FACTORES DE PENALIZACION PARA PROGRAMACION OPTIMA DE GENERACION EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA (APLICACION AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO)

Dr. Jesús Játiva Ibarra
ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

Ing. Julio Gómez Coba
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION

RESUMEN

Este trabajo presenta el desarrollo de la técnica de Factores de Penalización (PF's) para considerar topología de red, condición de demanda, unidades en línea y niveles de generación en la programación óptima de generación del sistema nacional interconectado (SNI) ecuatoriano.

Utilizando resultados de flujo de potencia, se determinan las pérdidas incrementales de generación mediante un algoritmo basado en el principio de desacoplamiento de las redes P-θ y Q-V, a partir de los cuales los PF's son calculados directamente. Esta metodología permite obtener en forma rápida y automática los PF's para cualquier condición del sistema, evitando así el uso de tablas de coeficientes típicos de pérdidas.

Dada las características del SNI el cálculo debe realizarse con las matrices completas del método de Newton-Raphson.

ABSTRACT

The Penalty Factor technique to consider network topology, demand condition, on-line units and generation levels in the optimum generation scheduling for the ecuadorian national interconnected system has been developed in this work.

By using power flow results, generation incremental looses are determined through a P-θ and Q-V decoupled principle based algorithm, from where PF's are calculated. This methodology allows to obtain PF's fast and automatically for any system condition, avoiding the use of typical loss coefficient tables.

Due to SNI characteristics, such calculations must be performed with Newton-Raphson method full matrices.

I. INTRODUCCION

La programación de generación en sistemas eléctricos de potencia tiene como objetivo optimizar los recursos energéticos disponibles en una región o país. La aplicación de herramientas modernas a la operación de sistemas ha hecho posible la mejor utilización de la potencia y la energía, tanto hidráulica como térmica. La implantación del Sistema de Supervisión y Control (SSC) como parte fundamental del Centro Nacional de Control de Energía (CNCE) del Ecuador permitirá que técnicas computacionales modernas sean introducidas a la operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI).

Uno de los componentes principales del SSC es el programa digital de programación óptima de generación, el cual no ha sido incluído en el suministro del equipamiento del centro de control. Es así que el desarrollo de esta herramienta se ha constituido en una oportunidad, a la vez que en un reto para los técnicos del país, y en especial para los ingenieros del INECEL.

En un sistema como el SNI, en el cual existen restricciones tanto técnicas como económicas, es fundamental considerar las pérdidas de potencia y energía en el sistema de transmisión en la programación de generación. La incorporación de estos parámetros en un programa de generación posibilitará la distribución óptima de la demanda entre las unidades de generación, considerando la cantidad de pérdidas en la red de transmisión producidas por cada una de las centrales.

Una de las técnicas apropiadas para introducir las pérdidas en la programación óptima de generación es a través de los llamados Factores de Penalización (PF'S). Los PF's contienen la información de pérdidas de potencia en la red de transmisión que un generador produce debido a su cantidad de potencia de salida. Los PF's son función de la topología de la red, la condición de demanda del sistema, las unidades en línea, así como también de la magnitud de potencia suministrada por cada unidad.

Para sistemas de potencia bien condicionados, la obtención de los PF's requieren de un procesamiento rápido de los resultados del flujo de potencia y las admitancias primitivas de la red de transmisión. En el caso del SNI, las características de su mal condicionamiento no permiten la obtención de los PF's mediante este método directo, por lo que se hace indispensable el cálculo de otros elementos inherentes a las condiciones topológicas y de carga del sistema.

II. OPTIMIZACION HIDROTERMICA

Con el objeto de ubicar el problema en un ámbito ajustado a la realidad energética del país, se considera el problema de despachar unidades tanto térmicas como hidráulicas. La programación hidrotérmica requiere que una cantidad especificada de agua sea utilizada y adicionalmente que el costo de operación de las unidades térmicas sea el mínimo.

