



Aplicación del Flujo de Potencia Óptimo DC al Sistema Interconectado Nacional Paraguayo

Rodrigo García (1), Jaime Vera (2), Sebastián Arce (3)

Operación de Sistema - ITAIPU Binacional (1,3), Centro de Investigación, Facultad Politécnica - U.N.E. (2,3)

Ciudad del Este, Paraguay (1,2,3)

RESUMEN

La metodología de Flujo de Potencia Óptimo (FPO) es una extensión del problema de despacho económico. El objetivo fundamental del FPO es la determinación de un punto de operación óptimo en régimen permanente. El FPO realiza una serie de ajustes en variables denominadas de “control” en su búsqueda por optimizar una cierta función objetivo, teniendo en cuenta una amplia variedad de restricciones operacionales que rigen en el Sistema Eléctrico. Es una herramienta ampliamente utilizada en planificación y operación en tiempo real de Sistemas de Potencia para despacho de potencia activa y reactiva, minimización de los costos de generación y pérdidas en el sistema, mejora del perfil de tensión entre otros

Tradicionalmente las potencias activas y reactivas son consideradas desacopladas y analizadas de forma independiente. La potencia activa es un bien comerciable, mientras que la reactiva es considerada como un servicio auxiliar que debe ser provista por el Operador del Sistema y sus costos socializados entre todos los usuarios del sistema. Con la separación de ambos, los métodos que buscan estimar solo el flujo de potencia activa ganaron interés general.

Existen diversos métodos de optimización utilizados para la solución del FPO sobre diferentes puntos de vista. Uno de esos métodos es la programación lineal, que gracias a su simplicidad y, en contraste con métodos clásicos no lineales, no requiere de inversión de matriz alguna, ahorrando en memoria y costo computacional. Este método es bastante utilizado en el análisis técnico-económico de los Sistemas de Potencia para evaluar la influencia de las transacciones comerciales de energía en los flujos de potencia activa de la red de transmisión. Para implementar este método se requiere la linealización de la función objetivo así como de las restricciones no lineales de balance de potencia.

El objetivo principal de este trabajo es utilizar las técnicas de programación lineal para resolver el problema del Flujo de Potencia Óptimo DC aplicado al Sistema Interconectado Nacional Paraguayo (SIN-PY). Con esto se busca optimizar el despacho de unidades generadoras que suministran energía al SIN-PY buscando un punto de operación óptimo en función de sus costos de producción. Se toma como escenario una carga pico en verano y los flujos optimizados son comparados con aquellos resultantes de la operación en régimen permanente surgida de la aplicación de un Flujo de Carga AC clásico. Se utiliza el optimizador LINPROG del software MATLAB® como herramienta de evaluación y análisis de los resultados. Los resultados

IX SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
13, 14 y 15 de Octubre de 2010

obtenidos muestran que la metodología es aplicable inclusive en sistemas con características similares al Sistema Eléctrico Paraguayo.

PALABRAS CLAVES

Flujo de Potencia Óptimo DC, Programación Lineal, Sistema Interconectado Nacional.

1. CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN).

El comercio de Energía Eléctrica en Paraguay es aún una actividad monopólica ejercida por el Estado. La Administración Nacional de Electricidad (ANDE) es la empresa, de propiedad estatal, que ostenta los derechos de explotación y comercialización de la Energía Eléctrica en todo el territorio nacional, y el SIN comprende toda la infraestructura eléctrica de propiedad de la ANDE en sus respectivos niveles de integración vertical, esto es, en generación, transporte y distribución.

Las empresas de generación que suministran energía eléctrica al SIN son de origen hidroeléctrico. Dos represas binacionales, ITAIPU con 7.000 MW y YACYRETA con 1.000 MW en copropiedad con Brasil y Argentina respectivamente, y una propia, la hidroeléctrica de ACARAY con 200 MW. La capacidad actual instalada del parque de generación llega a 8.200 MW con una proyección de 8.950 MW, una vez concluidas las obras de terminación de la hidroeléctrica YACYRETA [5]. La red de transporte opera en niveles de tensión de 220 kV para transmisión y 66 kV para sub-transmisión. Su topología es bastante radial debido a la localización del principal centro de consumo del SIN, el Sistema Metropolitano, que está situado en Asunción y en la zona metropolitana a una distancia de unos 330 km en dirección oeste de las centrales de ITAIPU y ACARAY, y a unos 300 km en dirección noreste de la central de YACYRETA. La distribución se realiza en niveles de voltaje que van desde 23 kV en media tensión hasta 380 V en baja tensión.

