

CALCULO DE FLUJO DE POTENCIA OPTIMO BAJO
CONSIDERACION DE RESTRICCIONES DE SEGURIDAD
MEDIANTE LOS METODOS COMPACTOS DE PROGRAMACION
LINEAL Y NO LINEAL

Washington H. PERALTA

Ricardo NOZICA

Benjamín SERRANO

Jorge F. RIVERA

Instituto de Energía Eléctrica - Facultad de Ingeniería
Universidad Nacional de San Juan
San Juan - Argentina

1. RESUMEN

En este trabajo se presentan los resultados de investigaciones referidas a la modelación matemática y al desarrollo de algoritmos y programas de cálculo digital para efectuar el control correctivo y preventivo en sistemas eléctricos. En particular se tratan dos propuestas [1,2]: Método compacto de programación lineal y Método compacto de programación no lineal. Para la primera de ellas se presentan los resultados obtenidos al aplicar a una red de suministro de energía eléctrica el programa de cálculo desarrollado.

ABSTRACT

In this paper, the results of the investigation referred to the mathematical modelation to exert corrective and preventive control over Power systems, are presented together with the algorithm and digital calculation programs developed with that purpose. Particular two methods are treated [1,2]: Compact method of Linear programming and Compact method of non-linear programming. For the first of them the results achieved when applying the program developed to a electric-Power system are presented too.

2. INTRODUCCION

La tarea fundamental que debe cumplir un sistema de suministro de energía eléctrica es la de satisfacer la demanda en todo tiempo y lugar según el requerimiento de los consumidores, en forma confiable, con un adecuado nivel de calidad, al más bajo costo posible y sin contaminar en forma excesiva el medio ambiente.

Para poder dar cumplimiento a estas premisas básicas es necesario tomar decisiones tanto en lo que hace a la planificación del crecimiento como a la programación de la operación y al control del sistema eléctrico. En una empresa de servicios eléctricos la adopción y ejecución de decisiones referentes a la programación de la operación y al control del sistema eléctrico compete al centro de despacho de carga.

Entre las tareas importantes a cargo del centro de despacho de carga pueden mencionarse a las siguientes:

- Estimación del estado de operación del sistema eléctrico
- Vigilancia permanente de magnitudes en el sistema eléctrico en cuanto a la observancia o violación de valores límites.
- Control correctivo del sistema eléctrico.
- Evaluación y mejoramiento de la seguridad de suministro del sistema eléctrico.

En este trabajo se tratan aspectos de la problemática relacionada con las dos últimas, presentándose la implementación de dos propuestas de solución y resultados concretos logrados con la aplicación de una de ellas. La primera de las tareas mencionadas es de fundamental importancia puesto que define el punto de partida para encarar las mencionadas a continuación de ella. Estimar el estado de la red consiste en obtener un estado de operación de la misma (tensiones complejas en todos los nodos) a partir de un conjunto de mediciones (en general redundante) de magnitudes eléctricas (flujos de potencia y corrientes en líneas, tensiones nodales, inyecciones de potencia a la red) y mediante la utilización de procedimientos matemáticos aplicables al problema de estimación.

El conocimiento de las tensiones nodales complejas permite calcular otras magnitudes eléctricas de importancia en la red y consecuentemente efectuar el control de valores límites. La existencia de magnitudes eléctricas que violan sus valores límites es indicativo de que se está en presencia de un estado de operación peligroso, el cual deberá ser modificado a través del denominado "Control Correctivo". Mediante este tipo de control se corrigen convenientemente con algún criterio de optimización las variables de control del sistema de modo tal que el nuevo estado de operación al que éstas conducen no presente ninguna magnitud eléctrica fuera de los límites admisibles. Para efectuar la tarea de evaluación de seguridad del sistema eléctrico es indispensable definir un criterio de seguridad y disponer de una herramienta de cálculo para simulación de contingencias (salidas de servicio no programadas) en componentes de generación y transmisión. A partir del conocimiento del estado de operación del sistema eléctrico, logrado ya sea a través del procedimiento de estimación de estado o a través de la resolución de un problema de flujo de potencia, la herramienta de cálculo para simulación de contingencias permite calcular en forma muy rápida el nuevo estado al que sería llevado el sistema eléctrico después de o

currida una contingencia.

Para definir el criterio de seguridad es necesario distinguir diferentes grados de seguridad en el sistema eléctrico. Un estado de operación presenta seguridad n cuando para el sistema intacto (todos los componentes de la configuración prevista están en operación) se cumple que todas las magnitudes eléctricas controladas no superan los límites admisibles establecidos. Si esta condición se cumple además para el caso en que el sistema sale de servicio un solo componente, se dice que el estado de operación del sistema presenta grado de seguridad $(n-1)$.