Considerando sistemas térmicos e hidráulicos equivalentes, el problema de programación de generación se define como sigue [1]:

Minimizar: Costo total de unidades térmicas

$$F_T = \sum_{j=1}^{j_{max}} n_j F_j$$

Sujeto a: Descarga total de agua

$$\sum_{j=1}^{j_{max}} n_j q_j = q_{TOT}$$

Balance de carga para j=1...jmax

$$P_{Lj} + P_{Pérdidas\ j} - P_{Hj} - P_{Sj} = 0$$

$V_{j|j=0} = V_I$ Volumen inicial

$V_{j|j=jmax} = V_F$ Volumen final

$q_{min} \leq q_j \leq q_{max}$ Límites de flujo para j=1..jmax

$q_j = Q_j$ Descarga fija para una hora particular

La función de Lagrange para realizar el desarrollo de optimización esta dada por:

$$L = \sum_{j=1}^{j_{max}} [n_j F(P_{Sj}) + \lambda_j (P_{Lj} + P_{Pérdidas\ j} - P_{Hj} - P_{Sj})] + \gamma_j \left[\sum_{j=1}^{j_{max}} n_j q_j (P_{Hj}) - q_{TOT} \right]$$

Para un intervalo horario específico j = k, las ecuaciones de coordinación resultantes son:

$$\frac{dF(P_{Sk})}{dP_{Sk}} + \lambda_k \frac{\partial P_{(Pérdidas\ k)}}{\partial P_{Sk}} = \lambda_k$$

$$\gamma_k \frac{dq(P_{Hk})}{dP_{Hk}} + \lambda_k \frac{\partial P_{(Pérdidas\ k)}}{\partial P_{Hk}} = \lambda_k$$

λ_k, γ_k son multiplicadores de Lagrange, $\frac{dF(P_{Sk})}{dP_{Sk}}$, $\frac{dq(P_{Hk})}{dP_{Hk}}$ son costos y descargas incrementales para unidades térmicas e hidráulicas; y, $\frac{\partial P_{(Pérdidas\ k)}}{\partial P_{Sk}}$, $\frac{\partial P_{(Pérdidas\ k)}}{\partial P_{Hk}}$ son las pérdidas incrementales de las unidades térmicas e hidráulicas, respectivamente. Resolviendo la primera ecuación para λ_k, se tiene:

$$\lambda_k = \frac{\frac{dF(P_{Sk})}{dP_{Sk}}}{1 - \frac{\partial P_{(Pérdidas\ k)}}{\partial P_{Sk}}}$$

Por lo tanto, la condición necesaria para la existencia de un costo mínimo de operación es que los costos incrementales de todas las unidades térmicas sean iguales a un valor del multiplicador λ_k.

Los factores de penalización se obtienen de la siguiente forma:

$$PF_k = \frac{1}{1 - \frac{\partial P_{(Pérdidas\ k)}}{\partial P_{Sk}}}$$

Con lo cual los costos y descargas incrementales de las unidades del sistema deben ser multiplicados por su respectivo PF_k para satisfacer la condición de optimización. En particular para las unidades térmicas:

$$\lambda_k = PF_k \frac{dF(P_{Sk})}{dP_{Sk}}$$

En la ecuación de PF, si las pérdidas aumentan debido a un aumento en la potencia de salida de la unidad, las pérdidas incrementales son positivas y el PF es mayor que la unidad, y viceversa. Valores típicos de PF están entre 0.90 y 1.10.

III. DETERMINACION DE LOS FACTORES DE PENALIZACION A PARTIR DE LOS RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA

El cálculo de los PF's puede ser realizado muy rapidamente utilizando la solución del flujo de potencia por el método de Newton Raphson Desacoplado. Valores aproximados pero suficientemente precisos de las pérdidas incrementales pueden ser obtenidos a través del modelo linearizado de potencia real P - θ [2].

Aún cuando $\partial P_L / \partial P_i$ se calcula con respecto a la barra de referencia, los PF's relativos suministran la relación exacta entre las unidades de generación en línea para el despacho económico. Por lo tanto, el factor de penalización para la barra oscilante será siempre unitario.

