la función a optimizar sería:

$$C = \sum_1^N a_K \Delta P_K = [a_1 \quad \dots \quad a_N] \cdot [\Delta P_1 \quad \dots \quad \Delta P_N]^T \tag{7}$$

La adopción de esta función de costo modificada, permitiría tener un tratamiento más adecuado en la determinación de las cargas a ser cortadas.

4 CASO DE PRUEBA – RESULTADOS

La metodología expuesta ha sido implementada y aplicada con fines de prueba a un caso del sistema ANDE, modificado de forma a forzar sobrecarga en líneas. En la Figura 2 se muestra un esquema del sistema analizado. El sistema ANDE es representado por un total de 225 barras, modelándose los niveles de 220 kV, 66 kV y 23 kV, incluyendo también las salidas en 500 kV en las centrales hidroeléctricas de Itaipú y Yacyretá.

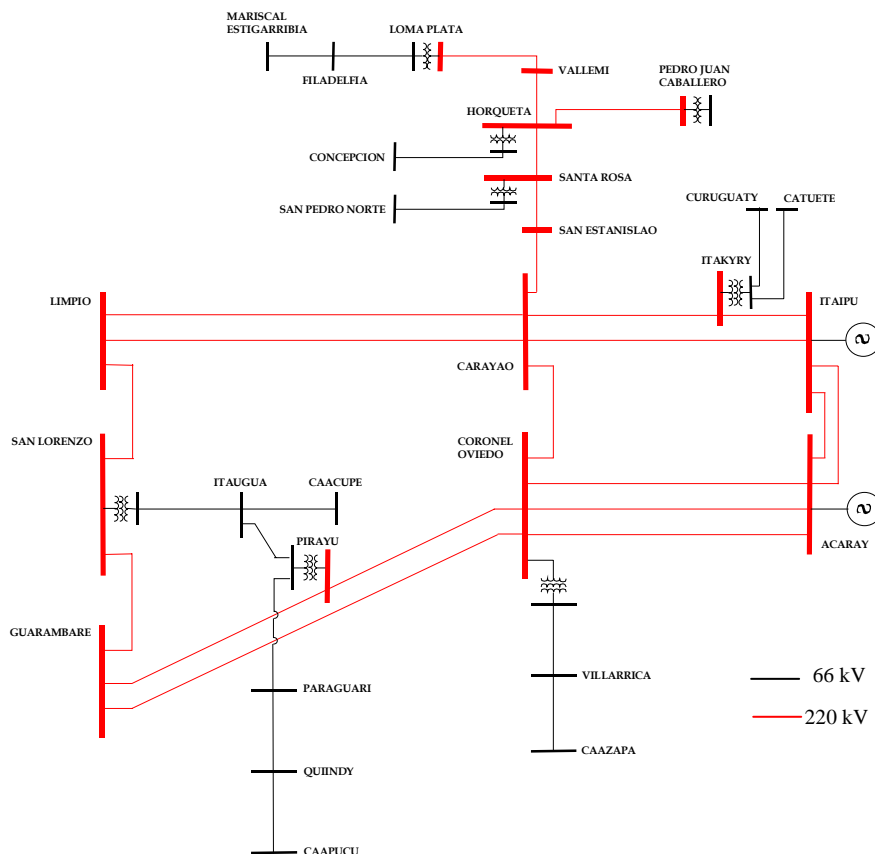


Figura 2: Diagrama esquemático del tronco principal del sistema analizado

Para evaluar la calidad de las soluciones (esquemas de corte) propuestos se deben atender dos condiciones:

- Barras seleccionadas para el corte: debe recordarse que el problema en cuestión intenta determinar las N componentes de un vector de corte, donde N es el número de barras susceptibles de corte, o sea, se debe verificar la dirección del vector de corte resultante.
- Magnitud del corte: una vez seleccionadas las barras de corte, se debe verificar si la magnitud especificada produce efectivamente la reducción esperada en la corriente de la línea.

4.1 Barras seleccionadas para corte

La dirección de corte, o sea, la selección de barras de corte es fácilmente verificable en el caso de sobrecarga en una sola línea, ya que es evidente que se cortará sucesivamente toda la carga permitida en aquellas barras que presenten mayor sensibilidad. Para verificación, se compara la sensibilidad calculada por la Fórmula (4) con variaciones en la corriente de línea obtenida de un programa de flujo de potencia, en el cual se introduce un corte de 5 MW, una barra a la vez, en las subestaciones indicadas como las más efectivas. La utilización del flujo de potencia para esta verificación es adecuada ya que incluye las ecuaciones no lineales del sistema.