La operación del SIN se divide en dos grandes áreas aisladas a causa de problemas de inestabilidad en la operación interconectada. Existen varias configuraciones, una de las más utilizadas es donde las centrales de ITAIPU y ACARAY operan en forma sincronizada y atienden la mayor parte de la demanda operando YACYRETA en forma aislada para suministrar lo restante de la demanda. Debido a este régimen de operación entre estas centrales, el estudio del FPO DC se limita a la evaluación del caso específico de la operación sincronizada entre ITAIPU y ACARAY, ya que no tiene relevancia alguna un estudio en zonas donde solo tiene influencia una central generadora. En este contexto, el escenario seleccionado para la aplicación del FPO DC al SIN es una carga típica de verano con una demanda máxima de 1.284 MW, suministrada por la operación sincronizada de ITAIPU y ACARAY. Para simplificar la exposición de los resultados sólo se analiza la red de alta tensión, correspondiente al nivel de voltaje de 220 kV. Una consideración adicional que debe tomarse en cuenta es que, por cuestiones de capacidad de transmisión, la disponibilidad real de generación de la central hidroeléctrica de ITAIPU se limita a 1.350 MW debido a la capacidad de transformación en dicha central.

La red de alta tensión del SIN en estudio (centrales de ITAIPU y ACARAY sincronizadas) mostrada en la Figura 1 está compuesta por 74 nodos y 92 ramos (configuración de Diciembre del 2008) [7]. La Figura 2 muestra diferencias angulares de tensiones entre las ramas de la red obtenidas de un flujo de carga AC clásico [7]. La mayor diferencia encontrada fue de 16,3°, que como se verá en la siguiente sección puede conducir a errores significativos en las linealizaciones del flujo de potencia activa. Posibles causas de este fenómeno pueden deberse al escenario analizado, donde el SIN está fuertemente cargado y otra a su topología, que por motivos ya delineados, es bastante radial.

La Figura 3 muestra un perfil de tensiones nodales para la red de alta tensión, también obtenido de un flujo de carga AC clásico [7]. En ella se observa que el perfil no es perfectamente plano, una de las hipótesis planteadas en el FPO DC como se verá en la siguiente sección, puesto que existen nodos donde la tensión es bastante elevada con un máximo de 1,1 p.u. y un mínimo de 0,915 p.u., que incluso está muy por debajo de los niveles normales de tolerancia. En general, los errores cometidos con el método de FPO DC se deben fuertemente a la suposición de la existencia de un perfil plano de tensiones en los nodos, lo que no siempre

IX SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
13, 14 y 15 de Octubre de 2010

es real en los Sistemas de Potencia, en especial cuando se hallan plenamente cargados como lo está el SIN para el escenario en estudio.

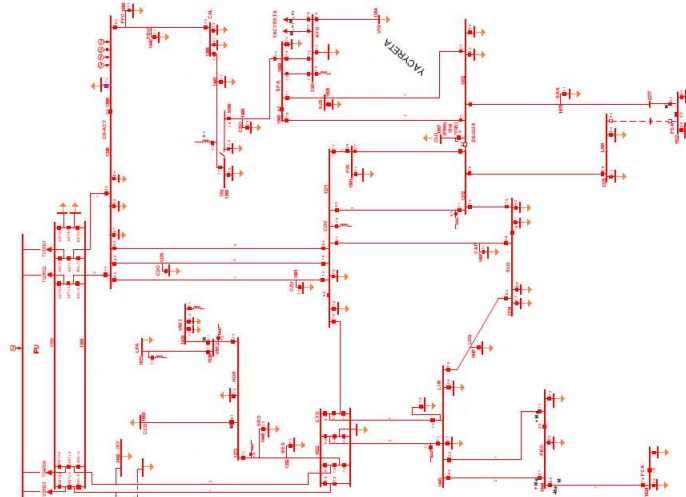


Figura 1: Diagrama del Sistema Eléctrico Paraguayo en 220 kV.

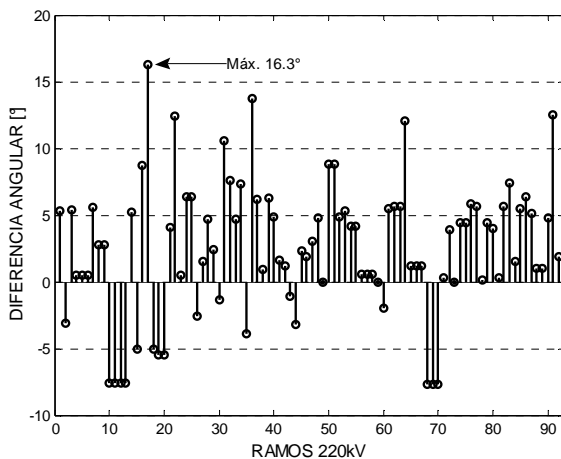


Figura 2: Diferencia angular entre ramas de 220 kV.

