



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE  
ESCUELA DE INGENIERIA

---

**SERVICIO RECUPERATIVO:  
UN ENFOQUE  
TECNICO-ECONOMICO**

**ARTEMIO JAIME COTOS NOLASCO**

Tesis para optar al grado de  
Magister en Ciencias de la Ingeniería

Profesor Supervisor:  
**DR. HUGH RUDNICK V.D.W.**

Santiago de Chile, 1999



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE  
ESCUELA DE INGENIERIA  
Departamento de Ingeniería Eléctrica

---

**SERVICIO RECUPERATIVO:  
UN ENFOQUE  
TECNICO-ECONOMICO**

**ARTEMIO JAIME COTOS NOLASCO**

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

**HUGH RUDNICK V. D.W.**

**CELSO GONZALEZ G.**

**JULIAN BUSTOS O.**

**BONIFACIO FERNANDEZ L.**

Para completar las exigencias del grado  
de Magister en Ciencias de la Ingeniería

Santiago de Chile, 1999

*La presente la dedico con mucho  
cariño a mi madre, padre y hermanos,  
que fueron testigo de mi vida de  
estudiante y a su constante apoyo.*

## **AGRADECIMIENTOS**

*Mi agradecimiento a mis supervisores Dr. Hugh Rudnick e Ing. Celso González por su apoyo y críticas. Además, muy en especial a las siguientes personas de las cuales recibí su experiencia y apoyo para la elaboración de la tesis: Ernesto R. Fontaine, Walter Brokering Ch. y Esteban Skoknic C., y los profesores Luis Contesse y Pedro Gazmuri. Mi agradecimiento a ENDESA e INGENDESA S.A. y en especial al área de Estudios de Sistemas. Sin olvidarme de Betty, Inés y Mary por su constante apoyo y comprensión. Y a un amigo, Ing. Pedro Barreto Arana, con quien tuvimos la suerte de compartir las experiencias de los apagones en el Perú.*

## INDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA.....	ii
AGRADECIMIENTOS.....	iii
INDICE DE TABLAS.....	vii
INDICE DE FIGURAS.....	viii
RESUMEN.....	ix
ABSTRACT.....	x
I. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Generalidades.....	1
1.2 Objetivo.....	2
1.3 Estructura del Trabajo.....	2
II. MODELACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	4
2.1 Modelación en Análisis de Seguridad de Servicio.....	4
2.1.1 Modelo Estático.....	5
2.1.1.1 Restricciones de Igualdad.....	6
2.1.1.2 Restricciones de Desigualdad.....	6
2.1.2 Modelo Dinámico.....	8
2.2 Estudios de los Sistemas Eléctricos de Potencia.....	9
2.3 Estados de Operación de los Sistemas Eléctricos.....	10
2.3.1 Estado Normal.....	10
2.3.2 Estado de Alerta.....	10
2.3.3 Estado de Emergencia.....	11
2.3.4 Estado Extremo.....	11
2.3.5 Estado de Recuperación.....	11
III. MANIFESTACIÓN DEL ESTADO RECUPERATIVO.....	13
3.1 Causas y Consecuencias de las Perturbaciones.....	13

3.1.1	Racionamiento del Servicio de Energía Eléctrica.....	14
3.1.2	Reserva de Potencia Activa y Reactiva.....	16
3.2	Planificación del Servicio Recuperativo.....	18
3.2.1	Tareas en el Servicio Recuperativo.....	18
3.2.2	Esquemas Básicos del Servicio Recuperativo .....	20
3.3	Manifestación Económica del Servicio Recuperativo.....	22
IV.	ALTERNATIVA DE SOLUCIÓN: SERVICIO RECUPERATIVO.....	24
4.1	Aspectos Técnico-Económico y Procedimientos del SR .....	26
4.1.1	Factor de Recuperación (Fr).....	28
4.1.2	Procedimiento Paralelo del Servicio Recuperativo.....	29
4.1.3	Procedimiento Serial del Servicio Recuperativo .....	30
4.2	Procedimiento General del Servicio Recuperativo.....	31
4.3	Procedimiento para la Medición del Tiempo y la Energía no Servida.....	32
4.3.1	Forma Aproximada de Medir Tiempo .....	32
4.4	Consideraciones Generales Durante el Servicio Recuperativo .....	33
4.4.1	Conexión de Elementos .....	33
4.4.2	Voltaje en Barras.....	34
4.4.3	Conexión de Líneas de Transmisión.....	34
4.4.4	Conexión de los Consumos.....	36
4.5	Algoritmo Computacional Propuesto para el Servicio Recuperativo.....	36
4.5.1	Procedimiento Paralelo y Serial.....	37
4.6	Módulos del Algoritmo Computacional.....	38
V.	APLICACIÓN DE LA PROGRAMACION LINEAL DUAL SIMPLEX AL SERVICIO RECUPERATIVO.....	42
5.1	Algoritmo de Programación Lineal: Dual-Simplex .....	43
5.1.1	Análisis Posóptimo: Precio Sombra.....	44
5.2	Corrección del Despacho de Generación usando Programación Lineal ..	45
5.3	Modelación del Sistema Eléctrico Mediante Programación Lineal .....	45
5.3.1	Factores de Cambio de Generación (FCG).....	46
5.3.1.1	Uso de los Factores de Cambio de Generación en Líneas ..	46
5.3.1.2	Cálculo de Factores de Cambio de Generación .....	47
5.3.2	Modelación de Generadores y Líneas de Transmisión .....	48

5.4	Costo de Falla (CF) .....	52
5.5	Modelación del Sistema Eléctrico Mediante Programación Lineal .....	52
5.5.1	Algoritmo del Programa de Despacho Económico.....	54
5.6	Análisis de Sensibilidad en Líneas de Transmisión .....	55
VI.	DESARROLLO DE PROGRAMA COMPUTACIONAL.....	57
6.1	Módulo de Lectura de Datos del Sistema antes del SR.....	57
6.2	Módulo de Lectura de Datos del Sistema al Inicio del SR.....	58
6.3	Módulo de Configuración del Sistema Durante el SR .....	58
6.4	Módulo de Despacho Óptimo Mediante Flujo “DC” .....	58
6.5	Módulo para el Análisis de los Resultados de Flujo de Potencia “AC” ..	59
VII.	SIMULACIÓN Y RESULTADOS.....	60
VIII.	CONCLUSIONES .....	68
	BIBLIOGRAFIA.....	71
	A N E X O S.....	72
	Anexo A: Aplicación a un Sistema de 7 barras .....	73
	Anexo B: Datos de Sistema de 25 barras.....	86
	Anexo C: Desarrollo del Servicio Recuperativo: Proceso en Paralelo .....	88

## INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 3.1: Consideraciones de prioridad del racionamiento .....	16
Tabla 5.1: Resultados de las variables primales y duales.....	55
Tabla 7.1: Datos de consumo del sistema de 25 barras.....	61
Tabla 7.2: Datos de potencia de generadores, sistema de 25 barras.....	61
Tabla 7.3: Resumen de las islas al inicio del <b>SR</b> .....	64
Tabla 7.4: Costo de falla total del SR.....	66
Tabla 7.5: Costo de falla (kUS\$) en cada una de las etapas.....	67
Tabla A.1: Datos de línea de transmisión del sistema de 7 barras .....	73
Tabla A.2: Datos de generadores, sistema de 7 barras .....	73
Tabla A.3: Datos de consumos, sistema de 7 barras .....	74
Tabla A.4: Factores de sensibilidad del generador 2.....	75
Tabla A.5: Flujo de potencia en las líneas para el generador 2.....	75
Tabla A.6: Factores de sensibilidad del generador 7.....	76
Tabla A.7: Flujo de potencia en las líneas para el generador 7.....	77
Tabla A.8: Formación de matriz del problema de programación lineal.....	78
Tabla B.1: Datos de líneas del sistema de 25 barras .....	86
Tabla B.2: Datos de generadores del sistema de 25 barras .....	87



## INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2.1: Estados operativos de un SEP.....	12
Figura 3.1: Servicio recuperativo asistido por computadora.....	21
Figura 3.2: Servicio recuperativo cooperativo .....	22
Figura 4.1: Línea a conectar .....	36
Figura 4.2: Procedimiento genérico del SR.....	37
Figura 4.3: Procedimiento paralelo/secuencial.....	39
Figura 4.4: Disposición de los módulos del SR .....	40
Figura 5.1: Modelamiento de línea de transmisión .....	49
Figura 7.1: Sistema de 25 barras .....	62
Figura 7.2: Sistema de 25 barras, sistema a recuperar .....	63
Figura 7.3: Costo de falla por islas del SR .....	65
Figura 7.4: Costo de falla total del SR .....	67
Figura A.1: Sistema de 7 barras .....	74
Figura A.2: Cálculo de los factores de sensibilidad del generador 2 .....	76
Figura A.3: Cálculo de los factores de sensibilidad del generador 7 .....	77
Figura A.4: Resultado del flujo “DC” óptimo.....	82

## RESUMEN

Un corte general imprevisto de energía en un sistema eléctrico, denominado “apagón” (blackout), afecta a la economía y el bienestar de la sociedad. Por ello, se obliga a las empresas eléctricas a brindar un suministro de energía de un nivel mínimo de calidad de servicio y confiabilidad.

Para reducir la magnitud del daño causado por un apagón se requiere del aporte de un **servicio recuperativo** para el restablecimiento del suministro eléctrico. Se propone aquí, que este servicio debe basarse en criterios técnicos y económicos. El objetivo del trabajo es desarrollar un algoritmo computacional empleando técnicas de optimización para el **servicio recuperativo**.

Los criterios económicos consideran el costo medio de generación de las centrales eléctricas y el costo de falla en cada uno de los centros de consumo; mientras que los criterios técnicos se relacionan con la operación misma del sistema, tales como nivel de tensión, límites de capacidad de cada uno de los elementos, etc.

El servicio recuperativo formulado en este trabajo se basa en una **técnica de optimización lineal** y **simulación de flujos “AC” y “DC”**, las cuales se intercalan, hasta obtener una solución factible para el sistema. La simulación “DC” y la optimización sirven para realizar un despacho óptimo de la generación, según costo de producción, sujeta a las restricciones de las capacidades de transmisión de líneas. Con estos despachos de generación obtenidas se realiza un flujo “AC”, para obtener la solución técnica factible, es decir, dentro de los niveles de tensión permitidos y las capacidades de los diferentes elementos del sistema.

Los resultados obtenidos demuestran que se logra reducir el costo total de la energía no abastecida. Debe indicarse que para esta evaluación técnico-económico se considera el sistema en forma estacionaria, ya que en un desarrollo futuro se plantea considerar el aspecto de la estabilidad dentro del servicio recuperativo. El presente tema de investigación dio como resultado la publicación de 2 artículos técnicos, en conferencias realizadas en Suecia y Estados Unidos.

## **ABSTRACT**

A total, unforeseen shutdown of the energy supplied by an electric power system. A process called blackout, affects the economy and welfare of the corresponding society. Because of it, utilities are forced to supply electrical energy with a minimum level of reliability and quality.

To reduce the damage caused by a blackout and reestablish the supply of electricity, the contribution of a recovery service is needed. Here it is proposed that this service must be based on technical and economic criteria. The objective of this thesis is to develop an appropriate algorithm, using optimization techniques.

Economic criteria consider mean generation costs for the power stations and failure costs for each of the consumers centers. Technical criteria are related to the mode of operation of the system (voltages, ampacity limits of the different elements, etc).

The recovery service proposed in this paper is based on a linear optimization technique and on AC and DC power flow simulations, which are combined until a feasible solution is obtained. Dynamic processes in the system are not considered. The DC simulation and the optimization produce an optimal dispatching of the generation, following production costs and observing the ampacity limitations of the lines. AC power flows are run with this data, to obtain a technically feasible solution, observing voltage ranges and ampacity limits of the elements of the system.

Results obtained with this algorithm show that it is possible to get a reduction in the cost of the nonsupplied energy. Future developments of the algorithm should include dynamic processes in the power system.

This investigation has given place to 2 technical papers, presented to conferences in Sweden and the USA.

## I. INTRODUCCIÓN

### 1.1 Generalidades

La operación de los sistemas eléctricos de potencia (SEP) presenta en la actualidad una creciente complejidad, debido a la desregulación que se desarrolla en el sector, a la que se asocia el complejo crecimiento de la demanda y una exigencia cada vez mayor en el grado de seguridad y calidad de servicio. La operación de un SEP implica un gran número de decisiones, que afectan económicamente a las empresas que en ella intervienen.

Una de las etapas de la operación que afecta más el costo de abastecimiento es el llamado “**despacho de carga**”, que consiste en fijar el aporte de energía de cada una de las generadoras que intervienen en el sistema eléctrico para cumplir con el abastecimiento de la demanda. El despacho de carga considera en primer término la seguridad de servicio, y en segundo la economía del sistema.

El “**despacho de carga**” óptimo considera los aspectos técnicos y económicos para fijar el aporte de cada una de las generadoras. Los aspectos técnicos toman en cuenta la forma operacional de las componentes del sistema, de esta manera reduciendo el riesgo y aumentando la seguridad del sistema. Mientras los aspectos económicos consideran los costos medios de producción de las generadoras y el costo de la energía en cada uno de los centros de consumo.

En la actualidad, debido al “**despacho de carga óptimo**” y a los cambios en la estructura operacional de las empresas industriales y las complejas características de los consumos, hacen que los sistemas eléctricos estén más expuestos a fallas y prolongados apagones. El impacto negativo de estas fallas y apagones en la sociedad, la economía y el sistema mismo, hace necesaria la incorporación de un **servicio recuperativo (SR)** de carga, que considere tanto los aspectos técnicos como los económicos.

La propuesta de este trabajo de un **servicio recuperativo** técnico-económico es diferente hasta las ahora planteadas. En la literatura se encuentra sólo planteamientos de carácter técnico, a los que se ha aplicado técnicas de optimización.

El **aporte real** del presente trabajo es de formulación y desarrollo de un esquema recuperativo mixto técnico económico, de construcción de un modelo computacional que utiliza el método de optimización **dual-simplex**, y de evaluación de las proposiciones y desarrollos en sistemas eléctricos de prueba.

## 1.2 Objetivo

El objetivo de este trabajo es elaborar un algoritmo, que permita orientar el desarrollo y gestión de un protocolo o plan de recuperación del servicio en los sistemas eléctricos, materializado a través de un programa computacional. El algoritmo computacional está basado en técnicas de optimización lineal y simulación no-lineal de flujo de potencia, que considera los aspectos técnicos y económicos antes mencionados.

El trabajo hace un planteamiento del servicio recuperativo y los tipos de procedimientos a seguir durante el servicio recuperativo, la elección del tipo a seguir se realiza mediante el empleo de un factor de recuperación. Después, describe la aplicación de programación lineal a los sistemas eléctricos y su aplicación posterior en el proceso del servicio recuperativo.

El trabajo presenta una propuesta diferente para resolver el problema recuperativo tradicional, que es netamente técnico. La propuesta agrega el aspecto económico, el cual se combina con lo técnico y las técnicas de optimización.

## 1.3 Estructura del Trabajo

El presente trabajo esta constituido por 7 capítulos. El capítulo 1 hace una breve presentación del problema de la recuperación y de su repercusión en la sociedad y la economía, así como del objetivo del trabajo. El capítulo 2 hace una descripción de los elementos de un sistema de potencia, así como los modelos y estudios de un sistema y los estados operativos. El capítulo 3 describe las causas y consecuencias de los apagones, las etapas de la planificación de un servicio recuperativo. El capítulo 4 presenta la alternativa de solución al **SR**, en donde se explica los procedimientos: paralelo y serial. Además, las consideraciones generales para la conexión de los elementos del sistema y los aspectos técnicos y económicos

considerados durante el servicio recuperativo. Asimismo, los tipos de procedimientos a seguir después de la ocurrencia de un apagón, siendo de tipo paralelo o serial. También contiene el algoritmo computacional propuesto para la solución del SR mediante programación lineal. El capítulo 5 presenta la aplicación de la programación lineal dual-simplex al servicio recuperativo, también se presenta el modelo matemático considerado en el presente tema de investigación, además la utilidad de los precios sombra del dual-simplex. El capítulo 6 presenta los módulos elaboradas como parte del estudio, para la solución del **SR**. El capítulo 7 presenta la aplicación y los resultados a un sistema de prueba de 25 barras, con los módulos elaborados. El capítulo 8 contiene las principales conclusiones del presente trabajo.

## II. MODELACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Los sistemas eléctricos están constituidos por un conjunto de elementos cuya interrelación permite el flujo de la energía desde los generadores a los consumos. Los elementos pueden ser activos o pasivos, siendo elementos activos aquellos que transforman la energía desde un tipo de fuente energética a energía eléctrica (fuentes convencionales como la energía cinética de los ríos, gas natural, carbón, petróleo y uranio, y no convencionales como la energía eólica, mareomotriz, solar y otros).

Son elementos pasivos aquellos que dirigen o controlan el paso de la energía. Los elementos que facilitan el paso de la energía son las líneas de transmisión y transformadores de potencia, mientras los que controlan el paso son los elementos de protección, tales como interruptores, seccionadores, etc.

Cada uno de estos elementos tiene su característica propia de operación y por tanto, en el momento de definir la operación del sistema, se debe de establecer un rango de seguridad, para lograr una buena operación de los elementos y así asegurar la vida útil de las mismas.

### 2.1 Modelación en Análisis de Seguridad de Servicio

La operación de un sistema eléctrico y sus diferentes elementos puede describirse y analizarse mediante **3 sistemas de ecuaciones o ecuaciones genéricas: 1 diferencial y 2 algebraicas**. La ecuación diferencial toma en cuenta las leyes físicas que gobiernan el comportamiento dinámico de los elementos del sistema, mientras que las ecuaciones algebraicas consideran, por un lado, las **restricciones de igualdad**, las cuales están referidas al balance entre consumo y generación, y las **restricciones de desigualdad**, que establecen que algunas variables del sistema, tales como corrientes y tensiones, no deben exceder los niveles permisibles de operación de los equipos del sistema.

Todo sistema eléctrico de potencia puede ser analizado en cuanto a su operación por 2 modelos: estático y dinámico. El modelo estático se analiza a partir

de las ecuaciones algebraicas, mientras que el modelo dinámico a partir de ecuaciones diferenciales, el cual toma en cuenta el comportamiento dinámico de los generadores del sistema.

### 2.1.1 Modelo Estático

Este modelo considera frecuencia constante y no toma en cuenta el carácter dinámico del sistema. Es decir, considera constante las tensiones en bornes de los generadores, y no toma en cuenta las fluctuaciones de la frecuencia del sistema, las cuales podrían causar que algunos equipos y/o elementos del sistema salgan fuera de servicio (por acción de los equipos de protección, tales como los relés de frecuencia, relé de tensión, etc.). El asumir estos valores fijos implica:

- Tensión constante.- No se considera la relación directa existente entre las variables voltaje y consumo. La función de relación es la siguiente manera:

$$P = H(V, \theta)$$

Donde P es la potencia, V el módulo del voltaje y  $\theta$  el ángulo del voltaje.

- Frecuencia constante.- En este caso no se considera el efecto de conectar consumos, líneas y generadores, los cuales producen variación de frecuencia en el sistema. Tampoco considera el efecto que pueden producir las inercias de las unidades de generación.

Todo sistema eléctrico bajo condiciones normales de operación tiene un equilibrio razonable entre la oferta y el consumo de potencia activa y reactiva. Este equilibrio además permite, que las componentes del sistema tengan un buen funcionamiento y no dañar su vida útil. Así tenemos, que las restricciones de igualdad tienen relación con el equilibrio de potencia, mientras que las restricciones de desigualdad guardan relación con el funcionamiento de las componentes del sistema.



### 2.2.1.1 Restricciones de Igualdad

Las restricciones de igualdad son las ecuaciones básicas del flujo de carga, estas igualdades son tanto para la potencia activa (P) y reactiva (Q), dadas por las siguientes fórmulas:

$$P_p = G_{pp} |\bar{V}_p|^2 + \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n \{G_{pq} \cos(\theta_p - \theta_q) - B_{pq} \sin(\theta_p - \theta_q)\} |\bar{V}_p| |\bar{V}_q|$$

$$Q_p = -B_{pp} |\bar{V}_p|^2 + \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n \{G_{pq} \sin(\theta_p - \theta_q) - B_{pq} \cos(\theta_p - \theta_q)\} |\bar{V}_p| |\bar{V}_q|$$

donde  $\bar{V}_p$  y  $\bar{V}_q$  son los voltajes en las barras “p” y “q”, mientras que  $G_{pq}$  y  $B_{pq}$  son la conductancia y susceptancia entre las barras “p” y “q”, y “ $\theta_p$ ” y “ $\theta_q$ ” los ángulos de los voltajes en las barras respectivas.

Estas ecuaciones representan el equilibrio en el sistema, es decir, entre la oferta y el consumo. En la oferta del sistema tenemos la generación y los equipos de compensación reactiva.

### 2.1.1.2 Restricciones de Desigualdad

Las restricciones de desigualdad son de tipos rígido y flexible. El tipo rígido son aquellas que son definidas y especificadas, tales como, el rango de derivaciones de un transformador operables bajo carga, mientras que las de tipo flexible son aquellas que tienen una flexibilidad asociada, tales como las tensiones en barra y los ángulos de fase entre voltajes de barras.

#### (a) Restricción de Generación

La potencia entregada por un generador está dada por  $\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$  y no debería exceder un valor predefinido  $C_p$ , esta restricción es de tipo rígido.

$$P_p^2 + Q_p^2 \leq C_p^2$$

La máxima potencia activa de un generador está limitada principalmente por consideraciones térmicas de circulación de corriente y por la capacidad mecánica

de la turbina. La mínima potencia lo está por restricciones en el ciclo térmico (centrales termoeléctricas) o en la turbina (centrales hidroeléctricas). Por lo tanto, la potencia de generación  $P_p$  no se puede salir del rango establecido por la desigualdad.

$$P_{p \text{ min}} \leq P_p \leq P_{p \text{ máx}}$$

De manera similar, la máxima y mínima potencia reactiva de un generador está limitada. La máxima potencia reactiva está limitada por el sobrecalentamiento del rotor del generador y la potencia mínima está limitada por el límite de estabilidad del generador. Por lo tanto, la potencia reactiva de generación  $Q_p$  no se puede salir del rango establecido por la desigualdad.

$$Q_{p \text{ min}} \leq Q_p \leq Q_{p \text{ máx}}$$

La restricción de generación es de tipo rígido, puesto que un generador no puede suministrar más potencia que la permitida por su capacidad, así también, para su mínima generación, debido a su capacidad mínima requerida para su funcionamiento.

### (b) Restricción de Voltaje

Es importante que la magnitud y ángulo de fase de la tensión varíen dentro de ciertos límites, si no muchos de los equipos conectados al sistema no podrán operar satisfactoriamente, así tenemos:

$$|\bar{V}_{p \text{ min}}| \leq |\bar{V}_p| \leq |\bar{V}_{p \text{ máx}}|$$

$$\theta_{p \text{ min}} \leq \theta_p \leq \theta_{p \text{ máx}}$$

donde  $|\bar{V}_p|$  y  $\theta_p$  representan la magnitud de la tensión y el ángulo de fase en la barra "p".

Esta restricción es de tipo flexible, es decir, definido el rango de variación, esta puede ser modificada solamente para casos de extrema necesidad de operación del sistema.

### (c) Restricción en Líneas de Transmisión

El flujo de potencia activa y reactiva a través de una línea es limitado por la capacidad térmica, flujo de corriente o la operación misma en el sistema. Se expresa como:

$$C_L \leq C_{L\text{máx}} \Rightarrow P_{pq}^2 + Q_{pq}^2 \leq S_{pq\text{máx}}^2$$

donde  $C_{L\text{máx}}$  es la máxima capacidad de flujo de la línea "L".

Esta restricción es de tipo flexible, es decir, definido el rango de variación, esta puede ser modificado, solamente para casos de extrema necesidad de operación del sistema, por un período corto de tiempo (horas), en caso contrario se reduce la vida útil de la línea.

#### 2.1.2 Modelo Dinámico

Este modelo considera la variación de la tensión en los generadores y de la frecuencia del sistema, y el carácter dinámico de los diversos tipos de consumos.

- Tensión variable.- Considera el efecto de elevación o reducción de la tensión ante la conexión de un elemento o consumo, y los problemas que esto podría tener para la estabilidad del sistema.
- Frecuencia variable.- Considera la variación de la frecuencia del sistema, ante conexiones o cambios de elementos.

El desarrollo del presente trabajo no toma en cuenta el carácter variable de la frecuencia del sistema, lo considera constante, es decir, supone que existe un equilibrio estable entre cada uno de los pasos del proceso de recuperación. De igual manera, las tensiones en las barras de generación, las cuales cambian constantemente, se consideran que estas cambian en forma discreta, según necesidades de aporte de reactivo de los generadores. Por lo tanto, el presente estudio solamente considera el modelo estático del sistema.

## **2.2 Estudios de los Sistemas Eléctricos de Potencia**

Para definir el real comportamiento operativo de los sistemas eléctricos es necesario realizar una serie de estudios, tanto de carácter estático y dinámico.