Expresando las pérdidas de potencia real como una función de las inyecciones netas de potencia activa y reactiva en las barras, se tiene que:

$$P_L = P_L (P_1, P_2, \ldots, P_N, Q_1, Q_2, \ldots, Q_N)$$

donde P_i y Q_i son funciones de las magnitudes y ángulos de los voltajes de barra del sistema:

$$P_i = P_i (\theta_1, \theta_2, \ldots, \theta_N, V_1, V_2, \ldots, V_N)$$

$$Q_i = Q_i (\theta_1, \theta_2, \ldots, \theta_N, V_1, V_2, \ldots, V_N)$$

Los cambios en pérdidas de potencia real con respecto al ángulo y a la magnitud de voltaje de la i-ésima barra se pueden expresar usando la regla de la cadena de la diferenciación:

$$\frac{\partial P_L}{\partial \theta_i} = \frac{\partial P_L}{\partial P_1}\frac{\partial P_1}{\partial \theta_i} + \frac{\partial P_L}{\partial P_2}\frac{\partial P_2}{\partial \theta_i} + \ldots + \frac{\partial P_L}{\partial P_N}\frac{\partial P_N}{\partial \theta_i} + \frac{\partial P_L}{\partial Q_1}\frac{\partial Q_1}{\partial \theta_i} + \frac{\partial P_L}{\partial Q_2}\frac{\partial Q_2}{\partial \theta_i} + \ldots + \frac{\partial P_L}{\partial Q_N}\frac{\partial Q_N}{\partial \theta_i}$$

$$\frac{\partial P_L}{\partial V_i} = \frac{\partial P_L}{\partial P_1}\frac{\partial P_1}{\partial V_i} + \frac{\partial P_L}{\partial P_2}\frac{\partial P_2}{\partial V_i} + \dots + \frac{\partial P_L}{\partial P_N}\frac{\partial P_N}{\partial V_i} + \frac{\partial P_L}{\partial Q_1}\frac{\partial Q_1}{\partial V_i} + \frac{\partial P_L}{\partial Q_2}\frac{\partial Q_2}{\partial V_i} + \dots + \frac{\partial P_L}{\partial Q_N}\frac{\partial Q_N}{\partial V_i}$$

Escribiendo estas ecuaciones para todas las barras del sistema, se obtiene la siguiente ecuación matricial:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial \theta_1} \\ \frac{\partial P_L}{\partial \theta_2} \\ \vdots \\ \frac{\partial P_L}{\partial \theta_N} \\ \frac{\partial P_L}{\partial V_1} \\ \frac{\partial P_L}{\partial V_2} \\ \vdots \\ \frac{\partial P_L}{\partial V_N} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_1} & \cdots & \frac{\partial P_N}{\partial \theta_1} & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1} & \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_1} & \cdots & \frac{\partial Q_N}{\partial \theta_1} \\ \frac{\partial P_1}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} & \cdots & \frac{\partial P_N}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_2} & \cdots & \frac{\partial Q_N}{\partial \theta_2} \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots & \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ \frac{\partial P_1}{\partial \theta_N} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_N} & \cdots & \frac{\partial P_N}{\partial \theta_N} & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_N} & \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_N} & \cdots & \frac{\partial Q_N}{\partial \theta_N} \\ \frac{\partial P_1}{\partial V_1} & \frac{\partial P_2}{\partial V_1} & \cdots & \frac{\partial P_N}{\partial V_1} & \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_1} & \cdots & \frac{\partial Q_N}{\partial V_1} \\ \frac{\partial P_1}{\partial V_2} & \frac{\partial P_2}{\partial V_2} & \cdots & \frac{\partial P_N}{\partial V_2} & \frac{\partial Q_1}{\partial V_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_2} & \cdots & \frac{\partial Q_N}{\partial V_2} \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots & \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ \frac{\partial P_1}{\partial V_N} & \frac{\partial P_2}{\partial V_N} & \cdots & \frac{\partial P_N}{\partial V_N} & \frac{\partial Q_1}{\partial V_N} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_N} & \cdots & \frac{\partial Q_N}{\partial V_N} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial P_1} \\ \frac{\partial P_L}{\partial P_2} \\ \vdots \\ \frac{\partial P_L}{\partial P_N} \\ \frac{\partial P_L}{\partial Q_1} \\ \frac{\partial P_L}{\partial Q_2} \\ \vdots \\ \frac{\partial P_L}{\partial Q_N} \end{bmatrix}$$

