

**ESCUELA POLITECNICA NACIONAL**  
**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA**

**JULIO - 1987**

**Quito - Ecuador**

"ESTUDIO DE CONFIABILIDAD DE LA INTERCONEXION NORTE-SUR DEL -  
SISTEMA ELECTRICO ECUATORIANO"

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO ELECTRICO  
BYRON XAVIER GRANDA LOAIZA

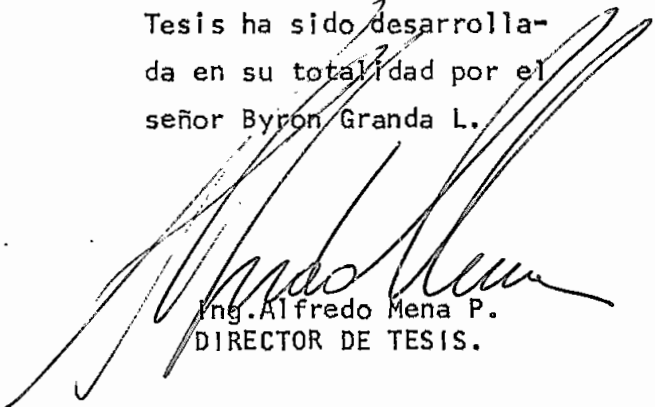
JULIO - 1987

AGRADECIMIENTO:

Al Ing. Alfredo Mena y a la  
Empresa Eléctrica Quito S.A.  
por su apoyo y colaboración,  
sin los cuales hubiera sido  
imposible culminar este tra-  
bajo.

C E R T I F I C A C I O N :

Certifico que la presente  
Tesis ha sido desarrolla-  
da en su totalidad por el  
señor Byron Granda L.



Ing. Alfredo Mena P.  
DIRECTOR DE TESIS.

# I N D I C E

	Pág.
I. INTRODUCCION.....	1
II. EVALUACION DE LA CAPACIDAD DE RESERVA DE LA GENERACION	5
II.1. <u>Modelo de Capacidad</u> .....	5
Probabilidad.....	6
Frecuencias de Salida de un Estado de Capacidad Exacto.....	7
Consideraciones de Estados Derivados.....	12
II.2. <u>Modelo de Carga</u> .....	16
II.3. <u>Margen de Reserva</u> .....	19
III. DOS SISTEMAS INTERCONECTADOS.....	25
III.1. <u>Modelo del Sistema Asistente</u> .....	26
III.2. <u>Modelo Combinado de la Línea de Interconexión - con el Sistema Asistente</u> .....	31
III.3. <u>Probabilidades y Frecuencias de los Estados - Equivalentes</u> .....	36
Probabilidades Exactas.....	36
Frecuencias de Salida de los Estados Equivalentes.....	37
Probabilidades y Frecuencias Acumuladas.....	44
IV. APLICACION DE LA METODOLOGIA AL SISTEMA ELECTRICO ECUATORIANO.....	49
IV.1. <u>Sistemas Estudiados</u> .....	49
IV.2. <u>Descripción del Sistema Nacional Interconectado</u>	55
IV.3. <u>Disponibilidad de los Sistemas</u> .....	63

	Pág.
IV.4. <u>Variación de los Parámetros de la Interconexión</u>	67
Efecto del Factor de Exposición.....	67
Efecto de la Capacidad de la Interconexión.....	68
Efecto de la Configuración de las Líneas de Interconexión.....	72
V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	75

#### APENDICES

A. DESCRIPCION DE LOS PROGRAMAS DE COMPUTACION.....	78
A.1. <u>Resumen de los Programas</u> .....	78
A.2. <u>Diagramas de Flujo</u> .....	81
B. MANUAL DE USO DE LOS PROGRAMAS.....	94
B.1. <u>Alcances y Limitaciones</u> .....	94
Objetivo.....	94
Alcances.....	94
Limitaciones.....	95
B.2. <u>Método</u> .....	96
B.3. Entrada de Datos.....	104
B.4. Salida de Resultados.....	109

BIBLIOGRAFIA.....	113
-------------------	-----

#### ANEXOS

##### GLOSARIO

DATOS DE FALLA DE LAS UNIDADES DE GENERACION DEL S.N.I.

DATOS DE CARGA DEL S.N.I. (Enero-Diciembre 1986).

## I. INTRODUCCION

El Ecuador es un país en desarrollo con recursos limitados, por lo que se debe hacer uso de ellos en forma óptima y sin desperdiciarlos. Esto involucra que la planificación y construcción del Sistema Eléctrico en el país debe hacerse al menor costo posible y con un alto grado de seguridad.

El uso de la confiabilidad nos permite evaluar el grado de seguridad de un sistema y cómo puede ser mejorado (2). En este trabajo se investiga, básicamente, la confiabilidad de los sistemas de generación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano al ser considerado como la interconexión de dos Sistemas: Norte y Sur.

La cantidad de reserva de energía de una planta de generación debe ser planificada con el objeto de alcanzar un grado óptimo de seguridad en el sistema de potencia al cual se pertenece. Generalmente, las plantas de generación que proveen los grados más altos de seguridad, son las que requieren la mayor cantidad de recursos de capital y recíprocamente las plantas más económicas nos proveen los menores grados de seguridad.

Por lo tanto, es importante el poder cuantificar las pérdidas en la economía del país para un grado particular de seguridad. Luego, los estudios económicos de un sistema eléctrico deberían incluir el examen de la variedad de elementos involucrados en la determinación de un margen de reserva óptimo (21).

Las fallas del sistema que causan mayores pérdidas a la economía son aquellas que se producen en las unidades de generación, ya que, las fallas en los sistemas de transmisión o distribución afectan solamente a una parte (a menudo una parte muy pequeña) del sistema.

La interconexión de dos sistemas de potencia ofrece la oportunidad de obtener una apreciable ganancia en la confiabilidad de los sistemas de generación, lo cual implica que se puede planificar economías en las plantas de generación como resultado de la capacidad compartida (16).

El método probabilístico utilizado en esta Tesis es una aproximación del método de la Frecuencia y Duración, el cual nos permite la evaluación de la confiabilidad y los beneficios de la capacidad de reserva de cada sistema. Puesto que, en los estudios de capacidad de reserva instalada la generación disponible es contrastada con la demanda de la carga, las técnicas de evaluación utilizadas requieren de dos modelos matemáticos: uno para las variaciones de carga y otro para los estados de generación del sistema dado.

La combinación o convolución de estos modelos da como resultado un modelo total del sistema, del cual pueden ser extraídos los índices de confiabilidad requeridos. Además, el método presenta la facilidad de incorporar unidades de generación multi-estado al modelo de capacidad existente.

La habilidad potencial de un sistema para adecuarse a la deficien-



cia de capacidad de otro sistema interconectado es utilizada para desarrollar una unidad multi-estado ficticia la cual puede ser incorporada al sistema asistido. El método incluye las restricciones y los parámetros de las líneas de interconexión que unen los dos sistemas.

Para obtener los índices para dos sistemas interconectados se extiende las técnicas probabilísticas del sistema simple. Se utiliza las probabilidades y frecuencias de abandono entre los varios estados de generación, así como las características de carga, para formular índices de probabilidad acumulada y frecuencia acumulada de una situación de pérdida de carga.

A diferencia de otros métodos, como el de la LOLP (Loss of Load Probability), este nos proporciona el índice de "frecuencia" que provee de un significado físico a los resultados al mismo tiempo que considera las variaciones de carga durante el día, lo cual no puede ser despreciado (como se hace en la LOLP), ya que los períodos bajos de capacidad generalmente son más prolongados que los períodos de capacidad altos, por lo tanto es más probable que ocurran fallas cuando se incrementa la carga en los períodos bajos de capacidad.

Los índices que nos provee el método son la probabilidad, la frecuencia y la duración media de una condición de falla. Las definiciones de estos índices están dadas por (1):

Probabilidad de Falla del Sistema (Pf): es la proporción de tiem-

po, a la larga, mientras prevalece una condición de falla del sistema.

Frecuencia de Falla del Sistema ( $F_f$ ): es el número de ocurrencias de fallas del sistema por unidad de tiempo. En este trabajo todas las frecuencias de falla vienen dadas en (1/días).

Duración Media de Falla del Sistema ( $T_f$ ): es igual a la relación entre  $P_f$  y  $F_f$  ( $T_f = P_f/F_f$ ). Evidentemente está expresada en unidades de tiempo.

Después de lo anotado se espera, que los resultados obtenidos de la realización de este trabajo, puedan ser de utilidad en la planificación y operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano.

## C A P I T U L O   I I

### EVALUACION DE LA CAPACIDAD DE RESERVA DE LA GENERACION

- 11.1. MODELO DE CAPACIDAD
- 11.2. MODELO DE CARGA
- 11.3. MARGEN DE RESERVA

## II. EVALUACION DE LA CAPACIDAD DE RESERVA DE LA GENERACION

### II.1. MODELO DE CAPACIDAD

Los generadores asociados a las respectivas máquinas motrices son subsistemas complejos que pueden encontrarse en varios estados de operación a lo largo del tiempo. Estos estados son: en servicio a capacidad completa, a capacidad reducida, en diversos grados de reducción, en reparación por falla, en mantenimiento preventivo (programado), etc. (2).

Las más importantes variables de entrada que se requieren en un análisis de confiabilidad del sistema de generación son las probabilidades de falla de las unidades. El modelo de capacidad de generación que se usa en los métodos de la frecuencia y duración es el denominado de estado exacto, el cual se encuentra definido por los siguientes parámetros básicos para cada uno de los posibles estados de capacidad de salida forzada: probabilidad y frecuencias efectivas de salida hacia estados de capacidad de salida forzada más altos o más bajos. (7).

A partir de estos parámetros podemos calcular las probabilidades y frecuencias acumuladas para cada estado que son, en último término, los índices de confiabilidad requeridos.

Si es que se asume un modelo simple de dos estados para cada unidad de generación (en servicio y en reparación), su probabilidad

de falla puede ser expresada en términos de la frecuencia de falla  $\lambda$  y de la frecuencia de reparación  $\mu$ , así:

$$\bar{A} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu}$$

De acuerdo al método utilizado el modelo de capacidad es expresado en forma de una tabla la cual es obtenida recursivamente adicionando, a la tabla en cada paso, un generador a la vez. Esta tabla contiene los varios estados de capacidad de salida que son el resultado de la incorporación de los estados individuales de salida de cada unidad de generación. Las expresiones recursivas utilizadas para crear el modelo de capacidad de un sistema dado cuando son adicionadas unidades de generación de dos estados (en funcionamiento y en reparación) son las siguientes: (7).

#### Probabilidad:

$$p(X) = p'(X)(1-r) + p'(X-C)r \quad (2.1)$$

donde:

$p(X)$  = Probabilidad de salida de X MW luego de que una unidad ha sido adicionada.

$p'(X)$  = Probabilidad de salida de X MW antes de que la unidad haya sido adicionada.

$r$  = Probabilidad de falla de la unidad que está siendo adicionada [ $r$ =forced outage rate (\*) (FOR)], Para estado estacionario  $r$  toma el valor de la indisponibilidad  $\bar{A}$ .

$\lambda$  = Frecuencia de falla de la unidad que está siendo adicionada.

(\*) FOR = Proporción de salida forzada (2)

$\mu$  = Frecuencia de reparación de la unidad que está siendo adicionada.

$C$  = Capacidad de la unidad que está siendo adicionada.

En la expresión anterior el valor de  $p'(X-C)$  es cero si  $X$  es menor que  $C$  puesto que un estado de capacidad de salida negativo es obviamente imposible.

Las condiciones iniciales usadas en la ecuación 2.1 cuando incorporamos la primera unidad son:  $p'(X < 0) = 0$  y  $p'(X \geq 0) = 1$ .

Si resolvemos la ecuación 2.1 para  $p'(X)$  obtenemos una expresión que nos permite encontrar la probabilidad de un estado de capacidad de salida  $X$  luego de haber removido una unidad del modelo de capacidad, lo cual puede ser requerido cuando se realice un modelo que considere mantenimiento.

#### Frecuencias de Salida de un Estado de Capacidad Exacto:

Se denomina  $\lambda_+(X)$  a la frecuencia efectiva de abandono de un estado de capacidad de salida exacto  $X$  a estados que tienen capacidad de salida menores (p.e. a los estados de mayor capacidad disponible).

De igual forma se denomina  $\lambda_-(X)$  a la frecuencia de abandono de un estado de capacidad de salida exacto  $X$  a estados que tienen mayor capacidad de salida. Estas frecuencias  $\lambda_+(X)$  y  $\lambda_-(X)$  pueden ser calculadas por medio de la adición de una unidad de generación a la vez, de manera similar a la utilizada en el

cálculo de  $p(X)$ .

Es claro que las frecuencias de abandono de estos dos estados mutuamente exclusivos son: (7).

1. El sistema está en un estado de capacidad de salida  $X$  antes de adicionar la unidad; la unidad incorporada está en funcionamiento.

$$\begin{aligned}\lambda_{+}(X) &= \lambda_{+}'(X) \\ \lambda_{-}(X) &= \lambda_{-}'(X) + \lambda\end{aligned}$$

2. El sistema está en un estado de capacidad de salida  $X-C$  antes de adicionar la unidad; la unidad incorporada no está en funcionamiento.

$$\begin{aligned}\lambda_{+}(X) &= \lambda_{+}'(X-C) + \mu \\ \lambda_{-}(X) &= \lambda_{-}'(X-C)\end{aligned}$$

De acuerdo a la simbología utilizada en la ecuación 2.1 las expresiones  $\lambda_{+}'(X)$  y  $\lambda_{-}'(X)$  son las frecuencias de abandono de un estado de capacidad de salida  $X$  antes de que la unidad  $C$  sea adicionada.

