

## Capítulo 5

# EXPERIENCIA COMPUTACIONAL

### 5.1 Introducción

Para analizar las características de la solución de la planificación de la compensación reactiva mediante la técnica de optimización basada en Programación Evolutiva se desarrolló un programa computacional codificado en lenguaje de programación FORTRAN. En este capítulo se describen los resultados de un conjunto de pruebas realizadas con dicho programa. Las pruebas se realizaron en una computadora personal Pentium II a 300 MHz. Los sistemas eléctricos utilizados como referencia para las pruebas son:

- (1) Sistema eléctrico de la red de la Isla del Sur en Nueva Zelandia, de 17 nodos y 26 ramas y cuyo diagrama unifilar se muestra en la Figura 5.1 [42]. Este sistema se utilizó en las primeras pruebas, especialmente para lograr la experiencia sobre los parámetros que intervienen en la programación evolutiva.
  
- (2) Sistema de Pruebas de Confiabilidad del IEEE, de 24 nodos y 38 ramas, el cual se muestra en el diagrama unifilar de la Figura 5.2 [43]. Este sistema se proporciona con suficiente información para los fines del estudio en cuestión, tal como tasas de disponibilidad para unidades de generación, curvas de costo de los generadores, límites de generación, condiciones de demanda horaria de todo un año, etc.

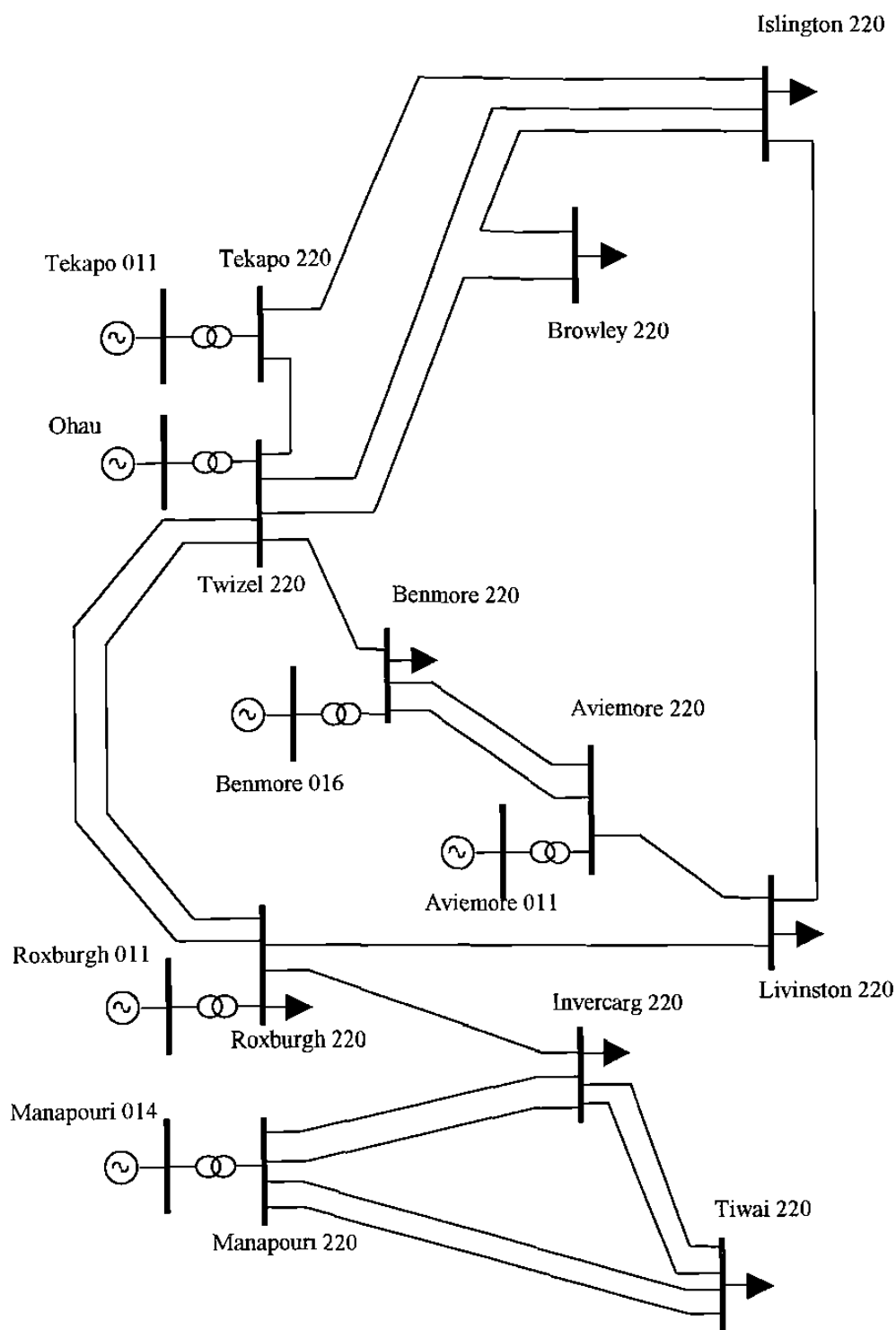


Figura 5.1 Sistema primario reducido de la Isla del Sur de Nueva Zelandia.

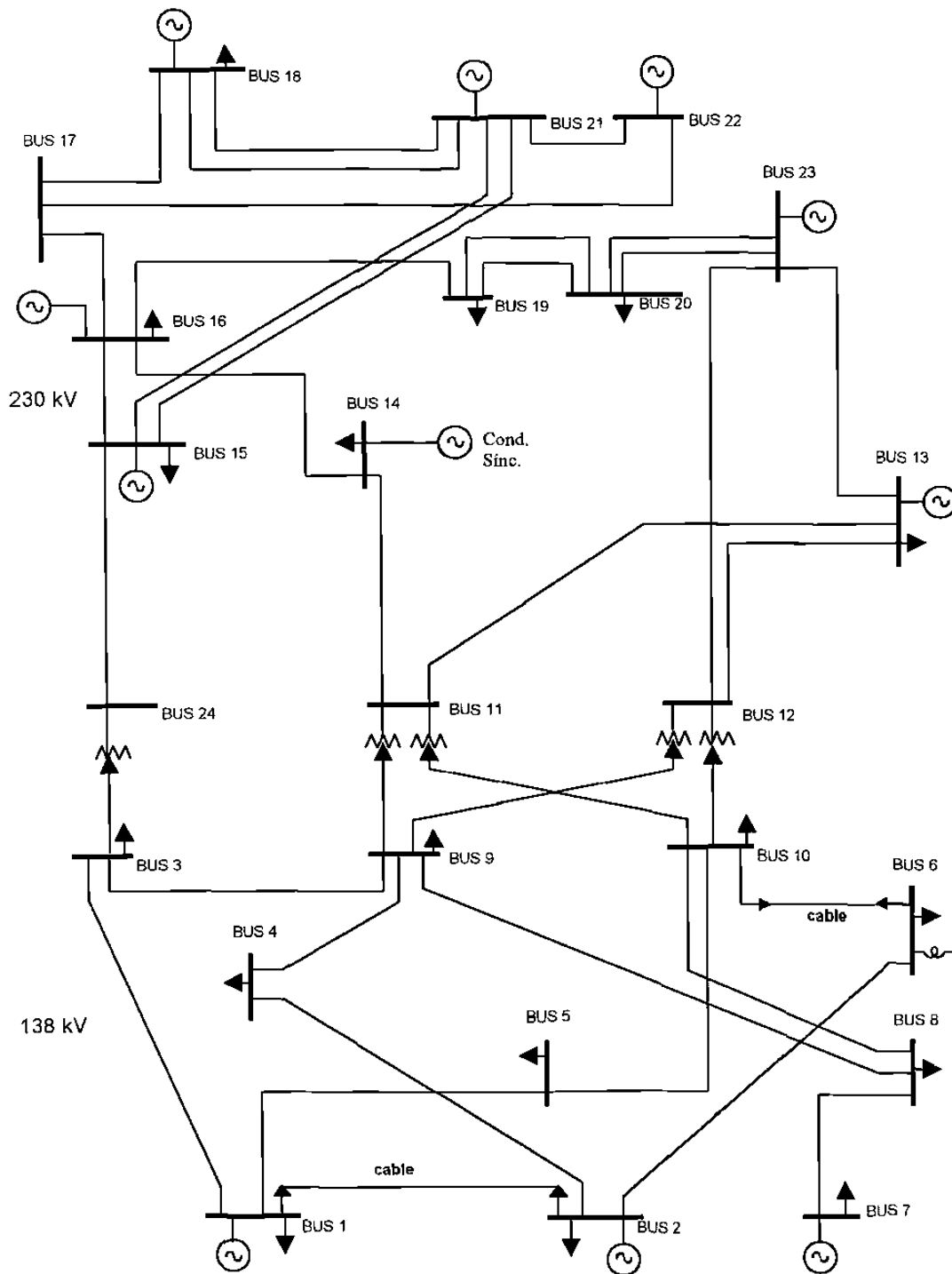


Figura 5.2 Sistema de Prueba de Confiabilidad del IEEE, de 24 nodos.

## 5.2 Planificación de la Compensación Reactiva en la Red de Prueba del Sistema Neozelandés

El sistema de prueba utilizado en este apartado es el sistema representativo de la red eléctrica de la Isla del Sur en Nueva Zelandia, cuyo diagrama unifilar se mostró en la Figura 5.1. Los nodos del sistema se cargaron un 57% con respecto a los datos originales, lo que representa una condición de operación más crítica. La potencia de demanda en los diferentes nodos del sistema se muestra en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1 Potencia de demanda en los nodos del sistema de prueba.

	<b>Nodo</b>	<b>MW</b>	<b>MVAR</b>
1	Invercarg 220	314	76,5
2	Roxburgh 220	243.4	90
3	Manapouri 220	0	0
4	Manapouri 014	0	0
5	Tiwai 220	665.7	291
6	Roxburgh 11	0	0
7	Benmore 220	785	300
8	Benmore 016	0	0
9	Avimore 220	0	0
10	Avimore 011	0	0
11	Ohau 011	0	0
12	Livingston 220	235.5	90
13	Islingston 220	785	450
14	Bromley 220	157	90
15	Tekapo 011	0	0
16	Tekapo 220	0	0
17	Twizel 220	0	0
	Sistema	3185.6	1387.5

El objetivo de estas pruebas iniciales es sensibilizar la calidad de la solución con respecto a los parámetros de Programación Evolutiva, tales como número de padres, número de generaciones, coeficientes de escalamiento de la mutación y número de individuos de élite. Los datos iniciales requeridos por el programa se muestran en la Tabla 5.2, dentro de los cuales no se incluyen contingencias. Los tipos de unidades de compensación para las pruebas se eligieron de baja capacidad con la intención de explotar la habilidad del programa de instalar unidades en diferentes sitios. Los datos de costos son aproximados y la mayoría

de ellos se dan en Millones de dólares (M\$). Información actual sobre capacidades y costos de inversión reales de los equipos de compensación puede obtenerse de la referencia [44].

Tabla 5.2 Datos iniciales para el programa de planificación de la compensación reactiva.

Tipo de compensación	Capacitiva
Capacidad de una unidad de compensación	5 Mvar
Costo del compensador	0.15 M\$ / Unidad
Penalización de la desviación de voltaje	10 000 M\$/p.u. V
Penalización por in factibilidad	1 000 000 M\$
Costo de pérdidas activas de transmisión	25 \$/MWh
Núm. de horas al año que se presenta la condición de demanda	600 hrs.
Núm. Máximo de unidades de compensación	45
Núm. Mínimo de unidades de compensación	0
Número de individuos de élite	1
Nodos candidatos	Todos los nodos de carga
Contingencias	Ninguna

### 5.2.1 Variación del Coeficiente de Escalamiento de la Mutación

Como objetivo de esta prueba se planteó el observar la influencia del coeficiente de escalamiento de la mutación ( $\beta$ ), en las soluciones obtenidas por el programa de planificación de la compensación reactiva. Se considera una población de 20 individuos (padres más descendencia), un máximo de 150 generaciones y los valores predeterminados para  $\beta$  permanecen fijos a lo largo de todas las generaciones. La evolución de la solución que resulta para diferentes valores de  $\beta$  se muestra en las gráficas de la Figura 5.3. En todos los casos los tiempos de ejecución fueron de 1 minuto con 35 segundos.

De los resultados obtenidos se observa que los cambios pequeños en las mutaciones son los más favorables para la rápida convergencia de la solución hacia el óptimo. El problema que se presenta cuando los cambios en las mutaciones son muy grandes, es que la descendencia da saltos bruscos sobre toda la región factible lo que dificulta afinar la mejor solución encontrada, al no poder inspeccionar en sus contornos. Este problema se evita al reducir el escalamiento de las mutaciones, aunque esta situación afecta la habilidad de las

mutaciones de abandonar un mínimo local. Una estrategia más conveniente es utilizar un valor de  $\beta$  que vaya disminuyendo gradualmente conforme evoluciona la solución.