El criterio práctico para la evaluación de la seguridad de suministro de un sistema eléctrico consiste en aplicar el principio $(n-1)$ a un conjunto de casos críticos de falla definidos a priori. La elección de este conjunto es también en sí un problema, ya que en lo posible este conjunto debe representar los casos de falla que son más perjudiciales para el sistema eléctrico. El procedimiento de evaluación de seguridad es el siguiente:

Partiendo de un estado de operación inicial del sistema con grado de seguridad n se simula la salida de servicio de un componente por vez y se analiza si existen restricciones técnicas no satisfechas en el nuevo estado al que es llevado el sistema como consecuencia de la contingencia planteada. Si en todos los casos simulados no fueron detectadas restricciones de operación no satisfechas, el estado de operación inicial del sistema es considerado seguro. Por el contrario si al menos en uno de los casos simulados existen restricciones técnicas no satisfechas, el estado inicial del sistema es inseguro. Frente a este caso es necesario corregir el estado de operación inicial del sistema eléctrico para transformarlo en un estado seguro. Se trata en este caso de mejorar la seguridad de operación del sistema eléctrico mediante el denominado "control preventivo".

Tanto la tarea de control preventivo como la de control correctivo (mejoramiento de la seguridad para el sistema intacto) requieren de la solución de un problema de optimización en el cual aparecen como restricciones las que fueron detectadas como no satisfechas, ya sea para el sistema eléctrico intacto o para el mismo ante cada uno de los casos de contingencia simulados.

Como función objetivo se considera en este problema a la función de costos de combustible en centrales térmicas o a la función de pérdidas de potencia activa en la red. La solución de este problema es un conjunto de correcciones que deberán ser aplicadas a las variables de control del sistema eléctrico para llevarlo a un estado de operación seguro.

En este trabajo se condensan los resultados de investigaciones referidas a la modelación matemática y de desarrollo de algoritmos y programas de cálculo digital para efectuar el control correctivo y preventivo en un sistema eléctrico. A partir de la bibliografía relacionada con el tema [1, 2] se han efectuado investigaciones y desarrollos de modelos algoritmos y programas de cálculo referidos a dos propuestas. La primera de ellas (método compacto de programación lineal) plantea un único modelo de optimización en el cual aparecen en forma conjunta todas las variables de control del sistema eléctrico. Este modelo está constituido por función objetivo lineal (función de costos de combustible en centrales térmicas aproximada por uno o por tres segmentos de recta), restricciones de operación lineales y restricciones de interva

lo en las variables de control. El método de optimización empleado es el método de programación lineal. Las restricciones de operación que son en esencia no lineales aparecen linealizadas mediante el empleo de relaciones de sensibilidad. Estas relaciones permiten expresar en forma lineal pequeñas modificaciones de las variables de estado del sistema eléctrico en términos de los cambios incrementales de las variables de control.

la segunda propuesta (método compacto de programación no lineal) parte del desacoplamiento de variables que es posible de ser realizado en un sistema eléctrico de nivel de tensión superior a 110 kV como consecuencia de la fuerte dependencia que se observa por una parte entre potencia activa y ángulos de fase de las tensiones nodales y por otra entre potencia reactiva y magnitudes de las tensiones nodales. Este desacoplamiento de variables, lleva a plantear para el problema de control correctivo y preventivo dos subproblemas de optimización, cada uno de los cuales incluye solo una parte de las variables de control del sistema eléctrico. En el primer subproblema intervienen como variables de control solamente las generaciones de potencia activa. Las restantes variables de control asumen valores constantes. La función objetivo está dada por la aproximación lineal de la función de costos de combustible en centrales térmicas. Intervienen como restricciones de operación las inherentes a la potencia activa, las cuales son linealizadas mediante el empleo de relaciones de sensibilidad. El método de optimización empleado es el método de programación lineal. El segundo subproblema es el de potencia reactiva. Precisamente en este subproblema radica la no linealidad de esta segunda propuesta, ya que en él, como función objetivo se considera una función cuadrática cual es la función de pérdidas de potencia activa en la red. Las variables de control en este caso son los módulos de tensión en los nodos de tensión controlada y las posiciones de regulación de los transformadores longitudinales regulables bajo carga. Como método de optimización se emplea el método de programación cuadrática. También en este subproblema las restricciones de operación inherentes a la potencia reactiva aparecen linealizadas mediante el empleo de relaciones de sensibilidad. Ambos subproblemas son resueltos uno a continuación del otro siendo los resultados de uno utilizados por el otro (como variables de entrada especificadas) y recíprocamente. El procedimiento continúa hasta lograr para todas las variables de control, un conjunto de valores que permiten satisfacer todas las restricciones con valores mínimos para las funciones objetivas consideradas.

3. FORMULACION MATEMATICA DEL PROBLEMA DE CONTROL CORRECTIVO Y PREVENTIVO

- Función objetivo a minimizar $Z = f(\bar{x}, \bar{u})$

donde, \bar{x} : vector de las variables de estado integrado por los módulos de tensión (V_i) y los ángulos de fase (θ_i) de las tensiones nodales

\bar{u} : vector de las variables de control (generación de potencia activa y módulo de tensión en nodos tipo PV, generación de potencia activa y reactiva en nodos tipo PQ-Generador, posición de regulación de transformadores longitudinales y desfasadores).