Ahora las frecuencias de abandono del estado de capacidad de salida  $X$ , luego de que una unidad ha sido adicionada, son evaluadas exactamente por los promedios de las frecuencias de abandono de los estados mutuamente excluyentes que lo constituyen. Esto es: (7).

$$\lambda_+(X) = \frac{p'(X) (1-r) \lambda_+(X) + p'(X-C) r \{ \lambda_+(X-C) + \mu \}}{p(X)} \quad (2.2)$$

$$\lambda_-(X) = \frac{p'(X) (1-r) \{ \lambda_-(X) + \lambda \} + p'(X-C) r \lambda_-(X-C)}{p(X)} \quad (2.3)$$

Cuando la primera unidad de generación es incorporada y cuyos parámetros son  $C_1$ ,  $\lambda_1$ ,  $\mu_1$ , las expresiones anteriores son inicializadas de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \lambda_+(0) &= 0 \\ \lambda_-(0) &= \lambda_1 \\ \lambda_+(C_1) &= \mu_1 \\ \lambda_-(C_1) &= 0 \end{aligned}$$

Si  $X$  es menor que  $C$   $p'(X-C) = \lambda_+(X-C) = \lambda_-(X-C) = 0$  puesto que los estados de capacidad de salida negativos no pueden existir.

Resolviendo las ecuaciones 2.2 y 2.3 para  $\lambda_+(X)$  y  $\lambda_-(X)$  obtenemos expresiones que pueden ser usadas cuando es removida una unidad del modelo de capacidad existente.

La probabilidad acumulada  $P(X)$  y la frecuencia acumulada  $F(X)$  para una capacidad de salida forzada mayor o igual a  $X$  pueden ser calculadas a partir de: (5) (8).

$$P(X) = \sum_j p(X_j) \quad \text{t.q. } X_j \text{ menor o igual que } X \quad (2.4)$$

$$F(X) = (1-r)F'(X) + rF'(X-C) + \mu r \{ P'(X-C) - P'(X) \} \quad (2.5)$$



Si  $X$  es menor que  $C$   $P'(X-C) \approx 1$  y  $F'(X-C) = 0$ .

Para ilustrar mejor estas técnicas recursivas se ha extraído un sistema de generación de la referencia 1., el cual se ha detallado en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1.

Ejemplo de datos de un Sistema de Generación

<u>Unidad i</u>	<u>Capacidad C<sub>i</sub> (MW)</u>	<u>Frec. de Falla <math>\lambda</math> (i) (1/año)</u>	<u>Frec. de Repar. <math>\mu</math> (i) (1/año)</u>
1	40	0.4	9.6
2	40	0.4	9.6
3	80	0.4	9.6

Observamos que para cada unidad:

$$\lambda = 0.4 \text{ (1/año)} = 0.0010959 \text{ (1/días)}$$

$$\mu = 9.6 \text{ (1/año)} = 0.0263014 \text{ (1/días)}$$

Consecuentemente  $r = 0.04$

En la Tabla 2.2. tenemos los resultados obtenidos luego de aplicar los algoritmos expuestos al ejemplo de la Tabla 2.1.

TABLA 2.2.

TABLA DE CAPACIDAD DE SALIDA FORZADA DEL EJEMPLO

Estd. i	C.Sal. X	C.Dís. C	Prob. p(X)	Frec. de $\lambda+(X)$	Transición $\lambda-(X)$	Frec.Acum. F(X)	Prob.Acum. P(X)
1	0	160	.8847350	.0000000	.0032877	.0000000	1.000000
2	40	120	.0737285	.0263014	.0021918	.0029087	.115265
3	80	80	.0384003	.0273535	.0021479	.0011312	.041536
4	120	40	.0030720	.0526028	.0010959	.0001633	.003136
5	160	0	.0000640	.0789042	.0000000	.0000050	.000064

### Consideraciones de Estados Derivados

Una unidad de generación muy grande, puede tener multitud de sub sistemas cuyas fallas podrían ser la causa para la aparición de estados derivados en su capacidad de salida. En estos casos no es muy válido el utilizar un modelo binario para representar estas unidades en el modelo de capacidad.

Una representación más realista es la de introducir otros esta dos dentro del modelo binario para crear un modelo de unidad mul ti-estado. Estos estados interiores son los denominados estados derivados. (4).

El modelo multi-estado de una unidad asume que la unidad puede residir en cualquier estado del grupo de estados derivados en cualquier instante de tiempo en el futuro. La existencia de cada estado es medida por medio de las probabilidades de estado es table obtenidas de la historia de operación de cada unidad. (5).

El modelo multi-estado de una unidad puede ser representado como muestra la Tabla 2.3.

Tabla 2.3.

#### Modelo Multi-estado de una Unidad

Estado	Capac.de Salida	Prob.	Frecuencias		Frec.: Acumul.
<u>i</u>	<u>Ci</u>	<u>Ri</u>	<u><math>\lambda+(Ci)</math></u>	<u><math>\lambda-(Ci)</math></u>	<u>F(Ci)</u>
1	C1	R1	$\lambda+(C1)$	$\lambda-(C1)$	F(C1)
2	C2	R2	$\lambda+(C2)$	$\lambda-(C2)$	F(C2)
.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.
n	Cn	Rn	$\lambda+(Cn)$	$\lambda-(Cn)$	F(Cn)

Cuando una unidad multi-estado de este tipo es adicionada a la tabla de capacidad de salida forzada existente, pueden ser usadas las siguientes expresiones recursivas: (4).

$$p(X) = \sum_{i=1}^n p'(X-C_i) R_i \quad (2.6)$$

$$\lambda_+(X) = \sum_{i=1}^n \frac{p'(X-C_i) R_i \{ \lambda_+(X-C_i) + \lambda_+(C_i) \}}{p(X)} \quad (2.7)$$

$$\lambda_-(X) = \sum_{i=1}^n \frac{p'(X-C_i) R_i \{ \lambda_-(X-C_i) + \lambda_-(C_i) \}}{p(X)} \quad (2.8)$$

Para observar el efecto de los estados derivados en la Frecuencia acumulada podemos realizar un modelo conveniente de la unidad-estado como muestra la Tabla 2.4: (8).

Tabla 2.4

Modelo Característico de una Unidad Multi-estado

Estado	Capac. de Salida	Prob.	Frecuen. Acumul.	Frecuen. Equival.
1	C1=0	R1	0.0	-F2
2	C2	R2	F2	F2-F3
.	.	.	.	.
.	.	.	.	F(K-1)-F(K)
K	CK	RK	FK	FK

La última columna de la tabla 2.2 muestra la frecuencia de abandono equivalente de cada estado, la cual es igual a la frecuencia acumulada del estado menos la frecuencia acumulada del siguiente estado de mayor capacidad de salida forzada.

La frecuencia acumulada de una capacidad de salida de X MW luego de que una unidad con K estados ( $K \geq 2$ ) es adicionada está dada por: (8).

$$F(X) = \sum_{i=1}^K R_i F^i(X-C_i) + \sum_{i=1}^K FF(C_i) P^i(X-C_i) \quad (2.9)$$

donde:

$FF(C_i)$  = Frecuencia equivalente de abandono del estado  $i$  de la unidad que está siendo adicionada.

Si se desea que la ecuación 2.9 pueda ser utilizada para calcular frecuencias acumuladas de modelos de 2 estados puede ser modificada de la siguiente manera: (4).

$$F_t(X) = \sum_{i=1}^n R_i (F^i(X-C_i) + P^i(X-C_i) (\lambda_+(C_i) - \lambda_-(C_i))) - P^i(X-C_i) D(C_i) \quad (2.10)$$

$$D(C_i) = \left( \sum_{j=n}^1 R_j (\lambda_+(C_j) - \lambda_-(C_j)) \right) - F(C_i),$$

$$F(X_1) = 0$$

$$F(X_2) = F_t(X_2) - F_t(X_1)$$

$$F(X_i) = F_t(X_i)$$

Si  $X$  es menor que  $C_i$   $P^i(X-C_i) = 0$  y  $F^i(X-C_i) = 0$ . Al igual que la frecuencia acumulada, las expresiones recursivas anteriores pueden ser utilizadas para modelos binarios cuando  $n=2$ . Puede notarse que  $D(C_i)=0$  para modelos binarios.

La referencia 5, nos muestra un ejemplo de una unidad multi-estado de 3 estados (Tabla 2.5), lo cual ha sido incorporada al ejemplo anterior obteniéndose los resultados expuestos en la Tabla 2.6.

Tabla 2.5.

Ejemplo de una Unidad Multi-estado

Cap. Sal. $C_i$	Prob. $R_i$	Frec. de Transición		Frec. Acum. $F(C_i)$
		$\lambda + (C_i)$	$\lambda - (C_i)$	
0	0.960	0	0.03	0
20	0.033	0.25	0.019	0.0288
50	0.007	3.10671	0	0.02174697

Tabla 2.6

Tabla de Capacidad de Salida Forzada del Ejemplo al incluirse la  
Unidad Multi-estado propuesta

Estd. $i$	C.Sal. $X$	Prob. $p(X)$	Frec. de Transición		Frec.Acum $F(X)$	Prob.Acum. $P(X)$
			$\lambda + (X)$	$\lambda - (X)$		
1	0	.8493457	.0000000	.0332877	.0000000	1.0000000
2	20	.0291963	.25	.0222877	.0282071	.1506542
3	40	.0707794	.0263014	.0321918	.0220630	.1214579
4	50	.0061931	3.10671	.0032877	.0225219	.0506786
5	60	.0024330	.2763014	.0211918	.0033020	.0444854
6	80	.0368643	.0273535	.0321479	.0027233	.0420524
7	90	.0005161	3.133011	.0021918	.0029219	.0051882
8	100	.0012672	.2773535	.0021148	.0013061	.0046721
9	120	.0029492	.0526028	.0310959	.0010034	.0034048
10	130	.0002688	3.134063	.0021480	.0009417	.0004557
11	140	.0001014	.3026028	.0200959	.0000998	.0001869
12	160	.0000614	.0789042	.03	.0000730	.0000855
13	170	.0000215	3.159313	.0010959	.0000699	.0000241
14	180	.0000021	.3289042	.019	.0000020	.0000026
15	210	.0000004	3.185614	.0000000	.0000014	.0000004

## 11.2. MODELO DE LA CARGA

El método utilizado para obtener el modelo de la carga consiste en una aproximación de la curva de carga diaria a un modelo de carga de dos niveles como muestra la figura 2.1, y se denomina modelo de carga de estado exacto.

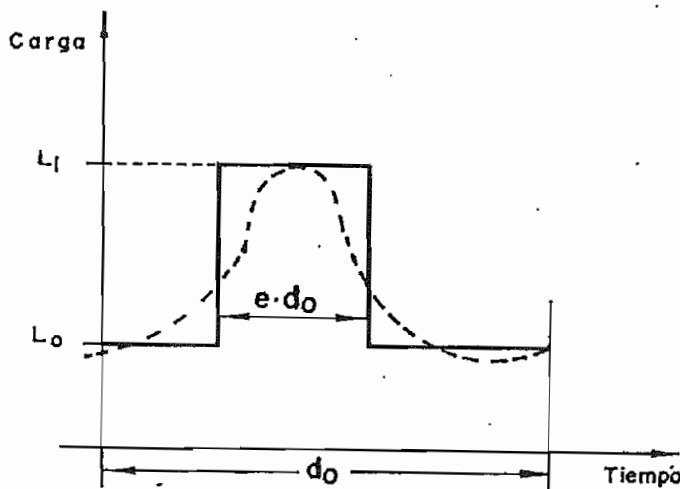


Figura 2.1. Representación de dos niveles de la carga diaria

Donde el nivel de carga bajo es siempre  $L_0$  y es constante, mientras que el pico de carga  $L_1$  puede ser diferente para cada día. La ocurrencia de los picos de carga puede estar determinada por una secuencia aleatoria, con una duración constante. Cada pico de carga regresa al nivel de carga bajo diariamente antes de trasladarse al pico de carga del día siguiente, como muestra la secuencia de la Figura 2.2.

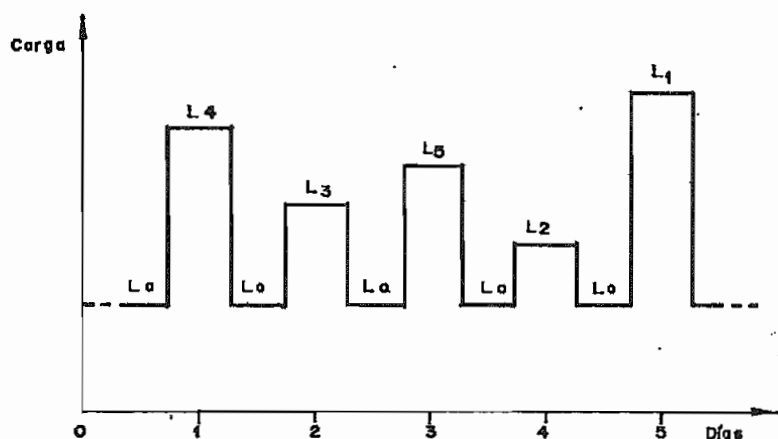


Figura 2.2. Modelo de Carga de Estado Exacto.

La duración media  $t_i$  de los picos está descrita por el factor de exposición  $e = t_i/d_o$ , donde  $d_o$  es la duración del ciclo de carga. El factor  $e$  debe ser considerado el mismo para cada día; su magnitud varía entre 0 y 1, y puede ser escogido arbitrariamente.

No existe una regla fija que nos permita determinar el valor de  $e$  en un caso dado, pero afortunadamente muchos de los resultados no son muy sensitivos al valor de  $e$ . (1).

El diagrama de espacio de estado para el modelo de carga de dos niveles es:

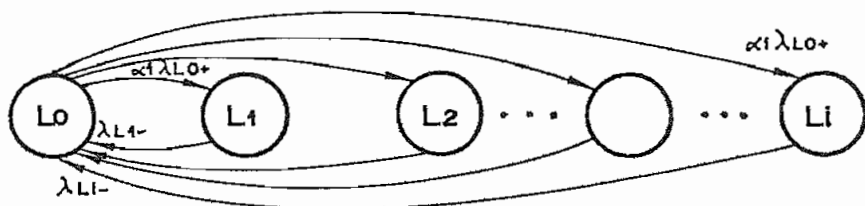


Figura 2.3. Diagrama de espacio de estado para el modelo de carga de la Figura 2.2.