En forma resumida, la ecuación anterior puede escribirse como:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial \theta} \\ V\frac{\partial P_L}{\partial V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial P} \\ \frac{\partial P_L}{\partial Q} \end{bmatrix}$$

Aplicando el principio de desacoplamiento, el cálculo de los PF's se simplifica a las siguientes expresiones:

$$\frac{\partial P_L}{\partial \theta} = H^T \frac{\partial P_L}{\partial P} \qquad \text{(i)}$$

$$V\frac{\partial P_L}{\partial V} = L^T \frac{\partial P_L}{\partial Q}$$

Para el SNI, la matriz B' no representa una buena aproximación para el cálculo directo de (i), siendo necesario calcular la matriz H^T. Dado que el flujo de potencia se resuelve mediante el método desacoplado rápido con correcciones para considerar bajas relaciones X/R [3], la matriz H^T se lo evalúa a partir de sus resultados.

El término $\frac{\partial P_L}{\partial \theta}$ de (i) puede ser fácilmente calculado mediante la ecuación de pérdidas en la rama generalizada de la red:

$$P_{Lij} = \left[\frac{V_i^2}{t_{ij}^2} + V_j^2 - 2\left(\frac{V_i}{t_{ij}}\right)V_j\cos(\theta_i - \theta_j - \phi_{ij})\right]g_{ij} \qquad \text{(ii)}$$

donde, V_n, y θ_n son voltajes y ángulos de barra, g_{ij} es la susceptancia, t_{ij} es el tap y ϕ_{ij} es el ángulo del cambiador de fase. La derivada parcial de (i) con respecto a θ_i es:

$$\frac{\partial P_{Lij}}{\partial \theta_i} = 2\left[V_i V_j \sin(\theta_i - \theta_j - \phi_{ij})\right]\frac{g_{ij}}{t_{ij}}$$

Sumando todas las contribuciones de pérdidas en todas las ramas conectadas a la barra i, el i-ésimo elemento $\frac{\partial P_L}{\partial \theta_i}$ está dado por:

$$\frac{\partial P_L}{\partial \theta_i} = 2V_i \sum_{j \in i} \left[V_j \sin(\theta_i - \theta_j - \phi_{ij})\right]\frac{g_{ij}}{t_{ij}} \qquad \text{(iii)}$$

Entonces, el vector de pérdidas incrementales se obtiene resolviendo la ecuación matricial lineal.

Los PF's se calculan de la expresión:

$$PF_i = \frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_i}} \qquad i \in \text{barras de generación} \qquad (iv)$$