Se utiliza como función objetivo a la suma de las funciones de costos de generación de potencia activa extendida a todas las centrales térmicas que alimentan la red o bien a la función de pérdidas de poten -

cia activa en la red (función cuadrática). En el primer caso cada función de costos es aproximada a una función lineal en forma optativa mediante un segmento de recta o mediante tres segmentos de recta.

- Restricciones de carga $\bar{g}(\bar{x}, \bar{u}) = \bar{0}$

Estas restricciones están integradas por las ecuaciones de balance de potencia activa y reactiva en cada nodo de la red.

- Restricciones de operación $\bar{h}(\bar{x}, \bar{u}) \leq \bar{y}$

Se entiende como tales a las exigencias técnicas de operación de la red las cuales pueden referirse tanto a la no violación de valores límites como al cumplimiento de valores de operación prefijados.

- Restricciones de seguridad $\bar{s}(\bar{x}, \bar{u}) \leq \bar{0}$

La seguridad de un sistema eléctrico reside en su capacidad para soportar contingencias sin que en el estado resultante se presenten violaciones en las restricciones de carga o de operación. Es necesario distinguir en el análisis de estas restricciones el tipo de contingencia a considerar ya que ante la salida de servicio de ramas solamente son modificadas las restricciones de carga, mientras que ante la descomisión de unidades generadoras se modifica además de las restricciones de carga la variable de control asociada al generador que sale de servicio. Resulta así que cada caso de contingencia después de simulado tiene asociado un estado de operación propio definido por los vectores de estado \bar{x}^j para contingencias en elementos de transmisión y \bar{x}^m para contingencias en generadores. Estos estados resultantes son los que se analizan para detectar la existencia o no de restricciones de operación no satisfechas.

- Restricciones en las variables de control $\bar{u}^{\min} \leq \bar{u} \leq \bar{u}^{\max}$

El modelo general representativo del problema de optimización a resolver, teniendo en cuenta los elementos mencionados, puede esquematizarse como se detalla seguidamente:

Minimizar la función objetivo $Z = f(\bar{x}, \bar{u})$

mediante la variación de \bar{u} estando sujeta simultáneamente a los conjuntos de restricciones a), b) y c):

a) Para la red intacta

$$\begin{aligned} \bar{g}(\bar{x}, \bar{u}) &= \bar{0} \\ \bar{h}(\bar{x}, \bar{u}) &\leq \bar{y} \\ \bar{u}^{\min} &\leq \bar{u} \leq \bar{u}^{\max} \end{aligned}$$

b) Para la red ante contingencia en el elemento de transmisión j

$$\begin{aligned} \bar{h}(\bar{x}^j, \bar{u}) &\leq \bar{y} & j &= 1, \dots, R \\ \bar{g}^j(\bar{x}^j, \bar{u}) &= \bar{0} & R &: \text{cantidad de ramas de la red} \end{aligned}$$

c) Para la red ante contingencia en el generador m

$$\begin{aligned} \bar{g}^m(\bar{x}^m, \bar{u}^m) &= \bar{0} \\ \bar{h}(\bar{x}^m, \bar{u}^m) &\leq \bar{y} \\ \bar{u}^{\min} &\leq \bar{u}^m \leq \bar{u}^{\max} & m &= 2, \dots, NG \text{ (no se considera con} \\ & & & \text{tingencia en el nodo} \\ & & & \text{oscilante)} \end{aligned}$$

NG: cantidad de nodos con generación

4. METODO COMPACTO LINEAL APLICADO AL PROBLEMA DE CONTROL CORRECTIVO Y PREVENTIVO

Los vectores de estado \bar{x} , \bar{x}^j y \bar{x}^m , conocidos desde el cálculo inicial del flujo de potencia normal y del análisis de contingencia (explicados en el apartado 3), proveen la información necesaria para linealizar la función objetivo y restricciones alrededor del punto de operación considerado.

Mediante un análisis de sensibilidad pueden establecerse relaciones lineales entre las variables de estado y las de control tanto para el caso base como para los casos bajo contingencias [3]. Mediante la utilización de estas relaciones se eliminan las variables de estado en la función objetivo y en las restricciones de operación, con lo cual quedan únicamente en función de las variables de control.

Con estas simplificaciones el problema de optimización resulta considerablemente reducido en tamaño, ya que todas las restricciones de operación consideradas son puestas en un conjunto compacto de restricciones el cual está en función únicamente de las variables de control originales. Este conjunto contiene por un lado todas las inecuaciones lineales que surgen de la detección de las restricciones de operación no satisfechas tanto en el caso base como en los casos bajo contingencia y por otro lado todas las restricciones de operación que deben incluirse indefectiblemente sin necesidad de un análisis previo. Estas últimas restricciones se refieren a los límites de generación de potencia reactiva en los nodos tipo PV y a los límites de generación de potencia activa y reactiva en el nodo oscilante y además a la relación que vincula los cambios en las variables de control con el cambio de generación de potencia activa en el nodo oscilante (ecuación incremental del flujo de potencia).