Donde las frecuencias de transición requeridas para obtener el mo delo markoviano, están dadas por:

$$\lambda_{Lo+} = \frac{1}{(1-e)do} \quad \lambda_{Li-} = \frac{1}{e.do} \quad (2.11)$$

Esto significa, que desde cualquier pico de carga  $Li$  se puede pasar solamente al estado  $Lo$  mediante un proceso regulado por la frecuencia de transición  $\lambda_{Li}$ , por lo que se hace necesario emplear un número distribuidor  $\alpha_i$  (2) que corresponde a las frecuencias relativas de las respectivas cargas pico  $Li$ , luego debe cumplirse que:

$$\sum_i \alpha_i = 1 \quad i = 1, 2, 3, \dots \quad (2.12)$$

Las probabilidades de estado serán:

$$\begin{aligned} P_{Lo} &= 1-e \\ P_{Li} &= \alpha_i \cdot e \quad i = 1, 2, \dots \end{aligned} \quad (2.13)$$

Los parámetros requeridos para la formulación del modelo de carga diario pueden ser resumidos como sigue: (4)

Número de Niveles de Carga	$N$
Picos de Carga	$Li, i=1, \dots, N$
Carga Baja	$Lo$
Número de Ocurrencias de $Li$	$n(Li), i=1, \dots, N$
Longitud del Intervalo	$D = \sum_{i=1}^N n(Li)$
Número Distribuidor	$\alpha_i = \frac{n(Li)}{D}$

	<u>Carga Pico (Li)</u>	<u>Carga Baja (Lo)</u>
Duración media	e	1-e
Probabilidad	$p(Li) = \frac{n(Li)}{D} e$	1-e
Frecuencia de Abandono hacia cargas más altas.	$f+(Li) = 0$	$f+(Lo) = \frac{1}{1-e}$
Frecuencia de Abandono hacia cargas más bajas.	$f-(Li) = \frac{1}{e}$	$f-(Lo) = 0$
Frecuencia de Residencia	$f(Li) = \frac{n(Li)}{D}$	$f(Lo) = 1$

Los datos tomados de un ejemplo de la referencia 1, nos permiten formular el modelo de carga de este ejemplo en la Tabla 1.7.

Tabla 1.7

Datos para el Modelo de Carga del Ejemplo

<u>Nivel j</u>	<u>Nivel de Carga Lj (MW)</u>	<u>Nº de días n(j)</u>	<u>Prob. p(Lj)</u>	<u>Frec. de Transición <math>\lambda+(Lj)</math></u>	<u><math>\lambda-(Lj)</math></u>
1	120	24	0.1	0	2
2	112	60	0.25	0	2
3	96	24	0.1	0	2
4	80	12	0.05	0	2
5	0	120	0.5	2	0

Como se puede apreciar el factor de exposición e es 0.5, el nivel de carga bajo es 0 y se ha asumido un período de 120 días.

### 11.3. MARGEN DE RESERVA

En los diversos estudios de capacidad de reserva instalada se

contrasta la generación disponible con la demanda de carga. Existen varias técnicas de evaluación, todas las cuales requieren de dos modelos matemáticos, uno para los estados de generación y otro para las variaciones de carga en un sistema dado. La combinación de estos modelos nos proporcionará los índices de confiabilidad requeridos.

Los modelos de carga y generación pueden ser fácilmente combinados sobre la base de que los eventos en los dos casos son independientes (1), por lo tanto, las probabilidades de que ocurran eventos en un modelo permanecerán constantes mientras ocurren cambios en el otro.

El concepto de reserva o margen se lo representa como un estado; así: (2)

$$MK = C_j - L_i \quad (2.14)$$

Donde:  $MK$  = estado de reserva o margen

$C_j$  = estado de capacidad

$L_i$  = estado de carga

El estado de margen  $MK$  puede ser positivo o negativo, y el límite entre los estados de margen positivos y negativos es el límite entre los dominios de éxitos y fallas en el espacio de estado. Por lo tanto, un estado de margen negativo constituye una situación de pérdida de carga debida a deficiencia de capacidad de magnitud igual a este margen. (1).

Las frecuencias de transición para un estado de margen  $MK$  están -

dadas por:

$$\lambda + (MK) = \lambda + (Li) + \lambda - (Cj) \quad (\text{a un estado de mayor reserva}). \quad (2.15)$$

$$\lambda - (MK) = \lambda - (Li) + \lambda + (Cj) \quad (\text{a un estado de menor reserva}). \quad (2.16)$$

Combinando gráficamente los modelos de carga y generación podemos obtener la Figura 2.4.

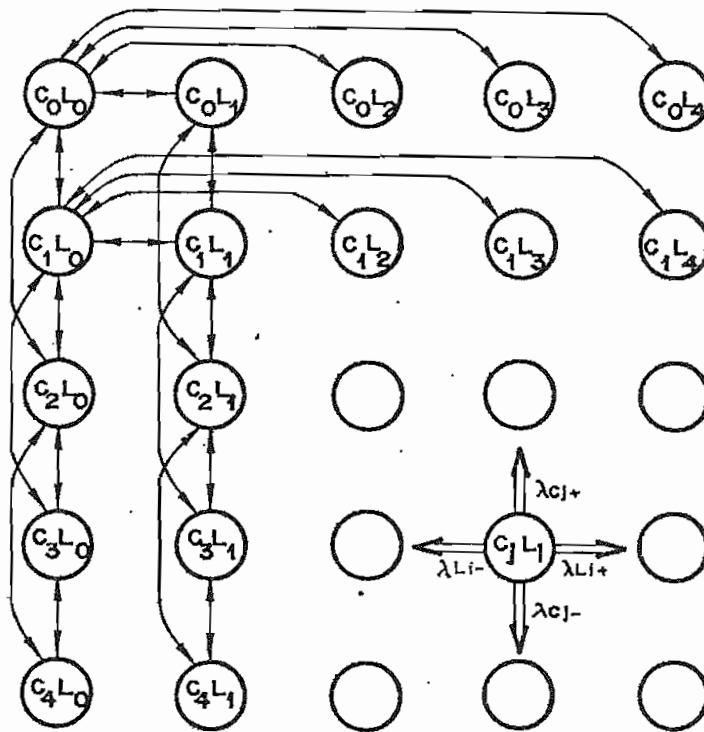


Figura 2.4. Combinación de los modelos generación carga.

Observando la Figura 2.4 podemos apreciar que existe un conjunto de estados de margen negativos y otro de estados de margen positivos o iguales a cero.

Si denotamos como MN el conjunto de márgenes negativos y MP el

conjunto de márgenes positivos o iguales a cero, y recalcando - que los movimientos horizontales y verticales en el diagrama son independientes, la probabilidad de falla del Sistema estará dada por: (1).

$$P_f = \sum_{K \in MN} p(MK) \quad (2.17)$$

Donde:  $P_f$  = Probabilidad de falla del sistema

$p(MK)$  = Probabilidad del margen MK

$p(MK) = p(L_i) \cdot p(C_j)$

La frecuencia de falla  $F_f$  es:

$$F_f = \sum_{K \in MN} p(MK) \sum_{I \in MP} \lambda(KI) \quad (2.18)$$

El uso de las ecuaciones 2.17 y 2.18 introduce un procedimiento muy largo de enumeración de estados. Para reducir los esfuerzos computacionales involucrados se ha utilizado los siguientes algoritmos:

- a) Combinamos los estados que tienen márgenes idénticos. Esto puede ser realizado utilizando las siguientes ecuaciones: - (2).

$$p(MK) = \sum_i p(M_i) \quad \text{t.q. } M_i = MK \quad (2.19)$$

$$\lambda_{\pm}(MK) = \sum_i \frac{p(M_i) \lambda_{\pm}(M_i)}{p(MK)} \quad (2.20)$$

- b) Para encontrar las probabilidades y frecuencias acumuladas de cada estado de margen utilizamos las probabilidades y -

frecuencias acumuladas del modelo de capacidad de salida - forzada ya obtenido. Así: (15).

$$P(MK) = \sum_{j=0}^N p(L_j) \cdot P(X_j) \quad (2.21)$$

$$F(MK) = \sum_{j=0}^N p(L_j) \cdot (F(X_j) + P(X_j) \cdot (\lambda - (L_j) \cdot -\lambda + (L_j))) \quad (2.22)$$

Donde:  $X_j \geq \text{Capacidad instalada} - (L_j + MK)$

$N$  = Número de niveles de carga

Para encontrar la probabilidad de falla y la frecuencia de falla del sistema, únicamente nos limitamos a encontrar la probabilidad y frecuencia acumuladas de encontrarse en el primer estado de margen negativo.

A partir de las ecuaciones anteriores, podemos formar una tabla con todos los márgenes positivos y negativos, la cual contendrá información de probabilidades y frecuencias tanto individuales - como acumuladas que nos serán de utilidad en el análisis de sistemas interconectados.

Combinando los modelos de carga y generación, obtenidos del ejemplo anterior, se obtienen los distintos estados de margen y que han sido tabulados en la Tabla 2.8.

Tabla 2.8.

Estados de Margen Idénticos para el Sistema del Ejemplo

Estad. i	Margen X	Prob. p(X)	Frec. de $\lambda+(X)$	Transición $\lambda-(X)$	Frec. Acum. F(X)	Prob. Acum. P(X)
1	160	.442368	.0000000	2.00329	.0000000	1.0000000
2	120	.0368642	.0263014	2.00219	.886190	.557632
3	80	.0634369	1.40295	.608273	.959029	.5207680
4	64	.884735	2.00000	.0032877	.908618	.4573310
5	48	.221184	2.00000	.0032877	.731961	.368858
6	40	.093696	1.96911	.035996	.290321	.147674
7	24	.0073729	2.0263	.0021918	.109196	.053978
8	8	.0184321	2.0263	.0021918	.0942725	.0466051
9	0	.0093249	2.01984	.0090388	.0569639	.028173
10	- 16	.0038400	2.02735	.0021479	.0382135	.0188481
11	- 32	.0096001	2.02735	.0021479	.0304366	.0150081
12	- 40	.0039936	2.02832	.0021075	.0109945	.0054081
13	- 56	.0003072	2.05260	.0010950	.0029026	.0014144
14	- 72	.0007680	2.05260	.0010959	.0022723	.0011072
15	- 80	.0003104	2.05287	.0010846	.0006968	.0003392
16	- 96	.0000064	2.0789	.0000000	.0000599	.0000288
17	-112	.0000160	2.0789	.0000000	.0000466	.0000224
18	-120	.0000064	2.0789	.0000000	.0000133	.0000064

Si tomamos el primer margen negativo de la tabla como la primera situación de pérdida de carga del sistema, la probabilidad y frecuencia acumuladas asociadas con este margen nos proporcionarán los índices de confiabilidad requeridos.

Así para el margen -16 tenemos:

Probabilidad de falla = 0.18848143E-01

Frecuencia de falla = 0.38213481E-01

## C A P I T U L O   I I I

### DOS SISTEMAS INTERCONECTADOS

- III.1.   MODELO DEL SISTEMA ASISTENTE
- III.2.   MODELO COMBINADO DE LA LINEA DE INTERCONEXION  
          CON EL SISTEMA ASISTENTE.
- III.3.   PROBABILIDADES Y FRECUENCIAS DE LOS ESTADOS -  
          EQUIVALENTES.



### III. DOS SISTEMAS INTERCONECTADOS

Los beneficios de proveer interconexiones entre sistemas de potencia separados son substancialmente obvios. La confiabilidad de un sistema de potencia es normalmente mejorada por medio de la interconexión de otro sistema de potencia cercano. El sistema interconectado puede operar en un nivel de riesgo que tenga una capacidad de reserva más baja que la que requeriría sin la interconexión. La magnitud de este efecto depende de la probabilidad de ocurrencia de la carga y de las pérdidas de capacidad en los diferentes sistemas.

La forma más simple para evaluar la confiabilidad de sistemas interconectados podría ser considerándolos como un sistema simple donde el número de unidades de generación sería la suma de las unidades constituyentes de cada sistema, y la carga sería el total de las cargas en los sistemas. Sin embargo, existen muy buenas razones para mantener las identidades de los sistemas constituyentes separadamente y evaluar sus confiabilidades individualmente. Estas razones son las siguientes:

- a) El interés primario de un sistema en los beneficios de las interconexiones es la utilidad que puede obtener de los otros sistemas.
- b) Las líneas que constituyen la interconexión son generalmente de capacidad limitada y además están sujetas a fallas. Es

tas propiedades no son tomadas en cuenta por los métodos generales que analizan sistemas simples, al ser aplicados a sistemas interconectados.

- c) Las características de carga en las varias mallas interconectadas pueden ser diferentes, es decir, los patrones de carga en los distintos sistemas pueden ser independientes o dependientes. Para el tratamiento como sistema simple se considera únicamente un patrón de carga general.

### III.1. MODELO DEL SISTEMA ASISTENTE

Para el análisis consideramos dos sistemas A y B, interconectados por varias líneas paralelas como muestra la Figura 3.1.

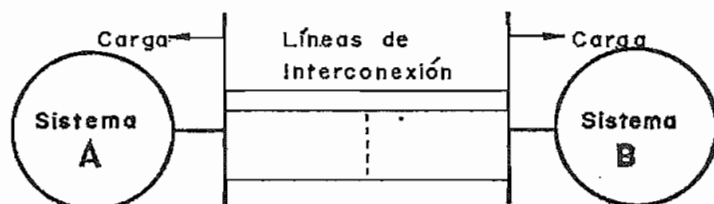


Figura 3.1. Dos Sistemas Interconectados por Líneas Reparables

En los dos sistemas A y B se considera que las fallas en las unidades de generación y las cargas del sistema son independientes. Además se asume que cada uno de los sistemas está dispuesto a

agotar su capacidad de reserva disponible para asistir al otro.