En la Figura 3, se muestran los resultados para tres líneas analizadas. En el eje de abscisas, se indican los nombres de subestaciones identificadas como las más efectivas por el factor de sensibilidad sobre la corriente de la línea, en orden decreciente. De esta forma, la primera subestación indica sería la de mayor sensibilidad, indicándose sucesivamente las siguientes. En el eje de ordenadas, se muestra la variación de corriente obtenida del caso de flujo de potencia.

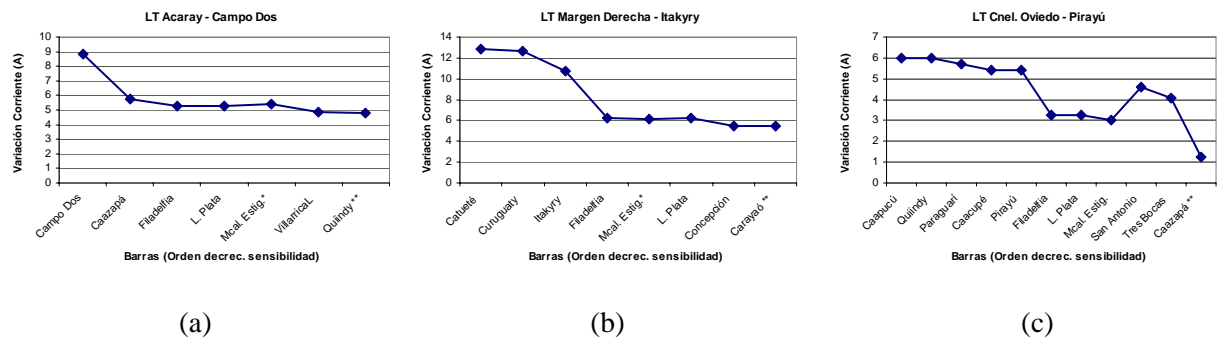


Figura 3: Verificación de la sensibilidad en líneas de 220 kV: a) Acaray – Campo Dos, b) Margen Derecha Itakyry y c) Cnel. Oviedo - Pirayú

Para las dos primeras líneas, la gráfica muestra una curva continuamente decreciente, coherente con la ordenación realizada a partir de los coeficientes de sensibilidad. Esto indica que la linealización permite identificar efectivamente las barras en donde un corte produciría una mayor variación relativa en la corriente de las líneas. En el caso c) de la línea Cnel. Oviedo - Pirayú, el sensibilidad identifica correctamente las primeras barras (de Caapucú a Pirayú). Sin embargo, de acuerdo a la sensibilidad, las subestaciones del Sistema Chaco (Loma Plata, Filadelfia y Mcal. Estigarribia) deberían ser las siguientes en lo que a impacto se refiere, no coincidiendo dicho resultado con lo observado en el flujo de potencia. No obstante, cabe resaltar que la diferencia en la variación de corriente producida por variaciones en dichas subestaciones y las siguientes en el listado de prioridad es del orden de 1,5 A, valor de precisión coherente con las tolerancias de potencia activa y reactiva (*mismatches*) utilizadas en el caso de flujo de potencia de 0,5 MW/MVAr. Cabe resaltar, que la metodología de sensibilidad permitió identificar barras alejadas, pero que igualmente tienen un impacto sobre la línea Cnel. Oviedo – Pirayú. Esto resulta algo poco intuitivo y difícil de visualizar en una primera instancia, pero un análisis de los resultados del flujo de potencia muestra que la reducción en la corriente se da por un incremento en la tensión de la barra de salida de la línea ante el corte en dichas barras lejanas.

4.2 Magnitud del corte

Para verificación de la magnitud de corte calculada, se procede a comparar el valor de la corriente realmente alcanzada en el flujo de potencia una vez realizados los cortes indicados por el algoritmo de sensibilidad. Esto puede apreciarse en la Figura 4, donde se muestra en el eje de abscisas el monto total de corte realizado en las barras seleccionadas, y en el eje de ordenadas, la corriente real obtenida del flujo de potencia y comparada con la indicada a partir de la sensibilidad.