En forma compacta el modelo lineal a ser resuelto puede ser expresado como:

$$\begin{aligned} \text{Minimizar} & & f &= \bar{c}^t \cdot \bar{u} \\ \text{función objetivo} & & & \\ \text{sujeta a:} & & A\bar{u} &\leq \bar{y} \\ & & \bar{u}^{\min} &\leq \bar{u} \leq \bar{u}^{\max} \end{aligned}$$

Donde: \bar{c} : vector columna que contiene todos los coeficientes de la función objetivo linealizada

A : matriz de coeficientes de todas las inecuaciones lineales originadas como consecuencia de las restricciones de operación consideradas.

Dado que los programas de biblioteca para programación lineal permiten que las variables del problema estén limitadas sólo superiormente resulta necesario efectuar una transformación de las variables mediante traslaciones en las mismas. Utilizando este artificio el problema general linealizado resulta:

$$\begin{aligned} \text{Minimizar} & & f &= \bar{c}'^t \bar{u}' \\ \text{función objetivo} & & & \\ \text{sujeta a:} & & A\bar{u}' &\leq \bar{y}' \\ & & \bar{0} &\leq \bar{u}' \leq \bar{u}', \max \end{aligned}$$

Donde: $\bar{u}' = \bar{u} - \bar{u}^{\min}$
 $\bar{y}' = \bar{y} - A\bar{u}^{\max}$; $\bar{u}'^{\max} = \bar{u}^{\max} - \bar{u}^{\min}$

El programa de cálculo empleado para resolver este problema de programación lineal se extrajo de la referencia bibliográfica [4] y la estructuración que presenta está basada en el algoritmo Simplex revisado. Este método presenta requerimientos bajos de memoria, metodología de cálculo sencilla y rápida y buena precisión en los resultados, razones por las cuales se consideró positiva su inclusión para la resolución del problema tratado. Una vez resuelto este problema se deben actualizar las variables de control en función de la solución hallada.

Puesto que se trata de un problema no lineal para el que se ha obtenido una solución en función de las variables de control para una aproximación lineal del mismo, surge la necesidad de verificar si ésta conduce efectivamente a un estado de funcionamiento en el cual no existe ningún tipo de violación aún ante la presencia de las contingencias planteadas. Esto da origen a la realización de un nuevo cálculo de flujo de potencia. El punto de partida para este nuevo cálculo está definido por las tensiones complejas en función de las cuales se hizo el análisis de contingencias y por los nuevos valores que asumen las variables de control después de su actualización.

Si no existen restricciones de operación no satisfechas, el estado obtenido es la solución óptima desde el punto de vista de los costos de generación y que al mismo tiempo verifica el criterio de seguridad (n-1) para los casos de contingencias considerados (líneas y generadores).

Si por el contrario se advierte la existencia de restricciones de operación no satisfechas, se las linealiza y se efectúa una nueva iteración.

Este procedimiento es repetido hasta que se alcance el estado óptimo (minimización de la función objetivo y cumplimiento de las restricciones consideradas) o en su defecto hasta que se llegue a un número de iteraciones estimado como máximo, en cuyo caso no se puede asegurar que el sistema presente seguridad (n-1).

En la figura 1 se presenta la estructura general del algoritmo de cálculo desarrollado mostrándose los bloques más relevantes del mismo y sus interrelaciones.

5. METODO COMPACTO NO LINEAL APLICADO AL PROBLEMA DE CONTROL CORRECTIVO Y PREVENTIVO

Subproblema de potencia activa

● Función objetivo:

Suma de las funciones de costo de combustibles en centrales térmicas. Cada función es aproximada por un segmento de recta.

● Variables de control cuyos valores permanecen constantes:
Módulos de tensión en nodos de tensión controlada.

● Variables de control propiamente dichas (\bar{u}):
Generación de potencia activa en nodos de tensión controlada.

● Restricciones de igualdad:
Ecuaciones de balance de potencia activa y reactiva en todos los nodos de la red. Ecuación que relaciona las variables de control propiamente dichas con la generación de potencia activa en el nodo oscilante.

● Contingencias simuladas:

Salidas de servicio de elementos de transmisión

● Restricciones de desigualdad en las variables de control: $P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max}$

● Restricciones de operación para la red intacta y bajo contingencias:
Flujo de potencia activa y potencia aparente en elementos de transmisión.

● Modelo matemático

Minimizar $F = \sum_{i=1}^M f(P_{Gi})$

mediante la variación de P_{Gi}

P_{Gi} : generación de potencia activa

M : cantidad de nodos de transmisión controlada

sujeta simultáneamente a los conjuntos de restricciones a) y b).

a) Para la red intacta y bajo contingencias

$$\bar{g}(\bar{x}, \bar{u}) = \bar{0}$$

$$\sum_{i=1}^M P_{Gi} = \sum_{k=1}^N C_k + P_l$$

P_l : pérdidas de potencia activa en la red

C_k : demanda de potencia activa en el nodo k

N : cantidad de nodos de la red

$$S_{km}^{\min} \leq S_{km} \leq S_{km}^{\max}$$

$$P_{km}^{\min} \leq P_{km} \leq P_{km}^{\max}$$

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max} \quad i = 1, 2, \dots, M$$