Las pérdidas de carga no son compartidas por los sistemas. Es decir, cada sistema asistirá al otro solamente mientras pueda hacerlo y reducirá o eliminará la asistencia si sus propias necesidades requieren de tal acción.

Las referencias 11 y 12 presentan una técnica general para evaluar la confiabilidad en sistemas interconectados mediante el empleo del método de arreglos de margen. Este método es deficiente en cuanto considera sistemas con solamente una línea de interconexión. El método escogido en este trabajo es superior al anterior ya que en este pueden ser fácilmente incorporadas las características físicas de las facilidades de la interconexión.

El método utilizado consiste básicamente en reemplazar los beneficios de una interconexión entre dos sistemas por una unidad multi-estado ficticia la cual representa la habilidad potencial de un sistema para acomodarse a la deficiencia de capacidad de otro sistema. Los parámetros de la unidad multi-estado ficticia son determinados usando los modelos de generación y de carga, y el modelo Markoviano de las líneas de interconexión.

Los estados de margen positivos en la tabla de margen del Sistema B indican las diferentes capacidades posibles de asistencia al Sistema A. Los estados de margen negativos y cero en el Sistema B no proveen ninguna asistencia y pueden entonces ser sumergidos en un estado de 0 MW. Por otro lado, los márgenes posi-

vos pueden estar limitados por la capacidad total de las líneas de transmisión las cuales pueden restringir el flujo de potencia desde el sistema B. Luego, todos los estados de margen positivos mayores que la capacidad de la unión, pueden ser sumergidos en un estado de la misma capacidad que la capacidad total de la interconexión. Aquellos otros estados menores que la capacidad total de la unión representan los diferentes niveles posibles de asistencia de capacidad desde el sistema B.

Hasta este punto el sistema B es visto por el Sistema A como una unidad de generación multi-estado ficticia en el otro terminal de las líneas reparables de unión. Esta unidad de generación multi-estado ficticia equivalente puede ser combinada con el modelo Markoviano de las líneas de interconexión para considerar el efecto de las frecuencias de falla y de reparación de las líneas, obteniéndose una unidad de generación multi-estado ficticia que representa efectivamente las características del Sistema B y de las líneas.

Las expresiones para encontrar las posibilidades exactas, frecuencias exactas y frecuencias de abandono de los estados sumergidos dependen de que en la tabla de margen del Sistema B exista o no estado de margen 0. A continuación se detallan los procedimientos seguidos. (4).

Caso 1: El Sistema B tiene un estado de margen 0.

Todos los estados de margen no positivos ( $M_i \leq 0$ ) son sumergidos en el estado de 0 MW.

$$\text{Probabilidad exacta} = P(M=0)$$

$$\text{Frecuencia exacta} = F(M=0)$$

$$\text{Frecuencia de abandono a un estado superior} = \frac{F(M)}{P(M)} \quad \Bigg| \quad M=0$$

$$\text{Frecuencia de abandono a un estado inferior} = 0$$

Caso 2: El Sistema B no tiene estado de margen 0.

Todos los estados de margen negativos ( $M_i < 0$ ) son sumergidos en el estado de 0 MW.

$$\text{Probabilidad exacta} = P(M=\text{primer margen negativo})$$

$$\text{Frecuencia exacta} = F(M=\text{primer margen negativo})$$

$$\text{Frecuencia de abandono a un estado superior} = \frac{P(M)}{F(M)} \quad \Bigg| \quad M = \text{primer margen negativo.}$$

$$\text{Frecuencia de abandono a un estado inferior} = 0$$

La asistencia al Sistema A puede estar limitada por la capacidad de la interconexión. Todos los estados con márgenes positivos - mayores que la capacidad total de la unión de C MW pueden ser sumergidos en un estado de C MW.

Si denotamos como  $M_r$  el mayor margen de todo el conjunto de estados de margen positivos estrictamente menores que C MW tenemos:

$$\text{Probabilidad exacta} = 1 - P(M=Mr)$$

$$\text{Frecuencia exacta} = F(M=Mr)$$

$$\begin{aligned} \text{Frecuencia de abandono} \\ \text{a un estado superior} &= 0 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Frecuencia de abandono} \\ \text{a un estado inferior} &= \frac{F(M)}{1 - P(M)} \quad \Bigg| \quad M=Mr \end{aligned}$$

Tomando el ejemplo del capítulo anterior podemos construir la uni-dad multi-estado ficticia a partir de la tabla de margen ya cons-  
truida, como puede apreciarse en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1.

Unidad Multi-estado ficticia

Estad. Margen	Prob.	Frec. de Transición		Frec.Acum.	Prob.Acum.
i X	p(X)	$\lambda+(X)$	$\lambda-(X)$	F(X)	P(X)
1 160	.442368	.0000000	2.00329	.0000000	1.0000000
2 120	.0368642	.0263014	2.00219	.886190	.557632
3 80	.0634369	1.40295	.608273	.959029	.5207680
4 64	.0884735	2.00000	.0032877	.908618	.4573310
5 48	.221184	2.00000	.0032877	.731961	.368858
6 40	.093696	1.96911	.035996	.290321	.147674
7 24	.0073729	2.0263	.0021918	.109196	.053978
8 8	.0184321	2.0263	.0021918	.0942725	.0466051
9 0	.0281730	2.01984	.0000000	.0569639	.0281730

En este caso se ha tomado la capacidad de la línea igual a 160 MW que coincide con el margen mayor del sistema.

### III.2. MODELO COMBINADO DE LA LINEA DE INTERCONEXION CON EL SISTEMA ASISTENTE.

Los sistemas pueden estar interconectados por más de una línea de unión. Las frecuencias de abandono entre los varios estados de capacidad de las líneas de interconexión imponen un límite de capacidad en la asistencia disponible a través de la interconexión. Se hace entonces necesario realizar la convolución del modelo Markov de las líneas de interconexión con la unidad multi-estado ficticia modelada del sistema asistente. A continuación se analiza en detalle la combinación realizada: (4).

Denotamos como  $A_i$  a todos los estados de capacidad disponible de la unidad multi-estado ficticia modelada del Sistema B, tal que  $A_1 > A_2 > \dots > A_n$ ; y denotamos como  $B_k$  a todos los estados de capacidad de las líneas, tal que  $B_1 < B_2 < \dots < B_m$ .

Se asume que los estados  $A_i$  y  $B_k$  son independientes y que cualquier estado  $A_i$  puede coexistir con cualquier estado  $B_k$ . Luego, pueden existir  $N \times M$  posibles combinaciones las cuales pueden ser integradas en forma de una matriz, como muestra la Figura 3.2.

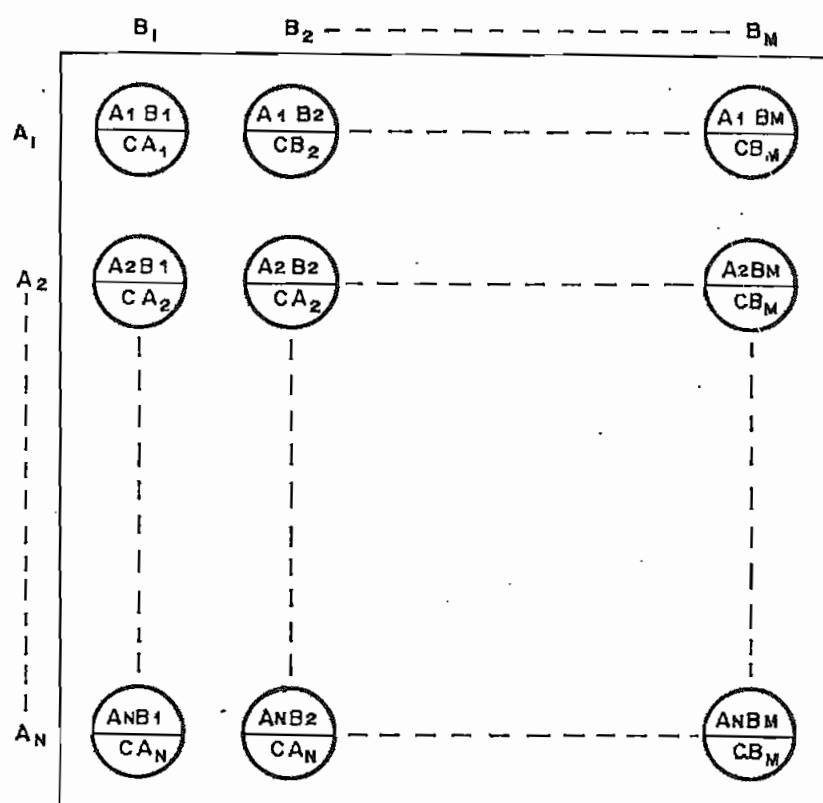


Figura 3.2. Matriz de todos los estados combinados.



El estado de capacidad efectiva del modelo de salida es igual a la más baja bondad entre los dos estados de capacidad  $A_i$  y  $B_i$  debido a la conexión en serie. El estado  $CBK$  indica que las líneas de interconexión son el factor de restricción cuando  $B_i < A_i$  para algún  $i$ . El estado  $CAn$  indica que la capacidad del sistema asistente será el factor de restricción cuando  $A_i < B_k$  para algún  $k$ . La relación de tricotomía entre dos particiones de números reales nos permite diferenciar tres clases de estados equivalentes. (4).

#### 1. Estados $CAn$

Para su explicación tomamos como muestra la  $n$ -ésima fila de la matriz, como muestra la Figura 3.3.

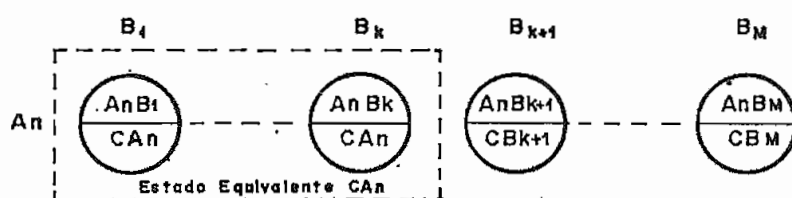


Figura 3.3.  $n$ -ésima fila de la matriz de estados combinados.

Esta fila contiene todos los estados combinados cuando la unidad de generación está en el estado  $An$ . Se asume que  $B_k > An > B_{k+1}$ . La unidad de generación es el factor de restricción para todos los estados combinados  $AnB_j$ , tales que  $j < k$ . Entonces el estado equivalente  $CAn$  queda definido por esta combinación de estados.

$$C_{An} = \bigcup_{j=1}^k A_n B_j$$

Por lo general  $C_{An}$  está definido por cada fila en la matriz existiendo solamente una excepción, cuando  $A_n > B_1$ , en donde las líneas llegarían a ser el factor de restricción por lo que los estados equivalentes  $C_{An}$  no podrían existir para es tas filas  $n$ .

## 2. Estados $CB_k$

Para su explicación tomamos como muestra la kaésima columna de la matriz como muestra la Figura 3.4.

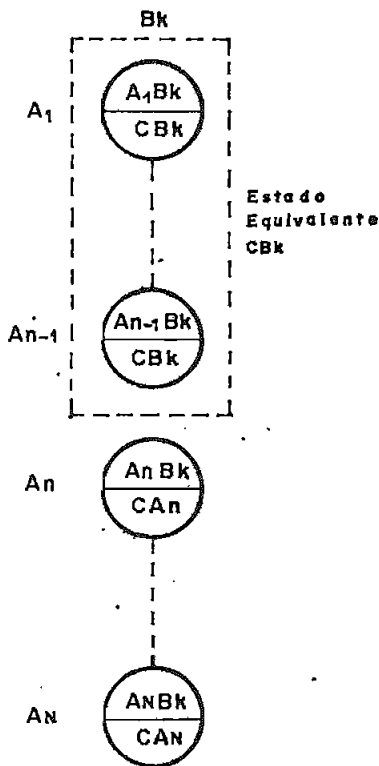


Figura 3.4.  $Kaésima$  columna de la Matriz de estados combinados.

Esta columna contiene todos los estados combinados cuando las líneas de interconexión están en el estado  $B_k$ . Se asume que  $A_{n-1} > B_k > A_n$ . En este caso las líneas de interconexión llegan a ser el factor de restricción para los estados com

binados  $A_j B_k$ , tal que  $j \leq n-1$ . El estado equivalente  $CB_k$ , entonces, puede ser definido como la unión de estos estados combinados.

$$CB_k = \bigcup_{j=1}^{n-1} A_j B_k$$

En general, los estados equivalentes  $CB_k$  pueden ser definidos por cada columna de la matriz exceptuando aquellas columnas  $k$  donde  $B_k > A_1$ , en donde la unidad de generación llega a ser el factor de restricción y el estado  $CB_k$  no podría existir para estas columnas  $k$ .

### 3. Estados $C_{kn}$

Cuando  $C_{An} = CB_k$ , el estado equivalente  $C_{Kn}$  puede ser definido como la unión de  $C_{An}$  y  $CB_k$ .

$$C_{Kn} = C_{An} \bigcup CB_k$$

Estos estados equivalentes han sido ilustrados en la Figura 3.5. Las líneas verticales trazadas en cada fila entre dos círculos indican el cambio en la combinación de estados de  $C_{An}$  a  $CB_k$ . De igual forma las líneas horizontales trazadas en cada columna entre dos círculos indican donde se produce el cambio en la combinación de estados de  $CB_k$  a  $C_{An}$ . Finalmente, las líneas horizontales y verticales, están ensambladas alternadamente para formar un margen continuo que separa los estados equivalentes  $C_{An}$  de los  $CB_k$ . Los estados  $C_{An}$  permanecen a la izquierda del margen, mientras que los

CB<sub>k</sub> lo hacen a la derecha. Estos estados equivalentes constituyen el modelo de capacidad de la unidad de generación - multi-estado modeladas del sistema asistente y la línea de interconexión.