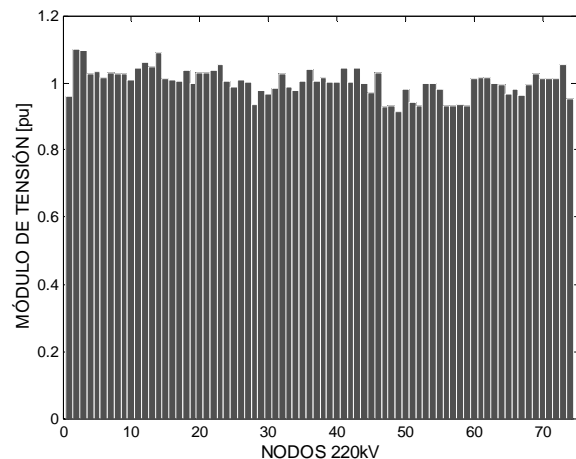


Figura 3: Módulos de tensión en nodos de 220 kV.

Los comentarios puestos en manifiesto sobre las posibles imprecisiones en el método de FPO DC no son objetos de análisis en este trabajo, pero siempre es necesario conocer las virtudes y debilidades del método utilizado para el análisis de forma a desarrollar conclusiones más realistas sobre los resultados obtenidos.

2. FORMULACIÓN DEL FLUJO DE POTENCIA ÓPTIMO DC.

El problema de Flujo de Potencia AC clásico está compuesto por flujos de potencia activa y reactiva y se formula mediante la asignación de cuatro variables a cada nodo del sistema: magnitud y ángulo de tensión e inyecciones de potencia activa y reactiva. Aunque tanto la potencia activa como la reactiva son funciones no lineales del módulo y ángulo de tensión, debido al desacoplamiento existente entre el ángulo de tensión y la potencia reactiva, puede obtenerse una relación lineal bastante aproximada para la potencia activa si se tienen en cuenta que estas suposiciones ocurren en el Sistema [4]:

1. La resistencia r_{ij} de cada rama que une a los nodos i y j es despreciable en comparación con su reactancia x_{ij} , luego se asume como cero.
2. La magnitud de tensión en cada nodo es igual al voltaje base del sistema, o sea 1 p.u.

IX SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
13, 14 y 15 de Octubre de 2010

3. La diferencia de tensión angular entre ramas que conecten a los nodos i y j es lo suficientemente pequeña, o sea, $\cos(\theta_i - \theta_j) \approx 1$ y $\sin(\theta_i - \theta_j) \approx \theta_i - \theta_j$.

Con la suposición 1, las pérdidas activas en las ramas son despreciadas y las susceptancias b_{ij} son iguales a los recíprocos negativos de las reactancias x_{ij} como establecido en [4]. En general esta hipótesis se da en líneas de transmisión de alto voltaje donde la relación entre la reactancia y resistencia X/R en las ramas es mayor que 3, lo que conduce a errores menores a 1% [1]. La tabla 1 muestra los valores mínimos, máximos y promedios de los parámetros de las ramas para la red de 220 kV del SIN y la razón X/R. Observe que el promedio de X/R es bastante alto lo que nos lleva a concluir que los errores posibles debido a esta aproximación no serán relevantes.

Tabla 1. Parámetros de los ramos de la Red de alta tensión en estudio [Ω]

| RED DE 220KV | MÍNIMO | MÁXIMO | PROMEDIO |
|--------------|--------|--------|----------|
| Resistencia | 0,0310 | 12,187 | 1,4115 |
| Reactancia | 0,2990 | 141,61 | 23,629 |
| X/R | 2,8601 | 120,67 | 27,731 |

La suposición 2 supone un perfil de tensiones plano en la red. De la Figura 3 se observa que el perfil no es completamente plano, incluso muestra una variación bastante importante en las magnitudes. Un parámetro clave que mide las variaciones de las tensiones en los nodos es la desviación estándar, ya que la precisión del FPO DC es bastante sensible a valores elevados de este parámetro como se demuestra en [2]. La desviación estándar de las tensiones nodales para el escenario analizado es de 0,0402 p.u., valor elevado que puede conducir a errores significativos en la estimación de la potencia activa por el método de FPO DC. La suposición 2 también imposibilita de antemano evaluar la potencia reactiva en las ramas debido a un fuerte acoplamiento existente entre las tensiones y la potencia reactiva.