S_{km}, P_{km} : Potencia aparente y flujo de potencia activa en el elemento de transmisión km

b) Para la red bajo contingencias

$$S_{km}^{\min(j)} \leq S_{km}^{(j)} \leq S_{km}^{\max(j)}$$

$$P_{km}^{\min(j)} \leq P_{km}^{(j)} \leq P_{km}^{\max(j)} \quad \begin{array}{l} j = 1, 2, \dots, NJ \\ k = 1, 2, \dots, N \\ m \in \alpha_k \end{array}$$

NJ : Cantidad de contingencias

k : conjunto de nodos vinculados al nodo k

● Procedimiento de optimización
Método de programación lineal

Subproblema de potencia reactiva

● Función objetivo:

Función de pérdidas de potencia activa en la red aproximada a una función cuadrática en términos de los módulos de tensión en los nodos de tensión controlada.

● Variables de control cuyos valores permanecen constantes:

Generación de potencia activa en nodos de tensión controlada.

● Variables de control propiamente dichas (\bar{u}):

Módulos de tensión en los nodos de tensión controlada.

● Restricciones de igualdad:

Ecuaciones de balance de potencia activa y reactiva en todos los nodos de la red.

● Restricciones de desigualdad en las variables de control:

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max}$$

● Restricciones de operación para la red intacta:

Módulos de tensión en los nodos de carga, generación de potencia reactiva en nodos de tensión controlada y potencia aparente en elementos de transmisión.

● Modelo matemático

Minimizar P_1 (pérdidas de potencia activa en la red) mediante la variación de V_i en nodos de tensión controlada sujeta al siguiente conjunto de restricciones.

$$V_k^{\min} \leq V_k \leq V_k^{\max} \quad k \in \alpha_N, \text{ (conjunto de nodos de carga)}$$

$$Q_{Gi}^{\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{\max} \quad i \in \alpha_M \text{ (conjunto de nodos de tensión controlada)}$$

$$S_{km}^{\min} \leq S_{km} \leq S_{km}^{\max} \quad \text{para todo elemento de transmisión } km$$

$$V_j^{\min} \leq V_j \leq V_j^{\max} \quad j \in \alpha_M$$

● Procedimiento de optimización:

Método de programación cuadrática

En la fig. 2 se muestra en diagrama de bloques el procedimiento de cálculo para ambos subproblemas en conjunto

6. APLICACION DEL PROGRAMA DE CALCULO DESARROLLADO EN BASE AL METODO COMPACTO LINEAL

6.1. Presentación de la red de 11 nodos utilizada en el análisis de seguridad

Se ha elegido la red de prueba standard de 11 nodos (referencia b1. [5] propuesta por el IEEE porque permite visualizar claramente los cambios del estado de operación originado por la simulación de contingencias.

Esta red tiene además la particularidad de poseer cinco nodos con generación pese a su reducido tamaño, permitiendo de este modo apreciar los efectos originados como consecuencia de la contingencia en generadores.

6.2. Contingencias seleccionadas para el análisis de seguridad

Se han seleccionado tres contingencias en la red, dos correspondientes a los generadores de mayor potencia de generación (B02 y B05) y una asociada con una de las líneas de mayor transporte de potencia activa en una zona poco mallada (B05-B09), por considerarlas como las fallas más críticas y poder efectuar en base a ellas el análisis de seguridad del sistema. Se supone que si el sistema es seguro ante las fallas más críticas, lo es también para el resto de las fallas probables de ocurrir.

6.3. Resultados obtenidos del análisis de contingencia

Los resultados obtenidos del caso base (red intacta) y de las contingencias seleccionadas pueden apreciarse en la tabla 1. En la figura 3 puede observarse además la redistribución del flujo de potencia activa y reactiva en las líneas de la red tanto para el caso base como para los casos de contingencias en el generador de la barra B02 y en la línea B05-B09. Debido a que la distribución de potencia activa y reactiva en la red para el caso de contingencia en el generador de la barra B05 no introduce ninguna novedad relevante en relación a las ya apreciadas en la contingencia del generador de la barra B02, no se ha graficado dicha distribución.

6.4. Resultados obtenidos del análisis de seguridad

Una vez efectuadas las contingencias seleccionadas y la detección posterior de las restricciones de operación no satisfechas se procedió, mediante el programa de cálculo, a linealizar -tanto para el caso base como para los casos de contingencias- las violaciones detectadas y apreciadas en la tabla 1- de modo tal de conformar junto con la función objetivo adoptada el modelo a resolver por el método de programación lineal. La función objetivo utilizada para el modelo de optimización si bien fue la correspondiente a la función de costos de generación de las centrales térmicas, se la utilizó aproximada linealmente mediante un segmento de recta y mediante 3 segmentos de recta para poder extraer conclusiones en relación con ambas aproximaciones.