IV. ALGORITMO DE SOLUCION PARA EL CALCULO DE LOS FACTORES DE PENALIZACION

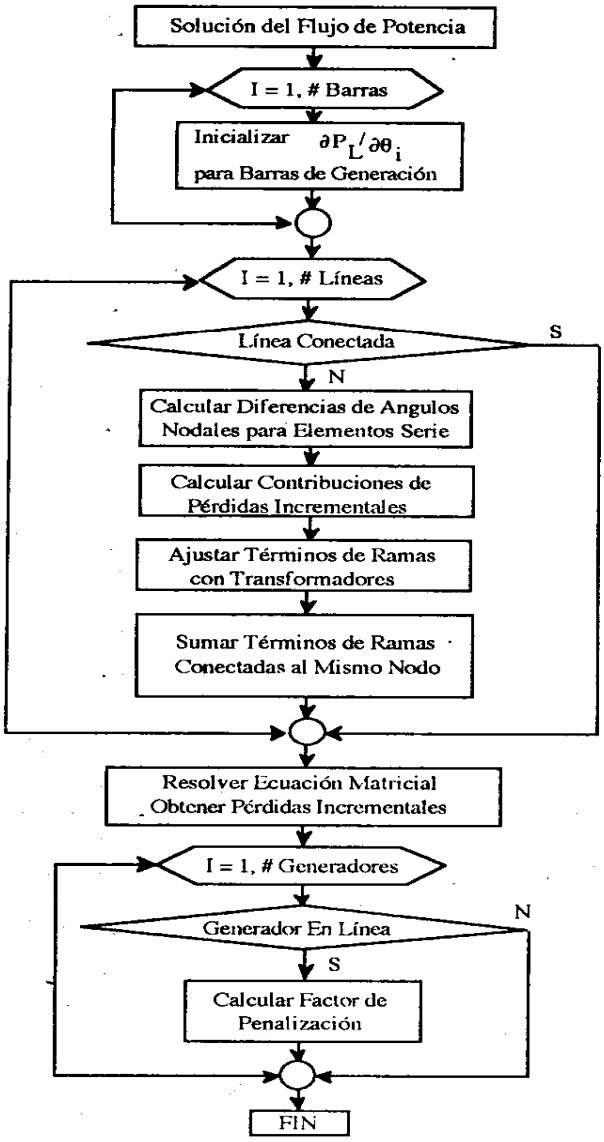

Fig. 1 Algoritmo para el Cálculo de los Factores de Penalización

Partiendo de los variables de estado del sistema eléctrico, obtenidas en el flujo de potencia, se procede a calcular [illegible] componente [illegible] del vector $\frac{\partial P_L}{\partial \theta}$ ecuación (iii). Como el producto de los voltajes de los extremos i y j del elemento serie, el seno de la diferencia entre los ángulos de los nodos extremos ajustados por un ángulo de fase en caso de ser elemento cambiador de fase, la conductancia, y dividido para el tap en caso de ser transformador. Este proceso se detalla en el segundo lazo de la figura 1.

La submatriz H^T del Jacobiano se transpone y se factoriza para ser utilizadas en la obtención del vector de pérdidas incrementales de potencia mediante la ecuación (i), tercer bloque de la figura 1. Los PF's son calculados exclusivamente para todas las barras con generación en línea, utilizando la ecuación (iv), cuarto bloque de la figura 1.

V. RESULTADOS PARA EL SNI

Los factores de penalización del SNI bajo condiciones de demanda máxima, para el mes de abril de 1993, con 2 unidades de la central Gonzalo Zevallos, sin la central Esmeraldas, sin las centrales a gas de Emelec, y con el anillo de 230 KV cerrado se indican en la siguiente tabla.

Los costos incrementales de las centrales, en línea en esa fecha, deben ser modificados por valores que los reducen como sigue: generación Manabí en 15.51%, Vapor Guayaquil en 12.57%, generación Ibarra en 12.26%, Emelec Vapor #1 y Gonzalo Zevallos en 10.43%, generación de la Empresa Eléctrica Quito en 9.31%, y así para las demás de acuerdo a la tabla. Debe recalcarse que la comparación se hace con respecto a la barra de Paute, que como se observa tiene un PF igual a 1.00.

En la tabla también se presentan los PF's para demanda mínima del mismo mes, sin las generaciones de Manabí, Guangopolo INECEL y Loja, y con el anillo de 230 KV abierto. Estos PF's señalan que los costos incrementales de la centrales no están fuertemente penalizados, reflejando la condición de demanda, generación y topología del sistema. Cabe mencionarse que la generación de Agoyán tiene un PF mayor a 1.00, indicando que su generación es más penalizada que la de Paute.