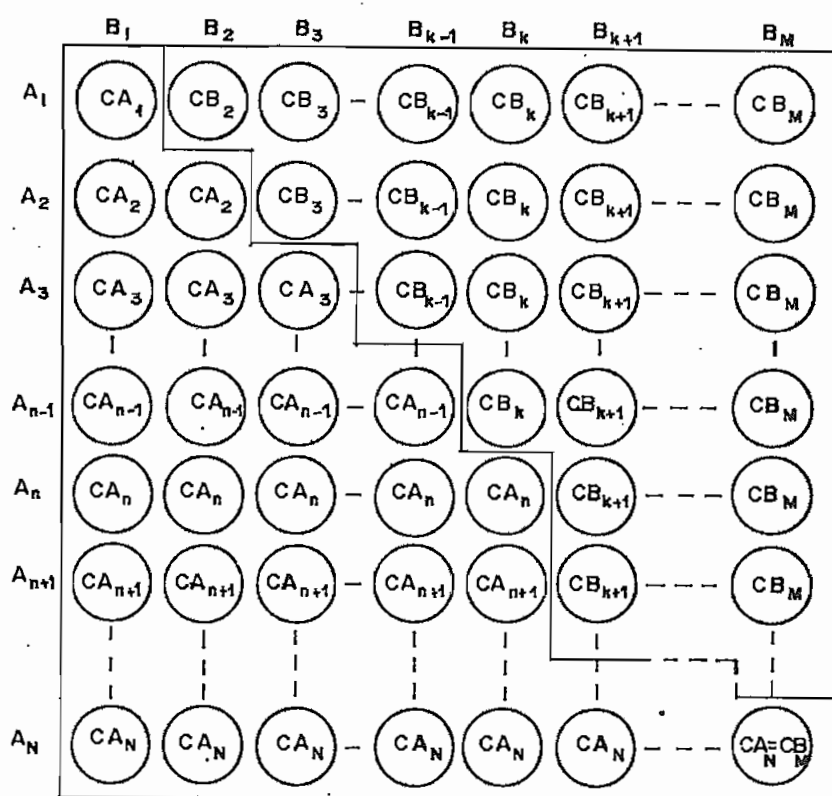


Figura 3.5. Estados equivalentes definidos por el margen continuo.

### III.3 PROBABILIDADES Y FRECUENCIAS DE LOS ESTADOS EQUIVALENTES

#### Probabilidades Exactas: (4)

Considerando la teoría fundamental para conexión de elementos en serie, la probabilidad de cada estado equivalente puede ser expresada como sigue:

#### (1) Estado CA<sub>n</sub>

Asumiendo que  $B_k > A_n > B_{k+1}$

$$\begin{aligned} p(CA_n) &= p(A_n) \sum_{i=1}^k p(B_i) \\ &= p(A_n) \left( 1 - \sum_{i=k+1}^M p(B_i) \right) \\ &= p(A_n) (1 - P(B_{k+1})) \end{aligned} \quad (3.1)$$

(2) Estado CBk

Asumiendo que  $A_{n-1} > B_k > A_n$

$$\begin{aligned} p(CB_k) &= p(B_k) \sum_{i=1}^{n-1} p(A_i) \\ p(CB_k) &= p(B_k) (1 - P(A_n)) \end{aligned} \quad (3.2)$$

(3) Estado Ckn

Puesto que  $C_{kn} = C_{An} \cup CB_k$

$$p(C_{kn}) = p(C_{An}) + p(CB_k)$$

$$p(C_{kn}) = p(A_n) (1 - P(B_{k+1})) + p(B_k) (1 - P(A_n)) \quad (3.3)$$

Frecuencias de salida de los estados equivalentes: (4)

La matriz de estados combinados conservará los patrones de salida individuales por columnas y por filas. Por lo tanto, no habrá posibilidad de abandonar un estado para ir a otro que se encuentre localizado diagonalmente en la matriz. Cada estado equivalente tiene, como máximo, cuatro frecuencias de salida en las cuatro direcciones de los ejes cartesianos.

(1) Estado CAn

En la Figura 3.6, se puede apreciar, que los abandonos hacia esta dos de capacidad superior pueden ser solamente alcanzados incrementando la capacidad de la unidad de generación. Luego, las fre cuencias de salida a estados de mayor capacidad que cada estado combinado  $A_n B_i$ ,  $i=1, \dots, k$  de  $C_{An}$  son iguales a las frecuencias de salida a estados de mayor capacidad en la unidad de generación. Entonces:

$$\lambda_+(C_{An}) = \lambda_+(A_n) \quad (3.4)$$

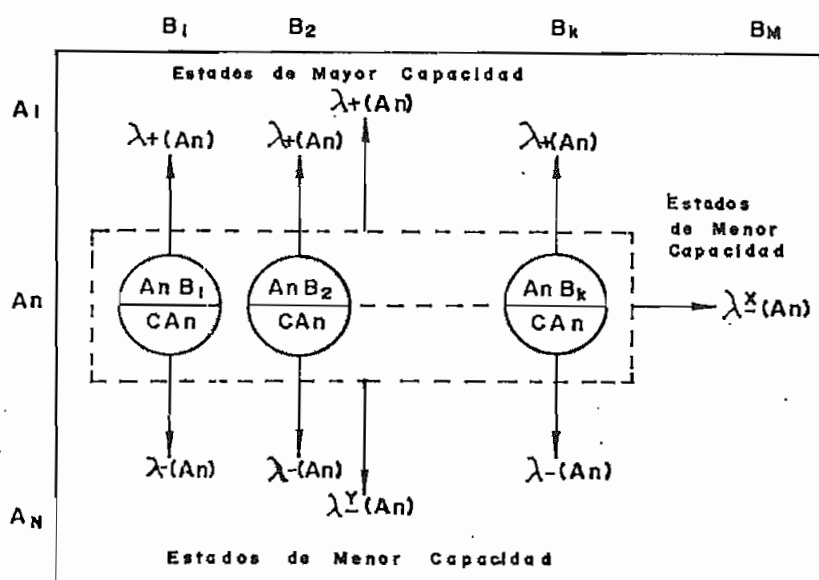


Figura 3.6. Frecuencias de abandono de CAn.

Como se puede apreciar en la Figura 3.6, la frecuencia de salida hacia estados de menor capacidad está dividida en dos componentes:

$\lambda_{\bar{x}}(CAn) = \text{frecuencia de salida en la dirección X}$

$\lambda_{\bar{y}}(CAn) = \text{frecuencia de salida en la dirección Y}$

Las frecuencias de abandono, hacia un estado de menor capacidad en la dirección Y, desde cada estado combinado  $AnBi$   $i=1, \dots, k$  de CAn son iguales a las frecuencias de salida hacia estados de menor capacidad en la unidad de generación. Entonces:

$$\lambda_{\bar{y}}(CAn) = \lambda_-(An)$$

Puesto que la transición Markov individual se mantiene por cada fila, el margen que define a CAn, también divide a los estados -

combinados de la  $n$ -ésima fila en dos subconjuntos como muestra la Figura 3.7. Los estados combinados incluidos en  $CA_n$  tienen sus  $B_i$  mayores o iguales que  $B_k$ . Estos estados pueden ser agrupados en un subconjunto, mientras que el otro subconjunto contiene el resto de estados combinados de la fila en los cuales  $B_i$  es menor o igual que  $B_{k+1}$ .

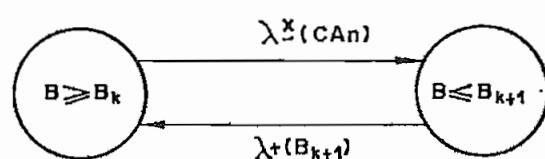


Figura 3.7. Subconjuntos de la fila  $A_n$ .

El subconjunto  $B \leq B_{k+1}$  representa el estado acumulado de las líneas de interconexión, con:

Frecuencia acumulada	=	$F(B_{k+1})$
Probabilidad acumulada	=	$P(B_{k+1})$
Frecuencia de salida a un estado superior	=	$\lambda_+(B_{k+1})$
Frecuencia de salida a un estado inferior	=	0

En estado estable,

$$\begin{aligned}
 F(B_{k+1}) &= P(B_{k+1}) \lambda_+(B_{k+1}) \\
 &= (1 - P(B_{k+1})) \lambda_x^-(CA_n)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Luego: } \lambda_{\bar{x}}(CAn) &= \frac{F(Bk+1)}{1 - P(Bk+1)} \\
 \lambda_{-}(CAn) &= \lambda_{\bar{x}}(CAn) + \lambda_{\bar{y}}(CAn) \\
 \lambda_{-}(CAn) &= \frac{F(Bk+1)}{1 - P(Bx+1)} + \lambda_{-}(An) \quad (3.5)
 \end{aligned}$$

## (2) Estado CBk

Observando la Figura 3.8, podemos apreciar que el estado CBk tiene 3 frecuencias de salida al igual que CAn. En este caso la salida hacia un estado de mayor capacidad puede solamente ser alcanzada por medio del incremento de la capacidad de las líneas de interconexión.

Las frecuencias de salida a estados de mayor capacidad desde cada estado combinado A<sub>i</sub>B<sub>k</sub>, i=1,...,n-1 de CBk son iguales a las frecuencias de salida a estados de mayor capacidad en el modelo de las líneas de interconexión. Así:

$$\lambda_{+}(CBk) = \lambda_{+}(Bk) \quad (3.6)$$

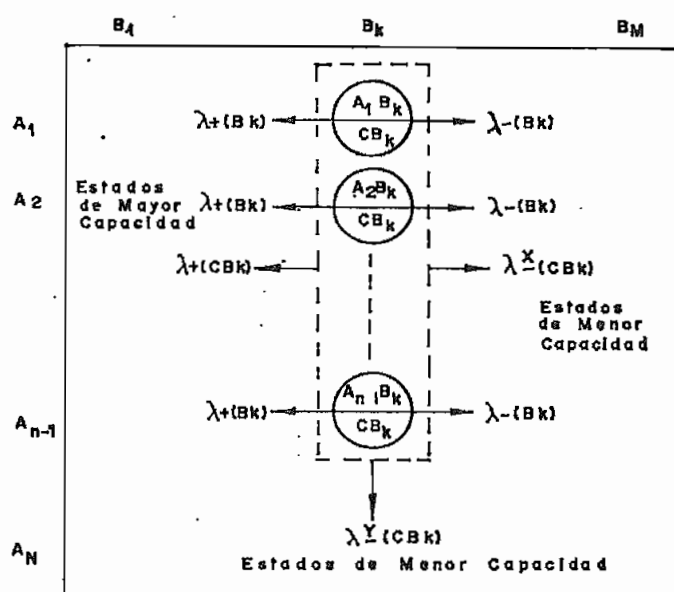


Figura 3.8 Frecuencias de salida del estado CBk.



A partir de la Figura 3.8. distinguimos que  $\lambda_-(CB_k)$  está determinada por dos componentes en las direcciones X y Y. Las frecuencias de abandono a estados de menor capacidad en la dirección X están determinadas por las frecuencias de abandono a estados de menor capacidad en el modelo de las líneas, así:

$$\lambda_{-X}(CB_k) = \lambda_{-}(B_k)$$

Puesto que la transición Markov individual se mantiene por cada columna, la columna  $B_k$  puede ser dividida en dos subconjuntos como muestra la Figura 3.9. El primer subconjunto contiene todos los estados combinados incluidos en  $CB_k$  para los cuales  $A_i \geq A_{n-1}$ . El otro subconjunto contiene el resto de estados combinados de la columna para los cuales  $A_i \leq A_n$ .

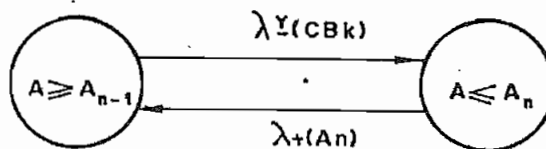


Figura 3.9. Subconjuntos de la columna  $B_k$ .

El subconjunto  $A \leq A_n$  representa el estado acumulado de la unidad de generación con:

$$\text{Frecuencia acumulada} = F(A_n)$$

$$\text{Probabilidad acumulada} = P(A_n)$$

Frecuencia de salida a un estado superior  $= \lambda_+(An)$

Frecuencia de salida a un estado inferior  $= 0$

En estado estable:

$$F(An) = P(An)\lambda_+(An) = (1-P(An))\lambda_y^-(CBk)$$

Luego:

$$\lambda_y^-(CBk) = \frac{F(An)}{1 - P(An)}$$

$$\lambda_-(CBk) = \lambda_x^-(CBk) + \lambda_y^-(CBk)$$

$$\lambda_-(CBk) = \lambda_-(Bk) + \frac{F(An)}{1 - P(An)} \quad (3.7)$$

### (3) Estado Ckn

Cuando  $An = Bk$ , los dos estados equivalentes  $CAn$  y  $CBk$ , se superponen en el estado combinado  $AnBk$ , por lo tanto  $AnBk$  pertenece a ambos  $CAn$  y  $CBk$ . Sin embargo, si  $AnBk$  fuese tratado como un estado combinado en  $CAn$  solamente, las expresiones de las frecuencias de abandono para  $CAn$  y  $CBk$  no podrían ser aplicadas debido a que las frecuencias inter-estado entre  $AnBk$  y  $CBk$  también están incluidas en este estado equivalente.

El estado  $Ckn$  es entonces dividido en tres subconjuntos como muestra la Figura 3.10.