Dentro de los estudios de carácter estático, tenemos los flujos de potencia y estudios de fallas. Los estudios de flujo de potencia consideran un parque generador definido, donde a partir del cual se definen las condiciones de operación de un sistema, es decir permite determinar dentro de que rango variarán las tensiones en las barras, así como el flujo de potencia en las líneas. Los flujos de potencia se realizan de dos maneras diferentes: flujo “AC” y “DC”. La primera considera todas las variables del sistema, es decir potencia activa y reactiva, voltajes en las barras, tanto en módulo y ángulo. Mientras que la segunda no considera la potencia reactiva y además considera que todos los voltajes tienen un mismo valor (1,0 p.u.).

Los estudios de fallas permiten calcular las potencias de cortocircuito en diversas partes del sistema. Con estos valores se definen la capacidad de ruptura de los interruptores del sistema. Además, el estudio proporciona los aportes de las corrientes de fallas desde los diversos puntos al lugar de la falla, con estos aportes de las corrientes de falla se determinan los ajustes de los equipos de protecciones del sistema. Además, permite establecer una lógica de operación del control de apertura de interruptores, para desconectar solamente el elemento fallado.

Los estudios de carácter dinámico comprenden estudios de estabilidad transitoria y dinámica, sobretensiones transitorias y armónicas.

Los estudios de estabilidad permiten determinar el comportamiento de las unidades generadoras ante una falla de una componente del sistema o la conexión de una nueva unidad generadora en el sistema, determinando si las unidades pierden estabilidad (se aceleran infinitamente) o recuperan la estabilidad después de un corto tiempo. Los estudios de sobretensiones transitorias permiten analizar el comportamiento del sistema ante una caída de un rayo en una de las estructuras del sistema o algún otro evento. Los estudios de armónicas, permiten determinar el tipo y cantidad de las componentes de armónicas en el sistema, y los elementos que originan estas armónicas.

Cabe indicar que el presente estudio estará inmerso dentro de los estudios de carácter estático y de donde solamente se hará uso del estudio de flujo de potencia.

### **2.3 Estados de Operación de los Sistemas Eléctricos**

El comportamiento operativo de todo sistema eléctrico de potencia, tiene dos extremos posibles de operación, la normal, en donde siempre debería permanecer, mientras que el otro extremo es la operación anormal del sistema, es decir, el sistema se encuentra muy desmembrado y las restricciones operativas no se cumplen totalmente, tales como los niveles de tensión en las barras, capacidad de transmisión en las líneas y transformadores. En el tránsito entre la operación normal hacia la anormal, se tiene una serie de estados de operación, que describen todas las posibles situaciones de operación que se presentan en un sistema eléctrico, entre las cuales se encuentra inserta el **estado recuperativo**. El estado recuperativo corresponde a aquel en el cual se tiene al sistema con las restricciones alteradas. Los estados de operación de un sistema son 5, los cuales se muestran en la Figura 2.1. Cada uno de estos estados de operación representa las etapas por las que puede transitar el sistema. A continuación se realiza una descripción de cada uno de ellos.

#### **2.3.1 Estado Normal**

Se cumplen las ecuaciones de igualdad y desigualdad; lo cual indica que la generación es adecuada para cubrir la demanda total existente y que los elementos no están siendo sobrecargados. En este estado los márgenes de reserva (tanto para la transmisión como para la generación) son suficientes para proporcionar un adecuado nivel de seguridad, frente a una variación moderada del consumo.

#### **2.3.2 Estado de Alerta**

En este estado todas las restricciones son satisfechas pero, aún existiendo márgenes de reserva, alguna perturbación podría resultar en una violación de algunas de las restricciones de desigualdad.

### **2.3.3 Estado de Emergencia**

Se cumplen las restricciones de igualdad pero no así las restricciones de desigualdad. La seguridad del sistema ha sido violada. Sin embargo, el sistema podría estar intacto.

### **2.3.4 Estado Extremo**

En este estado las restricciones de igualdad y desigualdad han sido violadas. El sistema ya no está intacto y en la mayor parte del sistema los consumos han salido fuera de servicio.

### **2.3.5 Estado de Recuperación**

Las restricciones de igualdad no son satisfechas, pero sí la mayor parte de las desigualdades. Una vez detenido el colapso, el sistema entra al estado de recuperación, si es que aún existen algunos equipos operando dentro de su capacidad nominal, o si algunos equipos han sido puestos en servicio siguiendo al colapso total. Durante este estado, se toman acciones de control para restablecer los consumos y reconstruir el sistema. Desde este estado, el sistema puede transitar al estado de alerta o al estado normal, dependiendo de las circunstancias.

En general, el conocimiento de las condiciones de operación del sistema resulta vital para definir el estado en que éste se encuentra, y con ello analizar y desarrollar el control apropiado. Bajo esta perspectiva, uno de los estados que el presente estudio analiza es el correspondiente al de recuperación

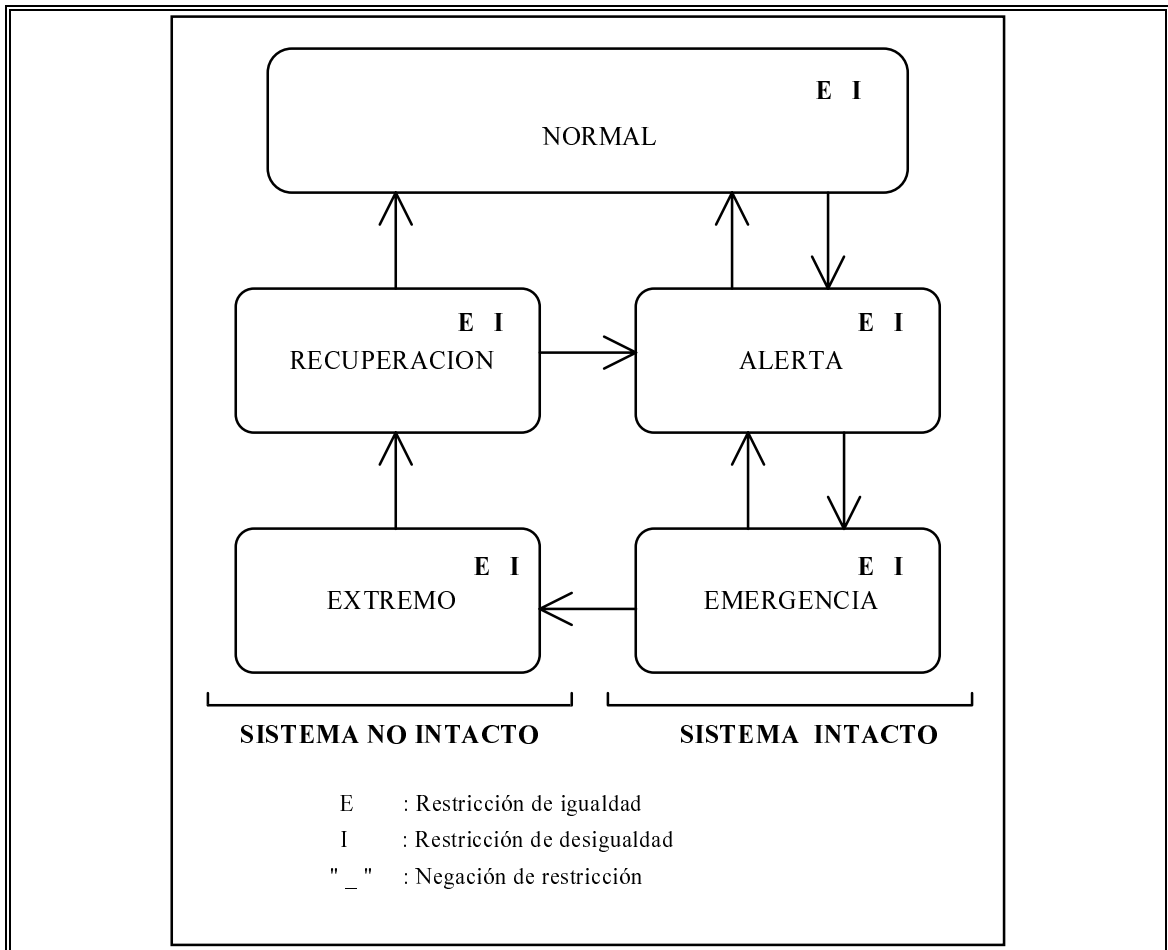


Figura 2.1: Estados operativos de un SEP

### III. MANIFESTACIÓN DEL ESTADO RECUPERATIVO

El **estado recuperativo** viene a ser la culminación de una perturbación severa dentro del sistema, cuando ésta ha sido controlada y previo regreso al estado normal o de alerta. Dicho estado denota que se ha detenido el deterioro de las condiciones de operación, pero que todavía no se satisface el suministro total de los consumos. La llegada del **estado recuperativo** es poco frecuente, pero cada vez que ocurre, se tienen problemas muy pocas veces vistos en una condición normal de operación, tales como mantener tensiones fuera de los rangos permitidos o líneas sobrecargadas. En este capítulo mencionamos las causas y consecuencias de las perturbaciones, y la planificación que conlleva un servicio recuperativo.

#### 3.1 Causas y Consecuencias de las Perturbaciones

Se denomina perturbación a todo evento imprevisto que origina una operación anormal del sistema, ya sea transitoria o permanente (hasta que se elimine la causa). Pueden clasificarse de diversas maneras. El presente trabajo lo hace según el nivel de interrupción del suministro, en:

- Menores.- Provocan interrupción menor o igual al 5% de la demanda total.
- Medianas.- Provocan interrupción del 5 al 20% de la demanda total.
- Mayores.- Provocan una interrupción mayor al 20% de la demanda total.

Las causas posibles de las perturbaciones son: condiciones climáticas, animales, terceros, propias de la red y recuperaciones provisionales. Las consecuencias de las perturbaciones son las siguientes:

#### **Consecuencias Económicas**

1. Gastos adicionales en los presupuestos familiares, por compra de otros combustibles domésticos.
2. Gastos adicionales y reducción de la producción y comercialización en la industria y comercio.
3. Reducción de ingresos y egresos adicionales en las empresas de servicio eléctrico.



### **Consecuencias Sociales**

1. Pérdida de “confort” en la población afectada.
2. Disminución de la seguridad ciudadana.
3. Molestias en el esparcimiento.
4. Perjuicios en actividades educativas y culturales.
5. Perjuicio en los cuidados de la salud.

### **Consecuencias Políticas**

1. Desconfianza y pérdida de credibilidad en gobiernos local y nacional.
2. Desprestigio de las empresas eléctricas involucradas

#### **3.1.1 Racionamiento del Servicio de Energía Eléctrica**

El desbalance entre la oferta y el consumo en el sistema, después de que se ha procedido con el servicio recuperativo, se presenta cuando no se ha podido reponer parte de los elementos del sistema, tales como líneas de transmisión y/o generadores, siendo por lo tanto necesario racionar.

El problema del racionamiento es complejo, en cuanto involucra aspectos técnicos, legales, económicos, sociales y políticos, con necesidades frecuentemente contradictorias. Tales aspectos serán analizados a continuación.

**Aspectos Técnicos del Racionamiento.-** En el aspecto técnico, el ideal es tener el máximo control de los equipos de maniobra, que permita conectar o desconectar a los usuarios de acuerdo con los planes establecidos. Por ejemplo, para mantener el servicio de alumbrado público en toda una ciudad es necesario tener telecontrol de los equipos de maniobra en las subestaciones de distribución, ya que no sería eficiente enviar personal a decenas de subestaciones para efectuar las maniobras necesarias. Al no contarse con facilidades de telecontrol, la selectividad más simple es la de conexión o desconexión de bloques de carga que involucran usuarios de todo tipo en zonas geográficas definidas ó la conexión o desconexión de suministros industriales mayores que reciben energía en bloque.

**Aspectos Legales del Racionamiento.-** En el aspecto legal, generalmente hay la obligación de atender a los llamados suministros de servicio público bajo ciertos requerimientos mínimos de calidad y continuidad de servicio. Asimismo, los locales destinados para uso colectivo (aeropuertos, hospitales, estadios, locales para espectáculos y similares) deben contar con plantas de emergencia, para el caso de interrupción del servicio público.

**Aspectos Económicos del Racionamiento.-** El racionamiento afecta negativamente tanto a la empresa de electricidad como los usuarios. A la primera porque deja de percibir ingresos por la venta de energía racionada, y a los segundos (usuarios industriales y comerciales) porque les implica mayores costos de generación, al tener que usar grupos generadores menos eficientes, o bien reducir su actividad productiva.

Desde el punto de vista de las empresas eléctricas convendrá racionar a los usuarios que pagan menos por el kWh suministrado y usar las centrales menos eficientes sólo hasta el punto en el que los costos del servicio sean cubiertos por la tarifa. La economía del usuario es afectada también por el racionamiento tanto en forma directa por la pérdida ó disminución de la producción y comercialización de bienes y servicios, como en forma indirecta, por la pérdida de seguridad, al no contar con alumbrado público ni privado, y por la disminución de la comodidad que permite la disponibilidad de la energía eléctrica.

Desde el punto de vista económico como país se tendrá menor pérdida si se evita el racionamiento a aquellos dedicados a la producción de bienes y servicios que tienen mayor influencia en el producto bruto interno del país.

**Aspectos Sociales y Políticos del Racionamiento.-** En el aspecto socio-político, el racionamiento significa una reducción de bienestar y seguridad de la sociedad, que afecta la imagen de la empresa eléctrica y la confianza del ciudadano en la organización del gobierno para cautelar su derecho a contar con un servicio básico. Desde el punto de vista socio-político convendría, entonces, minimizar el racionamiento al usuario doméstico, al alumbrado, a las principales entidades del gobierno y a las organizaciones que brindan servicios básicos a la población (agua potable, comunicación, transporte, seguridad ciudadana, etc.).

Para establecer normas de prioridad en el racionamiento de energía, se deben tener en cuenta los diferentes aspectos técnicos, legales, económicos, sociales y políticos que implica, y que, como se observa líneas arriba, no resultan en un objetivo único sino, que se presentan como contradictorios. En la Tabla 3.1 se trata de resumir las consideraciones anteriores.

Tabla 3.1: Consideraciones de prioridad del racionamiento

Usuario	Prioridad			
	Técnica	Legal	Económica	Socio-Política
Doméstico	( * )	Mayor	Menor	Mayor
Alum. Público	( * )	Mayor	Menor	Mayor
Industrial	( * )	( ** )	Mayor	Intermedia
Comercial	( * )	( ** )	Mayor	Intermedia
Uso general	( * )	( ** )	Intermedia	Mayor

Nota:

- (\*) Limitaciones técnicas obligan a desconexiones de bloques de carga que involucran usuarios de todo tipo en zonas geográficas definidas ó la desconexión de usuarios industriales mayores.
- (\*\*) Prioridad intermedia ó menor, dependiendo de sí es servicio público ó libre contratación.

### 3.1.2 Reserva de Potencia Activa y Reactiva

La reserva de potencia reactiva tiene un papel importante, antes y durante el **SR**. Antes del **SR**, evita que la desintegración del sistema sea mayor, tratando de mantener las tensiones en los niveles permisibles, es decir, permite mantener una parte troncal o principal del sistema para evitar una pérdida total, hasta que el resto de las unidades generadoras y líneas estén restablecidos. Durante el **SR** facilita el proceso de integración del sistema, es decir facilitando las conexiones de elementos. Estas reservas deben ser ubicadas en lugares estratégicos, como la red de alta tensión, y en barras con interconexiones importantes entre subsistemas.

Los equipos de compensación reactiva pueden ser condensadores, reactores y compensadores estáticos. El diseño de estos equipos es considerado en la etapa de planificación de un sistema eléctrico. Los equipos de compensación deben estar conectados en el estado normal, por que, al ocurrir la falla, la conexión de estos equipos es difícil, debido a que ingresan como bloques de reactivos, los cuales pueden aumentar la posibilidad de pérdida del sistema. Los generadores suministran reactivos en forma gradual, lo cual permite una buena regulación y rapidez.

Además, uno de los objetivos de la localización de los reactivos es permitir al sistema mantenerse y/o recuperarse ante una salida repentina de una línea. Es decir, estos equipos generadores de reactivos deben proporcionar los reactivos (capacitivos o inductivos) necesarios cuando los generadores de las centrales no lo puedan suministrar.

Respecto a la reserva de potencia activa, la ubicación de ésta es considerada durante la etapa de planificación, y es ubicada en lugares de mayor concentración de consumo. Los tipos de reserva en giro según la operación del sistema son:

**Reserva Rodante Total.-** Es la parte no utilizada de la capacidad disponible conectada en un momento determinado. La reserva rodante provee capacidad al sistema de potencia para regular los cambios de la carga. Una parte de la reserva rodante es rápida, la restante es lenta.

**Reserva Rodante Rápida.-** Es la porción de la reserva rodante que esta disponible dentro de unos pocos segundos (aproximadamente 10 segundos). La reserva rodante rápida proporciona capacidad al sistema de potencia para restaurar la frecuencia a valores normales después de una pérdida súbita de generación o de una subida brusca en la demanda. En las centrales hidroeléctricas es igual a la capacidad no utilizada de una unidad. En general ella depende de la inercia mecánica de las partes móviles de las turbinas hidroeléctricas. En relación a centrales térmicas, dependiendo de la hora del día, las unidades de generación quedan como reserva, ya sea aquellas que no están generando a plena capacidad, como aquellas unidades que están fuera de servicio, disponibles para horas de máxima demanda. En las horas de máxima

demanda son las unidades diesel, que tienen un arranque rápido, las que están disponibles como reserva.

### **3.2 Planificación del Servicio Recuperativo**

Un efectivo plan del **SR** reduce el impacto de las perturbaciones sobre los consumidores y la economía del área afectada, a la vez que reduce la probabilidad de daños de los equipos. El estado recuperativo, como un modo anormal de operación de un sistema, requiere una cuidadosa planificación y entrenamiento de los operadores. Los procedimientos para desarrollar un efectivo plan del servicio recuperativo son [Adib94]:

1. Formación de un calificado equipo de planificación.
2. Revisar las características relevantes del sistema.
3. Formulación de suposiciones respecto a escenarios probables de ocurrencia.
4. Acuerdo sobre las metas del servicio recuperativo.
5. Desarrollo de estrategias y tácticas.
6. Aprobación del plan.
7. Entrenamiento del personal y publicación del plan.

#### **3.2.1 Tareas en el Servicio Recuperativo**

La planificación del **SR** involucra una amplia diversidad de tareas, la cual, dependiendo del sistema involucrado y de las circunstancias, no siempre puede ser realizado en la misma secuencia. El **SR** se determina por la efectividad y rapidez del cumplimiento de una serie de tareas. A continuación, se describe cada una de las tareas:

**Determinación del Estado del Sistema.-** La determinación del estado del sistema depende mucho de las circunstancias y extensión de la interrupción. En general, estas involucran la identificación de los contornos de las áreas energizadas y recolección de información de frecuencia y voltajes, estados de los generadores, líneas sobrecargadas y con problemas, y consumos interrumpidos por corte directo o rechazo de carga bajo frecuencia. Conocimiento del estado de energía almacenada (compresoras de aire, banco de baterías, etc) requerido para remover los cambios que puedan ocurrir con equipos auxiliares.

**Preparación de los generadores.-** La recuperación de sistemas predominantemente térmicos necesita considerar las características de tiempos críticos de operación de las turbinas. Estos incluyen los intervalos de tiempos requeridos por las centrales para su reinicio en la operación. En sistemas hidrotérmicos se necesita además considerar en las centrales hidroeléctricas la disponibilidad de agua y el estado de las unidades de generación.

**Preparación de la red.-** Junto con la disposición de las centrales, las líneas deben ser preparadas para su reposición. La apertura total de los interruptores en las barras desenergizadas, seguida de la pérdida de voltaje, simplifica y puede acelerar el proceso recuperativo, pero puede agotar algunas fuentes de energía almacenada. Durante las etapas iniciales del **SR**, cuando el sistema está bajo control manual, los rangos de frecuencia y voltaje deben ser mayores a los permitidos en el estado normal.

**Energización de la red.-** El número de reconexiones de la red principal de transmisión, involucra tiempo en la reposición. Durante el **SR** se pueden encontrar muchos fenómenos pocos vistos en el estado normal. La energización de líneas de alta tensión puede ocasionar sobrevoltajes, interrupciones transitorias y resonancia armónica.

**Reconstrucción del Sistema.-** La reposición de consumos y unidades de generación debe ser coordinada, considerando el estatismo de las unidades. La cantidad de consumo activo y reactivo después de un apagón, puede verse aumentada, debido a ciertos tipos de consumo, tales como hornos eléctricos y frigoríficos. La experiencia, en algunos sistemas, indica que estos efectos pueden ser contrabalanceados por una desconexión manual ó automática de carga.

Una de las dificultades en el cierre de los interruptores, durante un restablecimiento parcial de la red, es la excesiva diferencia de ángulo de fase entre sus bornes. Cerrar en tales condiciones puede causar una perturbación en el sistema y posiblemente, causar inestabilidad o daños de equipos. Una vez sincronizados los subsistemas, el sistema puede ser colocado bajo un control de frecuencia de referencia. La restauración total de carga y generación puede proceder en sucesivos pasos, cuidando

de no incrementar bloques grandes de carga, que puedan exceder la generación disponible.

**Logística.-** La implementación de los grupos de tareas, mencionados anteriormente, requiere de una estrecha y continuada coordinación entre el sistema de potencia, las plantas de generación y los operadores de planta. Tan importante como la magnitud del disturbio es la colaboración de la comunidad, autoridades de gobierno local y consumidores, para mantener informado en lo posible de las causas y la extensión del disturbio y del progreso del servicio recuperativo. Las acciones serán coordinadas entre todos los centros de control y los operadores de los centros de generación, todo bajo la supervisión de un centro coordinador principal.

El centro coordinador principal, así como las subestaciones y centros de control contarán con personal de emergencia, para estos tipos de eventos. Dentro de las empresas privadas, las de distribución deben contar con el personal necesario para realizar la reconexión de consumos. El personal de emergencia realizará la labor de poner en servicio los equipos de emergencia (tales como bancos de baterías o grupos electrógenos), la manipulación manual de las derivaciones de los transformadores, así como de los equipos de protección e interruptores.

**Retorno al estado normal.-** El **SR** se considera completo cuando la configuración final del sistema ha sido lograda. El despacho económico puede ser restituido y el próximo incremento de carga puede ser realizado de manera diferente al **SR**.

### **3.2.2 Esquemas Básicos del Servicio Recuperativo**

Los determinantes básicos en los esquemas recuperativos son las reglas de juego del operador y del computador. Así, tenemos 3 esquemas básicos de servicio recuperativo.

- 1. Servicio Recuperativo total automatizado.-** En este caso, el operador cumple el rol de observador. Su realización concreta en el futuro es incierta por causa de lo compleja y extrema de la tarea y del tiempo necesario para investigar las decisiones que ha de realizar el computador.

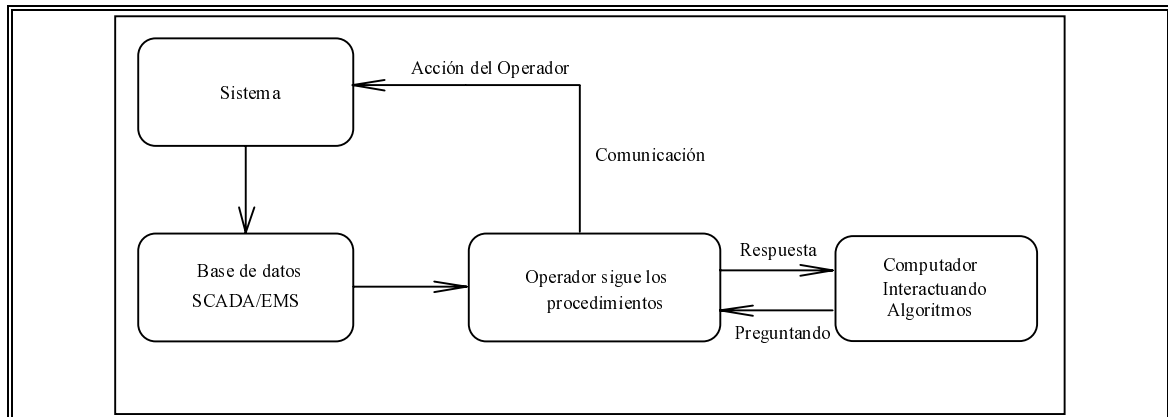


Figura 3.1: Servicio recuperativo asistido por computadora

2. **Servicio Recuperativo asistido por computadora.-** El operador toma la responsabilidad para la recuperación paso a paso, y el lazo de control es cerrado directamente por el. Las decisiones que realiza son apoyadas por programas interactivos en computadoras (Figura 3.1).
3. **Servicio Recuperativo cooperativo.-** El operador y el computador están juntamente en el lazo de control, alternando el rol de mando entre ellos, en las tareas en donde uno es más eficiente. La restauración puede proceder con una amplia perspectiva en las etapas de planificación y siendo después ejecutados (Figura 3.2).