CENTRAL	FACTOR DE PENALIZACION	
	Mínima Demanda	Máxima Demanda
Generación Manabí	-	0.8448664
Emelec V Guayaquil	0.944793	0.8742909
Generación Ibarra	0.9408363	0.8774217
Emelec V #1	0.9538979	0.8957443
Gonzalo Zevallos V2, 3, G4	0.9538979	0.8957443
Generación EEQ	0.9618151	0.9068862
Guangopolo INECEL	-	0.9076188
Gas Santa Rosa 1, 2, 3	0.9656601	0.9155656
Generación Loja	-	0.9299303
Generación Riobamba	0.9911786	0.9637225
Generación Ambato	0.9976678	0.968088
Generación Cuenca	0.9884877	0.9712039
P[illegible]rá	0.9928158	0.9770568
[illegible]yán	[illegible]01650	0.9929246
[illegible]e ([illegible]id.	[illegible]000	1.0000000

En la figura 2 se incluye un diagrama unifilar del SNI con los PF's obtenidos para máxima demanda.

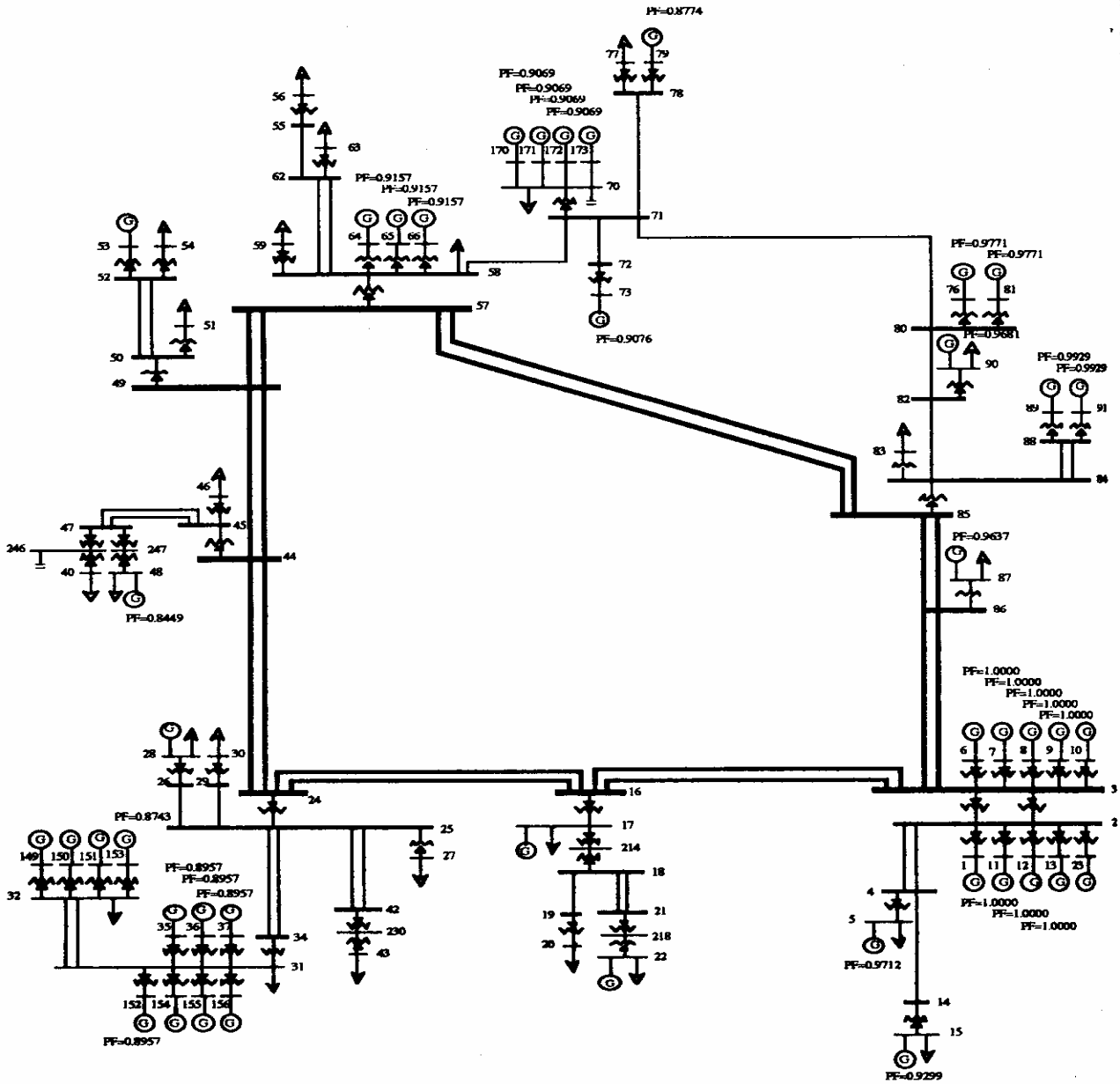

Fig.2 Diagrama Unifilar del SNI con los PF's para Demanda Máxima de Abril 1993

VI. CONCLUSIONES

El cálculo de los PF's para el Sistema Nacional Interconectado puede ser realizado como subproducto de los resultados del flujo de potencia.

Los PF's presentan un método factible para considerar la red de transmisión en la programación óptima de generación del SNI.

Los PF's calculados mediante el algoritmo utilizado permitirán incorporar en forma rápida y bastante exacta las pérdidas de potencia real.

El método utilizado permite calcular los PF's bajo cualquier condición de carga, generación y/o topología de la red de transmisión, sin tener que disponer de tablas de factores de pérdidas que deben actualizarse cada determinado tiempo.

Esta metodología de considerar la red de transmisión puede ser fácilmente incorporada al desarrollo de software para programación óptima de generación

De los resultados obtenidos se deduce que los costos de operación de las centrales de generación (especialmente térmicas) al ser multiplicados por sus respectivos PF's modifican el orden de prioridad de despacho respecto a la práctica actual.