Entonces:

$$Ckn = C1 \cup C2 \cup C3$$

Donde:

$$\begin{aligned} C1 &= \bigcup_{i=1}^{k-1} AnBi \\ C2 &= \bigcup_{i=1}^{n-1} AiBk \\ C3 &= AnBk \end{aligned}$$

De la figura 3.10 se obtiene:

$$\lambda + (C1) = \lambda + (An)$$

$$\lambda + (C2) = \lambda + (Bk)$$

$$\lambda + (C3) = 0$$

$$\lambda - (C1) = \lambda - (An)$$

$$\lambda - (C2) = \lambda - (Bk)$$

$$\lambda - (C3) = \lambda_x^-(C3) + \lambda_y^-(C3) = \lambda_x^-(CAn) + \lambda_y^-(CBk)$$

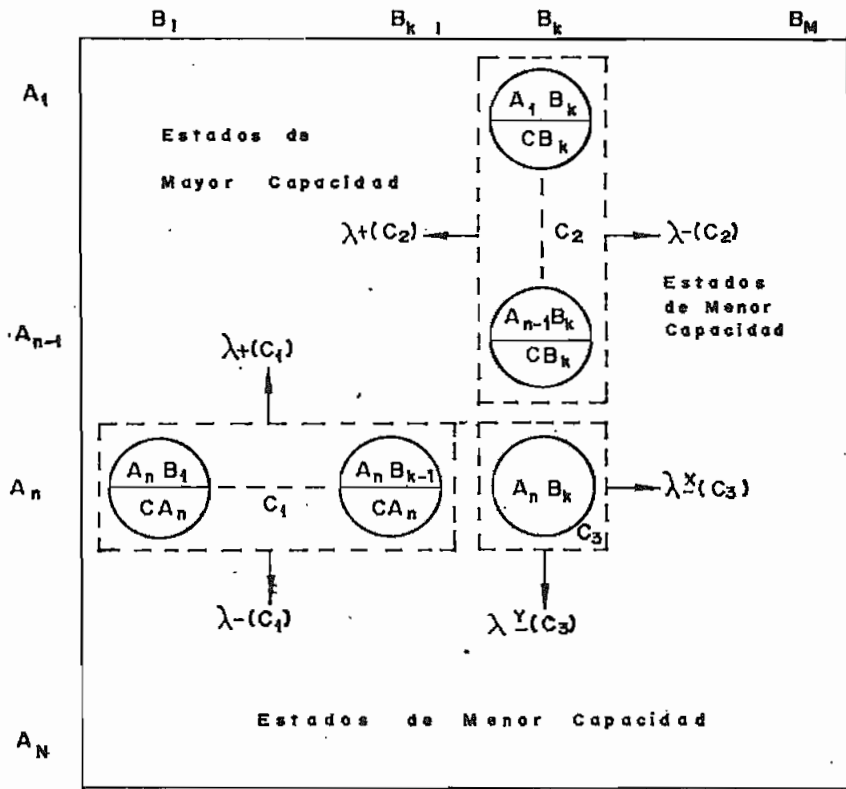


Fig 3.10 División de  $C_{kn}$

Entonces:

$$p(Ckn)\lambda + (Ckn) = \lambda + (C1)p(C1) + \lambda + (C2)p(C2) + \lambda + (C3)p(C3)$$

$$\lambda + (Ckn) = \frac{\lambda + (C1)p(C1) + \lambda + (C2)p(C2)}{p(Ckn)}$$

$$\lambda + (Ckn) = \frac{\lambda + (An)p(An)(1-P(Bk)) + \lambda + (Bk)p(Bk)(1-P(An))}{p(Ckn)} \quad (3.8)$$

$$p(Ckn)\lambda-(Ckn) = \lambda-(C1)p(C1) + \lambda-(C2)p(C2) + \lambda-(CAn)p(CAn) \\ + \lambda-(CBk)p(CBk)$$

$$\lambda-(Ckn) = \frac{1}{p(Ckn)} (\lambda-(An)p(An)(1 - P(Bk)) + \lambda-(Bk)p(Bk)(1 - P(An)) \\ + \frac{F(Bk+1)}{1 - P(Bk+1)} p(An)(1 - P(Bk+1)) + \frac{F(An+1)}{1 - P(An+1)} p(Bk)(1 - P(An+1)))$$

$$\lambda-(Ckn) = \frac{\lambda-(An)p(An)(1 - P(Bk)) + \lambda-(Bk)p(Bk)(1 - P(An))}{p(Ckn)} \\ + \frac{F(Bk+1)p(An) + F(An+1)p(Bk)}{p(Ckn)} \quad (3.9)$$

#### Probabilidades y Frecuencias Acumuladas (4)

Asumiendo que  $An-1 > X \geq An$  y  $Bk-1 > X \geq Bk$ , el estado equivalente acumulado  $Acum(X)$  es la unión de todos los estados combinados menores o iguales a  $X$ , como muestra la Figura 3.11.

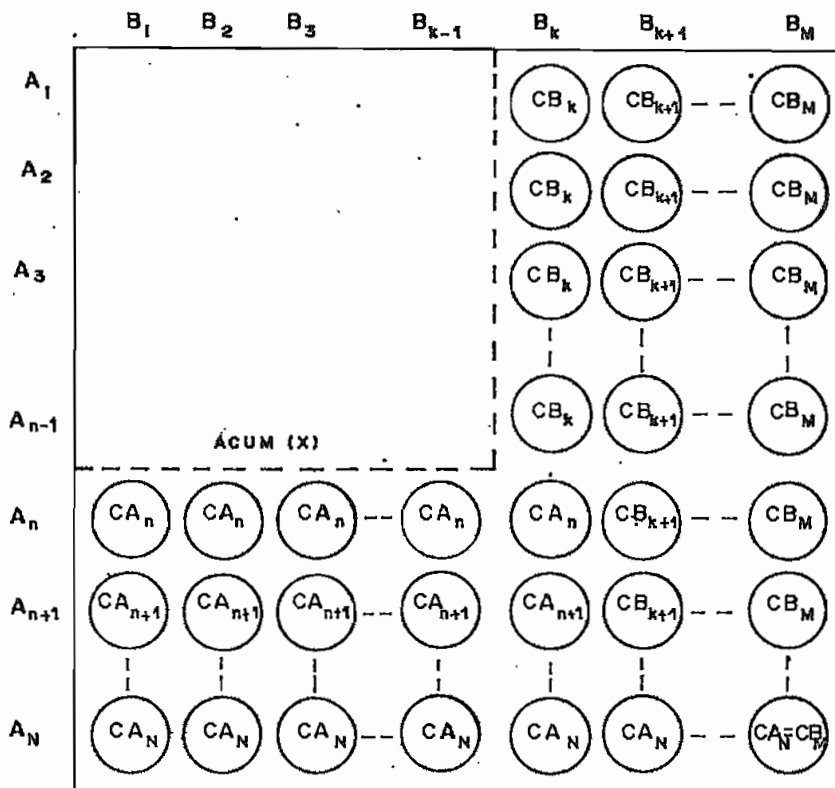


Figura 3.11. Definición de  $Acum(X)$ .

Luego  $Acum(X)$  queda definido por:

$$Acum(X) = (A_i B_j \mid \mid_{j=1, \dots, M}^{i=n, \dots, N}) \bigcup (A_i B_j \mid \mid_{j=k, \dots, M}^{i=1, \dots, n-j})$$

$$P(X) = P(A_n) + P(B_k)(1 - P(A_n)) \quad (3.10)$$

$$F(X) = F(A_n)(1 - P(B_k)) + F(B_k)(1 - P(A_n)) \quad (3.11)$$

Tomando nuevamente el ejemplo de la referencia (1), tenemos una línea de transmisión de una capacidad de 160 MW con una frec. de falla de .00274 f/día y 2.74 rep/día.

Con estos datos se ha construido el modelo combinado de la unidad de generación multi-estado y la línea de interconexión como muestra la tabla 3.3. En la tabla 3.2 se muestra el modelo Markov de la línea.

Tabla 3.2.

Modelo Markov de la Línea de Interconexión

Est. i	CapDisp X	Prob. p(X)	Frec. de Transición		FrecAcum F(X)	ProbAcum. P(X)
			$\lambda_+(X)$	$\lambda_-(X)$		
1	160	.999001	.0000000	.0027400	.0000000	1.0000000
2	0	.000999	2.7400000	.0000000	.0027373	.0009990

Tabla 3.3.

Modelo Combinado de la Unidad Multi-estado Ficticia con el Modelo Markov de la Línea de Interconexión

Est.	Cp.Sal	Prob.	Frec. de Transición		Frec.Acum	Prob.Acum.
i	X	p(X)	$\lambda + (X)$	$\lambda - (X)$	F(X)	P(X)
1	0	.441926	.0000000	2.00603	.0000000	1.0000000
2	40	.0368274	.0263014	2.00493	.8865150	.5580740
3	80	.0633735	1.40295	.611013	.9593830	.5212470
4	96	.0883851	2.0000000	.0060277	.909195	.457873
5	112	.220963	2.0000000	.0060277	.732958	.369488
6	120	.0936024	1.96911	.038736	.292364	.148525
7	136	.0073655	2.0263	.0049318	.111676	.0549231
8	152	.0184137	2.0263	.0049318	.096788	.0475576
9	160	.0291439	2.0439	.0000000	.0595671	.0291439

Esta es entonces la unidad multi-estado ficticia restringida por las líneas de interconexión del sistema del ejemplo y que está lista para ser adicionada al sistema del cual se desea obtener los índices de confiabilidad.

Extrayendo el mismo ejemplo de la referencia 1 tomamos los datos de generación (Tabla 3.4) y los datos de carga (Tabla 3.5) del sistema al cual le denominaremos Sistema A, y del que vamos a obtener los índices de confiabilidad.

Tabla 3.4.

Datos de Generación del Sistema A

Unidad i	Capacidad Ci (MW)	Frec. de Falla $\lambda (i) (1/año)$	Frec. de Repar. $\mu (i) (1/año)$
1	50	0.4	9.6
2	50	0.4	9.6
3	50	0.4	9.6
4	50	0.4	9.6

Observamos que para cada unidad:

$$\lambda = 0.4 (1/año) = 0.0010959 (1/días)$$

$$\mu = 9.6 (1/año) = 0.0263014 (1/días)$$

Tabla 3.5.

Datos de Carga del Sistema A

Nivel j	Nivel de Carga Lj (MW)	Nº de días n(j)	Prob. p(Lj)	Frec. de Transición	
				$\lambda_+(Lj)$	$\lambda_-(Lj)$
1	150	24	0.1	0	2
2	140	60	0.25	0	2
3	120	24	0.1	0	2
4	100	12	0.05	0	2
5	0	120	0.5	2	0

Como se puede apreciar el factor de exposición e es 0.5, el nivel de carga bajo es 0 y se ha asumido un período de 120 días.

Con estos datos se ha analizado la confiabilidad del Sistema A -  
obteniéndose los siguientes resultados:

Probabilidad de falla de A =  $0.41055305E-02$

Frecuencia de falla de A =  $0.84214618E-02$

Ahora vamos a analizar la confiabilidad del Sistema A, luego de  
realizar la interconexión con el sistema analizado en páginas an-  
teriores mediante la línea igualmente mencionada. Es decir, se  
va ha incorporar al Sistema A la unidad multi-estado ficticia  
de la Tabla 3.3.

Los índices de confiabilidad obtenidos luego de realizada la in-  
terconexión son:

Probabilidad de falla de A =  $0.55179341E-03$

Frecuencia de falla de A =  $0.22292711E-02$



## C A P I T U L O    I V

### APLICACION DE LA METODOLOGIA AL SISTEMA ELECTRICO ECUATORIANO

- IV.1.    SISTEMAS ESTUDIADOS
- IV.2.    DESCRIPCION DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
- IV.3.    DISPONIBILIDAD DE LOS SISTEMAS
- IV.4.    VARIACION DE LOS PARAMETROS DE LA INTERCONEXION

#### IV. APLICACION DE LA METODOLOGIA AL SISTEMA ELECTRICO ECUATORIANO

##### IV.1. SISTEMAS ESTUDIADOS

Los algoritmos propuestos, descritos en los capítulos anteriores, para el cálculo de los índices de confiabilidad de un sistema simple y de dos sistemas interconectados han sido implementados en el computador digital NCR-TOWER de la Empresa Eléctrica Quito S.A.

Con el fin de obtener una base de comparación para la verificación de los resultados del programa, estos algoritmos han sido aplicados al IEEE-RTS (IEEE Reliability Test System), cuyos datos de generación y carga se encuentran detallados a continuación:

Tabla 4.1.

Datos de Generación del IEEE-RTS

Unidad Tipo(i)	Cant.	Capacidad Ci(MW)	Frec.de Falla $\lambda(i)$ (1/día)	Frec.de Repar. $\mu(i)$ (1/día)
1	5	12	.00816327	.40000000
2	4	20	.05333333	.48000000
3	6	50	.01212121	1.20000000
4	4	76	.01224490	.60000000
5	3	100	.20000000	.48000000
6	4	155	.25000000	.60000000
7	3	197	.02526316	.48000000
8	1	350	.02086956	.24000000
9	2	400	.02181818	.16000000

Tabla 4.2.

Datos de Carga del IEEE-RTS

Nivel	Nivel de Carga	Nº de días	Prob.	Frec. de Transición	
j	Lj(MW)	n(j)	p(Lj)	$\lambda + (Lj)$	$\lambda - (Lj)$
1	2687	12	.01643836	0	2
2	2454	82	.11232877	0	2
3	2188	108	.14794521	0	2
4	1953	116	.15890411	0	2
5	1593	47	.06438356	0	2
6	1485	365	.50000000	2	0

El pico anual de carga del sistema es de 2850 MW y la capacidad instalada total es de 3405 MW, con un total de 32 unidades de generación. Se han considerado dos sistemas idénticos A y B con las mismas características del IEEE-RTS interconectados por una línea de transmisión de 300 MW con  $\lambda = 0.008219$  f/día y  $\mu = 2$  r/día. Lo que se intenta es evaluar los índices de confiabilidad del Sistema A.

El Sistema B asistirá al Sistema A hasta el punto en que pueda sufrir el corte de su propia carga. Los picos de carga en ambos sistemas se asume que no están correlacionados.

Debido a que el número de unidades de generación es grande y a que las capacidades de cada unidad presentan la posibilidad de generar una cantidad excesiva de estados, las técnicas recursivas utilizadas presentan dificultades en cuanto se refiere a tiempo de ejecución en el computador y capacidad de memoria.

Los autores del método descrito proponen varias técnicas para reducir el tiempo y memoria utilizables en el computador. Estas son: (8).

1. Truncando la tabla de capacidad de salida forzada en un cierto valor de probabilidad acumulada.
2. Redondeando la tabla de capacidad de salida forzada usando un incremento razonable de redondeo. Esta técnica está claramente explicada en la referencia (3).