La suposición 3 es una linealización de potencia activa en relación a los ángulos de los nodos. Como las diferencias angulares acostumbran ser pequeñas, en general para sistemas no muy cargados, las funciones *seno* y *coseno* pueden ser aproximadas por el primer término de su desarrollo en series de MacLaurin. En la Figura 4 se muestran los errores cometidos debido a esta aproximación en función de las diferencia angular, y la máxima diferencia angular encontrada en los nodos de 220 kV del SIN.

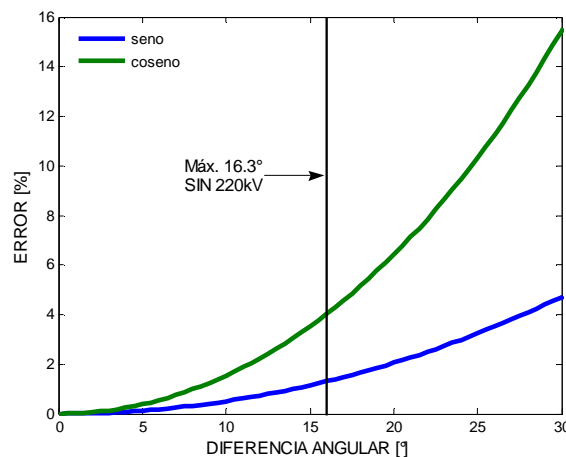


Figura 4: Error cometido en las aproximaciones de las funciones seno y coseno.

Con todas estas hipótesis asumidas las variables a ser analizadas son los ángulos de tensión y los flujos de potencias activas. Las potencias activas inyectadas son ajustadas de acorde a la necesidad, lo que las caracteriza como variables de control del Sistema. Los ángulos son variables de estado, calculados a partir de la variable de control potencia activa.

Con estas suposiciones es posible formular el FPO como un problema de optimización lineal, dado que las restricciones correspondientes al balance de potencia entre la generación y la demanda fueron aproximadas

IX SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
13, 14 y 15 de Octubre de 2010

mediante funciones lineales y los límites operacionales son constantes que obedecen a las características físicas impuestas por el sistema de transmisión y generadores.

La función objetivo del FPO debe reflejar los aspectos económicos del Sistema de Potencia siendo los costos de generación de potencia activa los que deben ser atacados. Entonces la formulación debe enfocarse a minimizar estos costos mediante el ajuste óptimo de las variables de control. El FPO que será necesario resolver para calcular los costos asociados a la resolución de las restricciones operativas en un Sistema de Potencia con n nodos y m ramas se formula como sigue [1]:

$$\min f(P_G) \quad (1)$$

Sujeto a:

$$\hat{B}\hat{\theta} = P \quad (2)$$

$$|P_f| \leq P_f^{\max} \quad (3)$$

$$P_G^{\min} \leq P_G \leq P_G^{\max} \quad (4)$$

donde:

- $P = P_G - P_D$ es un vector ($n \times 1$) de inyecciones de potencia activa.
- P_G es un vector ($n \times 1$) de potencias generadas.
- P_D es un vector ($n \times 1$) de potencias consumidas por las cargas.
- P_G^{\min} es un vector ($n \times 1$) de límites mínimos de potencias activas generadas.
- P_G^{\max} es un vector ($n \times 1$) de límites máximos de potencias activas generadas.
- $\hat{\theta} = [\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_n]^T$ es un vector de ángulos de tensión en los nodos excepto el de referencia.
- $f(P_G)$ es una función escalar que cuantifica los costos asociados a cada generador del sistema dado por:

$$f = \sum_{i=1}^n C_i P_{G_i} \quad (5)$$

donde C_i es el costo de producción de energía para el i -ésimo generador en \$/MWh.

- \hat{B} es una matriz ($n \times [n-1]$) de susceptancias nodales obtenida eliminando la columna correspondiente al nodo slack o de referencia.
- P_f es un vector ($m \times 1$) de flujos de potencias activas en las ramas.
- P_f^{\max} es un vector ($m \times 1$) de límites de flujos de potencia activa por las ramas.