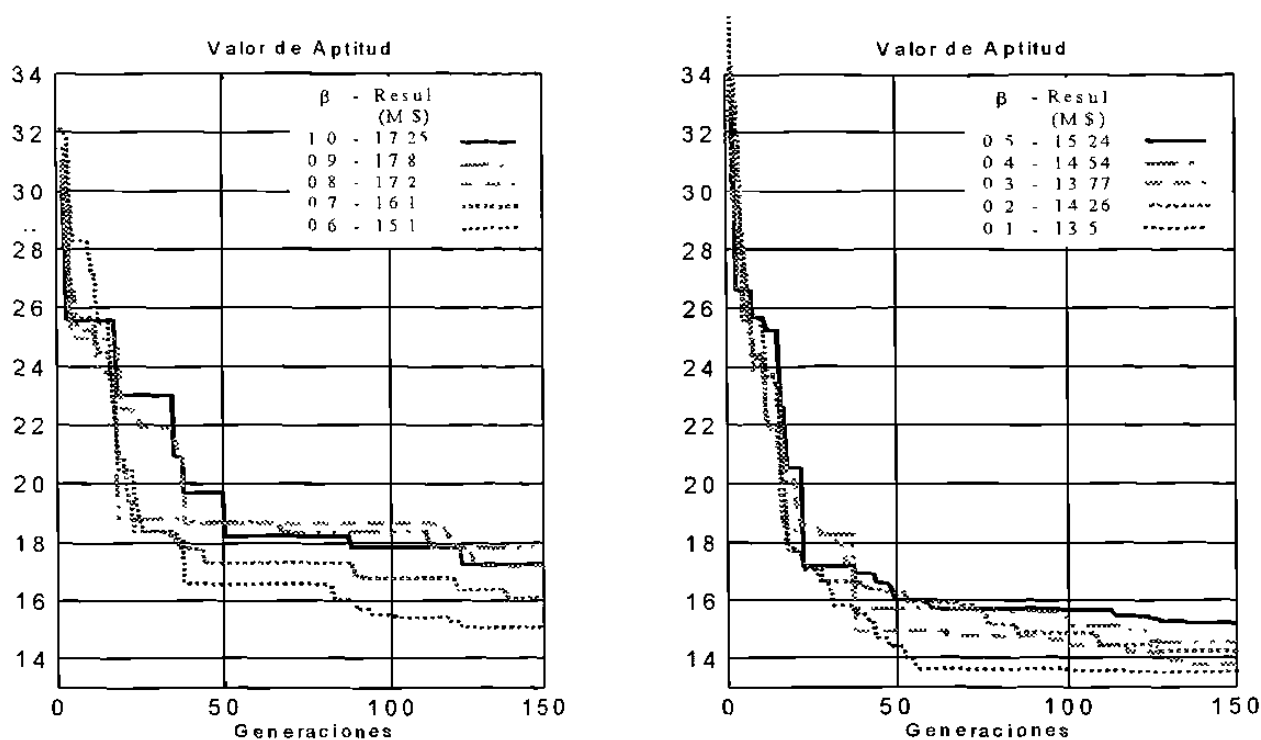


Figura 5.3 Influencia del coeficiente de escalamiento de la mutación.

### 5.2.2 Influencia del Número de Generaciones

En esta prueba se intenta evaluar la influencia en la solución del número máximo de generaciones. Para lograr el objetivo, el programa se ajusta para detenerse por iteraciones. Se considera una  $\beta$  con valor fijo igual a 0.35 y una población de 20 individuos (padres más descendencia). Los resultados de esta prueba pueden apreciarse en la Figura 5.4.

De los resultados obtenidos puede observarse que a mayor número de generaciones, mejor es la solución encontrada y mayor el tiempo de ejecución requerido. Después de un cierto número de iteraciones, se observa una lenta mejoría de la solución, lo que puede aprovecharse para sintonizar un número máximo de generaciones que nos de una buena solución sin grandes sacrificios en los tiempos de ejecución. Se observa además, que los

tiempos de ejecución son proporcionales al número de generaciones requeridas, esta circunstancia resulta lógica, ya que el número de problemas de flujos de potencia que se resuelven es igual a Núm. Individuos \* Núm. Generaciones \* Núm. Contingencias.

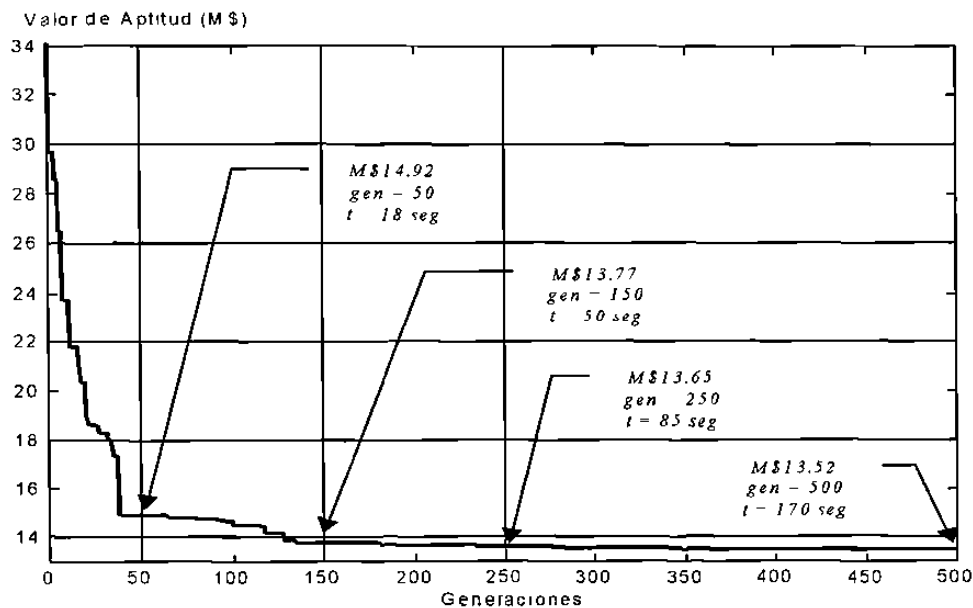


Figura 5.4 Influencia del número de generaciones en la solución.

### 5.2.3 Influencia del Tamaño de la Población

En esta prueba se intenta evaluar la influencia del tamaño de la población en la solución del programa. El tamaño de la población es igual al número de individuos padres más la descendencia, en este caso el número de generaciones y el factor  $\beta$  se ajustaron a 250 y 0.30 respectivamente. Una parte de los resultados obtenidos se muestran en la Figura 5.5.

De los resultados se observa que el número de individuos influye en la rapidez en que la solución converge a un punto estable. Para un número de generaciones muy grande, la solución para todos los casos coincidirá en un mismo punto solución, el cual es representado por el óptimo global del problema. Bajo esta circunstancia, cualquier caso puede llegar primero a la solución global, aunque entre mayor sea la población mayor será la probabilidad de lograrlo en menos generaciones. Cabe aclarar que el tiempo de procesamiento de cada

generación será mayor entre más grande sea el tamaño de la población, por este motivo se debe establecer un balance entre el tamaño de la población, el número de generaciones y los tiempos de procesamiento, de tal forma que la solución se obtenga eficientemente y con la exactitud requerida.

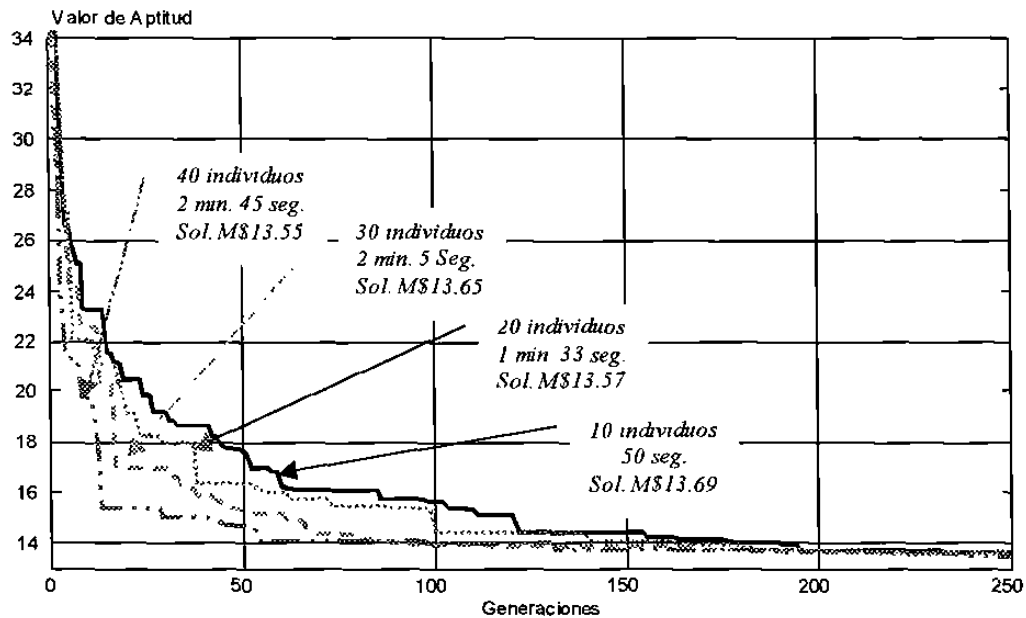


Figura 5.5 Influencia del número de individuos en la solución.

#### 5.2.4 Influencia del Número de Individuos de Elite

En esta prueba se intenta evaluar la influencia del número de individuos que se seleccionan para formar parte del grupo de élite. Como ya se discutió en el Apartado 4.6.5, en el algoritmo de *PE* utilizado se ha definido un proceso de selección de individuos de élite, el cual sirve para asegurar que al menos los  $N_e$  mejores individuos de cada generación sobrevivan como padres de la siguiente generación. Los restantes  $N_p - N_e$  individuos que sobrevivirán, serán aquellos que resulten con más puntuación de una competencia estocástica. Teóricamente es recomendable elegir valores para  $N_e$  cercanos a 1 y alejados de  $N_p$ , ya que con esto se disminuyen las posibilidades de que la población quede atrapada en un mínimo local.



Para la prueba se eligen valores de  $N_e$  iguales a 1, 5 y 10, una población de 20 individuos (padres más descendencia), un número de generaciones de 750 y un factor de escalamiento de las mutaciones  $\beta$  igual a 0.25. En la Figura 5.6 se pueden observar las características de convergencia de la solución para los diferentes valores de  $N_e$  propuestos. En todos los casos los tiempos de ejecución resultaron ser de 2 minutos 20 segundos aproximadamente.

De los resultados se observa que el caso en que  $N_e$  es igual a 10 la solución queda atrapada en un mínimo local desde la iteración 224. Para los casos de  $N_e$  igual a 1 y 5, se observó un comportamiento de la convergencia de la solución muy similar llegando ambas aproximadamente a la misma solución al final de la simulación.

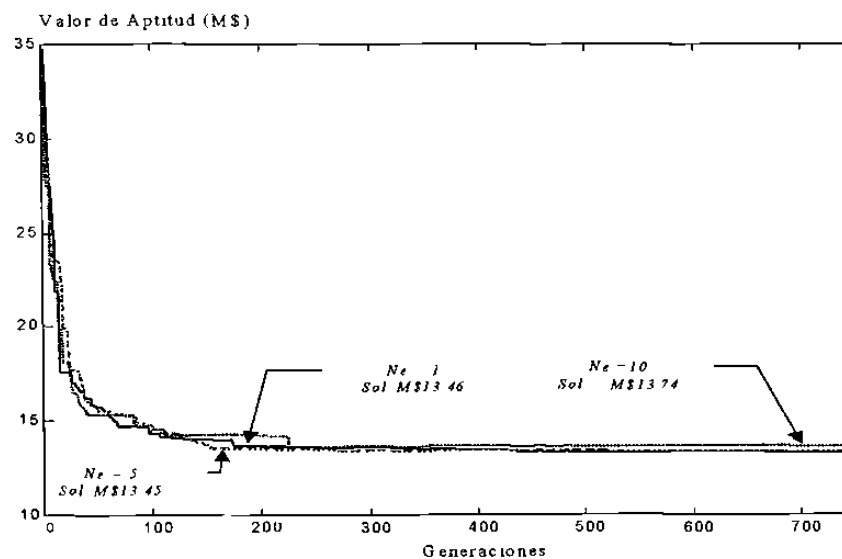


Figura 5.6 Comportamiento de la solución para diferentes valores de élite.

### 5.2.5 Análisis de la Solución Óptima

La solución considerada como óptima se obtuvo ajustando el número de generaciones a 250, con una población de 20 individuos y con un factor  $\beta$  de 0.25. Los resultados de instalación de compensadores se pueden apreciar en la Tabla 5.3.

Tabla 5.3 Resultados de instalación de compensadores.

Nodo	Núm. de Compensadores	Capacidad en p. u.
1	21	1.05
5	42	2.10
12	15	0.75

En la Tabla 5.4 se muestran los resultados de costos para la condición de referencia (sin incremento en la compensación) y para la solución óptima, la cual resulta de la planificación de la compensación reactiva. Se puede observar que en el caso de referencia, el costo total resulta elevado en especial por el alto costo de penalización de la desviación del voltaje. La solución óptima resulta con un costo total inferior puesto que las inversiones de equipos de compensación efectuadas en el sistema lograron aminorar la desviación de los voltajes nodales. El costo total de la solución óptima está influenciado principalmente por los costos de inversión del equipo de compensación y en menor medida por las penalizaciones asignadas a las pérdidas y a las desviaciones de voltaje.