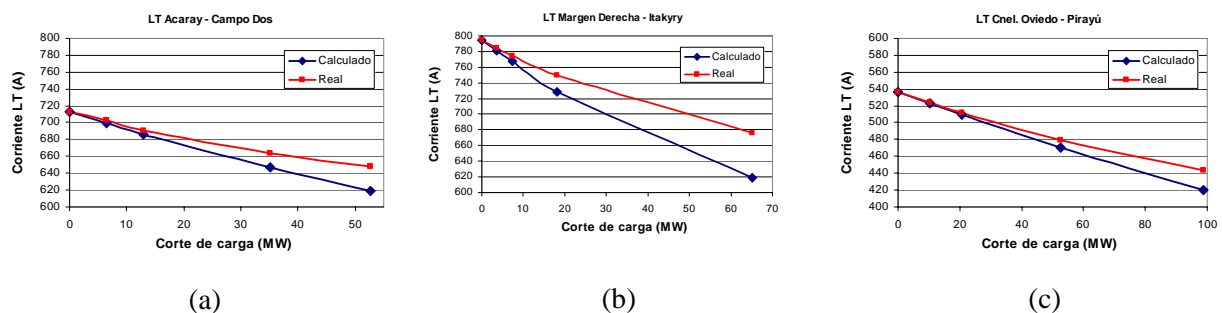


Figura 4: Comparación de resultados partir de factores de sensibilidad (Calculado) y del flujo de potencia (Real)

Tal como se esperaba, cuanto mayor es el requerimiento de corte de carga con respecto al caso base de flujo de potencia, la linealización va mostrando menor precisión. En todos los casos de reducción de sobrecarga en una sola línea, los cortes de carga calculados a partir de los factores de sensibilidad resultaron insuficientes para alcanzar la reducción deseada. En la Figura 5, se muestra los valores de corriente calculada y su comparación con los valores reales del flujo de potencia para cortes de carga destinados a reducir simultáneamente la corriente en varias líneas.

Se observa el mismo comportamiento anteriormente descrito, es decir, el monto de corte de carga calculado por el algoritmo no es suficiente para reducir la corriente a los niveles deseados. Además, como el caso tiene mayores restricciones que en el caso de alivio de carga en una sola línea, el requerimiento total obtenido es mayor que en los casos individuales mostrados en las Figuras 4.a y 4.b, donde también se desea reducir la corriente hasta 620 A

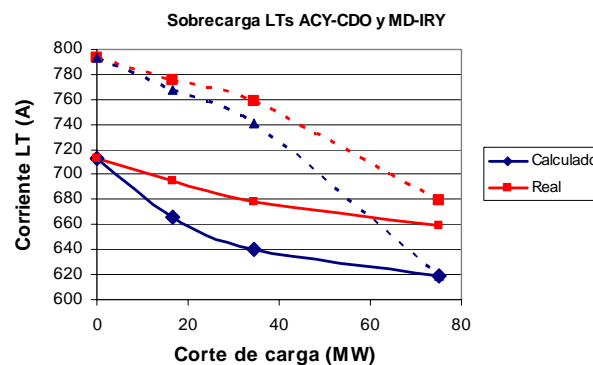


Figura 5: Resultados de corte de carga para múltiples sobrecargas

5 CONCLUSIONES

El presente trabajo presentó la implementación de una metodología de determinación de esquemas de corte de carga basada en factores de sensibilidad de la corriente en líneas o transformadores a variaciones en las cargas. Así se propone un corte de carga en aquellas barras con mayor influencia sobre las líneas analizadas. Dado que los factores de sensibilidad se obtienen a partir de la linealización de las ecuaciones de flujo de potencia del sistema eléctrico, los resultados muestran que el error en las estimaciones hechas aumenta a medida que las variaciones requeridas sean considerables en comparación con el caso base. En todos los casos el monto de corte de carga determinado resultó insuficiente para obtener la reducción deseada en la corriente de la(s) línea(s). No obstante, se considera que la calidad en la selección de las barras candidatas es adecuada. Con esto, la metodología utilizada puede constituirse en una herramienta útil circunscripta a situaciones de variaciones lentas en el sistema, para las cuales las ecuaciones de estado permanente del flujo de potencia son representativas.

Futuramente, se explorarán mejoras en la metodología implementada mediante la actualización del caso base a medida que se determinen cortes incrementales de tamaño controlado hasta alcanzar las reducciones totales deseadas, de forma a permanecer en la zona de bajo error de la linealización.

BIBLIOGRAFIA

- [1] A. Wood y B. Wollenberg, "Power Generation, Operation, and Control" 2° Ed, Wiley & Sons, 1996.
- [2] D. Glover y M. Sarma, "Sistemas de Potencia – Análisis y Diseño" 3° Ed, Thomson, 2003