La organización de la restauración puede basarse en algunos de los tres esquemas, habida consideración de la relativa fuerza y debilidad de operador y computador. El operador es el residente experto sobre su sistema. Su habilidad para cambiar su sistema desde una condición de operación a otra es irremplazable. Sin embargo, su habilidad de predicción para seleccionar las condiciones precisas se ve acotada por las limitaciones de tiempo, como en juzgar los efectos de combinación de más de un cambio específico. Por tanto, el operador puede hacer una cosa a la vez, su conducta en la restauración es inherentemente serial. El computador, por otro lado, puede predecir efectivamente los efectos combinatorios de varios cambios sobre una amplia sección del sistema, siempre que se disponga de una conveniente base de datos y del software apropiado.



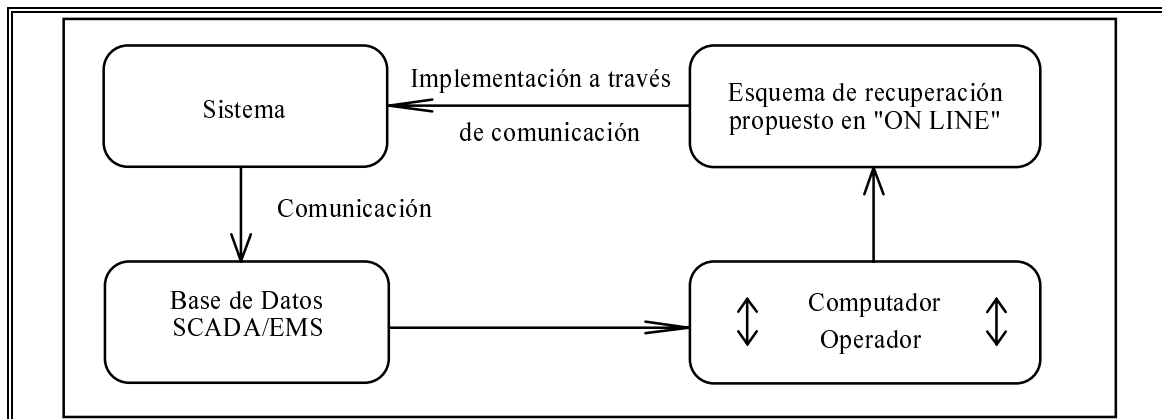


Figura 3.2: Servicio recuperativo cooperativo

Consecuentemente, el computador puede efectivamente escoger las condiciones precisas sobre un período de horizonte largo. Siguiendo al sistema desde una condición de operación a una condición específica, sin embargo, la selección requiere de algunas secuencias complejas de pasos intermedios. Tal selección puede ser hecha más eficientemente por el operador, usando su conocimiento sobre su sistema. Para el computador, las múltiples decisiones de elección significan invertir tiempo, cuando el número de decisiones es muy grande, como ocurre en el estado de recuperación. Así, el operador y el computador tienen compensada sus habilidades y debilidades.

### 3.3 Manifestación Económica del Servicio Recuperativo

La presencia de apagones en los sistemas eléctricos no son beneficiosos tanto para la empresa de servicios (generadoras, transmisión y distribución) y los usuarios. En las empresas de servicios el impacto negativo es la pérdida de credibilidad en los servicios que presta, y en los daños económicos que puedan sufrir sus instalaciones debido a las interrupciones bruscas y el número de las mismas.

Mientras que los usuarios, según el tipo, también sufren las consecuencias económicas de los apagones. Los usuarios industriales se ven afectados en la producción de sus productos finales, si son exportadores, el daño es aún mayor, por los compromisos previamente contraídos. Las pequeñas y medianas industrias también se ven afectados. Los usuarios domésticos también sufren las consecuencias,

este es un rubro que no se ha podido cuantificar la magnitud del daño hasta el momento, los daños causados son en los equipos domésticos, debido a la variación de los niveles de tensión y frecuencia, las consecuencias se nota entre el mediano y largo plazo.

Los usuarios tipo público también sufre las consecuencias de los apagones, dentro de los cuales tenemos los hospitales, en donde puede darse el caso de perder vidas humanas, y alumbrado público.

#### IV. ALTERNATIVA DE SOLUCIÓN: SERVICIO RECUPERATIVO

El presente trabajo plantea una nueva alternativa de solución del servicio recuperativo (**SR**) de los sistemas eléctricos. Esta alternativa introduce la variante económica en el protocolo técnico tradicional.

La cantidad de tiempo requerido para reponer el suministro después de una interrupción puede producir costos económicos inaceptables para una sociedad industrializada. Actualmente, la reposición de suministro se lleva a cabo paso a paso y casi manualmente, basada en pautas preestablecidas y en procedimientos operativos, es decir un protocolo técnico.

El problema de la reposición del suministro, después que éste ha sido interrumpido, es una decisión compleja y un problema de control para el operador del sistema. El problema puede ser visto conceptualmente como uno de tipo multi-objetivo, con restricciones no lineales.

El objetivo del **SR** durante el estado de recuperación es realizar **acciones de control** que permitan llevar el sistema en el menor tiempo posible a un estado de alerta o normal, reponiendo la mayor cantidad de consumos, manteniendo la seguridad y minimizando la energía no servida. Para coordinar las **acciones de control** durante el **SR**, es necesario desarrollar estrategias que faciliten dicha coordinación, las cuales deben ser cabalmente entendibles. Desafortunadamente, el comportamiento del sistema durante este período es incierto, y los procesos dinámicos que gobiernan el funcionamiento de los componentes relevantes del sistema son principalmente no-lineales y complejos, dado que:

1. La configuración y el estado de operación de los equipos del sistema no son conocidos en forma precisa.
2. Los incrementos de consumo que ocurren en el proceso recuperativo son función de varias variables, tales como, condiciones del tiempo, hora del día, tipo de vida de los usuarios, tipo de consumo, y características dinámicas de cargas específicas involucradas.

Entre los factores de complicación que hacen de la recuperación una tarea dificultosa están la presión y el esfuerzo para cumplirla en una cantidad mínima de tiempo, agravada por la indisponibilidad de generadores y la no-familiaridad del personal con las condiciones inusuales que predominan.

El objetivo que busca el **SR** propuesto es la rapidez de la recuperación del servicio de todos los consumos, lo cual debe involucrar la **minimización del tiempo de restauración** y la **maximización de la restauración de los consumos**, esto se traduce en **minimizar el costo de operación de los generadores más el costo de falla de los consumos**. Las variables de control del problema son las generaciones de las unidades. Las restricciones que involucra el control recuperativo incluyen:

1. Restricciones de flujo de potencia (balance de potencia entre generación y consumo, flujo en las líneas y límites de voltaje).
2. Restricciones de estabilidad (respuesta de estabilidad transitoria y dinámica de los sistemas, frecuencia y consideraciones de sincronización).
3. Restricciones de reinicio de las unidades de generación (reinicio en frío y en caliente).

En el presente estudio solo se incorpora la primera restricción en los modelos desarrollados.

Durante el **SR**, se debe mantener un balance razonable entre generación y consumo, para evitar excesivas desviaciones de la tensión y frecuencia, es decir, los incrementos de consumo durante el **SR** deben ser pequeños, ya que con incrementos mayores existe riesgo de que la frecuencia se desvíe de los valores permitidos o las tensiones bajen de los valores permitidos, de esta manera el sistema vuelva a salir fuera de servicio.

El balance de potencia a mantener se refiere tanto a la potencia activa como la reactiva. El balance de potencia activa considera a los generadores y consumos, un desbalance entre los dos influye en la frecuencia del sistema. En cambio, la potencia reactiva, además de los considerados en la potencia activa, también deben considerarse los equipos de compensación de potencia reactiva y los reactivos generados por las líneas, siendo por lo tanto el balance a realizar un poco

más complejo. La potencia reactiva juega un papel importante en las tensiones del sistema, la cual también repercute en la conexión de consumos.

La alternativa propuesta para la solución de la recuperación de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), es realizada mediante una **técnica de optimización y simulación de flujos “AC” y “DC”**. Ambos se intercalan, hasta obtener una solución factible para el sistema. La técnica de optimización sirve para realizar un despacho óptimo de la generación, según costo de producción, sujeta a las restricciones de las capacidades de transmisión de líneas, este despacho incluye la técnica de optimización y flujo “DC”. Con los despachos de generación obtenidos se realiza un flujo “AC”, para tener la solución técnica factible, es decir, tener niveles de tensión permitidos en el sistema, así como, respetar las capacidades de los diferentes elementos del sistema. En caso que el sistema no cumpla la solución será necesario realizar desprendimiento de consumos, para lo cual se usa del costo de falla de los consumos, esto se realiza conectando seudos generadores en las barras de consumo, con un costo de generación igual al costo de falla de dicha barra.

En el capítulo 5 se presenta el modelo matemático considerado en el presente tema de investigación.

#### **4.1 Aspectos Técnico-Económico y Procedimientos del SR**

En la actualidad el aspecto económico en la operación de los sistemas eléctricos ha cobrado mucha importancia. Razón por la cual el presente trabajo propone incluir el aspecto económico durante el **SR** de un SEP, puesto que durante mucho tiempo solamente se consideraba el criterio técnico. El presente trabajo muestra que el aspecto económico tiene un papel importante durante la recuperación del sistema.

Dentro del aspecto económico, uno de los factores que tendrá mayor relevancia es el costo de falla del sistema, que será el indicador de la secuencia de conexión de los elementos. Este factor se toma en cuenta durante la etapa del despacho de los generadores, realizada mediante la combinación de la técnica de optimización y el flujo “DC”. Este aspecto económico será complementado con el criterio técnico. La decisión final de realizar la conexión de un elemento será

determinada por el análisis técnico, lo cual se hace mediante flujo “AC”. Se demostrará que el enfoque técnico-económico provee una solución más razonable que la solución puramente técnica.

Durante el servicio recuperativo, el aspecto económico considera los costos medios de generación y los costos de falla de los consumos, mientras que el aspecto técnico considera lo siguiente:

- Capacidad máxima en líneas de transmisión, se considera en flujo “AC” y “DC”.
- Límites de generación de potencia reactiva, se consideran en flujo “AC”.
- Niveles de tensión en cada una de las barras, se consideran en el flujo “AC”.
- Diferencia de magnitud de las barras entre las que se realizará la interconexión: tensión (10 kV) y ángulo de desfase (30°), se considera en flujo “AC”.

El proceso a seguir para pasar de una etapa a otra, tanto para el procedimiento paralelo y serial, es el siguiente. Dado los elementos del sistema, se realiza un despacho de los generadores, mediante un despacho óptimo y flujo “DC”, esto permite definir la cantidad de consumos abastecidos y no abastecidos, la generación de cada uno de los generadores y la capacidad de las líneas al momento del despacho. A continuación, con la generación de cada uno de los generadores se procede con un flujo “AC” para tener una visión más real de la operación del sistema, es decir si se cumplen las condiciones de operación, como son las tensiones en cada una de las barras, la potencia reactiva del generador, y la capacidad de transporte de las líneas. Si una de las restricciones no se cumple, se regresa al paso anterior y debe hacerse las correcciones del caso, para lo cual se podría dar el caso de desconectar algunos consumos. Por lo tanto el paso a la siguiente etapa la define las condiciones de operación en el flujo “AC”.

Los procedimientos a seguir durante el **SR** están condicionados además por la cantidad de elementos operativos y consumo. A partir de esto se determina un factor de recuperación (**Fr**), el cual indicará el tipo de procedimiento a seguir.

#### 4.1.1 Factor de Recuperación (Fr)

Con los datos del sistema normal y los datos de los elementos operativos en el estado recuperativo, el algoritmo propuesto decide el procedimiento serial o paralelo a seguir (el operador del SEP también puede tomar la decisión), mediante el empleo de un factor de recuperación (Fr) que se propone y presenta a continuación. Los criterios que toma en cuenta dicho factor son la cantidad de consumo abastecida, el número de líneas energizadas, y la cantidad de unidades y ubicación de la generación disponible, incluidas las centrales de reserva.

Fr = función[ % consumo abastecido (fr1), % líneas energizadas (fr2),  
% de generación disponible (fr3)]

$$Fr = \frac{[\alpha * (\% \text{ fr1}) + \beta * (\% \text{ fr2}) + \gamma * (\% \text{ fr3})]}{(\alpha + \beta + \gamma)}$$

Donde:  $\alpha$ ,  $\beta$  y  $\gamma$  son factores de proporción, con  $\alpha + \beta + \gamma = 1$ . Generalmente hablando  $\alpha$ ,  $\beta$  y  $\gamma$  dependen del conocimiento empírico del sistema (por ejemplo acciones recuperativas de prioridad). El Factor “ $\alpha$ ” esta relacionado con los consumos del sistema, mientras “ $\beta$ ” lo hace con las líneas de transmisión, y “ $\gamma$ ” se relaciona con la generación del sistema. Los valores a asignar están relacionados con los elementos del sistema y la forma de operación del sistema. Por ejemplo, en sistemas con varios anillos, se debe dar una mayor prioridad a los consumos, ya que se tiene muchas alternativas de transmitir la potencia. En segundo lugar de importancia están los generadores. Mientras que en sistemas que no cuentan con muchos anillos, cobran mayor importancia las líneas de transmisión y en segundo lugar los generadores y consumos.

Los factores fr1, fr2 y fr3, indican en porcentaje, los elementos conectados en el sistema al inicio del SR. “fr1” indica el porcentaje de consumo abastecido al inicio del SR, “fr2” esta relacionado a la cantidad de líneas operativas y “fr3” esta relacionado con los generadores.

El factor de recuperación (Fr) oscila entre 1 (estado normal) y 0 (falla total del sistema). Es decir, cuando el sistema se encuentra operando normalmente,

sin ninguna violación de las restricciones operativas, el **Fr** tiene el valor de “1”, mientras para el caso hipotético cuando no se tiene ningún elemento operativo en el sistema, **Fr** tiene el valor de “0”.

El tipo de procedimiento serial o paralelo a seguir durante el **SR**, se define mediante el factor **Fr**. Se considera un factor “**k**” (varía entre 0 y 1), la cual esta relacionada con el tipo de sistema. Es decir para sistemas muy enmallados este valor debe ser bajo, mientras que en sistemas radiales debe ser alto. Se sigue con **SR** serial, si el **Fr** calculado es inferior al factor “**k**”. En caso contrario se procede con el **SR** paralelo, ambos descritos a continuación.

#### 4.1.2 Procedimiento Paralelo del Servicio Recuperativo

La recuperación en paralelo de islas (o subsistemas) requiere que suficiente capacidad de generación esté disponible dentro de cada una de ellas, para un rápida energización y el mantenimiento de las condiciones operativas. Este tipo de procedimiento consiste en ir reponiendo los elementos uno a uno, en cada una de las islas. Se detiene cuando se han conectado todos los elementos ó cuando las condiciones técnico-economicas permiten realizar la interconexión con otra isla.

El siguiente procedimiento a describir, aplicable para cada una de las islas, define el proceso que se debe de seguir para determinar el elemento a conectar. Con los elementos posibles de ser conectados, ordenar de menor a mayor según el costo de falla del sistema, es decir, realizar para cada uno de los elementos posibles una simulación mediante el flujo “DC” óptimo, siendo el resultado de cada una de las simulaciones el costo de falla del sistema. Con el elemento que presente el menor costo de falla del sistema realizar un **estudio técnico** de operación, esto es realizado con un flujo de potencia “AC”. Si el estudio técnico no presenta problemas de tipo operativo, se procede a realizar la conexión. En caso de que se presenten problemas, realizar maniobras operativas, tales como variar la tensión de generación o conectar equipos de compensación. Estas maniobras se analizan con el flujo “AC”. Si a pesar de estas maniobras no es posible cumplir los límites técnicos, tomar el siguiente elemento del ordenamiento, y proceder con el estudio técnico. Se debe tener presente que, para realizar el ordenamiento de los elementos, estos debe ser del mismo tipo, es decir líneas o generadores.



La conexión de islas o subsistemas, se realiza según costo de falla del sistema, es decir entre aquel par de islas que presenten el menor costo de falla y a la vez cumplan las condiciones de operación. El procedimiento es el siguiente: se forman pares de islas o subsistemas posibles de conectarse, y se procede a evaluarla y ordenarlas según costo de falla del sistema, esto se realiza mediante flujo “DC” óptimo. A continuación se toma el par de islas con el menor costo de falla del sistema y se realiza un estudio técnico mediante flujo “AC”, para determinar si cumple con los criterios operativos. Si cumple los criterios técnicos, el par de islas esta dispuesto para su interconexión, en caso contrario se proseguí con el siguiente par de islas. Al final de la evaluación, se tiene los pares de islas a interconectarse. Al momento de conectar un par de islas, el sistema cuenta con una isla menos, es decir una de las islas se considera incorporada en la otra. En la isla que contiene la otra isla se pueden ir conectando los elementos que falten hasta donde la isla lo permita. Se procede de esta manera hasta que todo el sistema esté plenamente restablecido.

Cuando se tenga conectados todos los consumos y falte conectar elementos (líneas o generadores), se procederá según aquellos generadores del sistema que presente el menor costo de operación.

#### **4.1.3 Procedimiento Serial del Servicio Recuperativo**

La recuperación serial requiere que la fuente centralizada sea capaz de tomar suficiente carga para detener la caída de tensión y levantar el sistema suavemente. Se sigue este procedimiento cuando se tiene una gran cantidad de consumo desconectado.

Este tipo de procedimiento se inicia conectando las líneas de alta tensión, con los generadores operativos en el sistema, y se debe tener cuidado con la potencia reactiva propia de las líneas. Esto se realiza mediante flujo “AC”. Cuando se tiene la mayor parte de las líneas de alta y media tensión conectadas, se procede a tomar consumos, aplicando el procedimiento descrito para el procedimiento en paralelo.

Cuando se tenga conectado todos los consumos y falte conectar elementos, se procederá según aquel que presente el menor costo de operación de los generadores del sistema.

En este caso se comienza conectando la red de alta, después la de mediana tensión, y luego de haber realizado este paso se comenzará a conectar los consumos, en pequeña cantidad. El objetivo principal es energizar primeramente la red de alta tensión y posteriormente incorporar en forma paulatina los consumos.

#### **4.2 Procedimiento General del Servicio Recuperativo**

A continuación se presenta el procedimiento general del **SR** adoptado en este trabajo. Este procedimiento se caracteriza por su esencial preferencia de conexión de las líneas. En efecto, la conexión de la red de alta tensión tiene prioridad, si las circunstancias lo permiten. Esto se realiza para facilitar la reposición de los generadores. Los pasos del procedimiento general, son los siguientes:

1. Recopilar y cuantificar los datos del sistema, según:
  - a) Cantidad de consumo conectado.
  - b) Cantidad de líneas energizadas y niveles de tensión.
  - c) Generación disponible.
2. Con la información anterior, determinar el procedimiento a seguir:
  - a) Paralelo
  - b) Serial

El procedimiento a seguir se realiza mediante el factor de recuperación **Fr**.
3. Poner en servicio las centrales de reserva.
4. Energizar aquellas líneas que no presenten dificultades para su puesta en servicio, tales como las líneas conectadas a las centrales de reserva. Esto debe realizarse a continuación de conectar las centrales de reserva.
5. Las líneas se han de ir poniendo en servicio tratando que ellas hagan que el sistema presente un menor costo de falla y cumpla las condiciones de operación. De un conjunto de líneas posibles a conectar, se pondrá en servicio aquella que haga que el sistema tenga el menor costo de falla y además cumpla con las condiciones de operación. Para llevar a cabo esta evaluación, este trabajo realiza un flujo “DC” óptimo y un flujo “AC”.
6. La puesta en servicio de los generadores se realiza de igual manera que la puesta en servicio de las líneas, y con el mismo tipo de evaluación.
7. Cuando se tenga todo el consumo conectado, y aún falte poner en servicio generadores y líneas, las conexiones se realizarán según un orden que haga que

el sistema presente el menor costo de operación. Esto se lleva a cabo mediante un flujo “DC” óptimo y un flujo “AC”.

8. El resultado final del servicio recuperativo será una secuencia determinada de conexiones de líneas y generadores.

Para un **SR** paralelo, se debe considerar además, lo siguiente:

1. Se conectan no más de 2 islas a la vez. Es decir, durante el SR solamente se conectarán 2 islas o subsistemas, y no 3 ó más islas en forma simultánea.
2. Se conectan islas según costo de falla, es decir entre el par de islas que presenten el menor costo de falla y a la vez cumplan las condiciones de operación.

De igual manera con el **SR** serial:

1. En este caso, con la generación disponible se trata de energizar toda la red de alta y mediana tensión. Aquí se puede presentar el problema de los reactivos generados por las líneas, por lo que los generadores deben ser capaces de absorber dichos reactivos.
2. Los generadores se van conectando uno a la vez, según aquel que haga que el sistema presente el menor costo de falla. Esta evaluación se realiza mediante flujo “DC” óptimo y flujo “AC”.

#### **4.3 Procedimiento para la Medición del Tiempo y la Energía no Servida**

A cada elemento se le definirá un tiempo promedio de reconexión. Al inicio del **SR** se define un contador del tiempo promedio de la duración del servicio. Se irá incrementado según el tiempo promedio de reconexión del elemento que se conecte. Al mismo tiempo se va contando el tiempo del consumo desconectado, el cual permite al final determinar el tiempo que estuvo fuera de servicio, y con ello determinar la cantidad de energía no servida durante el **SR** y su costo de falla respectivo.

##### **4.3.1 Forma Aproximada de Medir Tiempo**

El tiempo a medir se empleará para determinar el tiempo estimado de duración del **SR**, además del tiempo que cada uno de los consumos estuvo fuera de servicio y para con esto calcular el costo de falla total del sistema durante el **SR**.

Valores iniciales considerados en el **SR**:

- $T_{ci}$  : Tiempo del consumo en la barra  $i$ ;  $i : 1, \dots, N$ ; “N” barras de consumo.  
 $T_{gi}$  : Tiempo de reposición del generador  $i$ ;  $i = 1, \dots, M$ ; “M” generadores.  
 $T_{Li}$  : Tiempo de reposición de la línea  $i$ ;  $i = 1, \dots, S$ ; “S” líneas.  
 $T$  : Tiempo de duración del servicio de recuperación.

Para los elementos que están operativos se ha de considerar un tiempo de “-1”. Igual consideración vale para los consumos conectados.

El parámetro “T” se incrementará cada vez que se conecte un elemento, en un valor igual al tiempo que toma en conectarse el elemento. De igual manera,  $T_{ci}$  se verá incrementado (excepto los que están conectados, que tienen valor “-1”). Cuando un consumo se conecta plenamente, asignarle el valor de “-1”. Al final del **SR** se tiene el tiempo total del SR y el tiempo de cada consumo que estuvo desconectado, y el costo de falla total del sistema.

#### **4.4 Consideraciones Generales Durante el Servicio Recuperativo**

Durante el período del **SR** se debe tener presente las consideraciones que se indican a continuación, estas son parte de la práctica habitual de la operación de un sistema. Estas no necesariamente tienen que ser cumplidas cabalmente, quedando sujetas al estado del sistema y a la experiencia del operador.

##### **4.4.1 Conexión de Elementos**

1. Durante el servicio recuperativo se conecta un elemento a la vez.

Es decir, no se podrá conectar dos elementos en forma simultánea, puesto que esto puede traer problemas de estabilidad en el sistema.

2. En las islas, las conexiones pueden ser consideradas en forma simultánea, debido a que cada una de las islas se restaura en forma independiente.

#### **4.4.2 Voltaje en Barras**

1. En barras de generación, se aceptan variaciones de tensión de hasta  $\pm 10\%$ , para la generación de potencia reactiva.

Se puede variar los niveles de tensión del generador según la necesidad de reactivos del sistema, para tener niveles de voltajes adecuados de operación en las restantes barras del sistema.

2. En las barras de consumo se aceptan variaciones de tensión de hasta  $\pm 10\%$ .
3. En las barras de paso se aceptan variaciones de tensión de hasta  $\pm 12\%$ .

#### **4.4.3 Conexión de Líneas de Transmisión**

1. Las líneas asociadas a las centrales, deben ser energizadas en forma conjunta con las centrales.
2. Para realizar el cierre del interruptor de una línea, se debe tener en sus extremos, como máximo, una diferencia de tensión de 10kV y una diferencia de ángulos de fase de hasta  $30^\circ$ .
3. Para determinar el primer extremo de línea a ser energizado, el operador debe fijarse en los valores de tensión y ángulo en las barras donde se conectará la línea. En general, convendrá conectar primero el extremo donde la tensión es menor, ya que así se aprovecha la potencia reactiva propia de la línea para elevar la tensión en este extremo, reduciéndose de esta manera la diferencia de tensión con el otro extremo. Luego que se conecte el primer extremo, se procede a conectar el segundo, con lo cual se conecta la línea.
4. En aquellas islas en que se tenga déficit de potencia reactiva, conviene energizar las líneas, para utilizar su potencia reactiva propia.
5. Las líneas pueden ser sobrecargadas hasta en un 20% o en casos extremos, en períodos de corta duración, hasta en un 30%.
6. Aquellas líneas que trabajen con reactores en forma permanente, estos deben permanecer conectados durante el servicio recuperativo, aún si se tiene problemas de reactivos en el sistema (o isla).
7. En la conexión de condensadores, se debe tener cuidado, debido a que éstos entran en bloque, lo cual puede causar una subida abrupta de tensión. Al conectar condensadores, en las simulaciones, se considera que entra en forma

conjunta con el consumo, pero en la práctica primero se conecta el condensador y un instante después el consumo.