En la Figura 5.7 se muestran los perfiles de voltaje nodal que resultan en las condiciones de referencia y en la solución óptima. En la figura se aprecia que en el caso base, la magnitud de los voltajes en algunos nodos de carga se ven afectados por estar abajo del límite de seguridad de 0.95 p. u. En esta prueba se consideró a todos los generadores sin restricciones de compensación de reactivos, es por eso que los nodos de voltaje controlado conservan su posición de referencia dentro del perfil de voltajes.

Tabla 5.4 Comparación de resultados de costos (en M\$).

Caso de Referencia		Solución Óptima	
Costo de Inversión:	0.0	Costo de Inversión:	11.70
Desviación del Voltaje:	542.9	Desviación del Voltaje:	0.27
Pérdidas Activas:	1.78	Perdidas Activas:	1.48
Infactibilidad	0.00	Infactibilidad	0.00
Costo de Operación:	544.7	Costo de Operación:	1.75
<b>Costo Total</b>	<b>544.7</b>	<b>Costo Total</b>	<b>13.45</b>

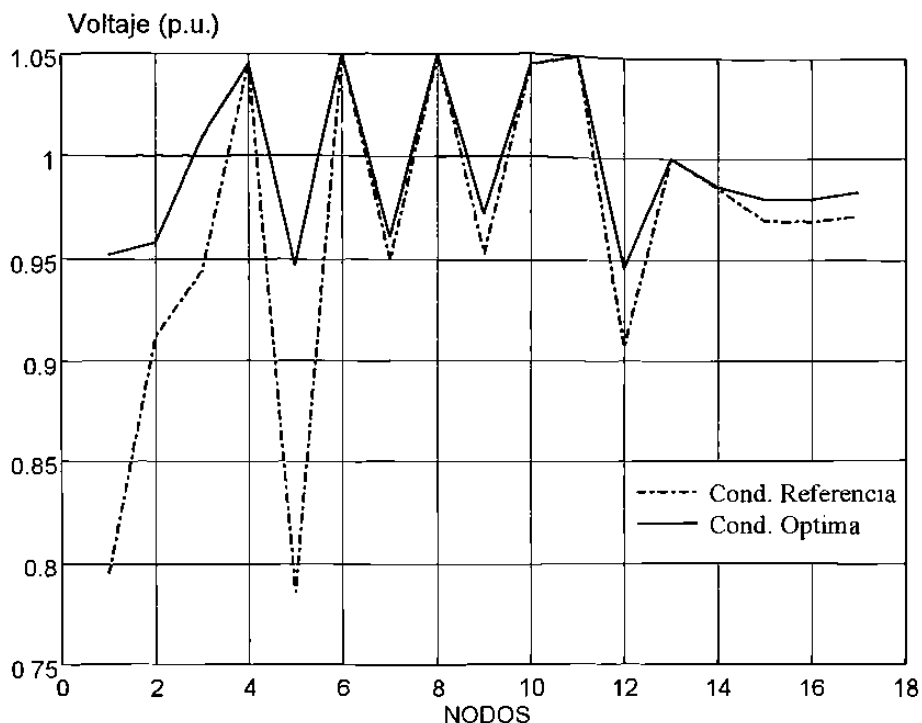


Figura 5.7 Perfil de voltajes para las condiciones de referencia y óptima.

Las Tablas 5.5 y 5.6 muestran algunos parámetros nodales que son el resultado de las condiciones de referencia y óptima respectivamente. Al comparar tales parámetros, se observa una ligera mejoría en la magnitud de las posiciones angulares de todos los nodos, situación que resulta de beneficio marginal para la estabilidad del sistema. La potencia activa generada por el nodo slack es menor, lo cual se debe a que las pérdidas activas en la transmisión se reducen. Se observa además, una reducción en la potencia reactiva compensada por los generadores, lo que directamente se traduce en una menor circulación de reactivos por la red de transmisión y en una mayor reserva de reactivos en los generadores.

En la Tabla 5.7 se muestran las pérdidas activas y los requerimientos de reactivos en cada una de las ramas de la red de transmisión resultantes para las condiciones de referencia y óptima. Se observa que se logra reducir en todas las ramas, tanto las pérdidas activas como los requerimientos de reactivos, que cada rama necesita para realizar la función de transporte de potencia.

Tabla 5.5 Parámetros nodales resultantes para la condición de referencia.

Nodo	Voltaje	Angulo	P gen.	Q gen.	P carga	Q carga
INV220	0.79511	-54.50	0	0	314	76.5
ROX220	0.91198	-19.33	0	0	243.4	90
MAN220	0.94458	-45.01	0	0	0	0
MAN014	1.04500	-39.31	637.1	662.5	0	0
TIW220	0.78583	-56.10	0	0	665.7	291
ROX011	1.05000	0	815.2	456.5	0	0
BEN220	0.94945	-21.95	0	0	785	300
BEN016	1.05000	-10.41	637.1	369	0	0
AVI220	0.95334	-17.86	0	0	0	0
AVI011	1.04500	-1.38	637.1	282.5	0	0
OHAU	1.05000	-13.11	637.1	234.6	0	0
LIV220	0.90673	-24.87	0	0	235.5	90
ISL220	1.00000	-47.55	0	903.7	785	450
BRM220	0.98565	-46.82	0	0	157	90
TEK011	0.96900	-25.80	0	0	0	0
TEK220	0.96900	-25.80	0	0	0	0
TWI220	0.97203	-24.09	0	0	0	0

Tabla 5.6 Parámetros nodales resultantes para la solución óptima.

Nodo	Voltaje	Angulo	P gen.	Q gen.	P carga	Q carga
INV220	0.95139	-44.35	0	0	314	76.5
ROX220	0.95731	-17.83	0	0	243.4	90
MAN220	1.00943	-36.24	0	0	0	0
MAN014	1.04500	-30.78	637.1	238.4	0	0
TIW220	0.94656	-45.47	0	0	665.7	291
ROX011	1.05000	0	785.7	324.7	0	0
BEN220	0.96081	-19.79	0	0	785	300
BEN016	1.05000	-8.36	637.1	331.3	0	0
AVI220	0.97077	-15.88	0	0	0	0
AVI011	1.04500	0.32	637.1	240.7	0	0
OHAU	1.05000	-10.91	637.1	197.6	0	0
LIV220	0.94236	-22.81	0	0	235.5	90
ISL220	1.00000	-44.73	0	853	785	450
BRM220	0.98659	-44.03	0	0	157	90
TEK011	0.97983	-23.50	0	0	0	0
TEK220	0.97983	-23.50	0	0	0	0
TWI220	0.98337	-21.85	0	0	0	0

Tabla 5.7 Pérdidas de potencia activa y requerimientos reactivos en la red de transmisión resultantes para las condiciones de referencia y óptima.

Nodos		Pérdidas MW	Reactivos <sup>1</sup> MVAR	Pérdidas MW	Reactivos <sup>2</sup> MVAR
Origen	Destino				
3	4	4.64	123.78	2.54	67.76
4	2	15.84	316.74	13.08	261.69
17	11	16.73	133.81	16.14	129.12
9	10	6.67	200.16	6.35	190.64
7	8	5.90	157.35	5.61	149.68
16	15	0.00	0.00	0.00	0.00
1	3	6.75	27.66	3.55	0.48
1	3	6.75	27.66	3.55	0.48
3	5	5.24	30.50	2.84	0.58
3	5	5.24	30.50	2.84	0.58
1	5	1.09	2.97	0.70	-0.11
1	5	1.09	2.97	0.70	-0.11
1	2	22.80	238.64	15.70	157.13
2	17	0.78	-14.46	0.42	-18.90
2	17	0.78	-14.46	0.42	-18.90
2	12	1.52	-8.80	1.38	-10.80
7	17	0.78	-0.58	0.75	-0.97
12	9	11.16	43.49	10.42	40.10
9	7	0.74	7.42	0.70	6.96
9	7	0.74	7.42	0.70	6.96
12	13	13.40	48.56	12.54	42.10
17	16	1.62	6.22	1.55	5.83
16	13	16.10	70.45	15.41	65.83
17	14	14.90	61.15	14.33	56.65
14	13	0.70	-1.42	0.63	-1.77
17	13	16.14	69.22	15.48	64.10
<b>Totales:</b>		178.1	1567.0	148.3	1195.0

### 5.2.6 Análisis de Sensitividad de la Solución Óptima

Con el fin de identificar la robustez o la vulnerabilidad de la solución encontrada, es necesario realizar una serie de pruebas que consideren cambios en alguno de los datos, parámetros o resultados, y de esta forma se determina la sensibilidad de dicha solución. Las pruebas realizadas para cuantificar la calidad de la solución son las siguientes:

<sup>1</sup> Caso de Referencia

<sup>2</sup> Solución Óptima

- a) Se elimina un elemento compensador por nodo de cada uno de los propuestos.

Los costos que resultan para esta prueba se muestran en la Tabla 5.8. De los resultados se puede observar que en ningún caso el costo total obtenido es menor que el costo total asociado con la solución óptima; aunque la diferencia es pequeña lo que hace suponer la alta sensibilidad de la solución óptima (M\$13.45). Al comparar los resultados de costos se puede asegurar que la solución óptima no presenta una sobre instalación de equipo, ya que al dejar de invertir en alguno de los compensadores propuestos se tiene un aumento en el valor de la desviación de voltaje, y por consiguiente, un aumento en la penalización por desviación de voltaje.

Tabla 5.8 Costo resultante en (M\$) al eliminar un compensador en cada uno de los nodos propuestos.

	<b>Nodo 1</b>	<b>Nodo 5</b>	<b>Nodo 12</b>
Costo de inversión	11.55	11.55	11.55
Costo de operación por pérdidas	1.485	1.486	1.485
Penalización por desviación de Voltaje	0.475	0.488	0.468
Penalización por infactibilidad	0.0	0.0	0.0
Costo Operación + Penalización	1.96	1.974	1.954
Costo Total	13.51	13.523	13.504

- b) Se restringe a 1.5 p. u. la capacidad máxima de compensación a instalar por nodo.

Como este caso representa una situación más restringida se espera que el costo total sea mayor. La diferencia (de M\$0.58) se reparte entre el costo de inversión y la penalización por desviación del voltaje. El número de compensadores instalados difiere por 2 unidades, llegando al límite máximo establecido en dos de los nodos candidatos. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 5.9.

Tabla 5.9. Resultados de instalación y costos (en M\$) al restringir la capacidad máxima de compensación a instalar por nodo a 1.5 p.u.

Nodo	Núm. de Compensadores	Capacidad en p. u.		
			Costo de Inversión:	12.0
1	30	1.5	Desviación de Voltaje:	0.55
3	4	0.2	Pérdidas Activas:	1.49
5	30	1.5	Infactibilidad	0.00
12	16	0.8	Costo de Operación:	2.03
			<hr/>	
			Costo Total	14.03

c) No se consideran costos de inversión.

En este caso, el programa considera como función objetivo únicamente la minimización de las pérdidas y la desviación del voltaje. En los resultados se observa que es un número grande de compensadores que se instalan. El costo total representa las pérdidas mínimas que se tendrían en caso de que se contara con soporte reactivo en todos los nodos. Es de esperarse, que tanto la potencia reactiva compensada por los generadores, así como la circulación de reactivos en la red se reduzcan. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 5.10.

Tabla 5.10 Resultados de instalación y costos (en M\$) de la prueba que no considera los costos de inversión.

Nodo	Núm. de Compensadores	Capacidad en p. u.		
			Costo de Inversión:	0.0
1	43	2.15	Desviación de Voltaje:	0.00
2	35	1.75	Pérdidas Activas:	1.26
5	45	2.25	Infactibilidad	0.00
7	35	1.75	Costo de Operación:	1.26
9	30	1.50	<hr/>	
12	22	1.10	Costo Total	1.26
14	32	1.60		
16	9	0.45		
17	39	1.95		

### 5.3 Planificación de la Compensación Reactiva en el Sistema de Prueba de Confiabilidad del IEEE

El sistema de prueba utilizado en este apartado es el Sistema de Prueba de Confiabilidad del IEEE [43], cuyo diagrama unifilar se mostró en la Figura 5.2. Los datos de entrada para el programa de planificación de la compensación reactiva se muestran de las Tablas 5.11 a la 5.17. Para el coeficiente de escalamiento de las mutaciones  $\beta$  presentado en la Tabla 5.16, se considera que su valor disminuye uniformemente desde un valor  $\beta_{inicial}$  hasta un valor  $\beta_{final}$ , conforme la solución va evolucionando, los decrementos de  $\beta$  en cada iteración son iguales a  $(\beta_{inicial} - \beta_{final}) / (\text{Núm. Máx. de Generaciones})$ .

Tabla 5.11 Información de compensadores.

Capacidades en pu MVar a la base de 100 MVA:	Costo de Inversión (M\$/Unidad)	Límite Máximo de Instalación Por Nodo	Límite Mínimo de Instalación Por Nodo
0.05 (Capacitor)	0.15	15	0
-0.05 (Reactor)	0.15	15	0

Tabla 5.12 Información de costos.