Estos dos procedimientos pueden introducir algún error en el cómputo de los índices de confiabilidad dependiendo del sistema que está siendo estudiado.

De acuerdo a la información disponible, los autores al estudiar el IEEE-RTS utilizan un truncamiento en  $10E-11$  en la probabili dad acumulada de la tabla de capacidad de salida forzada. Es decir, se elimina todos los estados con probabilidades acumuladas menores que  $10E-11$ , lo cual no produce ningún error en el cálculo.

El segundo procedimiento lo hacen necesario con el objeto de mantener la tabla de capacidad en una dimensión razonable. Utili zan un incremento de redondeo de 25 MW con lo cual obtienen resultados ligeramente diferentes a los obtenidos sin usar redon deos.

Con las aproximaciones anotadas y considerando a la probabilidad

y frecuencia acumuladas del primer margen negativo, como una situación de pérdida de carga, los autores han obtenido los siguientes resultados: (Tabla 4.3)

Tabla 4.3.

Resumen de Índices Obtenidos

<u>Sistema A</u>	<u>Simple</u>	<u>Interconectado</u>
Probabilidad de falla	0.16050218E-02	0.14298648E-03
Frecuencia de falla	0.45171153E-02	0.48121559E-03

Las facilidades presentadas por el NCR-TOWER, en cuanto se refiere a velocidad de procesamiento y capacidad de memoria, han permitido calcular estos índices sin ningún tipo de aproximación, obteniéndose los resultados tabulados en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4.

Resumen de Índices Obtenidos

<u>Sistema A</u>	<u>Simple</u>	<u>Interconectado</u>
Probabilidad de falla	0.16050193E-02	0.13322404E-03
Frecuencia de falla	0.45171172E-02	0.44370614E-03

Es necesario resaltar que el programa implementado en el NCR-TOWER utiliza variables reales de doble precisión, es decir, que -

cada número real ocupa un espacio de 32 bits en la memoria del computador lo que aumenta la veracidad de los resultados de la Tabla 4.4.

Otro aspecto en la base de comparación de resultados es el referente al método utilizado. El método estandar de la Frecuencia y Duración para evaluar la confiabilidad de dos sistemas interconectados es aquel propuesto por R. Billinton y C. Singh (11,12), el cual utiliza las tablas de margen de ambos sistemas para formar arreglos o matrices en las cuales va a hacer el análisis.

En la referencia 1, se utiliza este método para evaluar los índices de confiabilidad de los sistemas del ejemplo propuesto en los Capítulos II y III. Los resultados obtenidos han sido ilustrados en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5.

Resumen de Índices Obtenidos

<u>Sistema A</u>	<u>Simple</u>	<u>Interconectado</u>
Probabilidad de falla	0.0041056	0.0005515
Frecuencia de falla	0.0084239	0.00223

Estos valores podemos compararlos con aquellos obtenidos aplicando el método descrito en este trabajo (Tabla 4.6.).

Tabla 4.6.

Resumen de Indices Obtenidos

<u>Sistema A</u>	<u>Simple</u>	<u>Interconectado</u>
Probabilidad de falla	0.41055305E-02	0.55179341E-03
Frecuencia de falla	0.84214618E-02	0.22292711E-02

De la comparación hecha se desprende que no existe casi ninguna diferencia en los resultados obtenidos entre el uno y el otro método, sino solamente las debidas a aproximaciones. La diferencia del método de los arreglos reside en que limita la capacidad de su análisis a una sola línea de interconexión. El método utilizado en este trabajo es superior en cuanto puede analizar sistemas con multi-líneas de interconexión y además, puede considerar la interconexión de más de dos sistemas sin complicaciones adicionales. (4).

Todos los cálculos realizados parten del hecho de que los datos, para el modelo de generación y para el modelo de carga, son absolutamente ciertos. Sin embargo, existe la posibilidad de inseguridad en la certeza de los parámetros asociados con estos modelos, por lo cual se han desarrollado varios métodos (8,9) que intentan evaluar el impacto de las incertidumbres de los parámetros en los índices de confiabilidad de un sistema. Esta temática no ha sido tratada en este trabajo, pero se la plantea como objetivo de una futura investigación.

Otro de los factores de influencia, en los índices obtenidos, es el número de cifras decimales con que se introducen los datos de los parámetros de las unidades de generación debido a la aproximación que se hace con la última cifra. En el ejemplo del IEEE-RTS es notoria la diferencia que se produce en los resultados al ingresar datos con 5 cifras decimales y con 8 cifras decimales. Se comprobó que los índices permanecen prácticamente invariables al introducir datos con 8 cifras decimales o más.

Se ha intentado implementar el programa en microcomputador para lo cual se ha utilizado un sistema IBM-XT, lográndose obtener éxito con sistemas pequeños de no más de 5 unidades debido a los problemas computacionales antes mencionados.

#### IV.2. DESCRIPCION DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

El Sistema Nacional Interconectado está compuesto de 25 barras, en el cual existen 59 unidades de generación que agrupadas en unidades del mismo tipo, dan como resultado 15 centrales de generación (18). Para el estudio realizado se ha dividido al Sistema en dos subsistemas interconectados por la línea Sto. Domingo-Quevedo. Esta división se ha hecho en base a la política adoptada por el INECEL para la obtención de datos de operación del Sistema Ecuatoriano, la cual considera dos zonas Norte y Sur. El diagrama simplificado del Sistema completo se muestra en la Figura 4.1. a la vez que se referencia la división efectuada. Esta configuración del Sistema no considera la Central de Agoyán ni -



la de Esmeraldas, dado que para el año de estudio (1986) estas no se encontraban integradas al sistema, en el caso de Agoyán, o se encontraban paradas como es el caso de Esmeraldas.

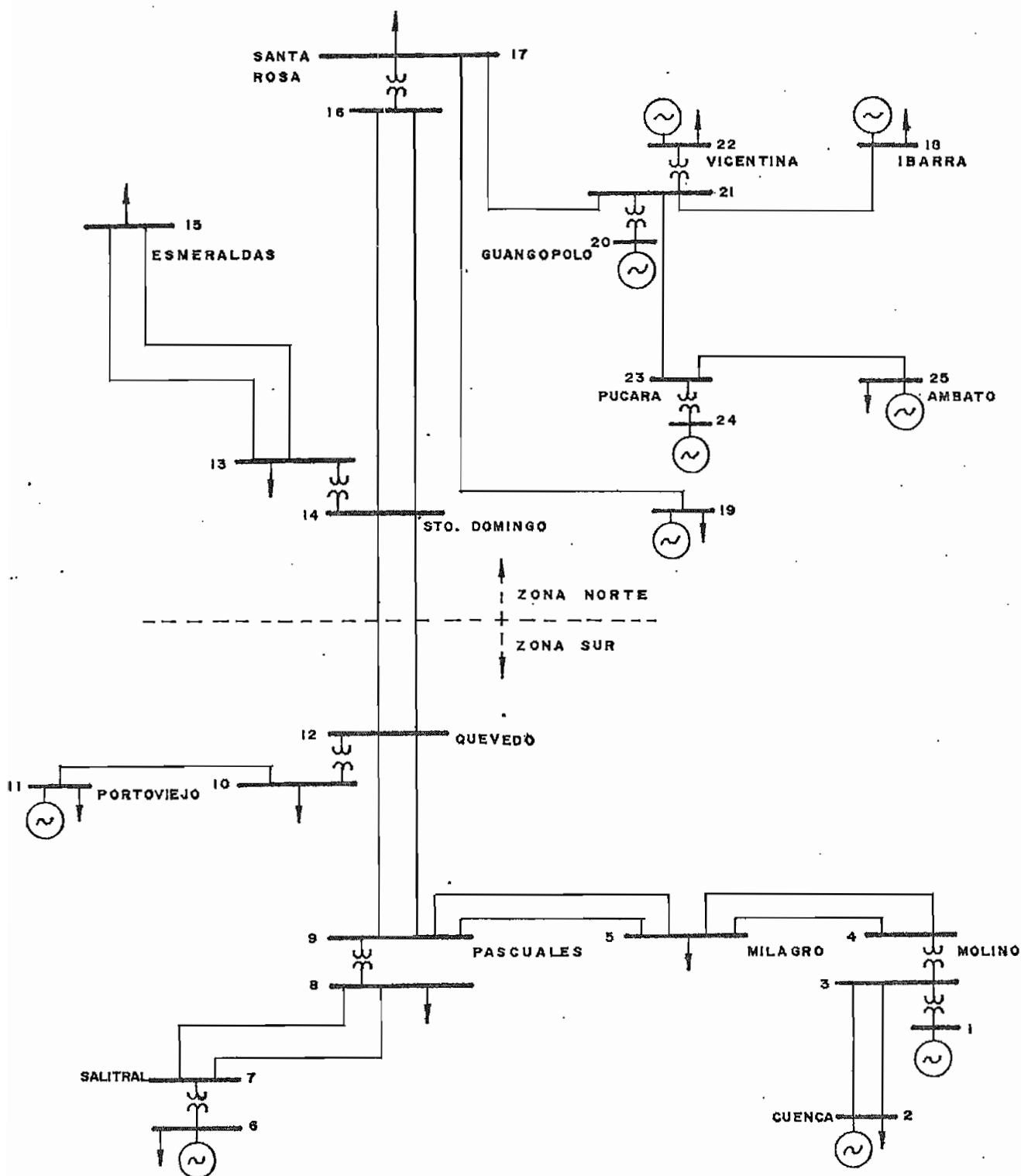


Figura 4.1. Sistema Nacional Interconectado.

De acuerdo a la Figura 4.1. la zona Norte está integrada por las siguientes barras y centrales:

Tabla 4.7.

Elementos de la Zona Norte

Barras: 13,14,...;25

Centrales:	Nº de Unidades	Tipo:
Pucará	2	B
T. Guangopolo	4	C
E.E.Q.	13	A
G. Hernández E.E.Q.	4	C
E.E.A. y E.E.R.	8	A
E.E.A. y E.E.R	2	D
E.E.P. Cotopaxi	2	A
Emelnorte	5	A
E.R. Norte	1	D

Para la zona Sur tenemos:

Tabla 4.8.

Elementos de la Zona Sur

Barras: 1,2,...,12

Centrales:	Nº de Unidades:	Tipo:
Paute	5	A
E.R. Centro Sur	6	A
V.Salitrál EMELEC	1	E
E.R. Manabí	4	D
V. Gonzalo Zevallos	2	E

Las diferencias entre los distintos tipos de unidades de la clasificación hecha se deben únicamente a las frecuencias de falla y reparación y están dadas en la Tabla 4.9.

Tabla 4.9.

Tipos de Unidades

<u>Tipo</u>	<u>Energía</u>	<u><math>\lambda</math> (1/día)</u>	<u><math>\mu</math> (1/día)</u>
A	Hidro	.196763E-05	.782779E-03
B	Hidro	.364374E-05	.185117E-03
C	Termo	.269102E-05	.319573E-03
D	Termo	.876432E-05	.201450E-03
E	Termo	.219970E-05	.148093E-03

Para la elaboración del modelo de generación se utiliza tanto los datos anteriores como los de capacidad de cada unidad. Estos datos, obtenidos de las referencias 17 y 18, se detallan en las Tablas 4.10 y 4.11 para los dos sistemas.

Tabla 4.10.

Datos de Generación del Sistema Nacional

Zona Norte

Unidad Tipo (i)	Cant.	Capacidad Ci (MW)	Frec. de Falla $\lambda$ (i) (1/día)	Frec. de Repar. $\mu$ (i) (1/día)
1	6	0.5	.196763E-05	.782779E-03
2	2	1.0	.196763E-05	.782779E-03
3	2	1.5	.196763E-05	.782779E-03
4	6	2.0	.196763E-05	.782779E-03
5	4	2.5	.196763E-05	.782779E-03
6	3	2.5	.876432E-05	.201450E-03
7	2	4.0	.196763E-05	.782779E-03
8	4	5.0	.269102E-05	.318573E-03
9	4	5.5	.269102E-05	.318573E-03
10	4	10.0	.196763E-05	.782779E-03
11	2	15.0	.196763E-05	.782779E-03
12	2	38.0	.364374E-05	.185117E-03

En total 41 unidades de generación en la zona Norte con una capacidad total instalada de 233.5 MW.

Tabla 4.11

Datos de Generación del Sistema Nacional Zona Sur

Unidad Tipo (i)	Cant.	Capacidad Ci (MW)	Frec. de Falla $\lambda$ (i) (1/día)	Frec. de Repar. $\mu$ (i) (1/día)
1	1	1.0	.196763E-05	.782779E-03
2	2	2.0	.196763E-05	.782779E-03
3	1	4.0	.196763E-05	.782779E-03
4	4	5.0	.876432E-05	.201450E-03
5	1	8.0	.196763E-05	.782779E-03
6	1	33.0	.219970E-05	.148093E-03
7	2	73.0	.219970E-05	.148093E-03
8	5	100.0	.196763E-05	.782779E-03

En total 18 unidades de generación en la zona Sur con una capacidad instalada total de 717 MW.

Para la elaboración de estas tablas se ha hecho aproximaciones en los datos de capacidad, ya que si se introdujera unidades con valores de capacidad decimales darían lugar a la aparición de miles de estados parásitos que imposibilitarían la aplicación del método. En la Tabla 4.10. se ha visto la necesidad de mantener capacidades de unidades con fracciones de hasta 0.5, con lo cual se duplica el número de estados si es que solo hubieran unidades enteras. En este caso, luego de obtener la tabla de capacidad de salida forzada, se ha hecho un redondeo utilizando el método descrito en la literatura y un incremento de 1 MW.

Los modelos de carga han sido realizados en base a los datos de operación del Sistema Nacional Interconectado (17) durante el año 1986. Lo que se hizo, en síntesis, fue tomar el valor más alto y el valor más bajo de la curva de carga diaria de cada Zona durante el año 1986. Con los niveles bajos de carga se hizo un promedio de todo el año y se redondeó las cifras decimales para obtener un número entero.