Un despacho de generación basado en los PF's producirá un ahorro sustancial en los costos de operación del SNI.

Por lo tanto, se recomienda incorporar esta herramienta de análisis para una mejor toma de decisiones en la elaboración de los programas de despacho y el redespacho de unidades por salidas de generación en el sistema.

REFERENCIAS

[1] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, "*Power Generation Operation and Control*," John Wiley & Sons, New York, 1984.

[2] R. R. Shoults, "*A Simplified Economic Load Dispatch Algorithm Using Decoupled Network Models*," National Science Foundation Grant Report, June 1977.

[3] S. K. Chang and V. Brandwajn, "*Adjusted Solutions in Fast Decoupled Load Flow*," Proceedings IEEE PICA Conference, pp. 347-53, May 1987.

BIOGRAFIAS

Jesús A. Játiva I., recibió los títulos de Ingeniero Eléctrico (1981) de la Escuela Politécnica Nacional (EPN), Master of Science in Electrical Engineering (1988) y Doctor of Philosophy (1991) de la University of Texas at Arlington (UTA). Sus estudios de Postgrado los realizó con el auspicio de Becas Fulbright y OEA. Trabajó como Asistente de Investigación, de Cátedra y Miembro Postdoctoral en el Energy Systems Research Center de UTA. Es coautor del libro "Analysis and Control System Techniques for Electric Power Systems" editado por Academic Press Inc. en 1991 y ha escrito para la PES del IEEE. Actualmente es Profesor Principal de la EPN y Asesor del SSC de INECEL.

Julio C. Gómez C., se graduó de Ingeniero Eléctrico en la EPN en 1985. Ha realizado estudios de Postgrado sobre Operación de Sistemas Hidrotérmicos en las Universidades: Federal y Católica de Río de Janeiro, Brasil. Ha desarrollado programas computacionales para Planeamiento Operativo de la DOSNI. Actualmente se desempeña como Ingeniero de Despacho de Carga de la DOSNI.