Por Pérdidas (\$/MWh):	Por Desviación de Voltaje (M\$/pu V):	Por Inafectibilidad
25	10 000.	1 000 000

Tabla 5.13 Nodos candidatos.

<p>Todos los Nodos de carga:</p> <p>3, 4, 5, 6, 8, 9, 10, 11, 12, 17, 19, 20, 24</p>
--



Tabla 5.14 Información de disponibilidad de generadores.

Generador	Nodo	Tasa de Salida Forzada	Semanas en Mantenimiento Preventivo al Año
Turbogas 12 MW	1	0.10	2
Turbogas 12 MW	1	0.10	2
Carbón 76 MW	1	0.02	3
Carbón 76 MW	1	0.02	3
Turbogas 12 MW	2	0.10	2
Turbogas 12 MW	2	0.10	2
Carbón 76 MW	2	0.02	3
Carbón 76 MW	2	0.02	3
Vapor 100 MW	7	0.04	3
Vapor 100 MW	7	0.04	3
Vapor 100 MW	7	0.04	3
Vapor 197 MW	13	0.05	4
Vapor 197 MW	13	0.05	4
Vapor 197 MW	13	0.05	4
Generador Síncrono	15	0.00	0
Vapor 12 MW	15	0.02	2
Vapor 12 MW	15	0.02	2
Vapor 12 MW	15	0.02	2
Vapor 12 MW	15	0.02	2
Vapor 12 MW	15	0.02	2
Carbón 155 MW	15	0.04	4
Carbon 155 MW	16	0.04	4
Nuclear 400 MW	18	0.12	6
Nuclear 400 MW	21	0.12	6
Hidroeléctrica 50 MW	22	0.01	2
Hidroeléctrica 50 MW	22	0.01	2
Hidroeléctrica 50 MW	22	0.01	2
Hidroeléctrica 50 MW	22	0.01	2
Hidroeléctrica 50 MW	22	0.01	2
Hidroeléctrica 50 MW	22	0.01	2
Carbón 155 MW	23	0.04	4
Carbón 155 MW	23	0.04	4
Carbón 350 MW	23	0.08	5

Tabla 5.15 Información de contingencias.

Número de Generadores en Contingencia Sencilla:	34 (Todos)
Numero de Ramas en Contingencia Sencilla:	38 (Todas)

Tabla 5.16 Parámetros de programación evolutiva.

Número de Padres	10
Número Máximo de Generaciones	250
Número de Individuos de Élite	4
Beta Inicial	0.35
Beta Final	0.05

Tabla 5.17 Información de capacidades y demandas en el sistema.

Capacidad Instalada:	3450 MW
Capacidad Media Efectiva:	2926 MW
Demanda Máxima: (para la decisión de capacitores)	2900 MW
Demanda Mínima: (para la decisión de reactores)	864 MW
Núm. de horas. al año de la condición de demanda:	600 hrs

### **5.3.1 Resultados de instalación de compensadores para demanda máxima**

En esta prueba se realiza la planificación de la compensación reactiva tomando de referencia la condición de demanda máxima, por lo que el equipo de compensación reactiva a instalar es únicamente de tipo capacitivo.

Los resultados de instalación de capacitores se pueden apreciar en la Tabla 5.18. En La Tabla 5.19 se muestran los costos que resultan para la condición de referencia y para la solución considerada como óptima. En este estudio se consideraron contingencias, por esta razón deberá corresponderle un factor de ponderación de 1.0 a la contingencia que resulte con el costo más alto después de evaluar todas las contingencias. La contingencia de costo más alto será la representativa de cada solución.

En la Figura 5.8 se pueden comparar los perfiles de voltaje nodal para el caso de referencia y de solución óptima. Puede apreciarse una importante mejoría en la magnitud de los voltajes nodales, una vez que se han instalado los equipos de compensación. El comportamiento de la solución a lo largo de todas las generaciones se muestra en la Figura 5.9. El tiempo de ejecución requerido para la prueba fue de aproximadamente 4 minutos 55 segundos.

Tabla 5.18 Resultados de instalación de capacitores para la condición de demanda máxima.

Nodo	# de Unidades	Capacidad en p.u.
3	14	0.70
4	3	0.15
8	6	0.30

Tabla 5.19 Resultados de costos (en M\$) para la condición de demanda máxima.

Condición de Referencia		Solución Óptima	
Costo de Inversión:	0.00	Costo de Inversión:	3.45
Desviación de Voltaje:	114.83	Desviación de Voltaje:	0.00
Pérdidas Activas:	1.59	Pérdidas Activas:	1.81
Infactibilidad	0.00	Infactibilidad	0.00
Costo de Operación:	116.42	Costo de Operación:	1.81
-----	-----	-----	-----
Costo Total	116.42	Costo Total	5.26
Contingencia más severa: Salida de la Rama 27		Contingencia más severa: Salida de la Rama 23	

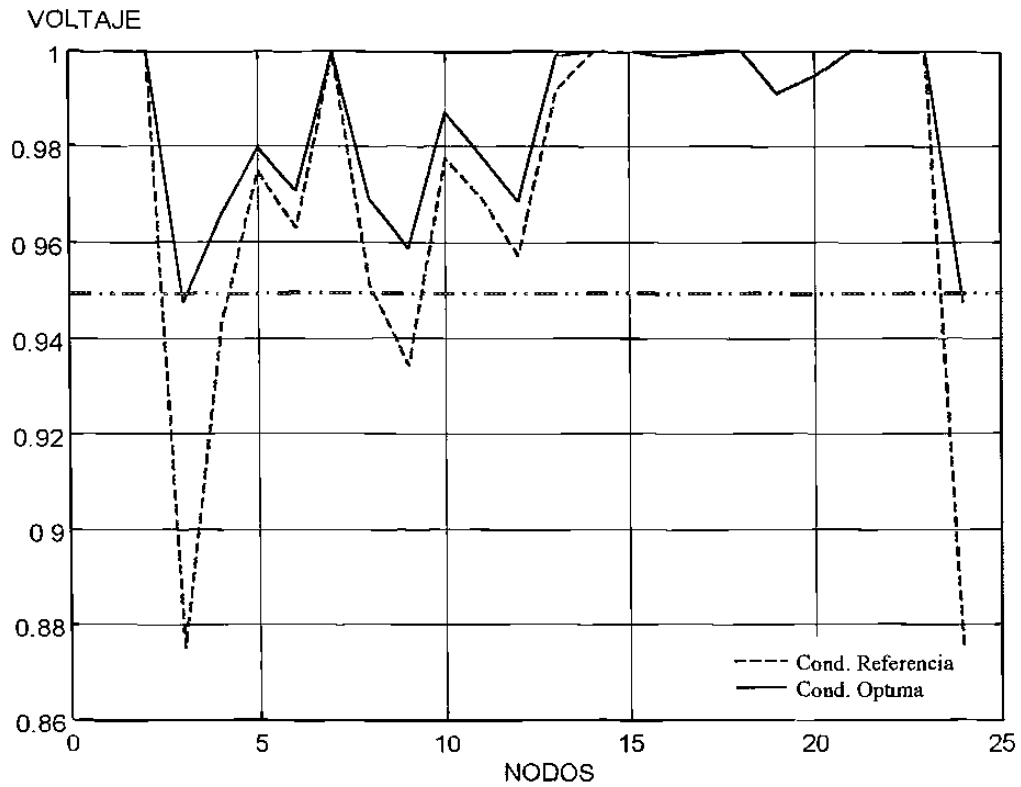


Figura 5.8 Comparación de los perfiles de voltaje nodal para demanda máxima.

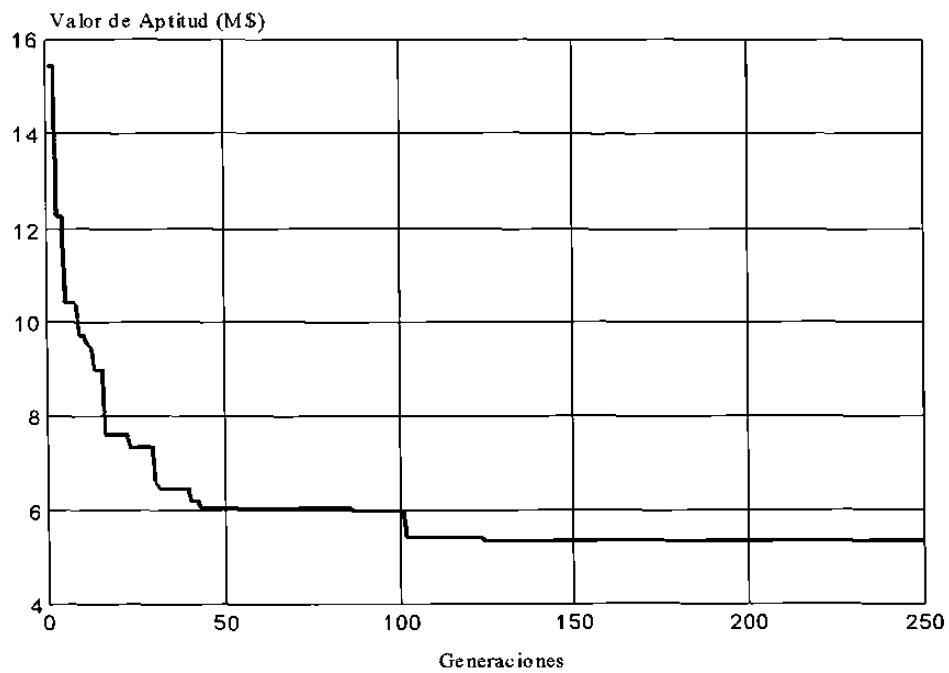


Figura 5.9 Comportamiento de la solución a lo largo de las generaciones, para el caso de demanda máxima.

### 5.3.2 Resultados de instalación de compensadores para demanda máxima y limitando la capacidad máxima de reactivos de los generadores

Con la intención de degradar un poco más el perfil de voltaje para la condición de referencia, en esta prueba se restringió el límite máximo de compensación reactiva de los generadores a un 70%. Esta situación reduce drásticamente el perfil de voltaje en la condición de referencia, como puede apreciarse en la Figura 5.10. Una vez realizada la planificación de la compensación se observa en la Tabla 5.20 un aumento obvio en el número de capacitores instalados, además de que se corrige el perfil de voltaje nodal a niveles aceptables. Los resultados de costos se muestran en la Tabla 5.21. El comportamiento de convergencia de la solución se muestra en la Figura 5.11. El tiempo de ejecución requerido para la prueba fue de 4 minutos 55 segundos aproximadamente.

Tabla 5.20 Resultados de instalación de capacitores para la condición restringida de demanda máxima.

Nodo	# de Unidades	Capacidad en p.u.
3	14	0.65
4	2	0.10
8	9	0.45
9	4	0.20
24	1	0.05

Tabla 5.21 Resultados de costos (en M\$) para la condición restringida de demanda máxima.

Condición de Referencia		Solución Optima	
Costo de Inversión:	0.00	Costo de Inversión:	4.50
Desviación de Voltaje:	894.23	Desviación de Voltaje:	0.12
Pérdidas Activas:	1.83	Pérdidas Activas:	1.83
Infactibilidad	0.00	Infactibilidad	0.00
Costo de Operación:	896.07	Costo de Operación:	1.95
-----		-----	
Costo Total	896.07	Costo Total	6.45
Contingencia mas severa: Salida de la Rama 27		Contingencia más severa: Salida de la Rama 23	

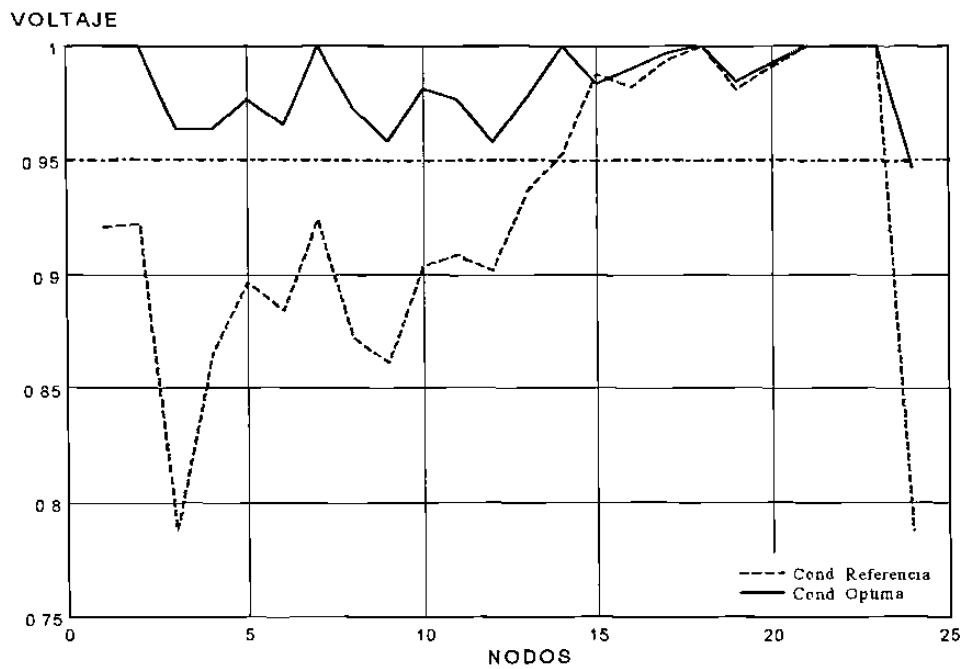


Figura 5.10 Comparación de los perfiles de voltaje nodal para demanda máxima con restricción en la capacidad de compensación de los generadores.