### **Proceso de energización de líneas de transmisión**

El proceso de energización se realiza mediante flujo de potencia “AC”. La energización se inicia en un extremo de la línea. Este procedimiento se explica tomando como ejemplo la línea entre las barras **i** y **j** (ver Figura 4.1), se supone que primero se conecta la barra **i** (cierre del interruptor entre **i** y **i'**). Después de conectar el extremo **i** se debe observar el extremo **j'**, cuya tensión se eleva y cuyo ángulo de desfase con respecto a la barra **i** aumenta. Para realizar el cierre definitivo de la línea se debe tener en cuenta las consideraciones de tensión y ángulo entre las barras **j'** y **j**. Si las condiciones se cumplen realizar el cierre de la línea (cierre del interruptor entre **j'** y **j**). En caso de que no se tenga las condiciones necesarias no se debe realizar el cierre de la línea. Por ejemplo, si las tensiones del sistema son elevadas debido a esta línea y no se puede realizar correcciones con los generadores, es mejor desconectarla. La situación contraria en que se tiene niveles de tensión aceptables, pero no se puede cerrar la línea por la diferencia de ángulos de fases, es mejor dejarla conectada hasta cuando se tenga las condiciones para el cierre; una posibilidad de reducir la diferencia de fases, es realizando maniobras operativas (mediante flujo “AC”) con aquellos generadores con un costo marginal de cero, es decir, ver la posibilidad que estas generen un poco más, para así reducir la diferencia de ángulo.

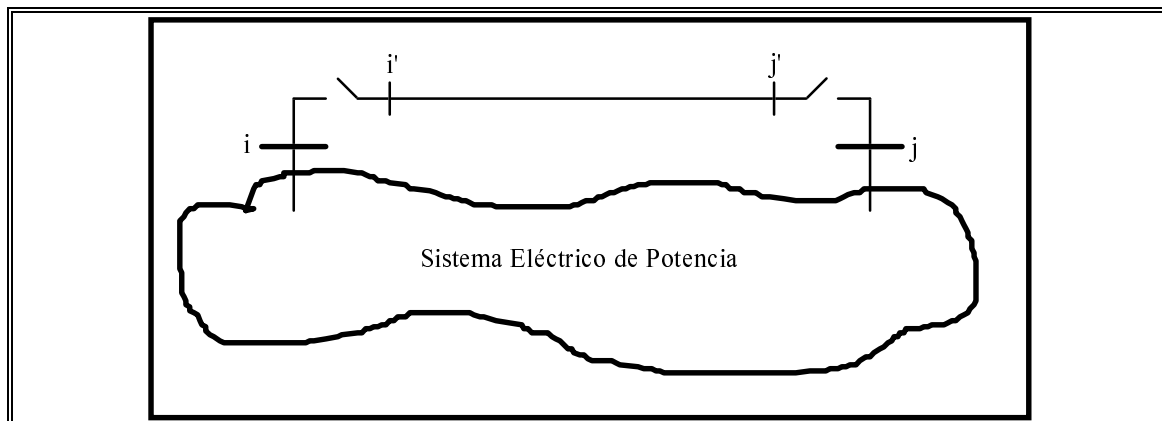


Figura 4.1: Línea a conectar

#### 4.4.4 Conexión de los Consumos

1. La conexión de un consumo debe ser realizada cuando la tensión en la barra se encuentre dentro del rango de variación del  $\pm 5\%$  respecto a la tensión nominal, puesto que si se está en un rango inferior puede suceder que la tensión baje aún más y se presenten problemas en la operación del sistema
2. La conexión de consumos debe ocurrir en incrementos pequeños, para evitar posibles problemas de estabilidad del sistema.
3. Los consumos se conectan según el costo de falla. Es decir, primeramente se conectan aquellos consumos que presenten un costo de falla mayor.
4. Los consumos industriales mayores deben ser conectados en lo posible cuando el sistema se encuentre restablecido en un 70%. Esto se refiere a sus grandes maquinarias, más no así, al uso de alumbrado y equipos menores.

#### 4.5 Algoritmo Computacional Propuesto para el Servicio Recuperativo

El algoritmo computacional propuesto pretende ejecutar el servicio recuperativo de un sistema eléctrico. En la Figura 4.2 se muestra el diagrama en bloques de manera resumida del **SR** propuesto.

Una vez que se cuente con la información del sistema, el algoritmo decide el tipo de procedimiento a seguir (paralelo o secuencial) usando el factor de recuperación  $Fr$ . En este punto, el algoritmo puede aceptar una orden del operador

del sistema, y con ello seguir un procedimiento de recuperación propio. La constante “k” es un valor heurístico del sistema, para el ejemplo que se muestra en el Capítulo VII se ha asignado el valor 0.3. Como resultado del algoritmo se tiene una secuencia de conexión de líneas y despacho de los generadores.

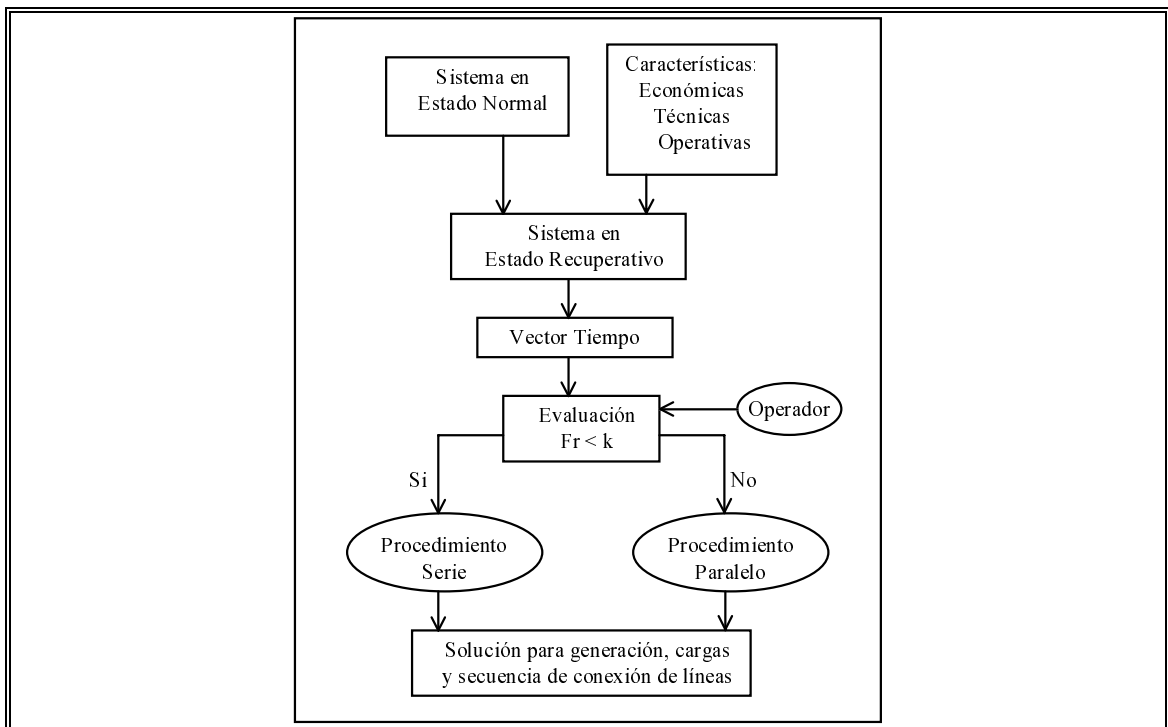


Figura 4.2: Procedimiento genérico del SR

#### 4.5.1 Procedimiento Paralelo y Serial

En la Figura 4.3 se muestra en diagrama en bloques el algoritmo del procedimiento del **SR**, el cual tiene la misma estructura para los dos tipos de procedimientos. El algoritmo parte con la información del consumo no servido y de la generación y líneas no disponibles y los criterios de conexión. Después se realiza un flujo “DC” óptimo para determinar el elemento a conectar. Con la información de los resultados del flujo “DC” se realiza un estudio técnico con flujo “AC”. Después se pregunta si se cumple la factibilidad técnica. Si la respuesta es afirmativa se



actualiza el vector tiempo y se sigue con el proceso. En caso contrario, se realiza un diagnóstico del elemento crítico y se regresa al inicio del procedimiento, para continuar con otro elemento. Después que se realiza la actualización del vector tiempo se pregunta si el sistema está recuperado plenamente. Si es verdad, se finaliza el SR. En caso contrario se prosigue con el **SR**.

### **Procedimiento Paralelo**

Se sigue este tipo de procedimiento cuando  $Fr > k$ . El procedimiento consiste en ir conectando cada uno de los elementos dentro de la isla, de acuerdo al diagrama en bloque de la Figura 4.3. Se detiene cuando se han conectado todos los elementos ó cuando las condiciones técnico-económico permitan realizar la interconexión con otra isla o, cuando ya no se puedan conectar más elementos por consideraciones técnicas. Para la conexión en paralelo de islas se utiliza el mismo procedimiento cuando se conecta un elemento dentro de una isla.

### **Procedimiento Serial**

Se sigue este tipo de procedimiento cuando  $Fr \leq k$ . Este esquema consiste en desconectar los elementos del sistema, a excepción de la red de alta tensión y de líneas asociadas a las centrales (las cuales forman la red principal del sistema). En este procedimiento se va conectando un elemento a la vez. El **SR** es de manera similar al paralelo.

## **4.6 Módulos del Algoritmo Computacional**

El algoritmo computacional desarrollado está constituido por un conjunto de módulos, cada uno de los cuales cumple una función específica. En el Capítulo VI se detalla el desarrollo computacional de las subrutinas que componen cada uno de los módulos. La Figura 4.4 muestra como están relacionados los módulos.

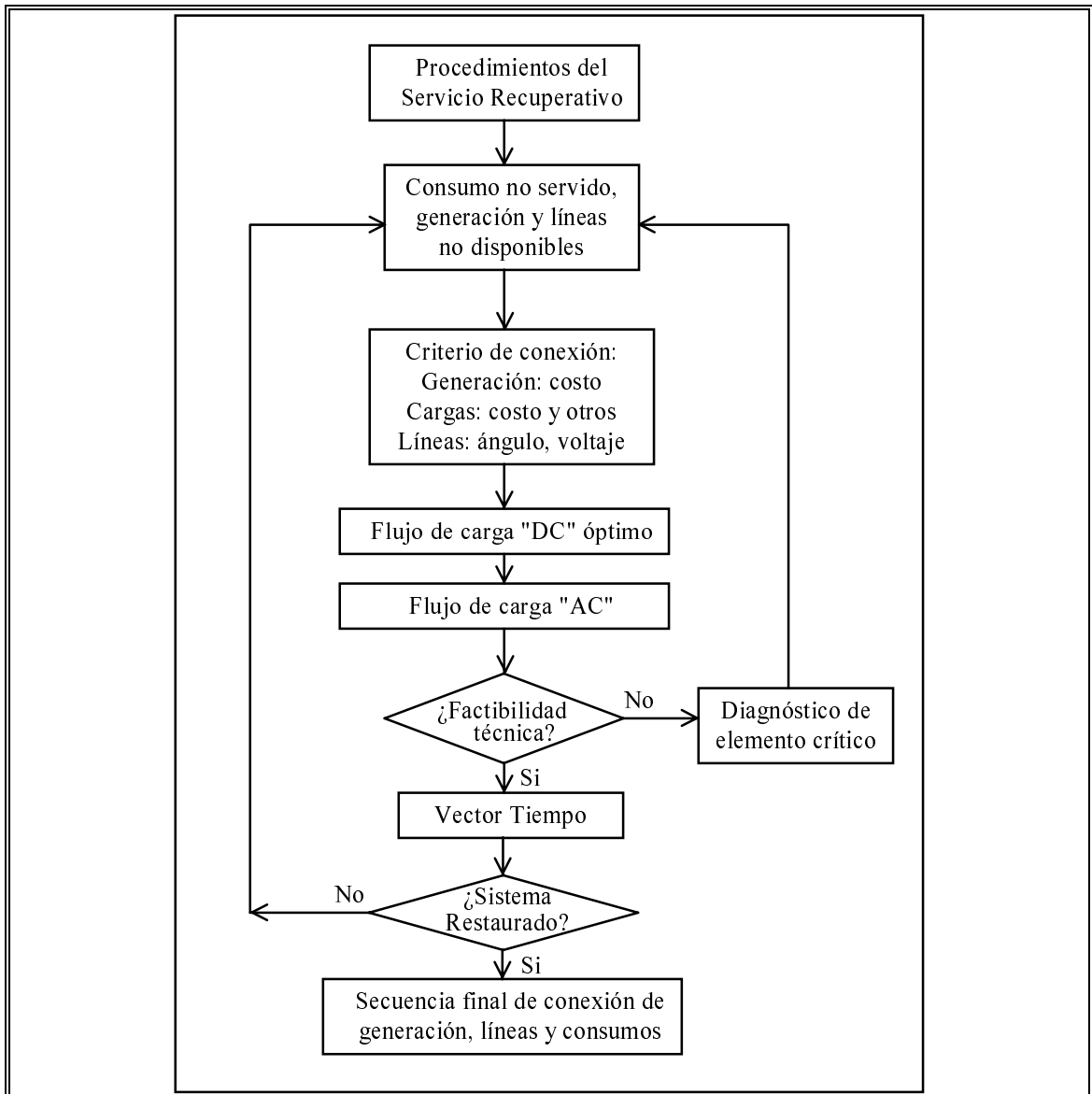


Figura 4.3: Procedimiento paralelo/serial

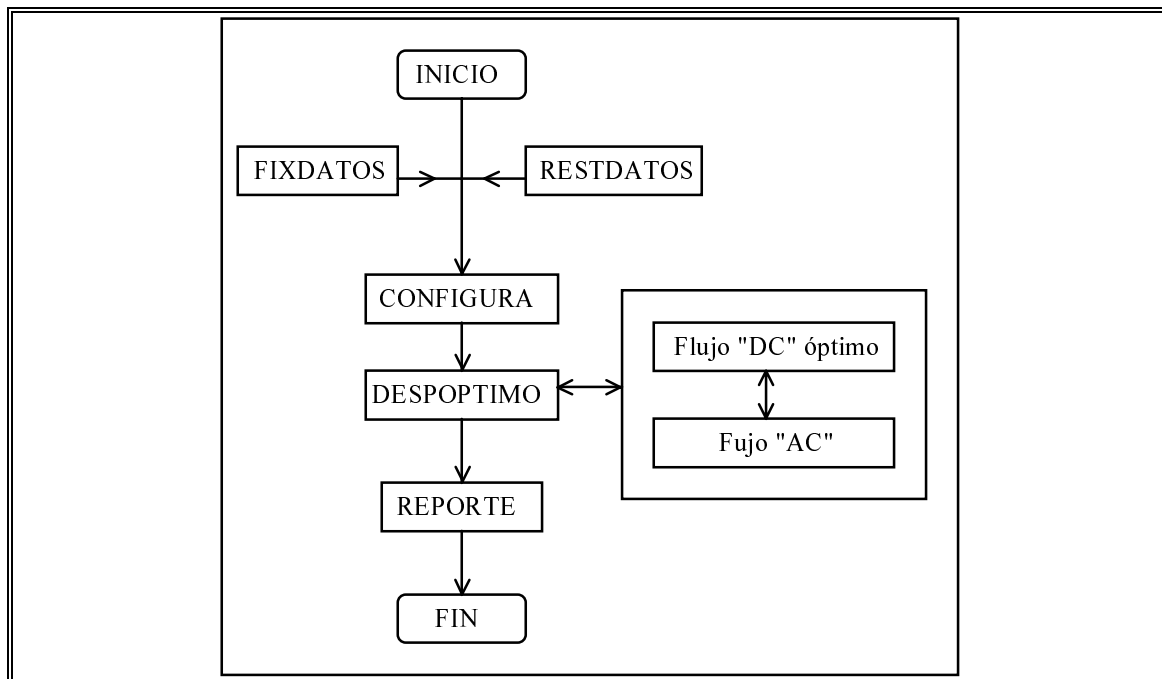


Figura 4.4: Disposición genérica de los módulos del SR

**FIXDATOS**.- Realiza la lectura de los datos de los elementos del sistema para el estado normal.

**RESTDATOS**.- Realiza la lectura de los datos de los elementos del sistema para el estado de recuperación.

**CONFIGURA**.- Se ejecuta después de la lectura de datos. Determina la configuración real del sistema al inicio del **SR**.

**TIEMPO**.- Este módulo permite ir actualizando el vector tiempo de los generadores, líneas y consumos, cada vez que se reponga uno de estos elementos. A la vez proporciona el tiempo real aproximado de la duración del **SR**.

**DESPOPTIMO**.- Módulo que realiza el despacho óptimo. Realiza un despacho de generación óptima y un flujo “DC”. Emplea la técnica de optimización para realizar el despacho óptimo y flujo “DC” que considera las tensiones en cada una de las barras.

**FLUJOAC**.- Este módulo realiza un flujo “AC”. Es realizado por cualquier programa de flujo “AC”, se utiliza el archivo ejecutable y después se utiliza los resultados.

**REPORTE**.- Este módulo realiza el reporte de los resultados, es decir, entrega un listado de despacho de los generadores durante el **SR**, además proporciona el resultado de la secuencia de conexión de las líneas, así como de los consumos.

## V. APLICACIÓN DE PROGRAMACION LINEAL DUAL SIMPLEX AL SERVICIO RECUPERATIVO

A continuación se explica la técnica de optimización a ser empleada en el servicio recuperativo (SR), es decir la utilización de la programación lineal. La programación lineal es un método de optimización aplicado para la solución de problemas en el cual la función objetivo y las restricciones aparecen como función lineal de las variables de decisión. Las ecuaciones de restricción en problemas de programación lineal pueden estar en la forma de igualdades o desigualdades.

Asociado a todo problema de Programación Lineal (PL), puede ser formulado otro problema de PL, llamado **dual**. En muchos casos la solución de un problema de PL dado, puede ser obtenida en una manera más simple resolviendo el dual del problema. En muchos problemas prácticos, no solamente interesa encontrar la solución óptima del PL, también interesa encontrar cómo cambia la solución óptima cuando algunos de los parámetros (recursos) del problema cambia. La solución óptima del problema dual proporciona los precios sombras de los recursos, es decir cuánto uno está dispuesto a gastar por el recurso.

De manera resumida, la aplicación de PL en el servicio recuperativo es la siguiente: las variables de la función objetivo son las potencias de generación de cada uno de los generadores que conforman el sistema; asociada a estas variables se tienen los respectivos costos de generación. Las ecuaciones de restricción modelan las capacidades de los generadores y las líneas de transmisión. En las ecuaciones de las líneas se incluyen unos factores, denominados “factores de cambio de generación”, que tienen el objetivo de evitar que las líneas lleguen a sobrepasar su capacidad, para lo cual se realiza un redespacho de los generadores.

Se describe a continuación el algoritmo desarrollado, comenzando con la programación lineal dual-simplex, para después seguir con los factores de cambio de generación; se modela los generadores y líneas de transmisión, para finalizar con la modelación completa de un SEP y el algoritmo del programa de despacho económico.

## 5.1 Algoritmo de Programación Lineal Dual-Simplex

Generalmente se plantea que el problema de programación lineal (PPL) busca un valor óptimo para una función lineal sujeto a restricciones lineales. El PPL por la naturaleza de la matemática que involucra, se da en dos formas, las cuales guardan una relación matemática entre sí. Estas dos formas son designadas como el primal y dual del problema. El problema se establece matemáticamente en forma general como:

Forma primal:

$$\begin{aligned} & \text{Min } \sum_j a_{m,j} y_j \\ & \text{s.a.} \\ & \sum_j a_{i,j} y_j = a_{i,n} \quad 1 \leq i \leq m_2 \\ & \sum_j a_{i,j} y_j \leq a_{i,n} \quad m_2 < i < m \end{aligned} \tag{5.1}$$

$$y_j \geq 0 ; \quad n_2 < j < n$$

Forma dual:

$$\begin{aligned} & \text{Max } \sum_i x_i a_{i,n} \\ & \text{s.a.} \\ & \sum_i x_i a_{i,j} = a_{m,j} \quad 1 \leq j \leq n_2 \\ & \sum_j x_i a_{i,j} \leq a_{m,j} \quad n_2 < j < n \end{aligned} \tag{5.2}$$

$$x_i \leq 0 ; \quad m_2 < i < m$$

Este programa requiere que el PPL sea presentado en la forma primal. En particular, esto quiere decir:

- a) Las “ $m_2$ ” primeras restricciones deben ser ecuaciones, donde “ $m_2$ ” toma valores entre 0 y  $m-1$ .
- b) Las “ $n_2$ ” primeras variables son libres de asumir cualquier signo, donde “ $n_2$ ” está entre 0 y  $n-1$ , y el resto ( $n-1-n_2$ ) de las variables son positivas.

El PPL general, es completamente especificado por el arreglo de números:

$$\begin{bmatrix} a_{ij} & a_{in} \\ a_{mj} & 0 \end{bmatrix} ; \begin{matrix} i = 1, \dots, m-1 \\ j = 1, \dots, n-1 \end{matrix} \quad (5.3)$$

y los cuatro parámetros:

- 1) “ $m$ ”, número de filas, el cual es igual al número de restricciones más una para la función objetivo,
- 2) “ $m_2$ ”, especifica que las “ $m_2$ ” primeras ecuaciones son de igualdades,
- 3) “ $n$ ”, número de columnas, el cual es igual al número de variables más uno para la columna de estipulaciones de las restricciones,
- 4) “ $n_2$ ”, especifica que las “ $n_2$ ” primeras variables pueden asumir cualquier signo.

### 5.1.1 Análisis Posóptimo: Precio Sombra

Los problemas más comunes de programación lineal pueden ser interpretados como la asignación de recursos a las actividades, donde  $a_{i,n}$  representa la cantidad de los respectivos recursos disponibles para las actividades bajo estudio. En muchos casos, puede haber dudas respecto a las cantidades que estarán disponibles.

En consecuencia la información sobre la contribución económica de los recursos a la medida de desempeño ( $Z$ ) para el estudio en curso será casi siempre en extremo útil. El método simplex proporciona esta información en forma de "**precio sombra**" para los recursos respectivos.

Los precios sombra para el recurso "i" (denotados por  $y_i^*$ ) miden el valor marginal de este recurso, es decir, la tasa a la que Z puede aumentar si se incrementa (un poco) la cantidad que se proporciona de este recurso " $a_{i,n}$ ".

Por ejemplo, supóngase que Z representa ganancias y que las ganancias unitarias de las actividades (las  $a_{m,j}$ ) incluyen los costos (a precios normales) de todos los recursos que se consumen; entonces un precio sombra positivo  $y_i^*$  para el recurso "i" significa que la ganancia total Z se puede aumentar en la cantidad  $y_i^*$  al comprar una unidad más de este recurso a su precio normal. Asimismo si se tiene que pagar un precio mayor al nominal por la cantidad adicional,  $y_i^*$  representará el mayor precio (cantidad adicional sobre el precio normal) que vale la pena pagar.

## **5.2 Corrección del Despacho de Generación usando Programación Lineal**

La corrección del despacho de generación por sobrecargas de líneas usando métodos de sensibilidad, puede ser dificultosa, cuando el resultado de la corrección para una sobrecarga causa otras sobrecargas en las líneas. Además, si varias líneas sobrecargas están presentes, encontrar una corrección de generación que reduce todas las sobrecargas y no crea alguna nueva es casi imposible, a menos que se use una buena aproximación, bien organizada y sistemática. Tal aproximación es posible usando programación lineal. Puede darse el caso que no exista solución cuando existan muchas líneas sobrecargadas, para tal caso pueda ser necesario realizar desprendimiento de carga, la cual se realiza en la programación lineal agregando una "variable adicional", que representa la cantidad de consumo a retirar, entonces para cuyo caso siempre existe solución.

## **5.3 Modelación del Sistema Eléctrico Mediante Programación Lineal**

A continuación se detalla el procedimiento empleado para modelar un sistema eléctrico para el caso de un flujo "DC" óptimo, que considera el algoritmo de programación lineal dual-simplex y un flujo "DC". El algoritmo de programación lineal incorpora una la función objetivo formada por los costos de los generadores y la potencia a generar de cada de las centrales, además contienen variables adicionales que representan a seudos generadores, estos tienen una capacidad igual al consumo



de la barra y su costo de generación es el costo de falla en la barra. Mientras que las funciones de restricciones están formadas por límites de capacidad de los generadores y líneas de transmisión. Debe hacerse hincapié que las restricciones de las líneas tienen un “factor de cambio de generación” asociada a cada línea, la cual guarda relación con la capacidad de la línea, este se detalla más adelante.