Las variables de control fueron actualizadas con los resultados obtenidos del cálculo de optimización por el método de programación lineal. Con estos nuevos valores se efectuó para la red intacta, un cálculo de flujo de potencia, cuyos resultados se muestran en la tabla 3. Una inspección de las restricciones de operación no satisfechas en el estado anterior para la red intacta (caso base), mostró que en el nuevo estado, sí lo estaban. Se comprobó además que ese nuevo estado no originaba nuevas restricciones de operación no satisfechas.

El estado final alcanzado por ambas alternativas de cálculo, detallado en la tabla 2 se produjo en la segunda iteración del programa principal ya que se verificaron en él todas las restricciones de operación consideradas y no se generaron nuevas restricciones no satisfechas.

Con los nuevos valores de las variables de control se simularon nuevamente los casos de contingencia considerados, y para cada uno de ellos se comprobó que las restricciones de operación inicialmente no satisfechas en el estado anterior, sí lo estaban en el estado actual y que además este estado no originaba nuevas restricciones de operación no satisfechas (tabla 3).

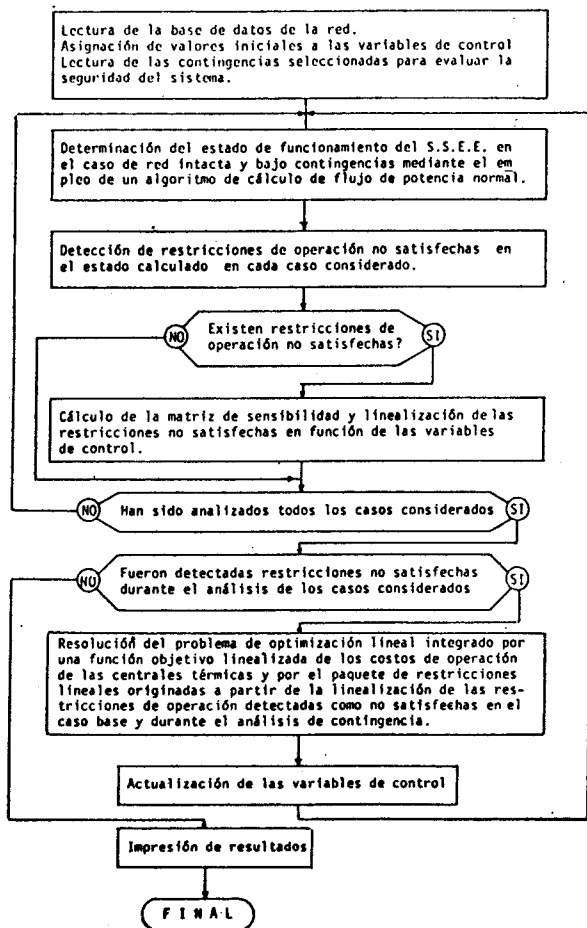
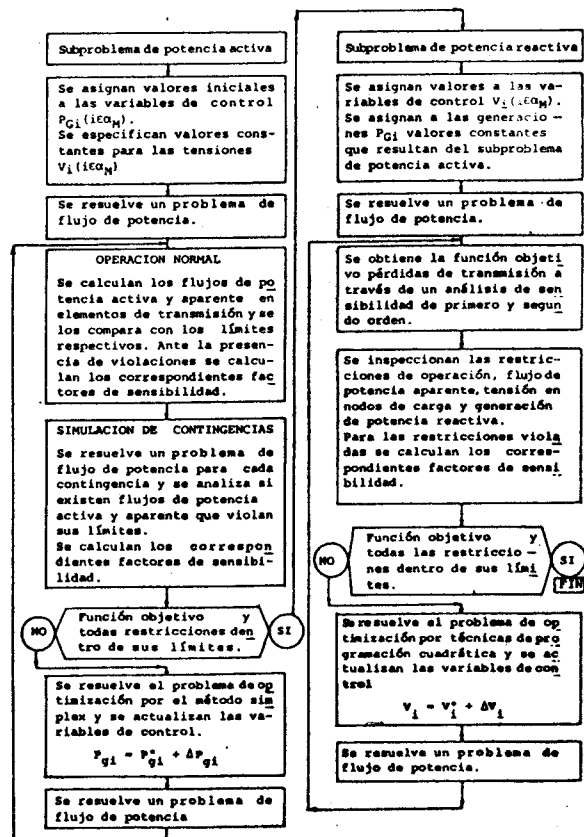
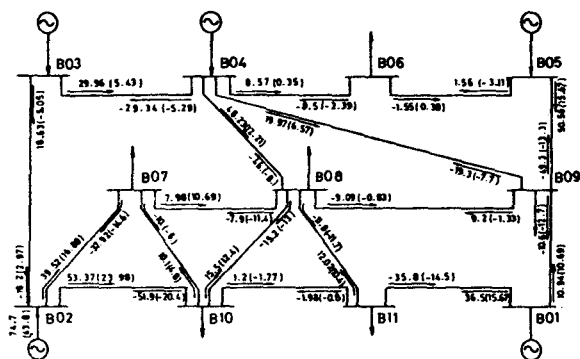
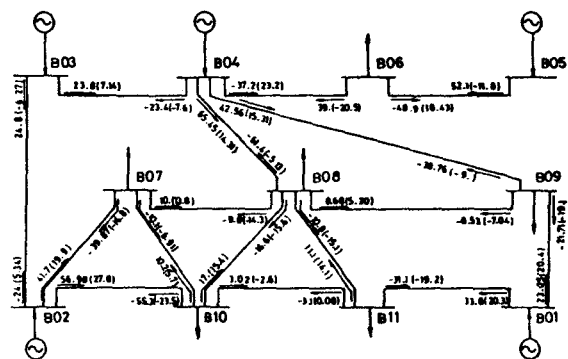


Fig. 1.: Diagrama de bloques del procedimiento de cálculo basado en el método compacto de programación lineal.