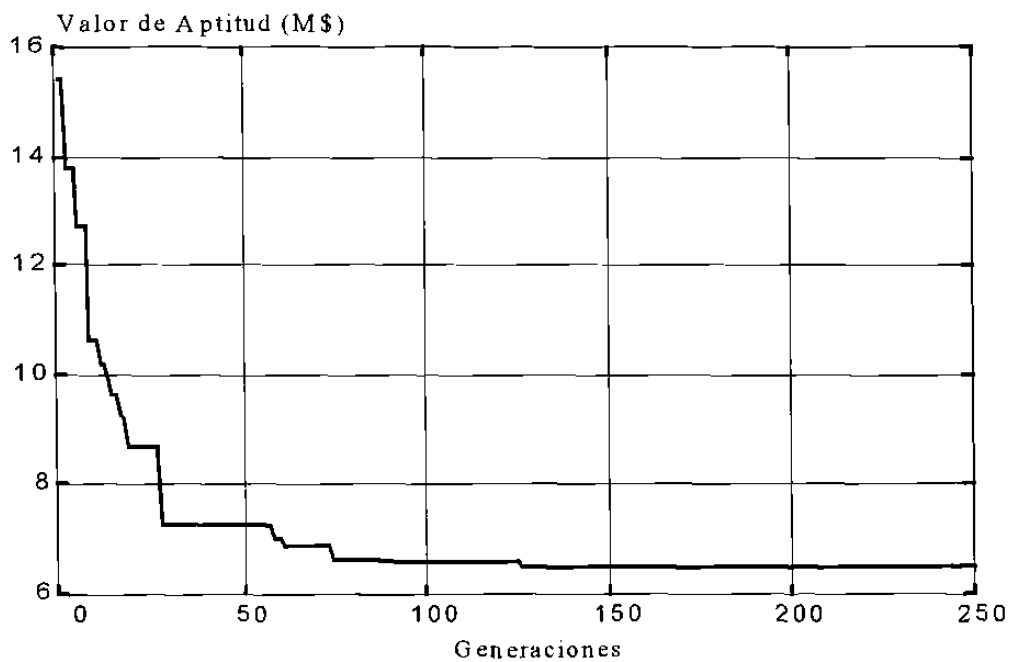


Figura 5.11 Comportamiento de la solución para el caso de demanda máxima con restricciones en la compensación de generadores.

### 5.3.3 Resultados de instalación de compensadores para demanda mínima

En esta prueba se pretende observar los requerimientos de compensación reactiva durante la condición de demanda mínima. En esta condición, existe un exceso de compensación capacitiva provocada por las líneas de transmisión, por lo que se requiere de la instalación de equipos de compensación inductiva que ayuden a equilibrar el exceso de reactivos en el sistema.

De los resultados del programa de planificación reactiva, se observa que no son requeridos equipos de compensación inductiva. Esto se debe a que la capacidad de compensación de los generadores del sistema es suficiente para lograr el equilibrio de reactivos en el sistema. En la Tabla 5.22 se pueden observar los resultados de costos. En esta tabla se observa que el costo total está formado por una pequeña cantidad debido a la penalización por desviación del voltaje y otra por pérdidas. En la Figura 5.12 se muestra el perfil de voltaje nodal en donde se hace evidente que no se requiere compensación.

Tabla 5.22 Resultados de costos (en M\$) para la condición de demanda mínima.

Condición de Referencia		Solución Óptima
Costo de Inversión:	0.00	No se requirió la instalación de compensadores.
Desviación del Voltaje:	0.08	
Pérdidas Activas:	0.11	
Infactibilidad	0.00	
Costo de Operación:	0.20	
-----		
Costo Total	0.20	
Contingencia más restrictiva: Salida de la Rama 27		

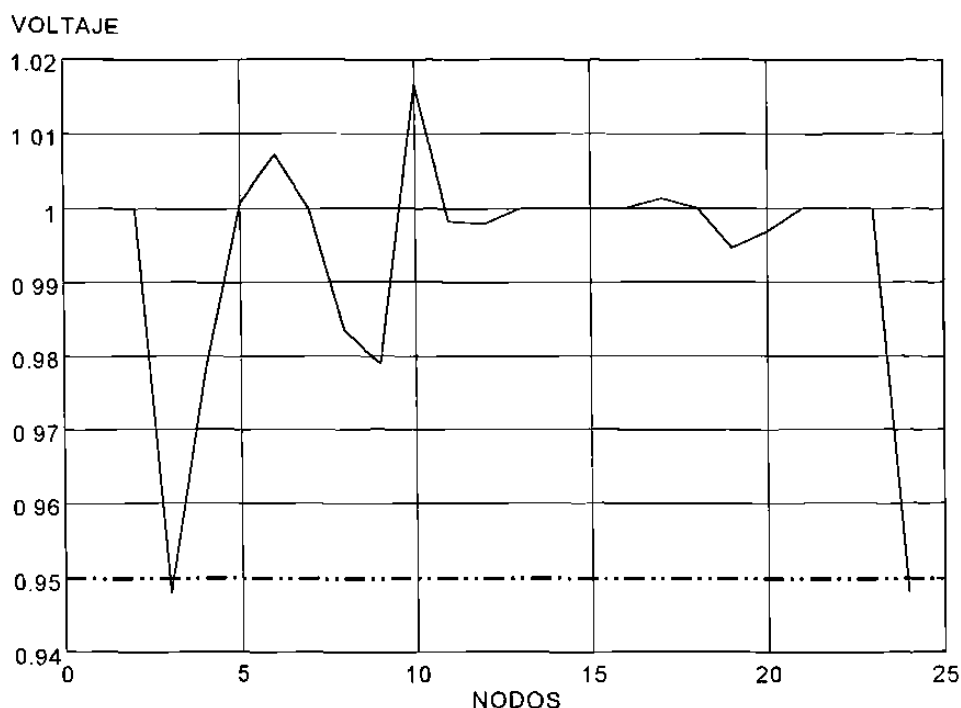


Figura 5.12 Perfil de voltaje nodal para demanda mínima.

#### 5.3.4 Resultados de instalación de compensadores para demanda mínima limitando la capacidad mínima de reactivos de los generadores

El objetivo de este estudio es forzar las condiciones para que el sistema requiera compensación inductiva, esto se logra restringiendo el límite mínimo de compensación reactiva en los generadores. Para lograr el estudio se optó multiplicar por  $-1.0$  al límite mínimo de compensación de los generadores, bloqueando su habilidad de subexcitación. Esta situación resultó ser una condición bastante severa para el sistema por la forma en que se degrada el perfil de voltaje nodal, tal como se puede observar en la Figura 5.13. La instalación de equipos de compensación inductiva ayudó a mantener el perfil de voltaje dentro de los rangos permitidos.

Los resultados de instalación de equipos de compensación inductiva se pueden apreciar en la Tabla 5.23. Los resultados de costos se muestran en la Tabla 5.24. En el caso de referencia los costos de penalización por desviación de voltaje resultan ser muy altos y



con la instalación de equipos de compensación inductiva se logra aminorar tales desviaciones de manera significativa. La característica de convergencia de la solución para esta prueba se muestra en la Figura 5.14. El tiempo de ejecución fue de aproximadamente 6 minutos 25 segundos.

Tabla 5.23 Resultados de instalación de capacitores en demanda mínima con restricción en la capacidad de reactivos de los generadores.

Nodo	# de Unidades	Capacidad en p.u.
5	2	-0.10
6	12	-0.60
9	10	-0.45
10	12	-0.60
12	3	-0.15
19	2	-0.10

Tabla 5.24 Resultado de costos (en M\$) para la condición restringida de demanda mínima con restricción en la capacidad de reactivos de los generadores.

Caso de Referencia		Solución:	
Costo de Inversión:	0.0	Costo de Inversión:	6.15
Desviación del Voltaje:	6589.9	Desviación del Voltaje:	1.31
Pérdidas Activas:	0.43	Pérdidas Activas:	0.10
Infactibilidad	0.00	Infactibilidad	0.00
Costo de Operación:	6590.3	Costo de Operación:	1.41
<b>Costo Total</b>	<b>6590.3</b>	<b>Costo Total</b>	<b>7.56</b>
Contingencia mas restrictiva: Salida de la Rama 29		Contingencia más restrictiva: Salida de la Rama 27	

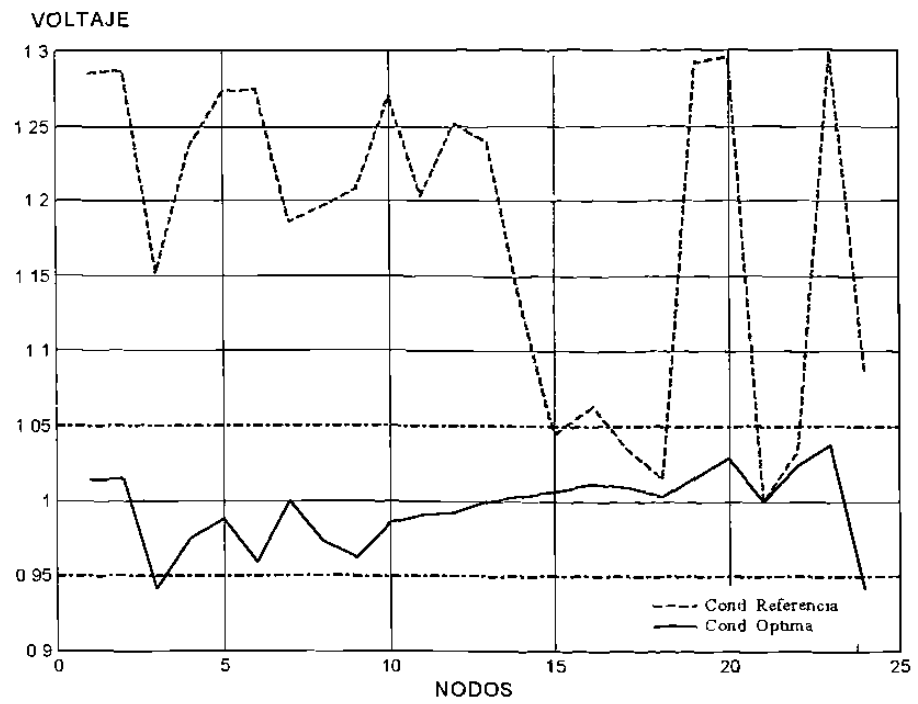


Figura 5.13 Comparación de los perfiles de voltaje nodal para demanda mínima y con restricción en la capacidad de compensación de generación.

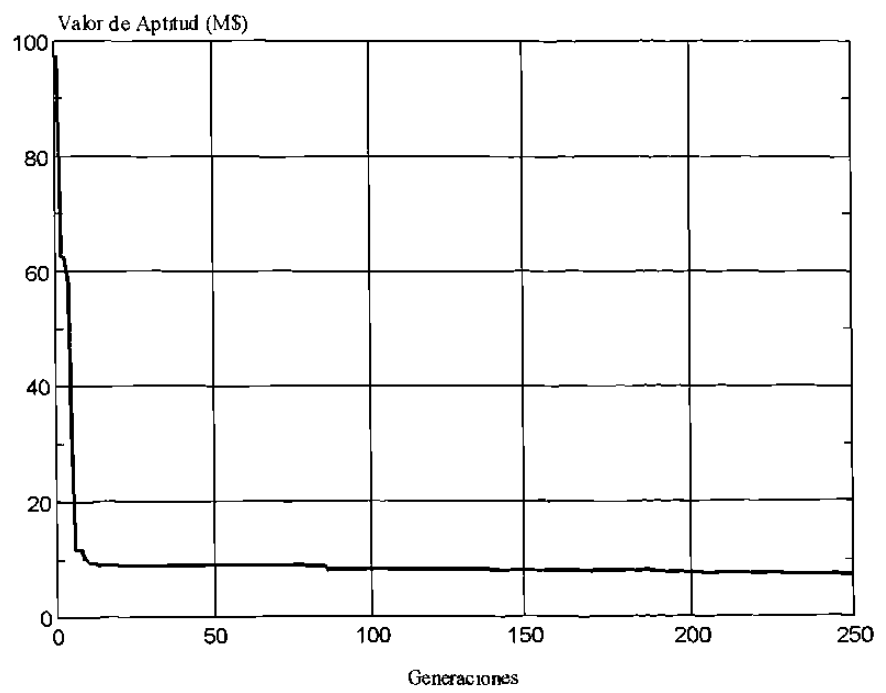


Figura 5.14 Comportamiento de la solución del caso de demanda mínima con restricción en la capacidad de compensación de generación.