### 5.3.1 Factores de Cambio de Generación (FCG)

A continuación se detalla la obtención de los factores asociados con el modelo de las líneas en el algoritmo de programación lineal. La conexión de generadores y/o consumos durante el **SR**, puede originar sobrecargas en los elementos del sistema. Una forma que proporciona un cálculo rápido de posibles sobrecargas es el uso del **Factor de cambio de generación (FCG)**. Este factor muestra los cambios aproximados en los flujos de línea para cambios en generación y se deriva del flujo “DC”.

#### 5.3.1.1 Uso de los Factores de Cambio de Generación en Líneas

Los FCG son designados " $a_{\ell i}$ " y tienen la siguiente definición:

$$a_{\ell i} = \frac{\Delta f_{\ell}}{\Delta P_i} \quad (5.4)$$

donde:

$\ell$  = índice de línea

$i$  = índice de barra

$\Delta f_{\ell}$  = cambio de flujo de potencia (MW) en la línea “ $\ell$ ” ante un cambio ( $\Delta P_i$ ) en el generador de la barra “ $i$ ”.

$\Delta P_i$  = cambio en el generador en la barra “ $i$ ”.

Se supone en la definición que el cambio en la generación,  $\Delta P_i$ , es exactamente compensado por un cambio opuesto en el generador de referencia, mientras el resto de generadores permanecen fijos. El factor “ $a_{\ell i}$ ” representa la sensibilidad del flujo en la línea “ $\ell$ ” ante un cambio en la generación de la barra “ $i$ ”. Se supone que se desea estudiar la salida de un generador y que toda la pérdida de generación debe ser asumido por la generación de referencia. Si el generador en

cuestión estuvo generando  $P_i^0$  MW, y esta generación se perdió, representamos  $\Delta P_i$  como:

$$\Delta P_i = -P_i^0$$

y el nuevo flujo de potencia en cada una de las líneas en la red, puede ser calculado usando un conjunto de factores “a” precalculado como sigue:

$$\hat{f}_\ell = f_\ell^0 + a_{\ell i} * \Delta P_i \quad \text{para: } \ell = 1, \dots, L \quad (5.5)$$

donde:

$\hat{f}_\ell$  = flujo en la línea “ $\ell$ ” después que el generador en la barra “i” falla

$f_\ell^0$  = flujo en la línea antes de fallar el generador en la barra “i”

El flujo  $\hat{f}_\ell$  en cada una de las líneas puede ser comparado con sus límites y si este se excede debe ser indicado por un índice. Este debe indicar al personal de operación que la pérdida del generador en la barra “i” podría resultar en una sobrecarga en la línea “ $\ell$ ”.

### 5.3.1.2 Cálculo de Factores de Cambio de Generación

El modelo matricial estándar para el flujo de carga “DC” es:

$$\theta = [X]P \quad (5.6)$$

Puesto que el flujo “DC” es un modelo lineal, podemos calcular perturbaciones con respecto a un conjunto de condiciones para usar el mismo modelo. Así, si estamos interesado en los cambios de ángulo de fase de la barra,  $\Delta\theta$ , para un conjunto dado de cambios de inyección de potencia en las barras,  $\Delta P$ , se puede usar lo siguiente para calcular:

$$\Delta\theta = [X]\Delta P \quad (5.7)$$

En la ecuación (5.6) se asume que la potencia en la barra de referencia es igual a la suma de la inyección de todas las otras barras (las pérdidas pueden modelarse como consumos en barras). Similarmente, la perturbación neta de la barra

referencia en la ecuación (5.7) es la suma de las perturbaciones de todas las otras barras.

Se supone que estamos interesados en calcular FCG para el generador en la barra “i”. Para realizarlo, se hace una perturbación en la barra “i” poniendo “+1” y en la perturbación en todas las otras barras igual a cero. Resolviendo para cambio de ángulos de fase en las barras usando el cálculo matricial en la ecuación (5.8)

$$\Delta\theta = [X] \begin{bmatrix} +1 \\ \vdots \\ -1 \end{bmatrix} \begin{matrix} \cdots & \text{fila "i"} \\ \cdots & \text{fila referencia} \end{matrix} \quad (5.8)$$

El vector de las perturbaciones de las inyecciones de potencia en la ecuación (5.8) representa la situación cuando un incremento de potencia de 1.0 p.u. es realizado en la barra “i” y este es compensado por un decrecimiento de una potencia de 1.0 p.u. en la barra de referencia. Los  $\Delta\theta$ 's en la ecuación (5.8) son así igual a la derivada del ángulo de barra con respecto al cambio en la potencia inyectada en la barra “i”. Entonces los factores de sensibilidad requeridos son:

$$a_{ei} = \frac{df_i}{dP_i} = \frac{d}{dP_i} \left( \frac{1}{x_\ell} (\theta_n - \theta_m) \right) = \frac{1}{x_\ell} \left( \frac{d\theta_n}{dP_i} - \frac{d\theta_m}{dP_i} \right) = \frac{1}{x_\ell} (X_{ni} - X_{mi}) \quad (5.9)$$

donde:

$$X_{ni} = \frac{d\theta_n}{dP_i} = n^{\text{th}} \text{ elemento del vector } \Delta\theta \text{ en la ecuación (5.8)}$$

$$X_{mi} = \frac{d\theta_m}{dP_i} = m^{\text{th}} \text{ elemento del vector } \Delta\theta \text{ en la ecuación (5.8)}$$

$x_\ell$  = reactancia de la línea “ $\ell$ ”

### 5.3.2 Modelación de Generadores y Líneas de Transmisión

En la modelación de los sistemas eléctricos, para el flujo “DC” óptimo, solamente se han de considerar los generadores, líneas de transmisión y transformadores. De los generadores se ha de considerar su costo medio de

generación, capacidad de generación y límites técnicos de operación, mientras que para las líneas y transformadores se tendrá en cuenta sus límites de flujo de potencia.

En la etapa de diseño y operación de una línea, solamente se considera la capacidad máxima de transmisión (en ambos sentidos de flujo de potencia de la línea), mientras que, como capacidad mínima se considera igual a cero. Para efecto de modelamiento en PPL, se considera un flujo máximo y mínimo en la línea. El flujo mínimo tiene el mismo valor del flujo máximo, pero en sentido inverso (ver Figura 5.1).

Capacidad de línea “ $\ell$ ”:

$$f_{\ell}^{\min} \leq f_{\ell} \leq f_{\ell}^{\max} \quad \text{donde:} \quad \begin{cases} f_{\ell}^{\max} : \text{flujo máximo en la línea "}\ell\text{"} \\ f_{\ell}^{\min} : \text{flujo mínimo en la línea "}\ell\text{"} \end{cases} \quad (5.10)$$

haciendo el flujo mínimo  $f_{\ell}^{\min}$  igual al máximo pero en sentido inverso:

$$-f_{\ell}^{\max} \leq f_{\ell} \leq f_{\ell}^{\max} \quad (5.11)$$

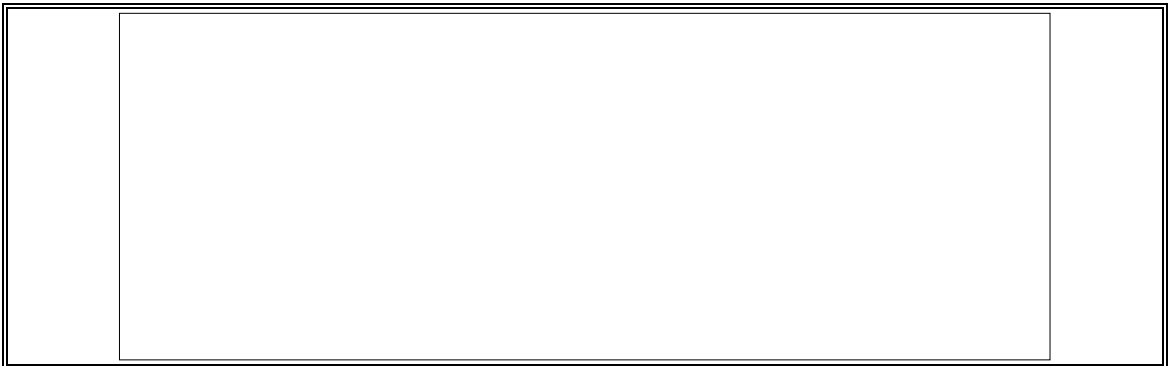


Figura 5.1: Modelamiento de línea de transmisión

Se puede expresar el flujo en una línea “ $\ell$ ” como una serie de Taylor expandida alrededor del flujo inicial  $f_{\ell}^0$  y considerando solamente el término lineal, se tiene:

$$f_{\ell} = f_{\ell}^0 + \sum_{i=1}^N \frac{df_{\ell}}{dP_i} \Delta P_i \quad (5.12)$$

pero sabemos que:

$$\frac{df_{\ell}}{dP_i} = a_{\ell i}$$

entonces:

$$f_{\ell} = f_{\ell}^0 + \sum_{i=1}^N a_{\ell i} \Delta P_i \quad (5.13)$$

Usando la ecuación 5.13 podemos escribir una restricción de desigualdad que expresa el hecho de que el flujo en la línea “ $\ell$ ” es limitado hasta un máximo flujo,  $f_{\ell}^{\max}$

$$-f_{\ell}^{\max} \leq f_{\ell} \leq f_{\ell}^{\max}$$

o

$$-f_{\ell}^{\max} \leq f_{\ell}^0 + \sum_{i=1}^N a_{\ell i} * \Delta P_i \leq f_{\ell}^{\max} \quad (5.14)$$

Esto puede ser expresado en 2 términos de desigualdades:

$$\sum_{i=1}^N a_{\ell i} * \Delta P_i \leq f_{\ell}^{\max} - f_{\ell}^0 \quad (5.14^a)$$

$$\sum_{i=1}^N a_{\ell i} * \Delta P_i \geq -f_{\ell}^{\max} - f_{\ell}^0 \quad (5.14^b)$$

De la ecuación (5.14):

$$f_{ij}^{\min} \leq f_{ij}^0 + f_{ij} \leq f_{ij}^{\max}$$

$$f_{ij}^{\min} \leq B_{ij} \theta_{ij}^0 + B_{ij} \theta_{ij} \leq f_{ij}^{\max}$$

$$f_{ij}^{\min} - B_{ij} \theta_{ij}^0 \leq B_{ij} \theta_{ij} \leq f_{ij}^{\max} - B_{ij} \theta_{ij}^0$$

separando la ecuación de desigualdades, según el formato de optimización (ecuación 5.14<sup>a</sup> y 5.14<sup>b</sup>):

$$\begin{aligned} B_{ij}\theta_{ij} &\leq f_{ij}^{\max} - B_{ij}\theta_{ij}^0 \\ -B_{ij}\theta_{ij} &\leq -f_{ij}^{\min} + B_{ij}\theta_{ij}^0 \end{aligned} \quad (5.15)$$

reemplazando la suposición del flujo mínimo, que es igual al máximo pero en sentido inversa, tenemos:

$$\begin{aligned} B_{ij}\theta_{ij} &\leq f_{ij}^{\max} - B_{ij}\theta_{ij}^0 \\ -B_{ij}\theta_{ij} &\leq f_{ij}^{\max} + B_{ij}\theta_{ij}^0 \end{aligned} \quad (5.16)$$

además, usando los factores de proporcionalidad FCG, sabemos:

$$a_{\ell i} = \frac{\Delta f_i}{\Delta P_i}$$

para realizar este cálculo  $\Delta P_i = 1.0$

$$a_{\ell i} = \frac{\Delta f_{\ell}}{\Delta P_i} = \frac{\frac{1}{x_{\ell}}(\theta_{\ell n} - \theta_{\ell m})}{1.0} = \frac{1}{x_{\ell}}(\theta_{\ell n} - \theta_{\ell m}) = \frac{\Delta \theta_{\ell}}{x_{\ell}} \quad (5.17)$$

la ecuación de restricción para la línea “ $\ell$ ”, además considerando “ $r$ ” generadores y el generador “ $r$ ” como de referencia:

$$a_{\ell 1}P_1 + a_{\ell 2}P_2 + \dots + a_{\ell(r-1)}P_{(r-1)} \leq f_{\ell}^{\max} - B_{\ell}\theta_{\ell} \quad (5.18)$$

reemplazando la ecuación 5.17 en 5.18, tenemos:

$$\left(\frac{\Delta \theta_{\ell 1}}{x_{\ell}}\right)P_1 + \left(\frac{\Delta \theta_{\ell 2}}{x_{\ell}}\right)P_2 + \dots + \left(\frac{\Delta \theta_{\ell(r-1)}}{x_{\ell}}\right)P_{(r-1)} \leq f_{\ell}^{\max} - B_{\ell}\theta_{\ell} \quad (5.19)$$

pasando  $x_{\ell}$  al segundo miembro, tenemos:

$$\Delta \theta_{\ell 1}P_1 + \Delta \theta_{\ell 2}P_2 + \dots + \Delta \theta_{\ell(r-1)}P_{(r-1)} \leq \frac{f_{\ell}^{\max} - B_{\ell}\theta_{\ell}}{B_{\ell}} = \theta_{\ell}^{\max} \quad (5.20)$$

Para el flujo mínimo, se utiliza la siguiente formula:

$$-\Delta\theta_{\ell 1} P_1 - \Delta\theta_{\ell 2} P_2 - \dots - \Delta\theta_{\ell (r-1)} P_{(r-1)} \leq \frac{f_{\ell}^{\max} + B_{\ell} \theta_{\ell}}{B_{\ell}} = \theta_{\ell}^{\min} \quad (5.21)$$

Se ha de considerar en forma “representativa”  $\theta_{\ell}^{\max}$  y  $\theta_{\ell}^{\min}$  como los límites de capacidad de transmisión de las líneas, de está forma se les representa en el modelo de programación lineal.

#### 5.4 Costo de Falla (CF)

El perjuicio económico que una restricción de energía produce a los usuarios de un sistema eléctrico aumenta con la magnitud de la restricción, por lo cual se acostumbra representar el costo unitario de la falla como una función creciente de la energía no servida. Para evaluar el costo de falla, el presente estudio considera el costo unitario de la energía no servida en función de la magnitud de la falla en energía  $E_{Fi}$ . Sea  $CFMe_i(E_{Fi})$  el costo medio de falla del consumo “i” (US\$/kWh). El costo de falla total (CFT) durante el SR, se calcula de la siguiente manera:

$$CFT(\$) = \sum_{i=1}^N \int_0^{E_{Fi}} CFMe_i(E) dE$$

donde “N” es el número total de barras de consumo.

Además el costo de falla en cada una de las barras, se utiliza como la constante de la “variable adicional”, es decir de los **seudos generadores**, para poder realizar el desprendimiento de cargas, cuando no exista solución en la programación lineal.

#### 5.5 Modelación del Sistema Eléctrico Mediante Programación Lineal

El modelo permite realizar un despacho óptimo de la generación según los costos medios de producción de los generadores y los costos de fallas en cada uno de las barras de consumo, sujeto a la condición de que no se presenten sobrecargas en las líneas de transmisión.

Por lo tanto, establecemos un algoritmo de despacho correctivo de PL como sigue:

$$\text{Min.} \quad : \quad \sum [\text{costos operativos de generación}] \quad + \\ \sum [\text{costos de falla en nudos con consumo (seudos generadores)}]$$

Sujeto a :

- 1) Mantenimiento del balance de generación total y consumo y la liberación de consumo.
- 2) Todas las líneas se encuentren dentro de sus límites.

La modelación de un SEP, bajo la forma de un PPL, se realiza mediante las siguientes ecuaciones:

$$\text{Función objetivo:} \quad \text{Min} \sum_i c_i P_i + \sum_j cf_j PF_j$$

Donde:

$c_i$  : Costo medio de generación de generador “i”

$P_i$  : Potencia generada por generador “i”

$cf_j$  : Costo de falla de barra de consumo “j”

$PF_j$  : Potencia generada por pseudo generador “j”

Sujeto a las siguientes ecuaciones de restricciones:

- 1) Balance de potencia:

$$\sum_i^{NGEN} P_i = P_L$$

- 2) Límites de generación: máxima y mínima

$$P_1 \leq P_1^{\max} \quad ; \quad \dots \quad ; \quad P_{NGEN} \leq P_{NGEN}^{\max} \\ -P_1 \leq -P_1^{\max} \quad ; \quad \dots \quad ; \quad -P_{NGEN} \leq -P_{NGEN}^{\max}$$



3) Restricciones de flujo, el número de ecuaciones es el doble del número de líneas.

$$\Delta\theta_{\ell 1}P_1 + \Delta\theta_{\ell 2}P_2 + \dots + \Delta\theta_{\ell(r-1)}P_{(r-1)} \leq \frac{f_{\ell}^{\max} - B_{\ell}\theta_{\ell}}{B_{\ell}} = \theta_{\ell}^{\max}$$

$$-\Delta\theta_{\ell 1}P_1 - \Delta\theta_{\ell 2}P_2 - \dots - \Delta\theta_{\ell(r-1)}P_{(r-1)} \leq \frac{f_{\ell}^{\max} + B_{\ell}\theta_{\ell}}{B_{\ell}} = \theta_{\ell}^{\min}$$

Número de variables libres es igual al número de generadores.

En la función objetivo tenemos la variable “PF<sub>j</sub>” que permite realizar la liberación de consumo y por lo tanto incurrir en el costo de falla.

### 5.5.1 Algoritmo del Programa de Despacho Económico

El algoritmo desarrollado esta formado por la modelación del sistema eléctrico mediante programación lineal y un flujo “DC”. El algoritmo descrito a continuación ha sido plasmado en un programa computacional, la cual se detalla en el capítulo VI. La estructura del algoritmo es la siguiente:

- 1) Lectura de datos
  - Barras: generación, consumo y voltaje.
  - Costo de generación
  - Líneas de transmisión: reactancia y capacidad máxima
- 2) Solución de un flujo "DC", mediante las subrutinas "MIOS", del cual se obtiene los ángulos de las respectivas barras.
- 3) A continuación, se llama la subrutina "LIMMTRAN", para determinar qué líneas se encuentran sobrecargadas.
- 4) A continuación se emplea la subrutina de optimización "DUAL SIMPLEX". El proceso de optimización proporciona los nuevos valores de potencia que suministra cada uno de los generadores.
- 5) Se llama de nuevo la subrutina "LIMMTRAN", para determinar los flujos finales en cada una de las líneas.

## 5.6 Análisis de Sensibilidad en Líneas de Transmisión

El programa de optimización entrega como resultado las variables primales y duales, bajo la siguiente estructura:

Tabla 5.1: Resultados de las variables primales y duales

VARIABLES	“SLACK”	MÍNIMO	MÁXIMO
Primal	Dual	Sensibilidad de los recursos	
Dual	Primal	Sensibilidad de los costos	

Las variables primales indican la potencia de cada uno de los generadores después del proceso de optimización. Las variables duales indican los precios sombra (costos marginales) de los recursos (para nuestro caso, la capacidad de las líneas), es decir, cuánto se debe pagar como máximo por una unidad adicional (1 MW) por aumentar la capacidad de la línea, este costo es simbólico y no tiene valor cuantitativo, solamente es de carácter cualitativo. Los "slack" indican las holguras de los recursos, es decir, corresponden a lo que le falta para copar su capacidad. Las sensibilidades de los costos y de los recursos indican los rangos de variación mínimo y máximo.

La sensibilidad en las líneas de transmisión se considera de la siguiente manera: los precios sombra de los recursos indican que líneas pueden ser sobrecargadas para reducir el costo de la energía no servida. Solamente aquellas líneas que tengan un precio sombra mayor a cero podrán aumentar su capacidad de sobrecarga, mientras que aquellas con un precio sombra igual a cero, aún con un margen para aumentar su flujo, no serán atractivas porque no se reducirá el costo de la energía fallada en el sistema. Debe tenerse en cuenta que se realizará solamente la variación de la capacidad de una línea a la vez.

Esto se realizará en la práctica de la siguiente manera, luego de realizar un flujo “DC” óptimo, se procede con un análisis pos-óptimo de los recursos y se

determina si existen líneas que se puedan sobrecargar; si las hubiera, se determina la línea según aquel precio sombra que haga disminuir más la función objetivo. En el anexo A, punto A.1 se tiene un ejemplo del análisis pos-óptimo. Estas sensibilidades están consideradas en el algoritmo del **SR**, como un criterio adicional en el flujo “DC” óptimo.

Una aplicación de los FCG y análisis de sensibilidad se realiza para un sistema de 7 barras; se muestra en el Anexo A. Este ejemplo destaca la contribución del trabajo en el tratamiento del servicio recuperativo **SR**, que introduce el precio sombra de los recursos. Este valor indica, de todas las líneas posibles de sobrecargar, aquellas líneas que otorgan beneficio económico al sistema, al reducir el costo de falla.

## **VI. DESARROLLO DE PROGRAMA COMPUTACIONAL**

El desarrollo del programa se plasma sobre la base de los criterios explicados en los capítulos anteriores. La filosofía aplicada en el desarrollo del programa es mediante módulos, la cual permitirá incluir módulos de desarrollos futuros. Por consiguiente, el programa computacional desarrollado está constituido por una serie de módulos, a la vez estos se constituyen de subrutinas. El desarrollo de las subrutinas está elaborado en lenguaje de programación FORTRAN. El programa en la actualidad está formado por dos partes, la primera realiza la lectura de los datos y cuantifica el sistema, es decir, determina el número de islas (o subsistemas) con sus respectivos elementos además de los elementos desconectados, también elabora la información necesaria para realizar el flujo “DC” óptimo y flujo “AC” y además procesa los resultados de los respectivos flujos. La segunda parte está constituida por el flujo “DC” óptimo, la cual recibe la información necesaria de la primera parte del programa, procesándola y entregando un listado de resultado. La tercera parte es el flujo “AC”.

El programa computacional desarrollado permite hacer en forma separada el despacho óptimo “DC” y el flujo “AC”. El trabajo reportado se concentra en el despacho óptimo “DC” y utiliza un programa de flujo “AC” disponible.

La integración del despacho óptimo “DC” y del flujo “AC” debe entregar la secuencia de conexiones de los elementos y el costo total de la energía fallada. Más adelante se describe cada una de los módulos desarrollados.

Los módulos FIXDATOS, RESTDATOS y CONFIGURA se relacionan de manera conjunta y forman la parte inicial del programa.

### **6.1 Módulo de Lectura de Datos del Sistema antes del SR**

Este módulo tiene por objetivo realizar la lectura de los elementos del sistema para una condición de operación normal. La información leída contiene los elementos operativos y los de reserva. Para cumplir con tal objetivo, el módulo está constituido por cuatro subrutinas, cada una de ellas se encarga de leer una

información determinada, como son: consumos, generadores, líneas y equipos de compensación.

## **6.2 Módulo de Lectura de Datos del Sistema al Inicio del SR**

Este módulo tiene por objetivo realizar la lectura de los elementos operativos al momento del deterioro del sistema. Para cumplir con tal objetivo, el módulo está constituido por cuatro subrutinas, cada una de ellas se encarga de leer una información determinada, como son: consumos, generadores, líneas y equipos de compensación.

## **6.3 Módulo de Configuración del Sistema Durante el SR**

Este módulo tiene por objeto identificar y determinar el número de islas en el sistema. Además este módulo traspassa la información a los estudios de flujos “DC” y “AC”, para que estos procesen dicha información y entreguen un listado de resultados.

## **6.4 Módulo de Despacho Óptimo Mediante Flujo “DC”**

Este módulo está constituido por dos subrutinas: la primera es de optimización y la segunda de flujo “DC”. La primera parte de la base de una subrutina de optimización dual simplex, para el presente trabajo de tesis, esta ha sido adaptada, es decir, inicialmente el programa estuvo diseñado para un despacho óptimo de la generación, que considera solamente el costo de producción de la unidad generadora, el aporte del trabajo ha sido en considerar la utilidad de la sensibilidad del dual-simplex, para tener una idea en cuanto pueden ser sobrecargadas las líneas, y cuales deben de ser sobrecargadas. Además, se modificó la función objetivo para permite desconectar consumos según el costo de falla asignado a cada una de las barras de consumo. La segunda, es un flujo “DC” tradicional.

El procedimiento de esta subrutina es la siguiente, parte de un flujo “DC” inicial, de donde se obtiene como resultado la potencia de generación de cada uno de los generadores y los flujos en las líneas. Con estos resultados se procede a realizar la optimización del sistema, obteniendo como resultado un nuevo despacho de los

generadores. Con este nuevo resultado de la potencia de los generadores se realiza flujo “DC”, en donde se podrá observar que no existe sobrecarga en las líneas. Se recalca que este módulo no se toma en cuenta la potencia reactiva del sistema.

### **6.5 Módulo para el Análisis de los Resultados de Flujo de Potencia “AC”**

Este módulo tiene por objetivo realizar flujo “AC”, para lo cual es necesario contar con la información del nuevo despacho de los generadores obtenida mediante el flujo “DC” óptimo. El módulo permite hacer un análisis completo del sistema, considerando la potencia reactiva de generadores, equipos de compensación y líneas.

En este módulo se utiliza cualquier programa de flujo de potencia “AC” comercial. El programa recibe la información y procesa entregando como resultado un listado de resultados, los cuales son analizados para determinar si el sistema cumple las restricciones de operación.