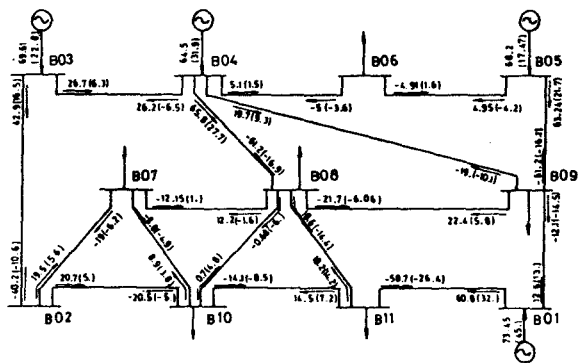




a) CASO BASE



b) SALIDA DE SERVICIO DE LA LINEA B05-B09



d) SALIDA DE SERVICIO DEL GENERADOR B02

REFERENCIA: Valores positivos de potencia activa (potencia reactiva) corresponden a flujos de potencia de barra a línea.

Fig. 3: Diagramas unifilares de la red de 11 nodos del caso base y contingencias con las correspondientes distribuciones del flujo de potencia activa y reactiva.

B A R R A	CASO BASE										Contingencia en Generadores								Contingencia en Líneas			
											B02				B05				B05 - B09			
	v_{min}	v	v_{max}	θ	$p_{G_{min}}$	P_G	$p_{G_{max}}$	$Q_{G_{min}}$	Q_G	$Q_{G_{max}}$	v	θ	P_G	Q_G	v	θ	P_G	Q_G	v	θ	P_G	Q_G
	p.u	p.u	p.u	Grad.	kW	kW	kW	kVar	kVar	kVar	p.u	Grad.	kW	kVar	p.u	Grad.	kW	kVar	p.u	Grad.	kW	kVar
B01	1.0	1.07	1.1	0.0	30	47.4	120	0.0	26.37	60	1.07	0.0	73.45	44.96	1.07	0.0	90.92	20.30	1.07	0.0	56.88	40.72
B02	0.9	1.088	1.1	1.403	30	74.7	120	0.0	43.84	60	0.968	-5.02	0.0	0.0	1.088	-1.98	80.45	46.27	1.088	2.37	74.7	38.09
B03	1.0	1.095	1.1	6.123	30	48.6	120	0.0	0.36	60	1.095	5.13	69.61	22.61	1.095	1.6	51.59	-0.58	1.095	8.66	48.0	0.87
B04	1.0	1.061	1.1	2.836	30	47.4	120	0.0	13.83	60	1.061	2.28	64.48	31.93	1.061	-2.65	49.83	34.39	1.061	6.16	47.4	45.18
B05	1.0	1.045	1.1	2.074	30	52.1	120	0.0	13.31	60	1.045	2.78	68.19	17.47	0.982	-7.41			1.045	23.48	52.1	
B06	0.9	1.049	1.049	1.679							1.049	1.67			1.02	-5.51			1.039	12.86		
B07	0.9	1.009	1.05	-3.438							0.930	-9.09			1.004	-7.05			0.999	-2.59		
B08	0.9	0.987	1.05	-3.85							0.934	-6.74			0.979	-7.80			0.972	-3.21		
B09	0.9	0.997	1.05	-1.919							0.984	-2.24			0.963	-8.27			0.937	-4.69		
B10	0.9	1.03	1.05	-2.338							0.949	-6.91			1.026	-5.66			1.022	-1.6		
B11	0.9	1.03	1.05	-2.613							0.996	-4.36			1.026	-4.39			1.024	-2.29		

	Parámetros violados	Valor Límite	Valor Actual	Parámetros violados	Valor Límite	Valor Actual
Caso Base	v_G^{max}	1.049	1.0493	T_{2-10}^{max}	0.5	0.534
Contingencia en B02	v_G^{max}	1.049	1.0494	T_{4-8}^{max}	0.6	0.658
Contingencia en B05	T_{2-10}^{max}	0.5	0.531	-----		
Contingencia en B05-B09	T_{2-10}^{max}	0.5	0.570	T_{4-8}^{max}	0.6	0.655

Tabla 1: Resultados obtenidos del caso base y de las contingencias seleccionadas.