### 5.3.5 Resultados para demanda máxima teniendo como opción dos tipos de compensadores

En esta prueba se realiza la planificación de la compensación reactiva para la condición de demanda máxima y con dos tipos diferentes de capacitores con capacidades de 5 y 10 MVAR y costos de \$150,000 y \$225,000 respectivamente. Por haber más variables de decisión, en esta prueba el número de generaciones se amplía a 750. Los datos de estas unidades se muestran en la Tabla 5.25. El resto de los datos iniciales son los que se muestran en las Tablas 5.11 a la 5.17.

De los resultados de instalación y de costos, mostrados en las Tablas 5.26 y 5.27 respectivamente, se observa que la capacidad de compensación instalada es similar a la que resulta en la prueba del apartado 5.3.1, aunque en esta prueba el costo de inversión es menor por consecuencia de la economía de escala representada por el capacitor de 10 MVAR. El perfil de voltaje para los casos de referencia y óptima resultaron ser iguales a los mostrados en la Figura 5.8. En la característica de convergencia de la solución, mostrada en la Figura 5.15, se observa que el algoritmo obtiene la solución óptima poco antes de llegar a las 600 generaciones. El tiempo de ejecución requerido para las 750 generaciones fue de 14 minutos 50 segundos aproximadamente.

Tabla 5.25 Características de los tipos de capacitores utilizados para la prueba.

Tipos de Capacitores	Núm. Máx. de Unidades a Instalar por Nodo Candidato	Costo de Inversión (M\$)
5 MVAR	5	0.15
10 MVAR	10	0.225

Tabla 5.26 Resultados de instalación para la prueba con dos tipos de capacitores.

Nodo	# de Unidades		Capacidad en p.u.
	5 Mvar	10 Mvar	
3	0	7	0.70
4	1	1	0.15
8	0	3	0.30

Tabla 5.27 Resultados de costos (en M\$) para la prueba con dos tipos de capacitores.

Condición de Referencia		Solución Óptima	
Costo de Inversión:	0.00	Costo de Inversión:	2.63
Desviación de Voltaje:	114.83	Desviación de Voltaje:	0.00
Pérdidas Activas:	1.59	Pérdidas Activas:	1.81
Infactibilidad	0.00	Infactibilidad	0.00
Costo de Operación:	116.42	Costo de Operación:	1.81
-----	-----	-----	-----
Costo Total	116.42	Costo Total	4.43
Contingencia más severa: Salida de la Rama 27		Contingencia más severa: Salida de la Rama 23	

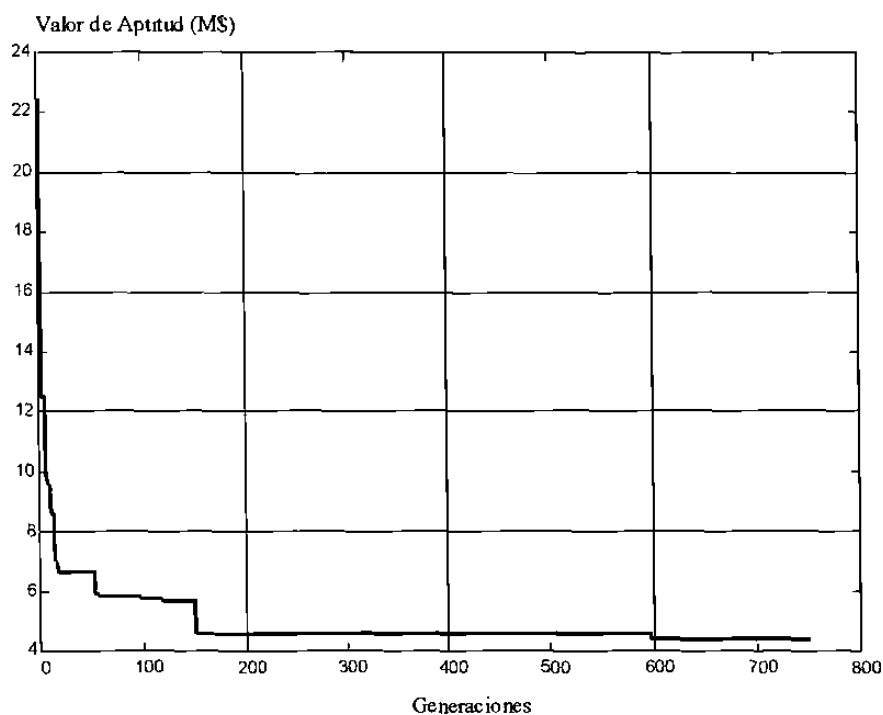


Figura 5.15 Comportamiento de la solución del caso de demanda mínima con dos tipos de capacitores como opciones de expansión.

## 5.4 Síntesis de Resultados

En este capítulo se presentaron los resultados de un conjunto de pruebas realizadas al programa de computación para la Planificación de la Compensación Reactiva. Las pruebas se realizaron en una computadora personal Pentium II a 300 MHz.

La primer parte de las pruebas se realizaron a un sistema eléctrico representativo de la red de la Isla del Sur en Nueva Zelandia. El objetivo de estas pruebas consistió en determinar los valores idóneos de los parámetros que intervienen en el algoritmo de programación evolutiva. Después de realizadas dichas pruebas se observaron resultados satisfactorios, desde el punto de vista de calidad de la solución y de tiempos de ejecución aceptables, con una población de 20 individuos, un número máximo de generaciones de 250 y un coeficiente de escalamiento de las mutaciones  $\beta$  que varía uniformemente desde 0.35 a 0.1 a lo largo de todas las generaciones.

La segunda parte de las pruebas se realizaron al Sistema de Pruebas de Confiabilidad del IEEE. En estas pruebas se realizó la planificación de capacitores y reactores para diferentes condiciones en el sistema, tomando en cuenta como contingencias probables, las salidas individuales de todos los generadores y ramas del sistema. De los resultados obtenidos se observan mejoras significativas en los perfiles de voltaje nodal una vez instalados los equipos de compensación respectivos.

## Capítulo 6

# CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 6.1 Introducción

El objetivo del presente trabajo de investigación fue desarrollar una herramienta de cómputo que permita resolver el problema de la planificación de la compensación reactiva en redes de gran escala. La solución a este problema determina la instalación, al mínimo costo de inversión, de equipos de compensación pasivos con el fin de mantener los voltajes del sistema dentro de límites preestablecidos ante condiciones normales de operación y de contingencias.

El problema es de naturaleza no lineal y con variables enteras de decisión, lo cual da lugar a una forma mixta difícil de resolver, por esto algunas de las formulaciones propuestas para su solución contienen simplificaciones importantes. Por ejemplo, la no linealidad del problema provoca que los métodos de programación matemática convencionales presenten problemas de convergencia hacia el óptimo global del problema.

En esta tesis se investigó la aplicación de un algoritmo de optimización de Programación Evolutiva como método de solución para el problema de compensación de reactivos. Este algoritmo tiene la ventaja de lograr una búsqueda exhaustiva del óptimo global, con la característica adicional de ser menos susceptible a experimentar problemas por las no linealidades o por las discontinuidades en las variables que se manejan.

En este capítulo se presentan las conclusiones del trabajo de investigación, respecto a la relevancia de la formulación y el método de solución empleado, y de los resultados computacionales obtenidos. Se presentan además las aportaciones logradas por el autor y las recomendaciones para trabajos futuros.

## 6.2 Conclusiones de la Investigación Realizada

### 6.2.1 Sobre la Formulación

La formulación del problema de planificación de la compensación reactiva utilizada consiste en minimizar una función de costo que incluye: *i*) los costos de inversión de equipos de compensación, *ii*) los costos por pérdidas activas en la transmisión, *iii*) los costos de penalización por desviaciones de voltaje nodal, *iv*) los costos de penalización por infactibilidad de la solución.

Las restricciones consideradas por la formulación son: *i*) las ecuaciones de flujos de potencia, *ii*) los límites de compensación reactiva de los generadores y *iii*) los límites de instalación de unidades de compensación capacitiva/inductiva por nodo.

La formulación incluye el análisis de contingencias sencillas tal y como lo sugiere el estandar de planificación del North American Electric Reliability Council (NERC) [26]. La formulación toma como referencia una condición de demanda en el sistema, por lo que es necesario realizar estudios en cada una de las condiciones de demanda que se consideren determinantes para la instalación de unidades de compensación.

Las restricciones de flujos de potencia representan la característica no lineal del problema. A las decisiones de instalación se les asocian variables de optimización discretas que corresponden al número de unidades de compensación que debieran instalarse. Las variables continuas son representadas por los voltajes nodales, la potencia reactiva de los generadores, los flujos de potencia por las ramas y todos los demás parámetros asociados al problema de flujos de potencia, incluyendo infactibilidades.

Este problema ha sido difícil de resolver con técnicas de programación matemática convencional, especialmente por la complejidad del manejo de variables enteras y funciones no lineales para sistemas grandes. Por esta razón, algunas propuestas de solución anteriormente planteadas por otros autores incurren en simplificaciones de la formulación o

presentan dificultades de convergencia hacia la solución, ya sea por tiempos de ejecución excesivos y/o la convergencia hacia un mínimo local y no hacia el mínimo global.

### **6.2.2 Sobre el Método de Solución Utilizado**

El algoritmo de Programación Evolutiva representa una alternativa viable para el tratamiento de la planificación de la compensación reactiva. Entre las características de la Programación Evolutiva como herramienta de optimización se tiene la posibilidad de obtener el mínimo global del problema. La Programación Evolutiva ha probado en diversas aplicaciones ser menos sensible a problemas no lineales, discontinuos y no diferenciables. Además, como cada individuo (solución) de cada población es independiente entre sí, el algoritmo de solución posee la característica inherente del procesamiento en paralelo.

El tiempo de ejecución depende principalmente de la cantidad de procesamiento requerido por la evaluación de la función de aptitud, dentro de la cual no es necesario procesar información para la identificación de gradientes o de sensibilidades de la solución. En el caso tratado en este proyecto de investigación la evaluación de la aptitud se realizó a través de un estudio de flujos de potencia, basado en el método desacoplado rápido; cuyo tiempo de procesamiento es relativamente rápido.

Como el problema a resolver es de gran escala, se requiere disponer de un programa de flujos eficiente que explote adecuadamente las opciones de dispersidad, reordenamientos de matrices y demás factores importantes para el manejo eficiente de grandes redes eléctricas. Si la herramienta de flujos de potencia se ha validado como eficiente y robusta entonces el programa de planificación de la compensación reactiva también lo será debido al alto grado de dependencia del algoritmo de la Programación Evolutiva con el proceso de evaluación de aptitud.

Una desventaja de la Programación Evolutiva radica en que no existe ningún mecanismo que identifique cuánto tiempo de procesamiento deberá transcurrir para obtener el óptimo global, además de no contar con un criterio confiable para la terminación del



programa. Otra desventaja radica en que la solución puede permanecer oscilando algún tiempo, alrededor del óptimo global antes de converger hacia él. En la sección de recomendaciones para trabajos futuros se presentan soluciones potenciales a estos inconvenientes.

### 6.2.3 Sobre los Resultados Obtenidos

El sistema eléctrico de la red de la Isla del Sur en Nueva Zelandia [42] sirvió de base para realizar las pruebas iniciales que permitieron obtener experiencia sobre los parámetros que intervienen en la Programación Evolutiva.

El proceso de mutación es el proceso de creación de descendencia y el más importante de la Programación Evolutiva, la cual se produce a través de cambios aleatorios provocados en los individuos de la población. De los resultados obtenidos se observa que los cambios pequeños en la mutación son los más favorables para una rápida convergencia hacia el óptimo. Aun cuando esta situación podría provocar que en un momento dado la población quedara atrapada en un mínimo local. En la literatura [38] se recomienda, para evitar el problema anterior, que el factor de escalamiento de las mutaciones ( $\beta$ ) disminuya uniformemente; conforme la solución va evolucionando. Esta situación implica que en las primeras generaciones las mutaciones experimenten cambios grandes que permiten rastrear en toda la región factible. A medida que la solución evoluciona hasta llegar en las inmediaciones del óptimo global, es necesario que las mutaciones experimenten cambios pequeños para afinar la mejor solución encontrada. En las pruebas realizadas se observa que los valores apropiados para el factor  $\beta$  deben caer dentro del rango de 0.35 y 0.05.

El número de generaciones es determinante para la obtención del óptimo global del problema, por lo tanto es recomendable establecer un número grande para el mismo, aunque esta situación afectará directamente los tiempos de ejecución del programa. Para el tratamiento de sistemas grandes es recomendable establecer un balance entre la calidad de la solución deseada y los tiempos de ejecución alcanzados. En las pruebas realizadas se

encontró que 750 generaciones son suficientes para la obtención de una buena solución, considerando hasta dos tipos de compensadores a instalar por nodo.

El tamaño de la población es un parámetro importante para la determinación de la solución global, aunque de los resultados obtenidos se observa que después de un cierto número de generaciones este factor deja de influir. En las pruebas realizadas se observa que con una población de 20 individuos (padres más descendencia) se obtienen resultados aceptables en términos de calidad de la solución y de tiempos de ejecución.