El flujo de potencia en la rama que conecta los nodos $i-j$ es sólo una componente del vector P_f y está dado por:

$$P_{ij} = \frac{\theta_i - \theta_j}{x_{ij}} \quad (6)$$

El vector de potencias P_f puede escribirse en función de los ángulos de tensión mediante la expresión:

$$P_f = X^{-1} \hat{A}^T \hat{\theta} \quad (7)$$

donde X^{-1} es una matriz diagonal ($m \times m$) de susceptancias de ramos b_{ij} dada por la expresión:

$$X^{-1} = \text{diag}[-1/x_{ij}] \quad (8)$$

\hat{A} es la matriz de incidencias nodos-ramas ($[n-1] \times m$) reducida en la fila del nodo de referencia.

El abordaje aquí realizado para la formulación del FPO como una técnica de optimización lineal es nada más una síntesis, pero sin pérdida de generalidad. En las referencias [1], [3], [4] pueden encontrarse con mayor grado de detalle la formulación completa para distintos criterios adoptados en la función objetivo.

3. IMPLEMENTACIÓN EN EL SOLVER MATLAB/LINPROG.

El solver LINPROG es una herramienta bastante poderosa y muy empleada en el estudio de escenarios reales que puedan ser representados como problemas de programación lineal, como lo es el caso del FPO DC. Es una función interna del Optimization Toolbox del software de lenguaje técnico computacional MATLAB [6]. Resuelve problemas de programación lineal por métodos denominados de gran escala, conocido como LIPSOL (Linear Interior Point Solver) que es una variante del método primal-dual de Puntos Interiores, y por métodos denominados de media escala, como el conocido método Simplex.

La implementación del FPO DC en el LINPROG requiere una sintaxis acorde con las exigencias del solver, lo que causará variantes en la formulación desarrollada en la sección anterior. A continuación se hace una pequeña descripción de esta sintaxis y se realizan las variantes necesarias en la formulación del FPO DC de modo a viabilizar la utilización del LINPROG.

4.1 Sintaxis del Solver LINPROG.

Para confeccionar un problema de programación lineal en el LINPROG se debe respetar la sintaxis descrita a continuación:

$$\min_x f^T x \quad (9)$$

Sujeto a:

$$A \cdot x \leq b \quad (10)$$

$$A_{eq} \cdot x = b_{eq} \quad (11)$$

$$l_b \leq x \leq u_b \quad (12)$$

donde:

- f es un vector columna ($k \times 1$) que contiene los coeficientes de las k variables del problema.
- x es un vector columna ($k \times 1$) que contiene las k variables del problema.
- b es un vector columna ($w \times 1$) de coeficientes del lado derecho de las desigualdades con w número de restricciones.
- A es una matriz ($w \times k$) de coeficientes constantes correspondientes a las restricciones de desigualdad del problema.
- b_{eq} es un vector columna ($p \times 1$) de coeficientes del lado derecho de las igualdades con p número de restricciones.
- A_{eq} es una matriz ($p \times k$) de coeficientes constantes correspondientes a las restricciones de igualdad del problema.
- l_b es un vector columna ($k \times 1$) que contiene los límites inferiores de las variables del problema.
- u_b es un vector línea ($k \times 1$) que contiene los límites superiores de las variables del problema.

Observe que la representación de las restricciones de igualdad y desigualdad no son nada más que estructuras matriciales para un sistema de ecuaciones lineales con w ecuaciones y k incógnitas, y un sistema de inecuaciones lineales con p inecuaciones y k incógnitas respectivamente.

4.2 Modificaciones en la formulación del FPO DC.

Existen algunas alteraciones necesarias a ser efectuadas en la formulación original del FPO DC presentada en la sección 3, en especial lo relacionado a las variables dentro de la función objetivo y los coeficientes de las mismas. Como la sintaxis requiere de todas las variables del problema, el vector x debe contener todas las variables de estado y control, en contraste con (1), que solo posee las de control, en este caso las potencias activas generadas. Luego el vector x se define de la siguiente manera:

$$x = \begin{bmatrix} \hat{\theta} \\ P_G \end{bmatrix}_{k \times 1} \quad (13)$$

IX SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
13, 14 y 15 de Octubre de 2010

$$k = 2n - 1 \quad (14)$$

El vector columna de variables x es una concatenación vertical entre las variables de estado y control del FPO DC con número de filas determinado por (14).