## VII. SIMULACIÓN Y RESULTADOS

El procedimiento del **SR** desarrollado en este trabajo es aplicado a un sistema de prueba de 25 barras, (ver Figura 7.1). Se ilustra la solución alcanzada y las acciones a realizar en cada etapa de la recuperación, junto con los costos de falla resultantes. La Figura 6.2 muestra el sistema en el momento de iniciar el **SR**. El sistema esta constituido por 8 centrales de generación y 2 centrales más, que actúan como reserva. Estas se ubican en las barras 1 y 12. La central en la barra 22 actúa de referencia del sistema. En condición normal de operación se tiene conectado condensadores en las barras 6 (1x30 MVar), 12 (3x25 MVar) y 13 (2x20 MVar). Durante la operación del sistema, se debe tener cuidado en las líneas L:6-21 y L:20-21, puesto que éstas sirven para evacuar la potencia de la central de la barra 22, y en la línea L:6-9 para no sobrecargar las líneas entre las barra 7 y 9. Además, en las líneas L:18-25, L:18-19 y L:19-20, para permitir la evacuación de la potencia de la central en la barra 25. En el presente estudio se ha considerado los valores de 0,4, 0,3 y 0,3 para  $\alpha$ ,  $\beta$  y  $\gamma$ . Para la presente simulación se considera “k” igual a 0,3. Según los datos del sistema normal y a recuperar, el factor de recuperación (Fr) es 0,517. Por lo tanto el procedimiento a seguir es el paralelo.

En la Tabla 7.1, se indican los valores de consumo, para el estado normal, es decir pre-falla, y al **Inicio del Servicio Recuperativo (ISR)**. Además, se tiene los respectivos costos de falla (de no abastecer el consumo). El valor de consumo al **ISR**, es lo que se logra salvar. A partir de este momento se procede a recuperar el sistema aplicando el método propuesto. En el Anexo B se tiene los datos de líneas y generadores para el sistema de 25 barras.

En la Tabla 7.2, se muestra las potencias de los generadores en condición normal y al **ISR**. En el presente ejemplo se considera un tiempo promedio de conexión de las líneas de 5 minutos y de los generadores de 10 minutos. Estos tiempos están referidos a la duración de su conexión al sistema.

La Tabla 7.3 muestra un resumen de las islas antes del iniciar el **SR**, se indica las barras y consumos para la condición normal y la desconectada (F/S), y la generación se indica para la condición normal y al **ISR**.

Tabla 7.1: Datos de consumo del sistema de 25 barras

Barra	Consumo				Costo Falla (cUS\$/kWh)
	Normal		ISR		
	MW	MVAr	MW	MVAr	
1	80,0	35,0	0,0	0,0	5,56
4	65,0	40,0	0,0	0,0	6,25
5	100,0	40,0	0,0	0,0	6,25
6	20,0	10,0	20,0	10,0	6,25
7	130,0	60,0	90,0	40,0	6,94
9	25,0	25,0	55,0	25,0	5,56
11	40,0	25,0	15,0	6,0	5,56
12	160,0	75,0	25,0	12,5	6,94
13	120,0	70,0	30,0	15,0	6,25
14	80,0	30,0	30,0	15,0	6,94
16	90,0	40,0	50,0	22,5	6,94
20	160,0	60,0	40,0	20,0	7,64
21	220,0	100,0	80,0	35,0	7,64
24	40,0	20,0	30,0	15,0	6,25

Tabla 7.2: Datos de potencia de generadores, sistema de 25 barras

Barra	Generación			
	Unidades	Costo (cUS\$/kWh)	Potencia (MW)	
			Neto	I.S.R.
1	1 (*)	10,8	80	0
3	3	5,4	300	0
4	1	8,3	60	0
10	2	6,1	200	200
12	1 (*)	10,8	60	0
15	4	5,1	160	160
17	2	5,8	100	0
22	4	7,2	400	400
23	2	9,8	80	80
25	3	5,8	240	0

Nota (\*): Central de reserva



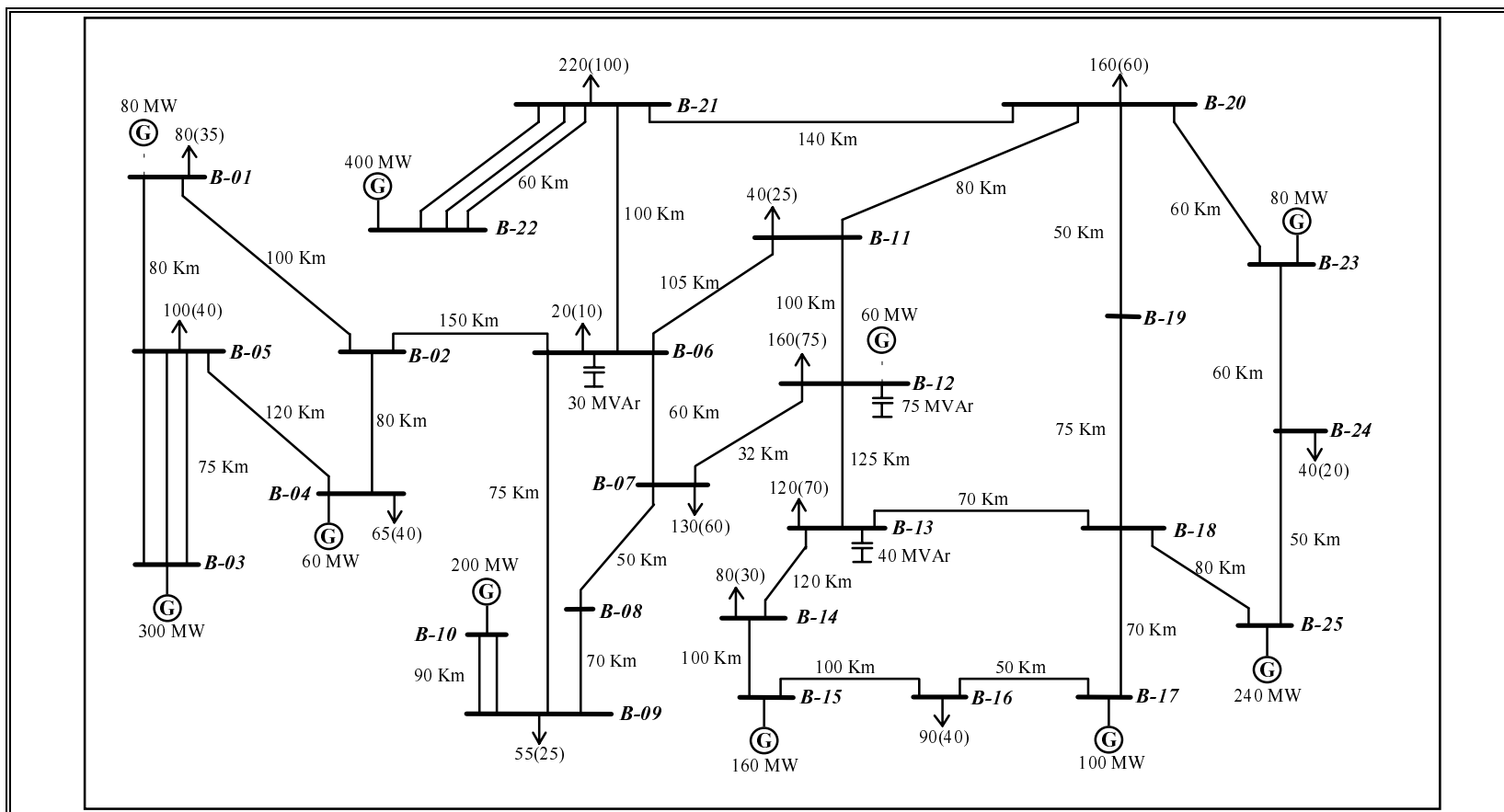


Figura 7.1: Sistema de 25 barras

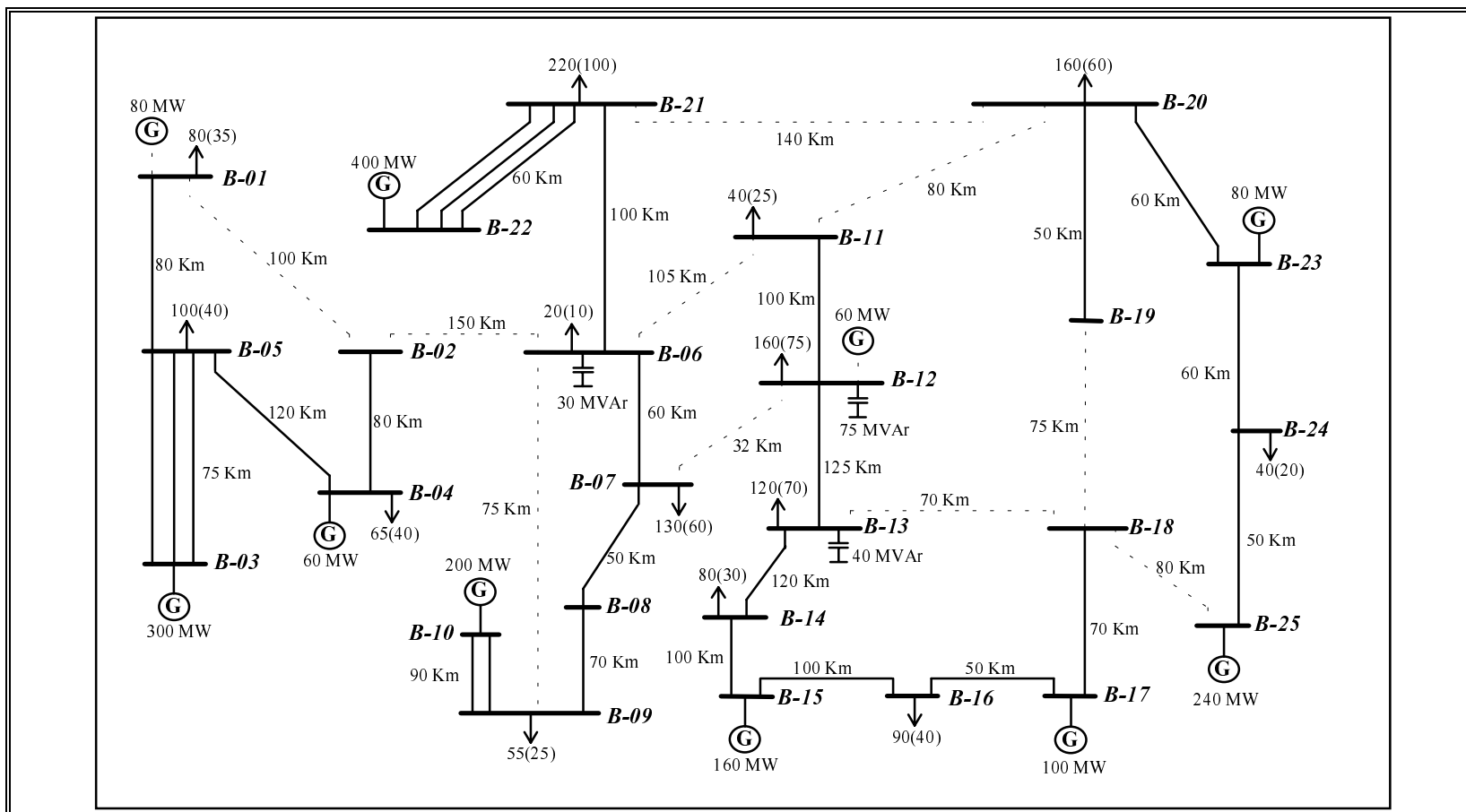


Figura 7.2: Sistema de 25 barras, sistema a recuperar

Tabla 7.3: Resumen de las islas al inicio del SR

Isla	Barra	Consumo (MW)		Generación (MW)	
		Normal	F/S	Normal	ISR
1	1, 2, 3, 4, 5	245	245	440	0
2	6, 7, 8, 9, 10, 21, 22	425	180	600	600
3	11,12,13,14,15,16,17,18	490	340	320	160
4	19,20,23,24,25	200	130	320	80
Total		1360	895	1680	840

El SR se cumple en 10 etapas, el tiempo promedio del servicio es de 90 minutos. Los consumos son repuestos plenamente en la etapa 7, a los 60 minutos. En la tabla 7.4 se muestra la forma como se van restituyendo los consumos, la energía no servida (ENS) durante el servicio y el costo de falla total del sistema durante el SR. En la Tabla 7.5 se indican los costos de fallas para las islas. En la Figura 7.3 se muestra como evoluciona la potencia no servida en cada una de las islas y durante cada una de las etapas. En el Anexo C se muestra el procedimiento realizado para reponer plenamente el sistema de prueba. Al final del SR, se tiene una secuencia de conexión de generadores y líneas:

1. Conectar central de reserva : en barra 1 (isla 1) y barra 12 (isla 3).
2. Isla 1 : conectar 1ra. Unidad de generación en barra 3.  
Isla 2-3 : conectar línea L:7-12.  
Isla 4 : conectar 1ra. Unidad de generación en barra 25.
3. Isla 1 : conectar 2da. Unidad de generación en barra 3 y línea L:1-2.  
Isla 2-3 : conectar línea L:6-9.  
Isla 4 : conectar 2da. Unidad de generación en barra 25 y energizar la línea L:20-21 en barra 20.
4. Conectar primero L:13-18 en isla 2-3  
Conectar L:18-25 para unir las islas 2-3 y 4.
5. Conectar línea L:2-6 (se une todo el sistema)
6. Conectar generador en la barra 17 y retirar generador de reserva en barra 12.
7. Conectar línea L:20-21.

8. Conectar 3ra. Unidad de la central en barra 3 y retirar la central de reserva en barra 1.
9. Conectar línea L:11-20.
10. Conectar 3ra. Unidad en la central de la barra 25.

En el paso 2 se unen las islas 2 y 3, mediante la línea L:7-12, lo cual permite transferir potencia de la isla 2 a 3. En el paso 4 se unen las islas 2-3 y 4 mediante la línea L:18-25. La línea L:20-21 por condiciones de operación no se puede conectar previo al paso 4. En el paso 5 se logra unir el sistema, es decir ya no tiene islas, pero aún falta conectar elementos y consumo. En el paso 6 se retira la central de reserva en la barra 12, y en el paso 8 se retira la central de reserva de la barra 1 por la puesta en servicio de la 3ra. Unidad de la central en la barra 3.

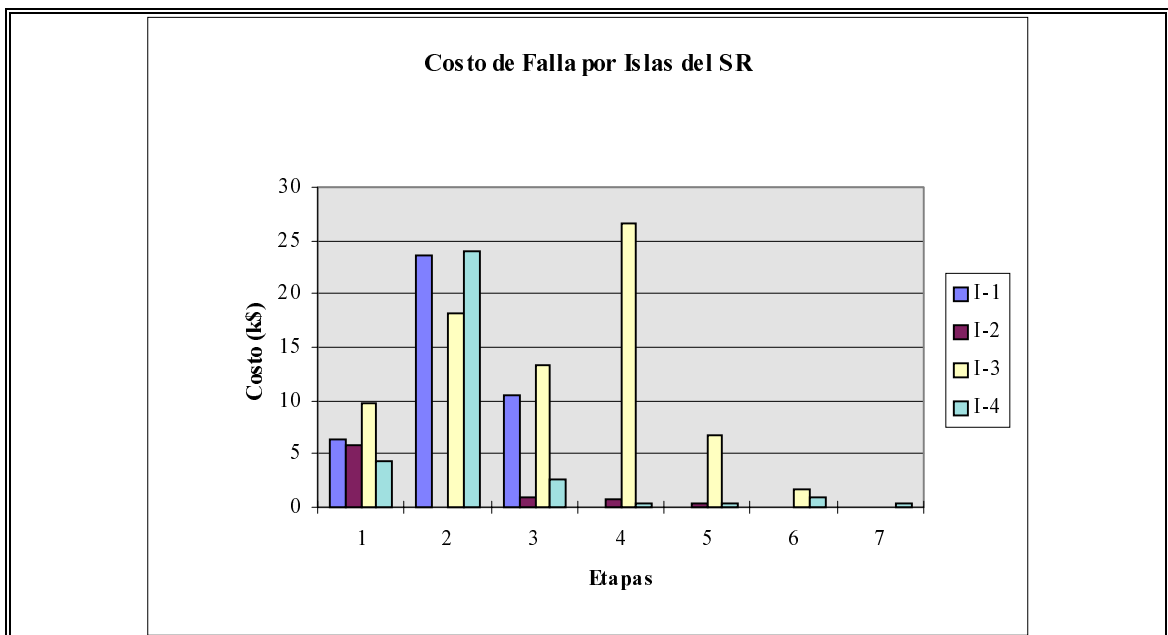


Figura 7.3 Costo de falla por islas del SR

Tabla 7.4: Etapas de recuperación y Costo de Falla total del SR

ISLA		1			2		3					4		Total		
E	BARRA	1	4	5	7	21	11	12	13	14	16	20	24	(MW)	(MWh)	(kUS\$)
T	CF(cUS\$/kWh)	14,5	16,3	16,3	18,0	19,9	14,5	18,0	16,3	18,0	18,0	19,9	16,3			
A	PN (MW)	80	65	100	130	220	40	160	120	80	90	160	40	1285		
P	ISR (MW)	0	0	0	90	80	15	25	30	30	50	40	30	390		
1	P.Conec.	80	0	0	130	220	0	155	0	38	27	40	40	730		
	ENS(MWh)	13	11	17	7	23	4	23	15	8	7	20	2		149	
	ENS(US\$)	1,9	1,8	2,7	1,2	4,6	0,6	4,0	2,4	1,5	1,2	4,0	0,3			26,3
2	P.Conec.	80	0	100	98	220	0	160	0	80	90	120	40	988		
	ENS(MWh)	0	11	17	0	0	3	0	10	4	5	20	0		70	
	ENS(US\$)	0	7,0	16,7	0	0	1,3	0,02	12,0	1,5	3,3	24,0	0			65,8
3	P.Conec.	80	65	100	110	220	0	160	0	80	90	141	40	1086		
	ENS(MWh)	0	16	0	3	0	3	0	10	0	0	7	0		39	
	ENS(US\$)	0	10,6	0	0,9	0	1,3	0	12,0	0	0	2,7	0			27,4
4	P.Conec.	80	65	100	110	220	0	160	39	80	90	141	40	1125		
	ENS(MWh)	0	0	0	3	0	7	0	20	0	0	2	0		32	
	ENS(US\$)	0	0	0	0,7	0	2,7	0	24,0	0	0	0,3	0			27,6
5	P.Conec.	80	65	100	130	220	14	160	120	80	90	141	40	1240		
	ENS(MWh)	0	0	0	2	0	3	0	7	0	0	2	0		13	
	ENS(US\$)	0	0	0	0,3	0	1,3	0	5,5	0	0	0,3	0			7,4
6	P.Conec.	80	65	100	130	220	40	160	120	80	90	141	40	1266		
	ENS(MWh)	0	0	0	0	0	7	0	0	0	0	5	0		11	
	ENS(US\$)	0	0	0	0	0	1,7	0	0	0	0	0,9	0			2,6
7	P.Conec.	80	65	100	130	220	40	160	120	80	90	160	40	1285		
	ENS(MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0		2	
	ENS(US\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,3	0			0,3
<b>Total</b>														<b>316</b>	<b>157,5</b>	

Tabla 7.5: Costo de falla (kUS\$) en cada una de las etapas

Isla	1	2	3	4	5	6	7	Total
1	6,4	23,7	10,6	0	0	0	0	40,7
2	5,8	0,0	0,9	0,7	0,3	0	0	7,7
3	9,8	18,1	13,3	26,7	6,8	1,7	0	76,4
4	4,3	24,0	2,7	0,3	0,3	0,9	0,3	32,7
Total	26,3	65,8	27,4	27,6	7,4	2,6	0,3	157,5

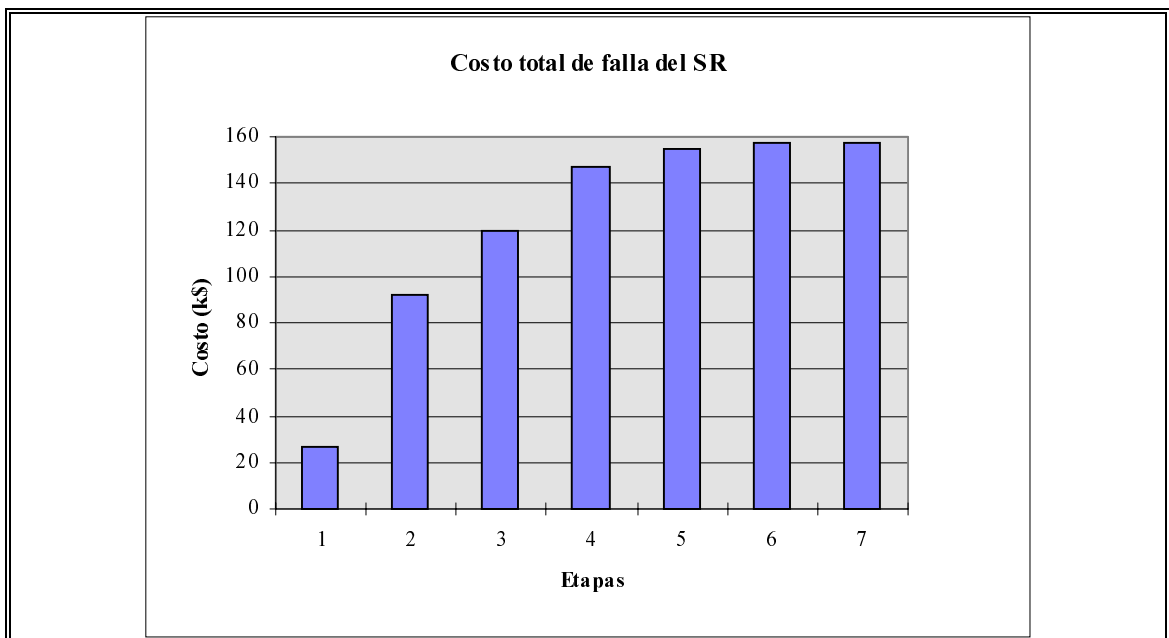


Figura 7.4: Costo de falla total del SR

## VIII. CONCLUSIONES

El impacto negativo de los cortes de suministros de energía en la economía y bienestar de la sociedad, se ve agravada por la duración que tome ella y la frecuencia de ocurrencia. El presente trabajo se ha centralizado en la duración más no en la frecuencia de ocurrencia, puesto que esto compete a la operación misma del sistema. En la actualidad, la recuperación de los sistemas eléctricos después de un apagón es realizada mediante un criterio netamente técnico, la cual consiste en recuperar el sistema en el menor tiempo posible.

El presente trabajo propone una alternativa de solución, denominada servicio recuperativo (**SR**) un enfoque técnico-económico, que incluye a la ya existente solución el factor económico. Este factor considera el costo medio de generación de cada uno de los generadores que participan en el sistema y los costos de falla de no suministrar energía a los centros de consumos, es decir, para reducir el costo de falla total del sistema, se parte despachando aquellas centrales de menor costo de operación y conectando los consumos con mayores costos de falla.

El algoritmo del SR esta basado en la técnica de optimización y flujos de potencia tanto “DC” y “AC”. El criterio técnico actual, es considerado en el SR y es plasmado durante la etapa del flujo “AC”, mientras que el factor económico es plasmado mediante la técnica de optimización y flujo “DC”, denominado **flujo “DC” óptimo**. Para lograr una solución del SR, tanto el flujo “DC” óptimo y flujo “AC” interactúan mutuamente hasta llegar a una solución. La técnica de optimización considera es el denominado dual-simplex, la particularidad de esta técnica, es que de una de sus soluciones se obtiene los costos marginales (precio sombra) la cual es de mucha utilidad durante el SR, además su análisis de sensibilidad que permite reducir el tiempo de cálculo. El algoritmo descrito ha sido desarrollado en un programa computacional, elaborado mediante lenguaje de programación FORTRAN.

Para la realización de un buen servicio recuperativo es necesario contar con la planificación de un plan recuperativo, la cual debe considerar las tareas a realizar. El no contar con esto, llevar adelante el SR, no garantiza buenos resultados.

Dentro de este plan deben estar considerados tanto los usuarios como el personal que ejecuta servicio recuperativo, puesto que ambos deben conocer su desempeño durante un hecho de esta naturaleza.

Las tareas consideradas dentro del plan deben ser cabalmente cumplidas por todos, el no cumplimiento de ellas puede poner en dificultades el SR y complicar aún más el problema. El grupo responsable encargado de llevar adelante el SR, debe revisar el plan periódicamente, y durante la presentación del fenómeno debe determinar las prioridades de cada una de las tareas.