El sistema de pruebas de confiabilidad del IEEE [43] sirvió de referencia para realizar un estudio de planificación de la compensación reactiva, considerando como contingencias probables las salidas individuales de todos los generadores y ramas del sistema. Para la instalación de capacitores y reactores se utilizó como referencia las condiciones de demanda máxima y mínima respectivamente. Para representar una condición de operación más crítica, en algunas pruebas se restringieron los límites máximo y mínimo de compensación de reactivos en los generadores.

De los resultados obtenidos se observa que en todos los casos analizados, la instalación de equipos de compensación logra mejorar el perfil de voltaje nodal a valores aceptables, además de conseguir una reducción en las pérdidas activas de transmisión. En las condiciones donde se restringe la habilidad de compensación de los generadores, los casos de referencia resultaron con desviaciones de voltaje considerables con respecto a los límites preestablecidos, situación que produce una solución con mayor número de unidades de compensación instaladas. Es en el nodo 3 en donde se instala el mayor número de capacitores propuestos, mientras que la mayor parte de los reactores propuestos se instalan en los nodos 6, 9 y 10

En la mayor parte de los casos analizados se consideró únicamente un tipo de compensador como opción de expansión, sólo para el caso de demanda máxima se efectuó una prueba que consideró dos tipos diferentes de capacitores, de los cuales al de mayor capacidad se le asoció un menor costo unitario de inversión. De los resultados de instalación

se observa que la capacidad de compensación instalada es similar a la capacidad que se instala en el caso que considera un capacitor como opción de expansión, solo que en esta prueba el costo total de inversión es menor como consecuencia de la economía de escala que representa el capacitor de mayor capacidad.

Respecto a las características de convergencia de la solución, se observa que en la mayoría de los casos se obtienen soluciones cercanas a la solución óptima en pocas generaciones, mientras que la localización exacta del óptimo requirió de un mayor número de generaciones, especialmente en el caso que consideró dos tipos diferentes de elementos de compensación.

Los tiempos de ejecución para los casos que consideraron un solo elemento de compensación como opción de expansión resultaron ser de alrededor de 5 minutos. En el caso en que se definieron dos tipos diferentes de elementos de compensación el número de variables discretas se duplica, por tanto la localización exacta del óptimo requirió de un mayor tiempo de procesamiento. En este caso se permitieron 750 generaciones (3 veces más que las requeridas en los casos que consideraron un solo elemento de compensación), resultando un tiempo de ejecución de aproximadamente 15 minutos.

### **6.3 Aportaciones**

De acuerdo con la experiencia lograda por el autor durante la presente investigación, las principales aportaciones del presente trabajo de tesis son:

- 1) El desarrollo de códigos de computadora de un Sistema para la Planificación de la Compensación Reactiva, el cual es versátil desde los puntos de vista de aplicación y de manejo de los parámetros de control involucrados.
- 2) Como aportación original se presenta una formulación del problema de la planificación de la compensación reactiva, que considera variables discretas de decisión, factores de penalización para la desviación de voltaje y para las

infactibilidades en la solución de las ecuaciones de flujos de potencia, además de incluir el análisis de seguridad de primera contingencia.

- 3) Se logró mostrar la factibilidad de utilizar Programación Evolutiva para solucionar el problema de la planificación de la compensación reactiva, considerado dentro del área de la optimización de los SEP como un problema de naturaleza complicada.
- 4) La utilización de un programa de flujos de potencia con base en el método desacoplado rápido como un "evaluador" de la función de aptitud de las soluciones, en lugar de un programa de flujos óptimos como lo hace la mayoría de las formulaciones reportadas en la literatura. Esta circunstancia beneficia la eficiencia del programa desarrollado, sin menoscabar el alcance y la robustez de la formulación.

#### **6.4 Recomendaciones para Trabajos Futuros**

Entre las actividades que se recomiendan como una continuación del trabajo de investigación realizado en esta tesis se puede anotar las siguientes extensiones y mejoras al programa de planificación de la compensación reactiva:

- 1) Derivar y probar un criterio más confiable para la terminación del algoritmo, el cual podría ser mediante la cercanía relativa de la solución a una cota inferior. Una cota inferior puede obtenerse a partir de la solución óptima de un problema relajado cuya formulación puede derivarse excluyendo una o varias de las restricciones que resultan de la formulación original del problema.
- 2) Se ha demostrado que el hecho de contar con al menos una buena solución inicial, la convergencia hacia la solución global se acelera [45]. Una solución inicial aceptable puede obtenerse a partir de la solución óptima de un problema relajado, o de alguna otra solución factible cercana a la solución óptima. Una buena solución factible puede obtenerse, por ejemplo, a partir de una interpretación de los resultados de flujos

óptimos relacionados con el costo marginal nodal de potencia reactiva y la cantidad de compensación ficticia de reactivos.

- 3) Se propone continuar la investigación de procedimientos para obtener individuos de descendencia con mayor una aptitud, mediante procesos de mutación que involucren direcciones de búsqueda hacia el mínimo inmediato. Con esta estrategia se disminuye el zigzagueo de la solución con el consiguiente ahorro en tiempos de procesamiento. Este proceso de creación de descendencia es conocido como *mutación correlacionada* y forma parte de investigaciones recientes [37].
- 4) Experimentar con la Programación Evolutiva en otras áreas de los Sistemas Eléctricos de Potencia que tradicionalmente han resultado difíciles de resolver mediante métodos convencionales, tales como flujos óptimos, despacho de potencia reactiva, planeación de la generación, planeación de la transmisión, etc. Algunas aplicaciones de algoritmos evolutivos en estos campos se citan en [31].
- 5) Una manera de lograr que el programa de planificación de la compensación reactiva sea más eficiente es tratar que el número de problemas de flujos a resolver sea el mínimo posible. Lo anterior pudiera lograrse a través del Lema de Inversión que permite obtener la solución de un segundo problema de flujos con un mínimo esfuerzo, a partir de la solución obtenida para un primer problema. Este artificio es posible si la diferencia entre el primer y segundo problema es debido a un pequeño cambio en la topología del sistema, situación que se presenta frecuentemente en el caso de las contingencias.

## REFERENCIAS

- [1] F. Aboytes, Editor, "*Control de voltaje en sistemas eléctricos de potencia*", Comisión Federal de Electricidad – Universidad Autónoma de Nuevo León, Mayo de 1991.
- [2] René Avila Rosales, "*Localización de potencia reactiva en la planeación de sistemas eléctricos de potencia*" Tesis de Maestría, Instituto Politécnico Nacional, Septiembre de 1980.
- [3] R. Billington, S. S. Sachdev, "*Optimum Network VAR Planning by Nonlinear programming*", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-92, pp. 1217-1225, July/August 1973.
- [4] G. T. Heydt, W. M. Grady; "*Optimal Var Siting Using Linear Load Flow Formulation*", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, pp. 1214-1222, May 1983.
- [5] K. Aoki, M Fan, A. Nishikori, "*Optimal Var Planning by Approximation Method for Recursive Mixed Integer Linear Planning*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-3, No. 4, pp. 1741-1747, November 1988.
- [6] EPRI Report, "*Optimization of Reactive Volt-Ampere (VAR) Sources in Systems Planning*" EPRI EL-3729, Volume 1, Project 2109-1, Final Report Prepared by Scientific Systems Inc, Cambridge Massachusetts, November 1984.
- [7] M K. Mangoli, K. Y. Lee, Y. M. Park "*Optimal Long-term Reactive Power Planning Using Decomposition Techniques*", Electric Power System Research, Vol. 26, pp.41-52, 1993.
- [8] J. R. S. Mantovani, A.V. García; "*A Heuristic Method for Reactive Power Planning*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 1, pp. 668-675, February 1996, pp. 68- 74.
- [9] W. S. Jwo, C. W. Liu, C. C. Liu, Y. T. Hsiao, "*Hybrid Expert System and Simulated Annealing Approach to Optimal Reactive Power Planning*" IEE Proc. Gener. Transm. Distrib., Vol 42, No. 4, July 1995, pp. 381-385.
- [10] N. I. Santoso, O. T. Tan; "*Neural Net Based Real Time Control of Capacitors Installed on Distribution Systems*", IEEE PES Summer Meeting, 89SM 786-3 PWRD, Long Beach, California, 1989.

- [11] Y. T. Hsiao, H. D. Chiang, C. C. Liu, Y. L. Chen "A Computer Package for Optimal Multi-objective VAR Planning in Large Scale Power Systems" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 2, pp. 668-675, May 1994.
- [12] K. Iba, "Reactive Power Optimization by Genetic Algorithm", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 2, pp. 668-675, May 1994.
- [13] K. Y. Lee, X. Bai, Y. M. Park; "Optimization Method for Reactive Power Planning by Using a Modified Simple Genetic Algorithm", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 4, pp. 1843-1849, November, 1995.
- [14] Z. Y. Dong, D. J. Hill, Y. V. Makarov; "Advanced Reactive Power Planning by a Genetic Algorithm", Submitted to 13<sup>th</sup> Power Systems Computation Conference: PSCC'99, Trondheim, Norway, July 1999.
- [15] L. L. Lai, J. T. Ma, "Application of Evolutionary Programming to Reactive Power Planning. Comparison with Nonlinear Programming Approach", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 1, pp. 198-206, February 1997.
- [16] K. Y. Lee, F. F. Yang; "Optimal Reactive Power Planning Using Evolutionary Algorithms: A Comparative Study for Evolutionary Programming, Evolutionary Strategy, Genetic Algorithm, and Linear Programming", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 1, pp. 101-108, February 1998.
- [17] R. A. Gallego, A. Monticelli, R. Romero, "Comparative Studies on Non-convex Optimization Methods for Transmission Network Expansion Planning" Transactions on Power Systems, Volume 13, No. 3, August 1998.
- [18] A. Hernández, B. P. Buckles, C. A. Coello, "Estrategias Evolutivas: La versión Alemana del Algoritmo Genético (Parte I)", Revista Soluciones Avanzadas, Año 6, Núm. 62, Octubre de 1998.
- [19] J. H. Holland, "Outline for a logical theory of adaptive systems", Journal of the Association for Computer Machinery, vol. 3, pp. 297-314, 1962.
- [20] I. Rechemberg, "Evolutionsstrategie: Optimierung technischer Systeme nach Prinzipien der biologischen Evolution", Stuttgart, Frommann Holzboog Verlag, 1973.
- [21] H. P. Schwefel, "Evolutionsstrategie und numerische Optimierung Dissertation", Technische Universität Berlin, Germany, May 1975.
- [22] L. J. Fogel, "Autonomus automata", Industrial Research, Vol. 4, pp. 14-19, 1962.

- [23] Florencio Aboytes; “*El Paradigma de la Potencia Reactiva, Parte I: Sistemas Básicos*”, Reunión de Verano de Potencia del IEEE Sección México, Julio de 1998, Acapulco Gro.
- [24] T. J. E. Miller, “*Reactive Power Control in Electric Systems*”, John Willey and Sons, 1982.
- [25] C. Schauder et. al; “*Operation of  $\pm 100$  MVAR TVA STATCOM*”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 12, No. 4, October 1997
- [26] North American Electrical Reliability Council, “*NERC Planning Standards, Measurements, and Guides*”, NERC Engineering Committee’s Planning Standards Subcommittee, September 1997.
- [27] G. C. Ejebe, et al.; “*Methods for Contingency Screening and Ranking for Voltage Stability Analysis of Power Systems*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 11, No. 1, February 1996, pp. 350-356.
- [28] R. Navarro, Y. Cancino; “*Detección de problemas de estabilidad de voltaje mediante la descomposición del valor singular*”, Reunión de Verano de Potencia del IEEE Sección México, Julio de 1995, Acapulco Gro.
- [29] B. Gao, G. K. Morrison, P. Kundur; “*Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, No. 4, November 1992, pp. 1529 - 1542.
- [30] J. Carpentier, et al.; “*Voltage Collapse Proximity Indicators Computed from an Optimal Power Flow*”, 8<sup>th</sup> Power System Computing Conference, Helsinki, 1984, pp. 671-678.
- [31] V. Miranda, D. Srinivasan, L.M. Proenca; “*Evolutionary Computation in Power Systems*”, Proceedings of PSCC’96, Dresden, Germany.
- [32] "Turing, Alan Mathison", *Enciclopedia Microsoft® Encarta® 99*. © 1993-1998 Microsoft Corporation. Reservados todos los derechos.
- [33] Ulam, S. M. “*Computers*”, en *Mathematics in the Modern World, Readings from Scientific American*, W. H. Freeman and Company, 1968.
- [34] David B. Fogel, “*Evolutionary Computation: Toward a new philosophy of machine intelligence*”, IEEE Press Ed., Piscataway New Jersey, 1995.
- [35] Z. Michalewicz, “*Genetic Algorithms + Data Structures Evolution Programs*”, Second Edition, Springer Verlag, 1992.