De manera de poder realizar la multiplicación matricial en (11), se debe considerar la concatenación hecha en (13). Si se reemplaza P por $P_G - P_D$ en (2) se puede obtener fácilmente la matriz A_{eq} por inspección simple resultando en la expresión:

$$-\hat{B}_{nx(n-1)} \theta_{(n-1) \times 1} + P_{G(nx)} = P_{D(nx)} \quad (15)$$

Observe que la matriz A_{eq} es una concatenación horizontal entre la matriz de susceptancias de red y una matriz identidad I de dimensión $(n \times n)$ que contempla la multiplicación por las variables de control P_G . El vector b_{eq} en (11) corresponde a las potencias consumidas por las cargas P_D , luego obtenemos:

$$A_{eq} = \left[-\hat{B}_{nx(n-1)} \quad I_{nxn} \right]_{pxk} \quad (16)$$

$$b_{eq(px1)} = P_{D(nx1)} \quad (17)$$

$$p = n \quad (18)$$

La matriz A de restricciones de desigualdad en (10) se puede obtener de manera similar a A_{eq} . Primero se debe separar la desigualdad (3) en dos desigualdades:

$$P_f \leq P_f^{\max} \quad (19)$$

$$-P_f \leq P_f^{\max} \quad (20)$$

Reemplazando P_f por la ecuación (7) se puede observar fácilmente la matriz A_{eq} en el sistema:

$$X^{-1} \hat{A}^T \hat{\theta} \leq P_f^{\max} \quad (21)$$

$$-X^{-1} \hat{A}^T \hat{\theta} \leq P_f^{\max} \quad (22)$$

La matriz A resulta de la concatenación vertical del producto entre las matrices de susceptancias de ramas e incidencia ramos-nodos reducida. Se debe contemplar una matriz Z de ceros de dimensión $(m \times n)$ de forma a poder realizar la multiplicación por las variables de control P_G que no están presentes en las restricciones de desigualdad. El vector b es la concatenación vertical entre 2 vectores P_f^{\max} , luego se obtiene:

$$A = \begin{bmatrix} X^{-1} \hat{A}^T_{mx(n-1)} & Z_{(mxn)} \\ -X^{-1} \hat{A}^T_{mx(n-1)} & Z_{(mxn)} \end{bmatrix}_{(wxk)} \quad (23)$$

$$b_{(wx1)} = \begin{bmatrix} P_f^{\max} \\ P_f^{\max} \end{bmatrix}_{(2mx1)} \quad (24)$$

$$w = 2m \quad (25)$$

Los valores límites de las variables de control son establecidos por las características constructivas de los generadores expresados en términos de magnitudes mínimas y máximas de potencia activa generada esbozados por la desigualdad (4). Las variables de estado son las correspondientes a los ángulos de tensión expresados en términos de grados sexagesimales, pudiendo variar entre un mínimo de -360° y un máximo de 360° . Con estas informaciones resulta sencillo determinar los límites superior e inferior del vector x en (12). Esto se expresa mediante las relaciones:

$$u_b = \begin{bmatrix} 360^\circ O^T \\ P_G^{\max} \end{bmatrix}_{(kx1)} \quad (26)$$

IX SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
13, 14 y 15 de Octubre de 2010

$$l_b = \begin{bmatrix} -360^\circ O^T \\ P_G^{\min} \end{bmatrix}_{(k \times 1)} \quad (27)$$

donde O es un vector línea (1 x (n-1)) de unos.

Los coeficientes de la función objetivo f en (9) corresponden los costos unitarios de la potencia activa de cada uno de los generadores del sistema expresados en (5). Pero como la sintaxis del LINPROG requiere la utilización de las variables de control y estado es necesario incluir los coeficientes multiplicadores iguales a cero. El vector f se expresa como sigue:

$$f = \begin{bmatrix} z^T \\ C^T \end{bmatrix}_{(k \times 1)} \quad (28)$$

donde:

- $z=[0,0,0,\dots,0]$ es un vector línea (1 x (n-1)) de ceros correspondiente a los coeficientes de las variables de estado.
- $C=[C_1,C_2,C_3,\dots,C_n]$ es un vector (1 x n) de costos unitarios de producción energética en \$/MWh.

Con estas transformaciones hechas a la formulación original del FPO DC se puede implementar en el solver LINPROG para obtener los resultados.

4. RESULTADOS OBTENIDOS CON LA APLICACIÓN DE FPO DC AL SIN.

Antes de exponer los resultados obtenidos con el FPO DC, se muestran en la tabla 2 los datos correspondientes a los costos unitarios y límites operacionales de las unidades generadoras que integran el SIN. Los costos unitarios utilizados por generador son valores ficticios, puesto que construir las curvas de costos es una tarea bastante compleja y no es objetivo de este trabajo determinarlas. El método de solución empleado para la optimización fue el de gran escala, que nos da un tiempo computacional aproximado de 1,5 segundos.