Las conclusiones a que llega el presente trabajo son las siguientes:

- El aspecto económico y el tiempo juegan un papel fundamental en el costo total de la energía no servida como consecuencia de un apagón. En que sentido, es decir si empezamos el SR despachando las centrales más eficientes (menor costo de generación) y conectando los consumos que presenten el mayor costo de falla, se reduce el costo total de la energía fallada en los primeros momentos del SR, por lo tanto no se esperaría mucho para conectar los consumos más caros, puesto que actualmente se realiza reponiendo los consumos más próximo a los centros de distribución.
- Es factible considerar en forma integrada los aspectos económico y técnico, para realizar la conexión de un elemento del sistema en un proceso recuperativo. Como se interpreta, es decir, los aspectos económicos indican la pauta a seguir el SR, pero quienes ratifican esto son los aspectos técnicos. Debido a que actualmente una de las dolencias que presenta el aspecto económico, es que el modelo que permite representar el sistema eléctrico, no toma en cuenta para nada la potencia reactiva que a la vez tiene relación con la tensión en el sistema, es decir el modelo permite transmitir la potencia activa y no considera la caída de tensión.
- En los sistemas interconectados con generación repartida equitativamente, es casi siempre ventajoso seccionarlo en subsistemas, para permitir un SR paralelo y reducir el tiempo del servicio recuperativo. Es decir, tratar en lo posible cuando el sistema se va hacia el estado recuperativo, realizar las



acciones necesarias, si es posible, para empezar a dividir el sistema, de tal manera que se formen islas con una determina cantidad de generadoras, de esta manera el SR en paralelo sería más rápida.

En la actualidad no se da suficiente importancia al “servicio recuperativo”, debido a que cuando se presenta, resulta complejo asignar las responsabilidades. Para la disminuir las consecuencias de los apagones en un futuro, estos tienen que ser considerados como un estudio más en la etapa de planificación de los sistemas eléctricos, tal como los estudios de cortocircuito, estabilidad o confiabilidad.

Un proceso de control recuperativo tiene que además incluir estudios de estabilidad de sistemas eléctricos, puesto que éstos también juegan un papel importante durante el SR. Es decir el comportamiento de los generadores debe ser analizado dinámicamente cada vez que se va reponer uno de estos, de manera similar, cuando se realice la interconexión de dos subsistemas.

La aplicación de un servicio recuperativo a un sistema eléctrico, tomará tiempo y será de manera gradual, como ocurrió con la aplicación de los costos marginales en los sistemas eléctricos.

**BIBLIOGRAFIA**

- [Wu88] Wu, F. y Monticelli, A. (1988) "**Analytical tools for power system restoration - conceptual design**", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, no. 1, February 1988, pp. 10-16
- [Adib87] M. Adibi (Chairman), P. Clelland, L. Fink, H. Happ, R. Kafka, J. Raine, D. Scheurer, and F. Trefny, "**Power System Restoration - A Task Force Report**", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. PWRS-2, no. 2, May, 1987, pp. 271-277.
- [Adib94] M. M. Adibi (IRD Corporation), L. H. Fink (ECC, Inc.), "**Power System Restoration Planning**", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, no. 1, February 1994, pp. 22-28.
- [Fink78] Lester H. Fink, Kjelf Carlsen : U.S. Department of Energy General Electric Company, "**Operating under stress and strain**", *IEEE Spectrum*, March 1978, pp. 48-53.
- [Andr92] C. J. Andrews, F. Arsanjani, M. W. Lanier, J. M. Miller, T. A. Volkman, J. Wrubel, "**Special Considerations in Power System Restoration**", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 4, November 1992, pp. 1419-1427.
- [Giri92] J. Giri, D. S. Kirschen, S. M. Shahidepour, J. Zaborszky, "**New Approaches in Power System Restoration**", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 4, November 1992, pp. 1428-1433.
- [Prab82] F. S. Prabhakara, J. F. Torri, T. Niessink, J. J. Gates, J. P. Stovall, C. N. Whitmire, L. Mills, and J. C. Rodriguez, "**System Restoration - Deploying the Plan**", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-101, no. 11, November 1982, pp. 4263-4271.
- [Wood84] Allen J. Wood, Bruce F. Wollenberg, "**Power Generation, Operation, and Control**", 1996, by John Wiley & Sons, Inc.

**ANEXOS**

## ANEXO A : APLICACION A UN SISTEMA DE 7 BARRAS

En el siguiente ejemplo se muestra como se calcula **FCG**, el formato del PPL para un sistema y además se demuestra el uso de los factores de sensibilidad (precio sombra) para determinar el valor de sobrecarga de las líneas.

El sistema a usar se muestra en la Figura A.1, los datos de líneas, generadores y consumos se muestran en las Tablas A.1 a A.3. El generador en la barra “4” es la referencia. El sistema tiene 10 líneas, de las cuales 4 llegan a la barra de referencia. La Tabla 3.2 indica la capacidad de generación y costos medios respectivos.

Tabla A.1: Datos de línea de transmisión del sistema de 7 barras

Número	Línea		Número de Circuito	X (p.u)	Potencia (MVA)
	Origen	Destino			
1	4	1	1	0,200	20
2	5	4	1	0,400	50
3	6	4	1	0,200	85
4	4	5	2	0,400	50
5	5	3	1	0,400	10
6	1	2	1	0,600	25
7	2	3	1	0,200	100
8	6	5	1	0,015	70
9	5	7	1	0,139	70
10	2	1	2	0,499	25

Tabla A.2: Datos de generadores, sistema de 7 barras

Central		Número de Unidad.	Generación (MW)				Costo (\$/kW)
Nombre	Tipo		Máxima		Mínima		
			Unidad	Total	Unidad	Total	
Barra 02	T	1	900	900	0	0	5,6
Barra 04	H	1	950	950	0	0	2,1
Barra 07	H	1	100	100	0	0	2,4

Nota: H : Central hidroeléctrica T : Central Termoeléctrica

Tabla A.3: Datos de consumos, sistema de 7 barras

Barra	Consumo (MW)				Voltaje (p.u.)
	Industrial	Residencial	Público	Total	
01	60			60	1,010
02				0	1,020
03	89			89	0,990
04				0	1,025
05	230			230	1,000
06	10			10	0,985
07				0	1,010
TOTAL	389	0	0	389	

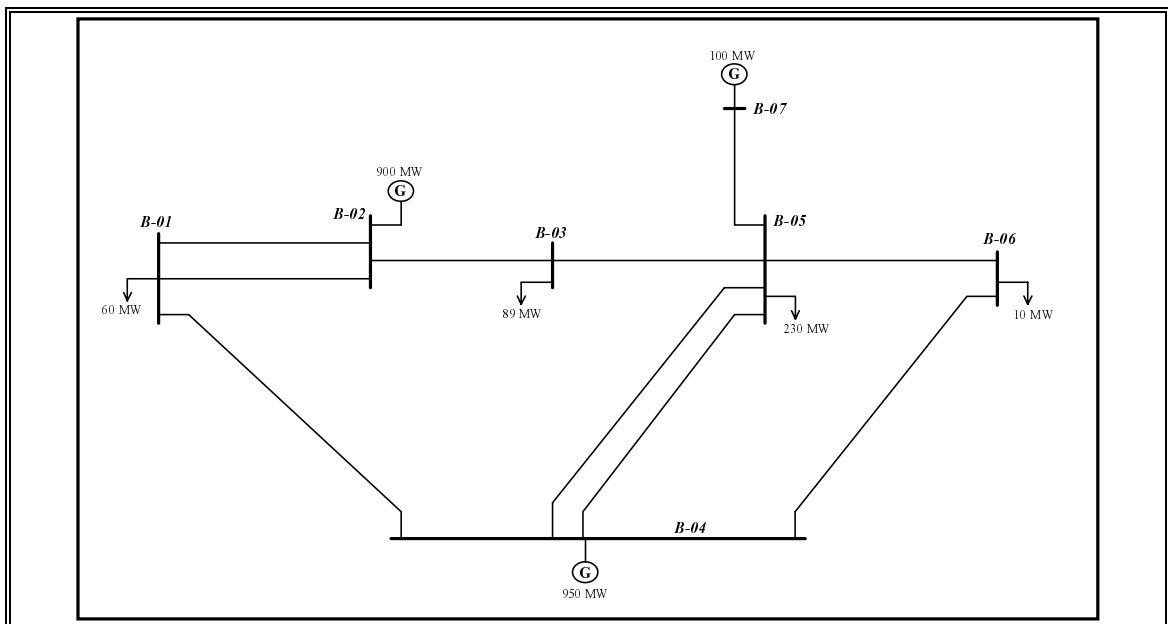


Figura A.1: Sistema de 7 barras

El procedimiento para calcular **FCG**, es el siguiente: se elige una central cualquiera y se hace que genere una potencia de 1,0 p.u., se desconecta los consumos

y el resto de los generadores a excepción la de referencia; esta debe absorber la potencia generada. A continuación se realiza un flujo “DC”, de donde se obtiene los ángulos (en radianes) en cada una de las barras, después se calcula la diferencia de ángulos entre las barras que une la línea indicada; el valor resultante para cada línea se utiliza en el PPL. De manera similar se procede con el resto de los generadores, excepto el de referencia. Las Tablas A.4 y A.6 indican los FCG para los generadores en barras 2 y 7, y las Tablas A.5 y A.7 muestran el cálculo de los flujos en las líneas, las mismas se muestran en las Figuras A.2 y A.3.

Tabla A.4: Factores de sensibilidad del Generador 2

Barra	Generador 2 $\Theta_i$	Líneas			
		No llegan a barra Refer.		Llegan a barra Refer.	
1	0,11708	5-3	-0,15917	4-1	-0,11708
2	0,27735	1-2	-0,16026	5-4	0,04015
3	0,19932	2-3	0,07803	6-4	0,03728
4	0,00000	6-5	-0,00287	4-5	-0,04015
5	0,04015	5-7	0,00000		
6	0,03728	2-1	0,16026		
7	0,04015				

Tabla A.5: Flujo de potencia en las líneas para el generador 2

Barra	Generador 2 $\Theta_i$	Línea		
		Origen - Destino	X(p.u)	MW
1	0,11708	5-3	0,4040	-39,4
2	0,27735	1-2	0,5824	-27,5
3	0,19932	2-3	0,1981	39,4
4	0,00000	6-5	0,0152	-18,9
5	0,04015	5-7	0,1376	0,0
6	0,03728	2-1	0,4844	33,1
7	0,04015	4-1	0,1932	-60,6
		5-4	0,3902	10,3
		6-4	0,1981	18,8
		4-5	0,3902	-10,3

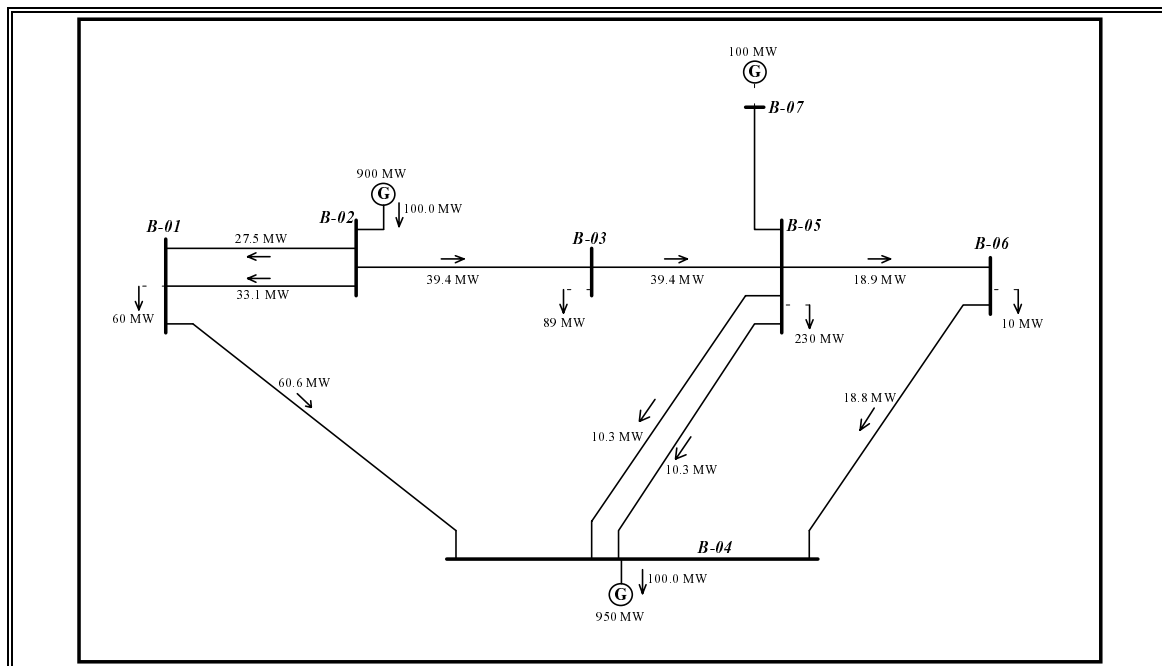


Figura A.2: Cálculo de los factores de sensibilidad del generador 2

Tabla A.6: Factores de sensibilidad del Generador 7

Barra	Generador 7 $\Theta_1$	Líneas			
		No llegan a barra Refer.		Llegan a barra Refer.	
1	0,01695	5-3	0,03545	4-1	-0,01695
2	0,04015	1-2	-0,02320	5-4	0,09297
3	0,05752	2-3	-0,01738	6-4	0,08633
4	0,00000	6-5	-0,00664	4-5	-0,09297
5	0,09297	5-7	-0,13762		
6	0,08633	2-1	0,02320		
7	0,23059				

Tabla A.7: Flujo de potencia en las líneas para el generador 7

Barra	Generador 7 $\Theta_i$	Línea		
		Origen - Destino	X(p.u)	MW
1	0,01695	5-3	0,4040	8,8
2	0,04015	1-2	0,5824	-4,0
3	0,05752	2-3	0,1981	-8,8
4	0,00000	6-5	0,0152	-43,7
5	0,09297	5-7	0,1376	-100,0
6	0,08633	2-1	0,4844	4,8
7	0,23059	4-1	0,1932	-8,8
		5-4	0,3902	23,8
		6-4	0,1981	43,6
		4-5	0,3902	-23,8

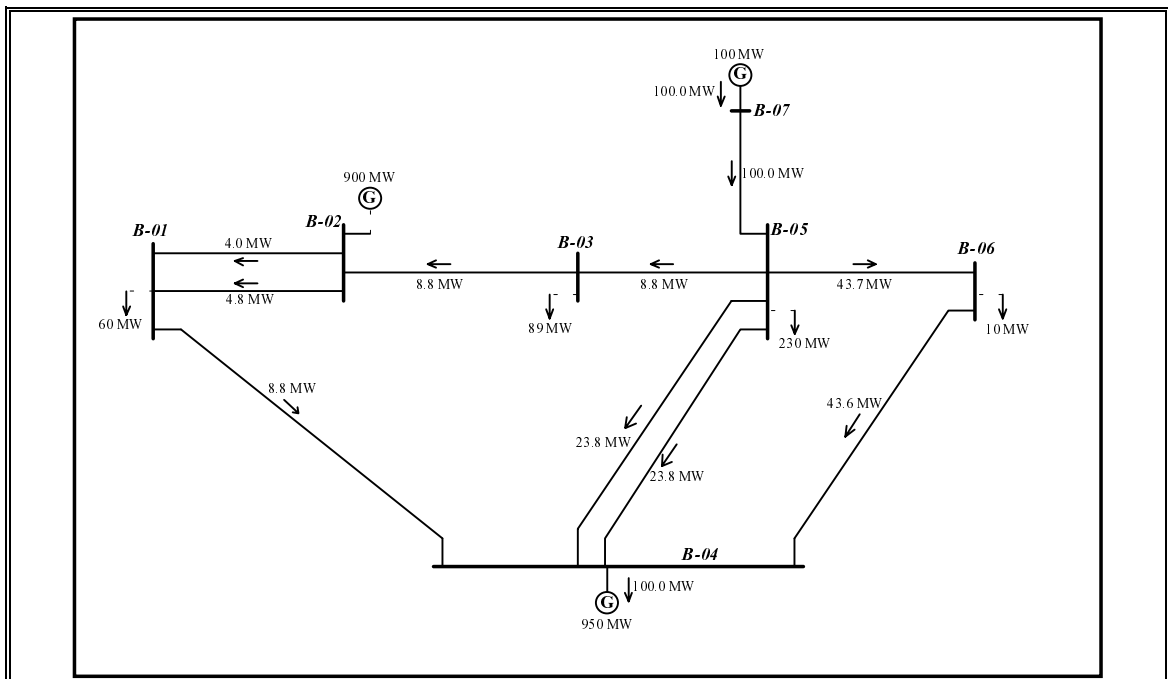


Figura A.3: Cálculo de los factores de sensibilidad del generador 7



Se observa además que los valores de las reactancias no son iguales a los de la Tabla A.1; esto es debido a que se está considerando los valores de tensión en las barras, debido a que algunas son diferentes de la unidad, en esto se diferencia del flujo “DC” convencional.

Tabla A.8: Formación de matriz del problema de programación lineal

N° Fila			N° Columna			
			1	2	3	4
1	Balance de potencia		1	1	1	3,890
2	Generadores  en barras:	2	1	0	0	9,000
3			-1	0	0	0
4		4	0	1	0	9,500
5			0	-1	0	0
6			7	0	0	1
7		0		0	-1	0
8		Líneas fuera de barra de referencia	L1: 5 - 3	-0,159	0	0,035
9	0,159			0	-0,035	0,199
10	L2: 1 - 2		-0,160	0	-0,023	0,014
11			0,160	0	0,023	0,277
12	L3: 2 - 3		0,078	0	-0,017	0,099
13			-0,078	0	0,017	0,297
14	L4: 6 - 5		-0,003	0	-0,007	-0,008
15			0,003	0	0,007	0,030
16	L5: 5 - 7		0	0	-0,138	0,096
17			0	0	0,138	0,096
18	L6: 2 - 1		0,160	0	0,023	0,253
19			-0,160	0	-0,023	-0,011
20	Líneas a barra de referencia	L1: 4 - 1	-0,117	0	-0,017	-0,173
21			0,117	0	0,017	0,251
22		L2: 5 - 4	0,040	0	0,093	0,479
23			-0,040	0	-0,093	-0,089
24		L3: 6 - 4	0,037	0	0,086	0,433
25			-0,037	0	-0,086	-0,097
26		L4: 4 - 5	-0,040	0	-0,093	-0,089
27			0,040	0	0,093	0,479
28	F.O.		0,056	0,021	0,024	0

El número de restricciones para el problema de PL se determina de la siguiente manera:

- 1) 1 Ecuación de balance de potencia, es decir, generación y consumo.
- 2) 2 veces el número de generadores, considerar máxima y mínima generación.
- 3) 2 veces el número de líneas, para considerar los límites de capacidad.

El sistema tiene 3 generadores y 10 líneas; el número de restricciones es igual a:  $1+2*3+2*10=27$ . El número de variables es igual al número de generadores. Con esta información se hace uso de PL, resultando el formato final que se muestra en la Tabla A.8. El archivo de datos para el programa de despacho óptimo y listado de los resultados se muestran a continuación.

#### Archivo de datos para el programa de RESTORDC

```

100.0      BAR-MED      1
 1 BAR-ING      0.      0.      0.      60.0  0.      1.01      1
 2 BAR-SOL      0.      900.     0.      0.0   0.1     1.02      1
 3 BAR-FIL      0.      0.      0.      89.0  0.      0.99      1
 4 BAR-MED      0.      950.     0.      0.0   0.1     1.025     1
 5 BAR-LEY      0.      0.      0.      230.0 0.      1.0       1
 6 BAR-JOT      0.      0.      0.      10.0  0.      0.985     1
 7 BAR-NEI      0.      100.     0.      0.0   0.2     1.01      1
-1
 2  5.6
 4  2.1
 7  2.4
-1
 4  1 0.2      20.0      1
 5  4 0.4      50.0      1
 6  4 0.2      85.0      1
 4  5 0.4      50.0      2
 5  3 0.4      10.0      1
 1  2 0.6      25.0      1
 2  3 0.2      100.      1
 6  5 0.015    70.0      1
 5  7 0.139    70.0      1
 2  1 0.499    25.0      2
-1
FINISH

```

#### Archivo de resultados:

```

          INFORMACION INICIAL DE LA RED (CASO BASE)
=====
          BASE ( MVA )      BARRA LIBRE
-----
          100.0            BAR-MED
          INFORMACION SOBRE LAS BARRAS

```

No DE BARRA	NOMBRE	GENERACION (MW)			CONSUMO REAL (MW)	ESTADISTIMO (%)	VOLTAJE (PU)	PRIORIDAD #
		MINIMA	MAXIMA	REAL				
1	BAR-ING	0.00	0.00	0.00	60.00	0.000	1.010	1
2	BAR-SOL	0.00	900.00	0.00	0.00	0.100	1.020	1
3	BAR-FIL	0.00	0.00	0.00	89.00	0.000	0.990	1
4	BAR-MED	0.00	950.00	0.00	0.00	0.100	1.025	1
5	BAR-LEY	0.00	0.00	0.00	230.00	0.000	1.000	1
6	BAR-JOT	0.00	0.00	0.00	10.00	0.000	0.985	1
7	BAR-NEI	0.00	100.00	0.00	0.00	0.200	1.010	1

CONSUMO TOTAL = 389.000 MW  
COSTO DE GENERACION  
GENERADOR 2 5.600 \$  
GENERADOR 4 2.100 \$  
GENERADOR 7 2.400 \$

INFORMACION SOBRE LAS LINEAS

DESDE (I)	HACIA (J)	REACTANCIA (PU)	FLUJO MAXIMO (MW) POR LA LINEA	CIRCUITO No
4	1	0.1932	20.00	1
5	4	0.3902	50.00	1
6	4	0.1981	85.00	1
4	5	0.3902	50.00	2
5	3	0.4040	10.00	1
1	2	0.5824	25.00	1
2	3	0.1981	100.00	1
6	5	0.0152	70.00	1
5	7	0.1376	70.00	1
2	1	0.4844	25.00	2

RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA LINEAL (CASO BASE)

BARRA #	MAGNITUD	ANGULO (GRADOS)
1	1.010	-12.15
2	1.020	-19.69
3	0.990	-25.34
4	1.025	0.00
5	1.000	-16.26
6	0.985	-15.18
7	1.010	-16.26

DESDE (I)	HACIA (J)	CIRCUITO No	POTENCIA TRANSFERIDA EN LA LINEA (MW)	LIMITE EXCEDIDO
4	1	1	109.777	SI
5	4	1	-72.730	SI
6	4	1	-133.763	SI
4	5	2	72.730	SI
5	3	1	39.223	SI
1	2	1	22.601	NO
2	3	1	49.777	NO
6	5	1	123.763	SI
5	7	1	0.000	NO
2	1	2	-27.176	SI

NOTA : EL SIGNO NEGATIVO SIGNIFICA QUE EL FLUJO TIENE SENTIDO CONTRARIO

C O N T R O L C O R R E C T I V O S O B R E E L C A S O B A S E  
\*\*\*\*\*

NUMERO DE ITERACIONES = 7

VALOR DE LA FUNCION OBJETIVO = 0.132091

VARIABLES PRIMALES DUAL SLACK SENSITIVIDAD DE LOS COSTOS

1	-0.210000E-01	0.000000E+00	-0.180997E+01	0.769003E+01
2	0.000000E+00	0.761997E+01	-0.761997E+01	0.100000E+21
3	0.000000E+00	0.138003E+01	-0.138003E+01	0.100000E+21
4	0.000000E+00	0.769003E+01	-0.769003E+01	0.100000E+21
5	0.000000E+00	0.180997E+01	-0.180997E+01	0.100000E+21
6	0.000000E+00	0.300000E+00	-0.300000E+00	0.100000E+21
7	0.000000E+00	0.700000E+00	-0.700000E+00	0.100000E+21
8	0.000000E+00	0.767806E-01	-0.767806E-01	0.100000E+21
9	0.000000E+00	0.402751E-02	-0.402751E-02	0.100000E+21
10	0.000000E+00	0.251380E+00	-0.251380E+00	0.100000E+21
11	0.000000E+00	0.398255E-01	-0.398255E-01	0.100000E+21
12	0.000000E+00	0.395484E-02	-0.395484E-02	0.100000E+21
13	0.000000E+00	0.392163E+00	-0.392163E+00	0.100000E+21
14	0.000000E+00	0.413557E-03	-0.413557E-03	0.100000E+21
15	0.000000E+00	0.209062E-01	-0.209062E-01	0.100000E+21
16	0.000000E+00	0.192673E+00	-0.192673E+00	0.100000E+21
17	0.150149E-01	0.000000E+00	-0.914765E-02	0.412871E-01
18	0.000000E+00	0.153157E-01	-0.153157E-01	0.100000E+21
19	0.000000E+00	0.226870E+00	-0.226870E+00	0.100000E+21
20	0.298936E+00	0.000000E+00	-0.296249E-02	0.168947E-01
21	0.000000E+00	0.772760E-01	-0.772760E-01	0.100000E+21
22	0.000000E+00	0.358463E+00	-0.358463E+00	0.100000E+21
23	0.000000E+00	0.317806E-01	-0.317806E-01	0.100000E+21
24	0.000000E+00	0.321474E+00	-0.321474E+00	0.100000E+21
25	0.000000E+00	0.152843E-01	-0.152843E-01	0.100000E+21
26	0.000000E+00	0.317806E-01	-0.317806E-01	0.100000E+21
27	0.000000E+00	0.358463E+00	-0.358463E+00	0.100000E+21