(V_i : módulo de tensión asociado al nodo i)

(T_{ij} : flujo de potencia activa a través de la línea que une el nodo i con el nodo j)

B A R R A	Función objetivo aproximada por un segmento			Función objetivo aproximada por tres segmentos		
	V	θ	P_G	V	θ	P_G
	p.u.	Grad.	kW	p.u.	Grad.	kW
B01	1.000	0.0	0.6437	1.100	0,0	60.80
B02	1.000	-0.5787	0.8162	1.046	1.1803	72.69
B03	1.086	-0.18335	0.3	1.093	4.5665	46.99
B04	1.071	-2.9794	0.3	1.045	1.2318	29.94
B05	1.031	-0.3552	0.6553	1.064	1.4438	60.00
B06	1.049	-2.670		1.049	0.4927	
B07	0.945	-6.4687		0.985	-4.0852	
B08	0.939	-7.2135		0.974	-4.6180	
B09	0.970	-4.807		1.006	-2.5668	
B10	0.962	-4.9618		1.006	-2,8533	
B11	0.968	-4.2341		1.036	-2.8934	
Costo total de generación	1269.9436 UM (*)			1259.4854 UM (*)		

Tabla 2: Estados finales de funcionamiento del S.S.E.E. alcanzados utilizando como función objetivo de costos las aproximaciones lineales de un segmento y de tres segmentos de recta.

(*) UM = Unidad Monetaria.

	Parámetros Violados	Valor Límite	Valor de la Violac.	Valor Final Alt. 1	Valor Final Alt. 2
Caso Base	$V_5^{máx}$	1.049	1.0493	1.0486	1.049
	$T_{2-10}^{máx}$	0.5	0.534	0.4980	0.4997
Contingencia en el Gen. B02	$V_5^{máx}$	1.049	1.0494	1.0486	1.049
	$T_{4-8}^{máx}$	0.6	0.658	0.4017	0.4180
Contingencia en el Gen. B05	$T_{2-10}^{máx}$	0.5	0.531	0.4980	0.4997
Contingencia en la línea B05-B09	$T_{2-10}^{máx}$	0.5	0.570	0.4980	0.4997
	$T_{4-8}^{máx}$	0.6	0.655	0.4017	0.4180

Tabla 3: Valores numéricos que asumen antes y después del cálculo de optimización las restricciones de operación inicialmente detectadas como no satisfechas.

Alt 1. corresponde a los resultados obtenidos luego del cálculo de optimización utilizando una función objetivo aproximada mediante un segmento.

Alt 2. Idem al anterior pero para el caso en que se utiliza una función objetivo aproximada por tres segmentos.

Si bien el algoritmo de cálculo no presentó dificultades de convergencia para las dos alternativas de cálculo planteadas (función objetivo aproximada mediante un segmento o mediante tres segmentos), pudo apreciarse que en el caso en que se utilizó la aproximación lineal mediante tres segmentos para la función objetivo, las restricciones de operación en las cuales existían violaciones, fueron satisfechas más cerca de sus límites y con un menor costo de generación que el resultante para el caso en que se utilizó la aproximación lineal mediante un segmento. Pudo apreciarse además que no hubo diferencia notable en el tiempo de procesamiento entre las dos alternativas de cálculo comparadas.

7. REFERENCIAS

- [1] Wagner, G.; Lastflusssteuerung bei unzulässigen Betriebszuständen in Hochspannungsnetzen Dissertation RWTH Aachen, 1978.
- [2] Sjelvgren, D.V.; Bubenko, J.A.; Decomposition technique in a security related optimal power flow. Proc. PSCC 5 (1975).
- [3] Peralta, W.H.; Comando óptimo de flujo de carga para corregir estados de operación inadmisibles existentes en redes de alta tensión Parte I: Fundamentos, Diplomarbeit am Institut für Elektische Energieversorgung der Universität, Erlangen - Nürnberg, Erlangen, F.R.G; March 1980.
- [4] Land, A.M.; Powell, S.; Fortran Codes for Mathematical Programming: Linear Quadratic and Discrete. John Wiley and Sons, Ltd. London 1973
- [5] Bala Jr, J. L.; Thanikachalam, A.; An improved second order method for optimal Load flow. IEEE PES Winter Power Meeting, New York, NY, January 1978.
- [6] Peralta, W.H.; Serrano, B.R.; Rivera, J.F.; Optimun elimination of inadmissible Operation States. Electric Power System Research (Suiza), 7 (1984) p.p. 255-269
- [7] Becario : Ing. Serrano, Benjamín R.
Director del Becario : Ing. Rivera, P., Jorge F.
Co-director del Becario: Ing. Peralta, Washington H.

Consideración de restricciones de seguridad en el cálculo del flujo de potencia óptimo a través de métodos compactos de programación lineal.
Informe interno desarrollado en el Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan y presentado al CONICET Buenos Aires - Argentina, Marzo de 1985
- [8] Becario : Ing. Nozica, Ricardo
Director del Becario : Ing. Rivera, P., Jorge R.
Co-director del Becario: Ing. Peralta, Washington H.

Consideración de restricciones de seguridad en el cálculo del flujo de potencia óptimo a través de métodos compactos de programación no lineal.
Informe interno desarrollado en el Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan y presentado al CONICET Buenos Aires - Argentina, Marzo de 1985