Tabla 2: Parámetros de las unidades generadoras

| GENERADOR | | COSTO UNITARIO | P_G^{\min} | P_G^{\max} |
|----------------------|-----|----------------|--------------|--------------|
| ITAIPU(10 x 700 MW)* | | 25 \$/MWh | 0 MW | 7.000 MW |
| ACARAY | G01 | 20 \$/MWh | 0 MW | 45 MW |
| | G02 | | 0 MW | 45 MW |
| | G03 | | 0 MW | 55 MW |
| | G04 | | 0 MW | 55 MW |

* Se consideró un Generador Equivalente de 7.000 MW

En una primera evaluación con el escenario adoptado, carga en 1.284MW, la convergencia no pudo ser alcanzada. El solver LINPROG es una herramienta que facilita el análisis del sistema dado que también provee los valores de los multiplicadores de Lagrange para las restricciones de igualdad, desigualdad y cotas superior e inferior. En un sistema donde todas las restricciones son satisfechas, en general los multiplicadores para las igualdades deben ser iguales y con el valor del costo unitario del generador con mayor holgura y los multiplicadores de las desigualdades deber ser iguales a cero. Al observar estos multiplicadores se percibió que para una de las restricciones de desigualdad un valor era distinto de cero, lo que llevó a la conclusión de que la restricción de capacidad de transmisión en esa rama no estaba siendo atendida. En efecto, al verificar la carga acoplada se pudo apreciar que ésta era superior en 0.005pu a la máxima capacidad establecida para ese ramo. Esto permitió identificar el motivo de la no convergencia del método utilizado.

De modo a subsanar ese problema, la máxima capacidad de esa rama fue aumentada en 0.01pu, o sea, una modificación en el coeficiente del vector b (vector de coeficientes constantes correspondiente al lado derecho de las restricciones de desigualdad en la notación del LINPROG) en la fila correspondiente a ese ramo. Los resultados expuestos a continuación son producto de esta modificación.

IX SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
13, 14 y 15 de Octubre de 2010

En la Figura 5 se muestra una comparación entre los resultados del FPO DC y el Flujo de Carga AC clásico mediante una comparación entre los flujos de potencia activa por los ramos. Se puede observar que los flujos inyectados por la central de ACARAY son aproximadamente iguales y los inyectados por la central de ITAIPU son considerablemente menores en el método de FPO DC. Esto se debe a que los costos de producción de ACARAY son menores que los de ITAIPU para el caso analizado, luego la tendencia es despachar lo máximo posible la energía de menor costo. La diferencia observada entre las potencias inyectadas por ITAIPU para ambos métodos, además de su costo de producción, se debe a que ésta asume las pérdidas del sistema, que son despreciadas por el FPO DC. Esto se puede observar mejor en la Figura 6 donde se muestra que existe una diferencia de 112,4 MW entre métodos para la central ITAIPU, que representan las pérdidas del sistema.

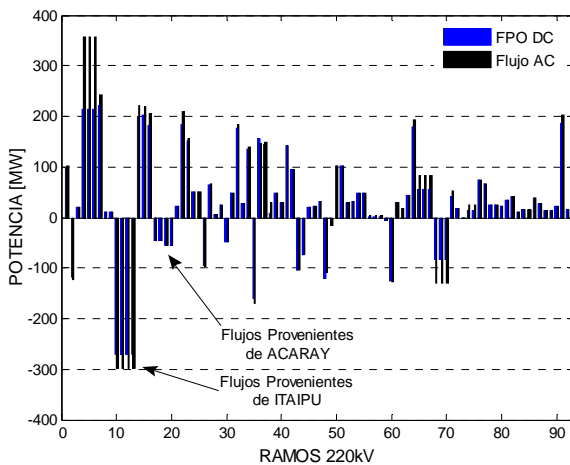


Figura 5: Comparación de Flujos por las ramas.

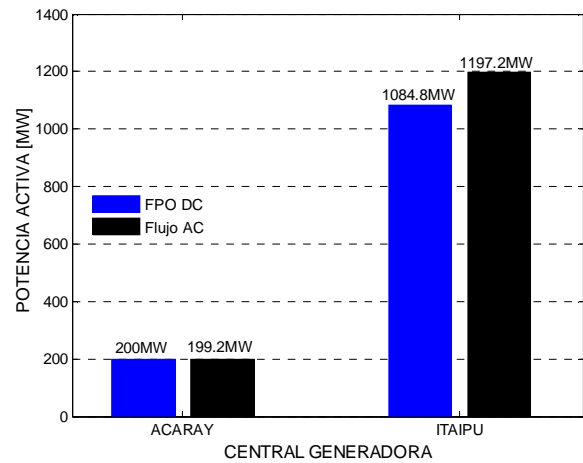


Figura 6: Potencia activa generada por central.