## RANGO DE VARIACION DE LAS LINEAS

```
=====
```

ORIGEN	DESTINO	MW			
		NOMINAL	MINIMO	MAXIMO	
5	5	7	70.00	63.35	100.00
1	4	1	20.00	18.47	28.75

```
=====
```

VARIABLES DUALES	SLACK PRIMAL	SENSITIVIDAD DE LOS RECURSOS		
1	-0.138003E+01	0.000000E+00	-0.142752E-01	0.100000E+21
2	-0.180997E+01	0.000000E+00	-0.241615E-02	0.350000E-01
3	-0.700000E+00	0.000000E+00	-0.100000E+21	0.206640E-02

## RANGO DE VARIACION DE COSTOS

```
=====
```

GENER.	ACTUAL	MINIMO	MAXIMO	MW
2	5.600	4.172	999.0000	900.00
4	2.100	1.858	5.6000	950.00
7	2.400	-999.000	2.6066	100.00

## PERFIL DE GENERACION LINEALMENTE OPTIMIZADO

```
=====
```

BARRA #	POTENCIA ORIGINAL (MW)	POTENCIA CORREGIDA OPTIMAMENTE (MW)
2	0.000	138.003
4	389.000	180.997
7	0.000	70.000

```
=====
```

## RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA LINEAL

(CONTROL CORRECTIVO SOBRE EL CASO BASE)

```
=====
```

BARRA #	MAGNITUD	ANGULO (GRADOS)
1	1.010	-2.21
2	1.020	3.85
3	0.990	-7.27
4	1.025	0.00
5	1.000	-9.36
6	0.985	-8.77
7	1.010	-3.84

```
=====
```

DESDE (I)	HACIA (J)	CIRCUITO No	POTENCIA TRANSFERIDA EN LA LINEA (MW)	LIMITE EXCEDIDO
4	1	1	20.000	NO
5	4	1	-41.856	NO
6	4	1	-77.284	NO
4	5	2	41.856	NO
5	3	1	-9.003	NO
1	2	1	-18.162	NO
2	3	1	98.003	NO
6	5	1	67.284	NO
5	7	1	-70.000	SI
2	1	2	21.838	NO

GENERACION O CONSUMO DE LA BARRA LIBRE

BARRA LIBRE : BAR-MED                      POTENCIA GENERADA (MW) : 180.997

### A.1 Interpretación de los Resultados

Del listado de resultados, se observa un consumo de 389 MW para el sistema. Las líneas a excepción de 1-2, 2-3 y 5-7 presentan sobrecargas. Los resultados se muestran en el Figura A.4

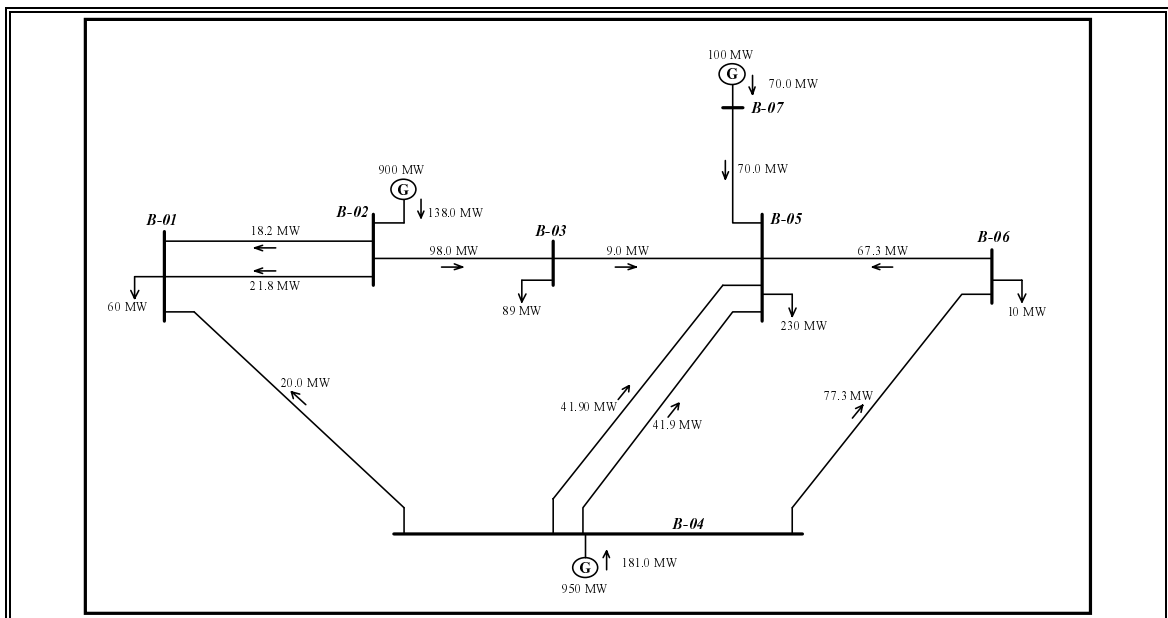


Figura A.4: Resultado del flujo “DC” óptimo

Las variables primales y duales presentan la siguiente estructura:

VARIABLES	“SLACK”	MINIMO	MAXIMO
Primal	Dual	Sensibilidad de los recursos	
Dual	Primal	Sensibilidad de los costos	

Las variables primales indican la potencia de cada uno de los generadores después del proceso de optimización. Las variables duales indican los precios sombras (costos marginales) de los recursos (para nuestro caso, la capacidad de las líneas), es decir cuánto se debe de pagar como máximo por una unidad adicional (1 MW) por aumentar la capacidad de la línea. Los "slack" indican las holguras de los recursos, es decir viene hacer lo que le falta para copar su capacidad. Las sensibilidades de los costos y de los recursos indican los rangos de variación mínimo y máximo.

El valor de la función objetivo es 0,132091, lo que en términos económicos es US\$1320,91. Con relación al análisis de sensibilidad de las variables primales (precios sombra), considerando aquellos valores mayores a cero, podemos observar que su dual slack es cero, lo cual indica que se utilizó todo el recurso. De lo cual tenemos 2 líneas que se han ocupado a plena capacidad. Además el programa nos indica que la línea 5-7 puede variar entre 63,35 y 100 MW, además se observa que esta línea limita a que el generador 7 pueda entregar más potencia. La otra línea que puede variar su capacidad es la 4-1, entre 18,47 y 28,75. Para realizar el aumento de capacidad de las líneas se debe de considerar los aspectos técnicos y operacionales.

Observando el listado de las variables primales, la fila 17 tiene un precio sombra mayor que cero. Con esta fila pasamos a la Tabla A.8, donde se puede observar que esta corresponde a la línea 5-7. A continuación se muestra las filas 16 y 17 del listado de resultados.

Fila	Variables	Dual	Sensibilidad de los Costos	
	Primales	Slack		
16	0,000000	0,192673	-0,19267300	0,10000E21
17	0,015015	0,000000	-0,00914765	0,04128710

Los recursos son: 0,096 y 0,096 (de la Tabla A.8). La fila 16 no se considera, porque tiene un precio sombra igual a cero, es decir sí se aumenta este recurso el valor de la función objetivo no varía.

Tomando en cuenta la fila 17, el valor “B” de la línea se calcula multiplicando los voltajes de sus extremos dividido entre su reactancia, tenemos:

$$B = 1,00 * 1,01 / 0,139 = 7,266187$$

flujo máximo:  $FM = 70/100 = 0,70$  p.u.

flujo inicial:  $FB = GL * (\theta_5 - \theta_7) * 3,1416 / 180$

$$FB = 7,266187 * (-16,26 - (-16,26)) * 3,1416 / 180 = 0,0$$

$$[FM - FB] / GL = [0,70 - (0,0)] / 7,266187 = 0,09633$$

$$[FM + FB] / GL = [0,70 + (0,0)] / 7,266187 = 0,09633$$

según la sensibilidad de los costos y sumando la cantidad de recurso a cada uno de los márgenes:

$$[0,09633 - 0,00914765, 0,09633 + 0,0412871] = [0,08718235, 0,13761710]$$

$$[0,08718235, 0,13761710] * 7,266187 = [0,633483, 0,999952]$$

$$FM_{\text{Mín}} + (0,0) = 0,633483$$

$$FM_{\text{Mín}} = 0,633483 \text{ p.u.} = 63,35 \text{ MW}$$

$$FM_{\text{Máx}} + (0,0) = 0,999952$$

$$FM_{\text{Máx}} = 0,999952 \text{ p.u.} = 100,0 \text{ MW}$$

$$[FM_{\text{Mín}}, FM_{\text{Máx}}] = [ 63,35 , 100,0 ] \text{ MW}$$

A continuación se realiza una nueva simulación aumentando la capacidad de la línea 5-7, la función objetivo resulta 0,132070. Este resultado también pudo ser obtenido de la siguiente manera:

Como se incrementa 1 MW: es igual a 0,01 p.u.

$$0,01/7,266187=0,00137624$$

este último resultado debe ser multiplicado con el precio sombra:

$$0,00137624*0,0150149 = 0,0000206641$$

restando al valor de la función objetivo inicial este último valor:

$$0,132091- 0,0000206641= 0,13207$$



## ANEXO B : DATOS DE SISTEMA DE 25 BARRAS

Tabla B.1: Datos de líneas del sistema de 25 barras

Orig.	Dest.	Tensión (kV)	Longitud (Km)	R (Ohm/km)	X (Ohm/km)	B (nF/km)	Nº de Circuitos	Cap. Máx. (MW)
1	2	220	100	0,09	0,53	9,2	1	76
1	5	220	80	0,09	0,53	8,6	1	133
5	3	220	75	0,09	0,49	9	3	114
5	4	220	120	0,09	0,5	8,8	1	133
2	4	220	80	0,09	0,53	9,2	1	76
2	6	220	150	0,09	0,53	8,6	1	114
6	9	220	100	0,09	0,53	8,6	1	76
6	11	220	105	0,09	0,5	8,8	1	133
6	21	220	100	0,09	0,53	9,2	1	95
6	7	220	100	0,09	0,53	8,6	1	133
7	8	220	50	0,09	0,49	9	1	133
8	9	220	70	0,09	0,49	9	1	133
7	12	220	100	0,09	0,5	8,8	1	133
9	10	220	90	0,09	0,49	9	2	133
11	12	220	100	0,09	0,5	8,8	1	114
11	20	220	80	0,09	0,53	8,6	1	95
12	13	220	125	0,09	0,49	9	1	133
13	14	220	120	0,09	0,5	8,8	1	95
14	15	220	100	0,09	0,53	8,6	1	133
15	16	220	100	0,09	0,49	9	1	95
16	17	220	50	0,09	0,5	8,8	1	95
17	18	220	70	0,09	0,53	8,6	1	133
13	18	220	150	0,09	0,49	9	1	133
18	19	220	75	0,09	0,5	8,8	1	114
19	20	220	50	0,09	0,53	8,6	1	114
20	21	220	140	0,09	0,49	9	1	133
21	22	220	60	0,09	0,5	8,8	3	133
20	23	220	80	0,09	0,53	8,6	1	141
23	24	220	60	0,09	0,49	9	1	133
24	25	220	50	0,09	0,5	8,8	1	133
18	25	220	80	0,09	0,53	8,8	1	141

Tabla B.2: Datos de generadores del sistema de 25 barras

Central	Núm. de	Generación (MW)				Generación (MVar)				Costo (US\$/MW)
		Máxima		Mínima		Máxima		Mínima		
	Unid.	Unid.	Total	Unid.	Total	Unid.	Total	Unid.	Total	
Barra 01	1	80	80	24	24	40	40	-20	-20	30
Barra 03	3	100	300	30	90	50	150	-25	-75	15
Barra 04	1	60	60	18	18	30	30	-15	-15	23
Barra 10	2	100	200	30	60	50	100	-25	-50	17
Barra 12	1	60	60	18	18	30	30	-15	-15	30
Barra 15	1	160	160	48	48	80	80	-40	-40	14
Barra 17	1	100	100	30	30	50	50	-25	-25	16
Barra 22	4	100	400	30	120	50	200	-25	-100	20
Barra 23	1	80	80	24	24	40	40	-20	-20	27
Barra 25	3	80	240	24	72	40	120	-20	-60	16

## **ANEXO C : DESARROLLO DEL SERVICIO RECUPERATIVO: PROCESO EN PARALELO**

### **Etapa 1**

#### **Isla 1**

Se tiene una central de reserva de 80 MW, con un costo medio de 30 US\$/MW. Las líneas operativas son las líneas L:1-5, L:2-4, L:4-5 y la línea L:3-5 con sus 3 circuitos, se encuentran fuera de servicio la línea L:1-2 y L:2-6, la que une con la isla 2. Los generadores en la barra 3 (3x100 MW) y barra 4 (1x60 MW) están fuera de servicio.

Se realiza un flujo “DC” óptimo, la cual indica que se debe reponer el consumo de la barra 1 (80 MW). Se tiene un costo de falla de 26804,25 US\$/h. A continuación se realiza un flujo “AC” para determinar el estado de operación de la isla, según los resultados es necesario bajar la tensión en el generador 2,3%, para así mantener las tensiones en las barras dentro de los límites. Las tensiones se encuentran 6% sobre su valor nominal.

#### **Isla 2**

Esta isla tiene generación en la barra 10 (2x100 MW) y barra 22 (4x100 MW) y consumo de 425 MW, lo que indica que esta isla es excedentaria. Los consumos en las barras 6 (20 MW) y 9 (55 MW) están conectados permanentemente. Se realiza un flujo “DC” para definir el nuevo despacho. El resultado indica que el generador en la barra 10 entrega 188 MW y el de la barra 22 entrega 237 MW; con esto se logra reponer todo el consumo de la isla. Realizando un flujo “AC”, los resultados indican que no se presentan dificultades operacionales. En la barra 6 se tiene conectado un condensador de 1x30 MVar; sin este se tiene una sobrecarga en las líneas L:7-8 y L:8-9 alrededor del 2%.

#### **Isla 3**

Esta isla es eminentemente deficitaria y radial, tiene un consumo de 490 MW y una generación de 220 MW (incluida la de reserva, 60 MW), el generador de

la barra 17 esta fuera de servicio debido al apagón. Se realiza un flujo “DC”, la cual indica reponer 155 MW en la barra 12, 38 MW en barra 14, y 27 MW en barra 16. Se tiene 270 MW sin conectar. En las barras 11 y 13 no se repone consumo. Se tiene un costo de falla de 45125 US\$/h. Los generadores en las barra 12 y 15 están a su plena capacidad. Mediante un flujo “AC”, se observa que las barras 16, 17 y 18 tienen un sobrevoltaje de 6%. Además se tiene conectado 2x25 MVAR en la barra 12 y 1x20 MVAR en la barra 14.

#### **Isla 4**

En esta isla se tiene desconectada la central en la barra 23 (3x80MW) y conectado el generador de la barra 23 (1x80MW). Realizando un flujo “DC”, indica conectar 40 MW en la barra 24 y 40 MW en la barra 20. Al realizar un flujo “AC” el sistema no presenta ningún problema operativo y tiene un costo de falla de 23826 US\$/h.

#### **Etapas 2**

##### **Isla 1**

Se conecta una unidad (100 MW) de la central en la barra 3. Se realiza un flujo “DC”, que indica reponer 100 MW de consumo en la barra 5. Al realizar un flujo “AC” el sistema no presenta ningún tipo de problema. Se tiene un costo de falla de 10559,25 US\$/h.

##### **Isla 2 y 3**

De la etapa 1 se observa que la isla 3 presenta el mayor costo de falla y la isla 2 el menor costo de falla. Por lo tanto debemos de unir estas dos islas. Para proceder a unirlos se tiene dos líneas: L:6-11 y L:7-12. Se escoge la línea que tenga menor costo de falla, mediante flujos “DC”. Suponiendo que se conecte la L:6-11 se tiene un costo de falla de 31044,56 US\$/h y mediante la línea L:7-12 se tiene 31044,55 US\$/h. La diferencia es por el flujo de potencia, en el primer caso es por la línea L:6-11 y L:11-12 con una longitud de 205 km y en el segundo caso es por la línea L:6-7 y L:7-12 con 160 km.

La línea a conectar es L:7-12; realizando un flujo “AC” los resultados de las tensiones en las barras son:

$$B-7: 210,511\angle-3,88^\circ \quad y \quad B-12: 224,00\angle-21,479^\circ$$

donde se tiene una diferencia de voltaje de 13,5 kV, el cual no cumple la condición (máximo 10 kV), pero observando la isla 3, se tiene aún condensadores para conectar en la barra 12 (2x25 MVAR) y barra 13 (1x20 MVAR). Para reducir la tensión en la barra 12, se procede de la siguiente manera: como el generador está entregando reactivos, próximo a su capacidad máxima, por lo cual era necesario subir la tensión, se procede a conectar un condensador de 25 MVAR en la barra 12. Así de esta manera, se reduce la tensión del generador en la barra 12. Los nuevos valores de tensión son:

$$B-7: 210,511\angle-3,88^\circ \quad y \quad B-12: 218,00\angle-22,282^\circ$$

se tiene una diferencia de voltaje de 7,49 kV y ángulos de 18,4°. Se procede a energizar la línea L:7-12 en la barra 7, y en el otro extremo de la línea se tiene una tensión de 215,231 $\angle$ -4,041°, por lo tanto la diferencia de tensión entre el extremo de la línea y la barra 12 es de 2,77 kV. A continuación se procede a cerrar la línea en la barra 12, con lo cual se une la isla 2 y 3, al momento del cierre no se tiene ningún tipo de problemas de operación en el sistema, y aún las sobrecargas en las líneas L:13-14 y L:14-15 desaparecen. A continuación se procede a conectar los nuevos consumos y generación. Según los datos se puede observar que el consumo de la barra 7 baja de 130 a 98 MW, al realizar un flujo “AC”, se observa una sobrecarga de 15% en la línea L:6-21.

#### **Isla 4**

En esta isla se conecta 1 unidad (80 MW) de la central en la barra 25. Se realiza un flujo “DC” donde indica que debemos incrementar 80 MW de consumo en la barra 20, llegando a 120 MW. Se tiene un costo de falla de 7942 US\$/h. Al realizar un flujo “AC” el sistema no presenta ningún tipo de problema.

#### **Etapa 3**

### **Isla 1**

Se conecta dos unidades (100 MW) de la central en la barra 3 y se conecta la línea L:1-2. Se realiza un flujo “DC” donde indica que se conecta todo el consumo de la isla. Por lo tanto el costo de falla es cero. Al realizar un flujo “AC” el sistema no presenta ningún tipo de problema.

### **Isla 2 y 3**

En esta isla se tiene tres líneas posibles a conectar: L:6-11, L:13-18 y L:6-9. La línea que hace menor el costo de falla es la línea L:6-9, con 28880 US\$/h. Mientras que la L:6-11 tiene un costo de falla de 31046 US\$/h y L:13-18 31042,39 US\$/h. Por lo tanto procedemos a energizar la L:6-9 en la barra 9, la diferencia de tensión en los bornes del interruptor es de 2,9 kV; por lo tanto se procede a cerrar la línea, a continuación se procede a conectar los nuevos consumos y realizar un flujo “AC”; se observa una sobrecarga de 15% en la línea L:6-21.

### **Isla 4**

Se conecta dos unidades (80 MW) de la central en la barra 25. Se realiza un flujo “DC”, que indica incrementar 21 MW de consumo en la barra 20, llegando a 141 MW. Se tiene un costo de falla de 3772,45 US\$/h. Según los precios sombra, las líneas L:24-25 y L:20-23 pueden sobrecargarse; al realizar llegamos que el costo de falla es de 992,75 US\$/h, y el consumo en la barra 20 llega hasta 155 MW, pero al realizar flujos “AC” se observa que no es posible reponer este consumo debido a que falta reactivos en el sistema. Para solucionar en parte esto, energizamos la línea L:20-21 en la barra 20, pero aún así no se puede, debido que la línea L:20-23 tiene una capacidad máxima de 141 MW, aún sobrecargando no es posible por la falta de reactivos. Por lo tanto procedemos a conectar los consumos sin considerar sobrecarga, pero con la L:20-21 energizada en barra 20, donde no se presenta problemas.

### **Etapa 4**

En esta etapa se procede a conectar la isla 2-3 con cualquiera de las otras dos islas (1 o 4). La isla se elige de la forma siguiente, se tiene cuatro posibles líneas

a conectar: L:2-6, L:18-25, L:20-21 y L:20-11. La (3) queda descartada por problemas de saturación en las líneas L:20-23, L:23-24 y L:21-6, mientras que (4) quedan descartada porque se tiene problema de saturación en las líneas L:20-23 y L:23-24.

Solo quedan las líneas L:2-6 y L:18-25. Para cada una, se realiza flujo “DC”, para L:2-6 se tiene un costo de falla de 22833,25 US\$/h, mientras que para L:18-25 se tiene un costo de falla de 22706,9 US\$/h. De los resultados, se decide conectar la línea L:18-25.

Antes de continuar, en la isla 2-3 conectar la L:13-18, para facilitar la conexión de las islas, donde se observa que las tensiones en las barras 18 y 25:

$$B-18: 227,521 \angle -26,342^\circ \quad \text{y} \quad B-25: 231,0 \angle 0,0^\circ$$

luego se puede energizar la línea en la barra 18 llegando a tener una diferencia de tensiones en los extremos de cierre de la línea 0,59kV, por lo tanto se realiza el cierre de la línea. En el instante que se cierra la línea no sucede ninguna anomalía en el sistema. A continuación se procede a tomar los nuevos consumos y generación y se realiza un flujo “AC”, de los resultados el sistema no presenta problemas operativos.

### **Etapa 5**

A continuación se procede a conectar todo el sistema mediante la línea L:2-6. Primero se energiza la barra 6 y se cierra la barra 2, al momento del cierre no se presenta problemas operativos. A continuación se procede a realizar un nuevo redespacho “DC” y se tiene un costo de falla de 7526,85 US\$/h. Después realizamos un flujo “AC”, donde se observa una sobrecarga en la línea L:6-21 de 30%.

### **Etapa 6**

Se conecta generador en la barra 17 (100MW), y se realiza un flujo “DC”, donde se puede notar que solamente falta conectar 19 MW de consumo en la barra 20, además se retira el generador de reserva en la barra 12, y se tiene un costo de falla de 3772,45 US\$/h. A continuación se realiza un flujo “AC”, de los resultados el sistema no presenta problemas operativos.

### **Etapa 7**

Realizar el cierre de la línea L:20-21, en la barra 21 (esta línea ya esta energizada en la barra 20), puesto que se tiene una diferencia de tensión de 3,7kV. A continuación se procede a realizar un flujo “DC” donde se observa que se tiene un costo de falla igual a cero, esto significa que se tiene conectado todos los consumos, se procede a realizar flujo “AC”, en este caso la generación óptima se cambia debido a que la central en la barra 22 entrega 439 MW (máximo 400 MW); se hace que el generador de la barra 23 pase de 27,5 a 65 MW, se elige esta central por que es la única que esta generando poco (nominal 80 MW); como resultado podemos observar una sobrecarga en la línea L:6-21 de 10%.

### **Etapa 8**

Se conecta la tercera unidad de la central en la barra 3, la cual indica que se procede a retirar el generador de reserva de la barra 1, y se tiene un costo de operación de 84181,59 US\$/h. Se realiza un flujo “AC”, el sistema no presenta problemas operacionales.

### **Etapa 9**

Se energiza la línea L:11-20 en la barra 20 y se cierra en la barra 11; al realizar un flujo “AC” el sistema no tiene problemas operativos. A continuación se procede a realizar un flujo “DC” donde se observa que se tiene un costo de operación de 84181,59 US\$/h.

### **Etapa 10**

Se conecta la tercera unidad de la central en la barra 25, y se llega a tener un costo de operación de 83037,22 US\$/h. A continuación se realiza un flujo “AC”, donde se observa que el sistema no presenta problemas operativos.

La secuencia final del **SR**, es:

1. Conectar central de reserva : en barra 1 (isla 1) y barra 12 (isla 3).
2. Isla 1 : conectar 1ra. Unidad de generación en barra 3.  
Isla 2-3 : conectar línea L:7-12.



- Isla 4 : conectar 1ra. Unidad de generación en barra 25.
- 3. Isla 1 : conectar 2da. Unidad de generación en barra 3 y línea L:1-2.  
Isla 2-3 : conectar línea L:6-9.  
Isla 4 : conectar 2da. Unidad de generación en barra 25 y energizar la línea L:20-21 en barra 20.
- 4. Conectar primero L:13-18 en isla 2-3  
Conectar L:18-25 para unir las islas 2-3 y 4.
- 5. Conectar línea L:2-6 (se une todo el sistema)
- 6. Conectar generador en la barra 17 y retirar generador de reserva en barra 12.
- 7. Conectar línea L:20-21.
- 8. Conectar 3ra. Unidad en la central de la barra 3 y retirar la central de reserva de la barra 1.
- 9. Conectar línea L:11-20.
- 10. Conectar 3ra. Unidad en la central de la barra 25.