- [36] H. P. Schwefel, "*Evolution and Optimun Seeking*", John Wiley and Sons, 1995.
- [37] T. Bäck, U. Hammel, H. P. Schwefel; "*Evolutionary Computation: Comments on the History and Current State*", IEEE Transactions on Evolutionary Computation, Vol. 1, No. 1, April 1997, pp. 3-17.
- [38] A. Hernández, B. P. Buckles, C. A. Coello, "*Estrategias Evolutivas: La versión alemana del algoritmo genético (Parte I)*", Revista Soluciones Avanzadas, Año 6, Núm. 62, Octubre de 1998.
- [39] A. Hernández, B. P. Buckles, C. A. Coello, "*Estrategias Evolutivas: La versión alemana del algoritmo genético (Parte II)*", Revista Soluciones Avanzadas, Año 7, Núm. 64, Diciembre de 1998.
- [40] Lawrence J. Fogel, "*A Retrospective View and Outlook on Evolutionary Algorithms*", in Computational Intelligence Theory and Applications, 5<sup>th</sup> Fuzzy Days, B. Reusch ed, Springer-Verlag, Berlin, 1997.
- [41] P. Pérez Valverde, "*Manual de Operación del Sistema para el Análisis de Redes en Estado Estable ANARED*" Unidad de Análisis de Redes, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Cuernavaca Morelos, Octubre 1991.
- [42] J. Arrillaga, C. P. Arnold, "*Computer Analysis of Power Systems*", John Willey and Sons, 1990.
- [43] IEEE RTS Task Force of APM Subcomitte "*Reliability Test System*", IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-98, No. 6, Nov-Dec 1979, p.p. 2047-2054.
- [44] Arthur H. Fuldner, "*Upgrading Transmission Capacity for Wholesale Electric Power Trade*", in [http://www.eia.doe.gov/cneaf/pubs\\_html/feat\\_trans\\_capacity/w\\_sale.html](http://www.eia.doe.gov/cneaf/pubs_html/feat_trans_capacity/w_sale.html), U. S. Energy Information Administration, November 1999.
- [45] J. L. Ceciliano, R. Nieva; "*Transmission Network Planning Using Evolutionary Programming*", 1999 Congress on Evolutionary Computation (CEC99), Washington, D. C., July 1999.

## Apéndice A

# APLICACIÓN EN MATLAB DEL ALGORITMO DE PROGRAMACIÓN EVOLUTIVA

En este Apéndice se presenta una aplicación en MATLAB del algoritmo de Programación Evolutiva, utilizado como método de solución del problema de la planificación de la compensación reactiva.

El programa presentado encuentra el mínimo global de una superficie no lineal en  $\mathcal{R}^3$ , mediante programación evolutiva, dicha superficie es mostrada en la Figura A.1. El algoritmo utilizado es el mismo que se muestra en la Figura 4.2, excepto por el procedimiento de la creación de descendencia por recombinación. Cada individuo es representado como un punto en el plano  $xy$  y la función de aptitud es la ecuación de la superficie. El objetivo es obligar que la población evolucione hacia el mínimo global de la superficie.

La Figura A.2 muestra la posición en el plano  $xy$  de los individuos de la población inicial, los cuales fueron seleccionados aleatoriamente. La Figura A.3 muestra cómo en un momento dado, los individuos son atraídos por los mínimos de la superficie. La Figura A.4 muestra cómo después de un cierto número de generaciones, la parte de la población se ha agrupado en los alrededores del mínimo global. Como la competencia entre individuos es estocástica, algunos individuos de baja aptitud lograrán sobrevivir. Esta situación le da al algoritmo la habilidad de seguir rastreando sobre la superficie y así evitar que en un momento dado la población quede atrapada en un mínimo local.

Al programa puede modificarse el valor de los parámetros de control con el fin de apreciar la sensibilidad del algoritmo de PE. Incluso, pueden hacerse extensiones que permitan observar tanto los movimientos de las mutaciones, como de los individuos que sobreviven y los que mueren.

```

=====
%
% TITULO:
%
% Programa que determina el mínimo global de una función no
% lineal en R3, mediante el algoritmo de Programación
% Evolutiva (PE).
%
% DESCRIPCION DE PARAMETROS DE CONTROL:
%
% ni      .- Número de individuos en la población
% inf     .- Cota inferior de las soluciones
% sup     .- Cota superior de las soluciones
% nmxgen  .- Número máximo de generaciones
% beta    .- Factor de escala de mutación
% nelite  .- Número de individuos de élite ( >= 0, <=ni)
% cero    .- Cero real
%
%
% Realizó: Julio A. Hernández Galicia
% Fecha:  24 de Mayo de 1999
%
=====
clear all; clc;
hold off;

% CREA Y GRAFICA LA SUPERFICIE
%
[xr yr z ] = peaks ( 25 ) ;
figure ( 1 ) ; clf; %clg;
mesh (z)
title ( 'SUPERFICIE NO LINEAL CON 3 MINIMIZADORES' )
pause

% SE INICIALIZAN PARAMETROS DE CONTROL
%
ni      = 30;
inf     = 1;
sup     = 25;
nmxgen  = 30;
beta    = 0.3;
nelite  = 4;
cero    = 0.1;

% SE INICIALIZAN ARREGLOS
%
zapt = zeros ( 1 , 2*ni ) ;

% DETERMINA LA POBLACION INICIAL
%
for k = 1 : ni;
    i ( k ) = round ( ( sup - 1 ) * rand + 0.5 ) ;
    j ( k ) = round ( ( sup - 1 ) * rand + 0.5 ) ;
end

% SE EVALUA LA APTITUD DE LA POBLACION INICIAL
%
for k = 1 : ni;
    zapt(1,k)= peaks(xr(round(i(k)),round(j(k))),yr(round(i(k)),round
        (j(k)))));
end
zmin = min ( zapt ) ;
zmax = max ( zapt ) ;

%
% COMIENZA EL PROCESO EVOLUTIVO
%
for gen = 1 : nmxgen;
    gen

% SE GRAFICAN LOS INDIVIDUOS DE LA GENERACION ACTUAL
% SOBRE LAS CURVAS DE NIVEL
%
figure ( 2 ) ; clf; %clg;

```

```

contour ( z , 25 );
hold on;
for k = 1 : ni;
    plot ( j ( k ) , i ( k ) , 'w*' );
end
%
aux = num2str ( gen )
title ( 'EVOLUCION DE LA SOLUCION SOBRE CURVAS DE NIVEL' )
text ( 10 , -1.2 , 'Generación = ' )
text ( 15 , -1.2 , aux )
if gen == 1
    pause
end
hold off
%
%   CREACION DE DESCENDENCIA (MUTACION)
%
desvi = beta * ( zapt (1,1:ni) ./ zmin ) .* (sup -inf) ;
desvj = beta * ( zapt (1,1:ni) ./ zmin ) .* (sup -inf) ;
%
i (1,ni+1:2*ni) = i (1,1:ni) + randn * desvi ;
j (1,ni+1:2*ni) = j (1,1:ni) + randn * desvj ;
%
%   SE VERIFICA QUE LA DESCENDENCIA NO REBASE SUS COTAS
%   SUPERIOR E INFERIOR
%
for k = ni+1 : 2*ni ;
    if i ( k ) > sup
        i ( k ) = sup ;
    end
    if i ( k ) < inf
        i ( k ) = inf ;
    end
    if j ( k ) > sup
        j ( k ) = sup ;
    end
    if j ( k ) < inf
        j ( k ) = inf ;
    end
end
%
%   SE EVALUA LA APTITUD DE TODA LA POBLACION
%
for k = 1 : 2*ni;
    zapt(1,k)=peaks(xr(round(i(k)),round(j(k))),yr(round(i(k)),round
        (j(k))));
end
zmin = min ( zapt ) ;
zmax = max ( zapt ) ;
%
%   SE DETERMINAN LOS INDIVIDUOS QUE COMPONEN LA ELITE
%
ordz = sort (zapt);
for k1 = 1 : 2*ni;
    for k2 = 1 : nelite ;
        if zapt (1,k1) == ordz ( k2 )
            elite (1,k2 ) = k1;
        end
    end
end
%
%   SE REALIZA UNA COMPETENCIA ESTOCASTICA
%
for k = 1 : 2*ni;
    w ( k ) = 0;
end
%
for k1 = 1 : 2*ni;
%
%   El k1-ésimo individuo compite con ni miembros de la
%   población, elegidos aleatoriamente

```

```

%
    for k2 = 1 : ni ;
        na = floor ( rand*2*ni + 1 ) ;
        if zapt(k1) < zapt( na )
            w ( k1 ) = w ( k1 ) + 1 ;
        end
    end
end
%
% SE DA LA MAXIMA PUNTUACION A LOS MIEMBROS DE LA ELITE
%
for k = 1 : nelite
    ne = elite ( k ) ;
    w ( ne ) = ni ;
end
%
% SI UN MISMO INDIVIDUO SE REPITE EN UNA POBLACION, A SUS
% REPLICAS SE LES DA UNA PUNTUACION DE CERO
%
for k1 = 1 : 2*ni;
    for k2 = k1+1 : 2*ni;
        if w ( k1 ) > 0
            if abs ( i ( k1 ) - i ( k2 ) ) < cero
                if abs ( j ( k1 ) - j ( k2 ) ) < cero
                    w ( k2 ) = 0;
                end
            end
        end
    end
end
end
%
% SELECCION
%
ord = 1:1:2*ni;
for k1 = 1 : 2*ni ;
    for k2 = 1 : 2*ni ;
        if w ( k2 ) <= w ( k1 );
            gw = w ( k1 ) ;
            w ( k1 ) = w ( k2 );
            w ( k2 ) = gw;

            no = ord ( k1 );
            ord ( k1 ) = ord ( k2 ) ;
            ord ( k2 ) = no ;
        end
    end
    gi ( k1 ) = i ( k1 ) ;
    gj ( k1 ) = j ( k1 ) ;
end
%
for k = 1 : ni ;
    i ( k ) = gi ( ord ( k ) ) ;
    j ( k ) = gj ( ord ( k ) ) ;
end
end
clc;
FUNOBJ = zmin
MINIMO = [ j(1) i(1) ]
pause
exit

```

SUPERFICIE NO LINEAL CON 3 MINIMIZADORES

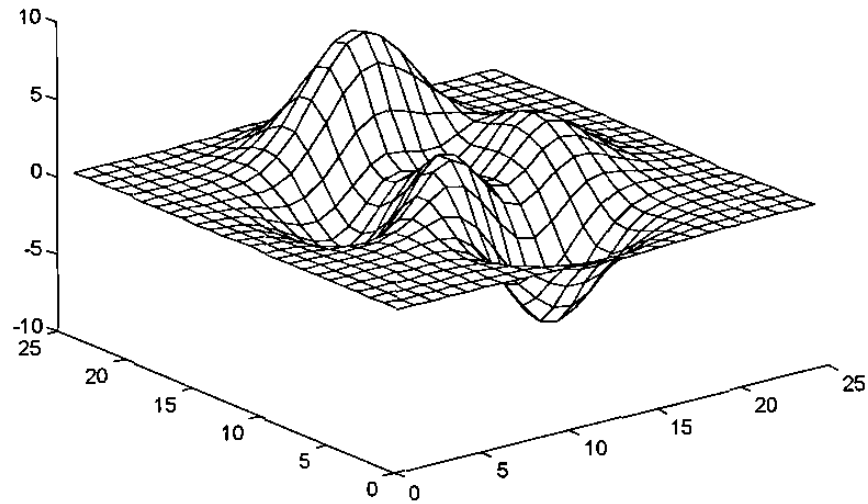


Figura A.1 Búsqueda del mínimo global sobre una superficie no lineal.

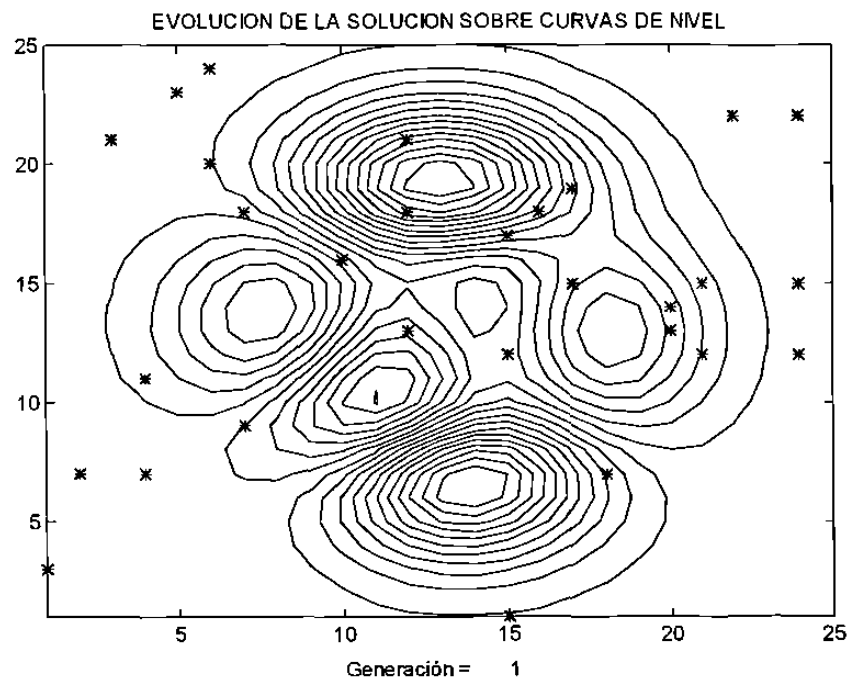


Figura A.2 Población inicial de individuos sobre las curvas de nivel.