Tabla 3. Costos comparativos por central generadora

| MÉTODO. | ACARAY | ITAIPU | Costo del SIN |
|----------|-----------|------------|---------------|
| FPO DC | 4.000\$/h | 27.120\$/h | 31.120\$/h |
| Flujo AC | 3.984\$/h | 29.930\$/h | 33.914\$/h |

En la tabla 3 se observan los costos comparativo entre métodos. Aquí se puede observar la bondad del FPO DC, ya que permite un ahorro sustancial en la operación del SIN. El ahorro es de 2.794 \$/h comparado al costo surgido del flujo de Potencia clásico AC. Este resultado permite establecer las ventajas del FPO DC frente al flujo de carga AC clásico, pero es un tanto ficticio puesto que ignora las pérdidas del sistema que son bastante elevadas para el escenario analizado. De hecho, haciendo un análisis rápido del costo de las pérdidas del sistema asumidas por ITAIPU resulta en aproximadamente igual al ahorro proporcionado por el despacho óptimo surgido del FPO DC.

5. CONCLUSIONES.

El Flujo de Potencia Óptimo incluye varios problemas de optimización de sistemas eléctricos y existe una diversidad de métodos para lograr su solución. En este trabajo se ha utilizado la metodología FPO DC donde el objetivo es minimizar los costos totales del sistema aplicando algoritmos de programación lineal del solver LINPROG. Se pudo comprobar que es una herramienta bastante práctica y de fácil implementación, que permite realizar un análisis bastante efectivo. Una ventaja muy apreciada del FPO DC es su capacidad para identificar elementos en la red que están siendo sobrecargados con sólo cotejar los multiplicadores de Lagrange como lo fue el caso aquí presentado.

Al comparar la metodología FPO DC con el Flujo de Carga AC clásico se pudo constatar que la precisión del FPO DC es bastante susceptible a las condiciones de operación. Escenarios donde la carga es muy alta y el perfil de tensión dista mucho de ser plano introducen errores significativos en los resultados obtenidos.



IX SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
13, 14 y 15 de Octubre de 2010

Este trabajo también permite concluir que las pérdidas del SIN son elevadas y son asumidas por la central de ITAIPU que posee mayor holgura. Estas pérdidas están relacionadas a factores infraestructurales en la red de transmisión, como se pudo constatar en las primeras evaluaciones donde no se logró la convergencia del método por la sobrecarga encontrada en un ramo particular. También es posible concluir esto mediante una inspección directa de las características del SIN en las Figuras 2 y 3, donde las diferencias angulares elevadas y el perfil de tensión no plano son indicativos claros de deficiencias existentes en la red de transmisión.

Los resultados obtenidos en este trabajo muestran que la metodología es aplicable inclusive en sistemas con características similares al Sistema Eléctrico Paraguayo de manera sencilla y en tiempo computacional relativamente bajo por lo que puede ser utilizado en las distintas etapas de la Operación e inclusive en Tiempo Real como herramienta de soporte a la decisión en el Centro de Operación del Sistema.

BIBLIOGRAFIA

- [1] E. A. Gómez, *Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica*. 1^{ra} edición, McGraw-Hill, 2002.
- [2] K. Purchala, L. Meeus, D. M. Van Dommelen, R. Belmans. "Usefulness of DC power flow for active power flow analysis". IEEE power engineering society general meeting, San Francisco, California, USA, June 12-16, 2005.
- [3] F. A. Pereira. "Programação Linear aplicada ao problema de minimização de perdas em redes de energia elétrica". Dissertação (Mestrado). FEEC -UNICAMP, Campinas-Br. 1997.
- [4] J. Sun, L. Tesfatsion.. "DC Optimal Power Flow Formulation and Solution Using QuadProgJ". Economic Working Paper No. 06014, Iowa State University. 2007.
- [5] ANDE. "Administración Nacional de Electricidad". Gobierno Nacional. (Disponible en <http://www.ande.gov.py>. Consultado el 3 de mayo de 2009).
- [6] MathWorks, Inc. *MATLAB Language of Technical Computing*. 2004.
- [7] Resultados de caso de Flujo de Potencia AC (ANAREDE). Sector de Estudios Eléctricos – Itaipu Binacional.