Con los picos diarios de carga se realizó una división conforme a intervalos discretos y se determinó la densidad de ocurrencia en cada uno de ellos por conteo simple. Luego de esto se hizo los respectivos promedios dentro de cada intervalo redondeando las cifras decimales respectivas.

Los datos para la elaboración del modelo de carga están ilustrados en la Tablas 4.12 y 4.13.

Tabla 4.12.

Datos de Carga de la Zona Norte

<u>Intervalos (MW)</u>	<u>MW</u>	<u>Ocurrencias</u>
340 en adelante	346	39
320 - 340	322	197
280 - 320	287	51
Hasta 280	269	78
Nivel bajo	132	365

El pico de carga de este sistema es de 360 MW y ocurre el 10 de diciembre de 1986.

Tabla 4.13.

Datos de Carga en la Zona Sur

<u>Intervalos (MW)</u>	<u>MW</u>	<u>Ocurrencias</u>
460 en adelante	467	41
420 - 460	440	205
380 - 420	393	43
Hasta 380	361	76
Nivel bajo	228	365

El pico de carga de este sistema es de 512 MW y ocurre el 17 de diciembre de 1986.

Si consideramos un factor de exposición  $e = 0.5$ , tenemos los datos suficientes para formular los modelos de carga de ambos sistemas. Estos modelos han sido tabulados en Tablas 4.14 y 4.15.

Tabla 4.14.

Modelo de Carga del Sistema Norte

Nivel j	Nivel de Carga Lj (MW)	Nº de días n(j)	Prob. p(Lj)	Frec.de Transición $\lambda + (Lj)$ $\lambda - (Lj)$	
1	346	39	0.053425	0	2
2	322	197	0.269863	0	2
3	287	51	0.069863	0	2
4	269	78	0.106849	0	2
5	132	365	0.500000	2	0

Tabla 4.15.

Modelo de Carga del Sistema Sur

Nivel j	Nivel de Carga Lj (MW)	Nº de días n(j)	Prob. p(Lj)	Frec.de Transición $\lambda + (Lj)$ $\lambda - (Lj)$	
1	467	41	0.056164	0	2
2	440	205	0.280822	0	2
3	393	43	0.058904	0	2
4	361	76	0.104110	0	2
5	228	365	0.500000	2	0

Las 2 líneas de interconexión son las que unen las barras 12 y 14 en la Figura 4.1. (Sto. Domingo-Quevedo). La longitud de estas líneas es de 104.7 Km y el voltaje de transmisión es de 230 KV. Si asumimos una impedancia característica de cada línea de 400  $\Omega$ , podemos calcular el SIL (\*) mediante la ecuación 4.1.(20).

$$SIL = \frac{KV^2}{400 \Omega} = 132.25 \text{ MW} \quad (4.1)$$

De acuerdo con las curvas de St. Clair (20) se puede determinar que la longitud de las líneas nos permite sobrecargarlas hasta 2 y 3 veces el SIL. Pero estas consideraciones no están acorde con la realidad ya que, si bien la impedancia característica de las líneas pudiera ser de  $400\Omega$ , al considerar la longitud de 104.7 Km., estamos asumiendo que todas las centrales de generación se encuentran en las barras 12 y 14 para cada uno de los sistemas respectivamente, lo cual es falso. Dado que es extenso determinar exactamente la verdadera capacidad de estas líneas, en la parte cuarta de este capítulo se analiza en detalle su influencia en los índices de confiabilidad.

\* SIL = Carga activa que se puede transmitir por la línea sin que esta demande potencia activa o reactiva del sistema.

En este punto para el cálculo de los índices se ha asumido que cada línea puede transmitir hasta 150 MW lo que implica que la capacidad de la interconexión es de 300 MW. Los datos de falla de las líneas han sido obtenidos de la referencia 18 y son:

$$\lambda = 0.196848E-05 \text{ (f/día) y}$$

$$\mu = 0.436262E-03 \text{ (r/día)}$$

#### IV.3. DISPONIBILIDAD DE LOS SISTEMAS

De los datos de generación y carga se desprende que el Sistema -



Norte es un sistema deficiente en generación en cambio el Sistema Sur tiene un sobrante de generación. Cabe resaltar que en el Sistema Norte no se está tomando en cuenta las centrales de Esmeraldas y Agoyán, por los motivos antes mencionados.

Esta diferencia de generación es la razón básica por la que se analiza, casi en todo este trabajo, la confiabilidad del Sistema Norte. Así, la probabilidad y frecuencia de falla del Sistema Norte con y sin la interconexión están indicadas en la Tabla 4.16.

Tabla 4.16.

Resumen de Indices Obtenidos

<u>Sistema Norte</u>	<u>Simple</u>	<u>Interconectado</u>
Probabilidad de falla	.50000022E+00	.57879323E-04
Frecuencia de falla	.99999953E+00	.17198105E-03

Los índices de confiabilidad del Sistema Sur sin considerar la interconexión son:

Tabla 4.17.

Indices del Sistema Sur

<u>Sistema Sur</u>	<u>Simple</u>
Probabilidad de falla	.28315669E-06
Frecuencia de falla	.56683104E-06

En este caso no tiene objeto el encontrar índices de confiabilidad del Sistema Sur interconectado con un sistema deficiente, como lo es el Sistema Norte, ya que la variación en los resultados de la Tabla 4.14. sera inperceptible.

El incluir las centrales de Esmeraldas y Agoyán mejoran considerablemente los índices del Sistema Norte. En la Tabla 4.18 se muestran los índices del Sistema Norte con la inclusión de Esmeraldas, con la inclusión de Agoyán y con la inclusión de las dos al mismo tiempo. Se ha asumido: Esmeraldas 125 MW- Tipo E y Agoyán 156 MW-Tipo B.

Tabla 4.18.

Resumen de Índices Obtenidos

<u>Sist.Norte (con Esmeraldas)</u>	<u>Simple</u>	<u>Interconectado</u>
Probabilidad de falla	.24189806E-01	.12018578E-05
Frecuencia de falla	.48384842E-01	.32557479E-05
<u>Sist.Norte (con Agoyán)</u>	<u>Simple</u>	<u>Interconectado</u>
Probabilidad de falla	.14749463E-01	.33520827E-06
Frecuencia de falla	.29501697E-01	.73132599E-06
<u>Sist.Norte (con las dos)</u>	<u>Simple</u>	<u>Interconectado</u>
Probabilidad de falla	.22219156E-03	.50389472E-08
Frecuencia de falla	.44445953E-03	.10980996E-07

Dados los altos índices de confiabilidad obtenidos con la inclusión de la Central Agoyán al Sistema Norte y por el posible ahorro

rro de energía térmica implicado, se ha procedido a calcular nuevos índices de ambos sistemas eliminando las unidades que utilizan energía térmica para su operación, obteniéndose los siguientes resultados:

Tabla 4.19.

Índices de Confiabilidad Eliminado las Unidades Térmicas

<u>Sistema Norte</u>	<u>Simple</u>	<u>Interconectado</u>
Probabilidad de falla	.81809963E-01	.16545597E-02
Frecuencia de falla	.16362516E+00	.69365516E-02
 <u>Sistema Sur</u>	 <u>Simple</u>	 <u>Interconectado</u>
Probabilidad de falla	.42138460E-02	.35521292E-03
Frecuencia de falla	.84306681E-02	.14385244E-02

Aparentemente la bondad de estos índices es ficticia ya que el método propuesto no considera el efecto de la deflexión de los reservorios acoplados a las centrales hidráulicas, que puede producir pérdidas de carga debidas a la diferencia de energía (19).

Sin embargo, nos demuestran que es relativamente factible el ahorro de energía, al costo de la inminente disminución en la confiabilidad de los sistemas.

Partiendo desde este punto de vista, el análisis puede efectuarse sin suprimir necesariamente todas las centrales térmicas, sino solamente aquellas que representen el mayor consumo de combustible por KW generado; o de otra manera, eliminar unidades (una por una) del sistema hasta el momento en que se llegue a un valor de confiabilidad límite el cual debe ser el producto de un criterio adecuado de margen de reserva.

#### IV.4. VARIACION DE LOS PARAMETROS DE LA INTERCONEXION

En todos los cálculos realizados en esta parte del capítulo se ha considerado la configuración del Sistema Nacional tal como se encontraba en 1986.

##### Efecto del Factor de Exposición

Antes de evaluar el efecto de la variación de los parámetros de la interconexión en los índices de confiabilidad, se ha visto la necesidad de cuantificar la influencia del factor de exposición en el modelo de la carga y por lo tanto en la confiabilidad.

Todos los cálculos de índices, en este capítulo, se han hecho considerando un factor de exposición  $e=0.5$ . Este valor se puede calificar de un tanto pesimista si observamos las curvas de car-

ga diarias (17) de los sistemas en estudio.

En la Tabla 4.20 se detallan los resultados obtenidos al reducir el factor de exposición en pasos progresivos de 0.1, y en ambos sistemas.

Tabla 4.20.

Indices de Confiabilidad del Sistema Norte Interconectado con el Sistema Sur al Reducir el Factor de Exposición e.

<u>e</u>	<u>Prob. de Falla</u>	<u>Frec. de Falla</u>
0.5	0.57879323E-04	0.17198105E-03
0.4	0.41809948E-04	0.14949774E-03
0.3	0.27987335E-04	0.12701697E-03
0.2	0.16411470E-04	0.10453871E-03

Como es lógico de suponer los índices nos demuestran que mientras menor es el factor de exposición mayor es la confiabilidad.

Efecto de la Capacidad de la Interconexión

Para observar el efecto de la capacidad de las líneas de interconexión en los índices de confiabilidad, ésta ha sido variada desde 0 MW hasta una capacidad de interconexión infinita, manteniendo las 2 líneas de interconexión iniciales de  $\lambda=0.196848E-05$  (f/día) y  $\mu=0.436262E-03$  (r/día).

Los datos de confiabilidad obtenidos para el Sistema Norte están

tabulados en la Tabla 4.21. Las figuras 4.2 y 4.3 nos muestran la Probabilidad de Falla y la Frecuencia de Falla como funciones de la capacidad de la interconexión.

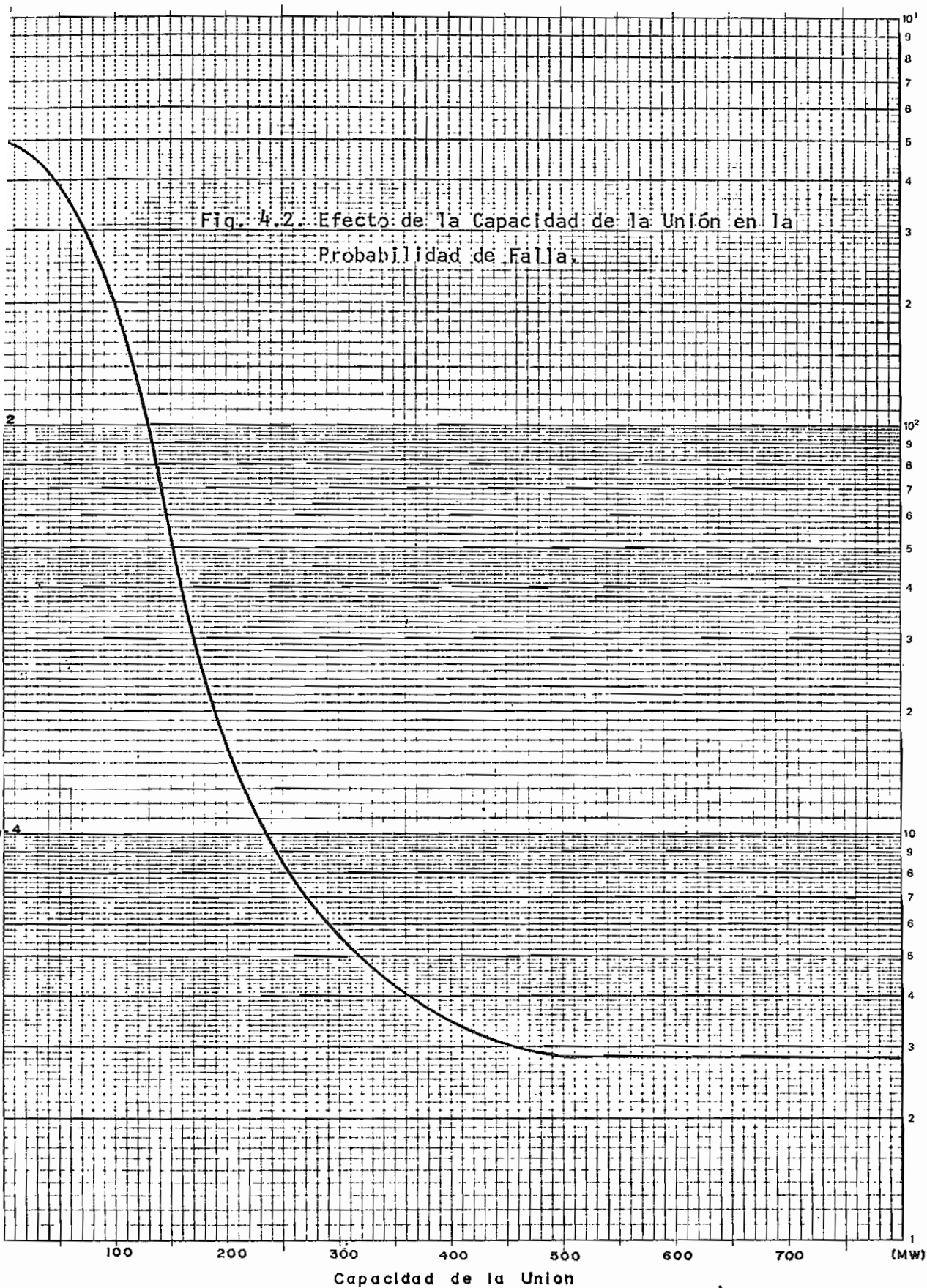
Tabla 4.21.

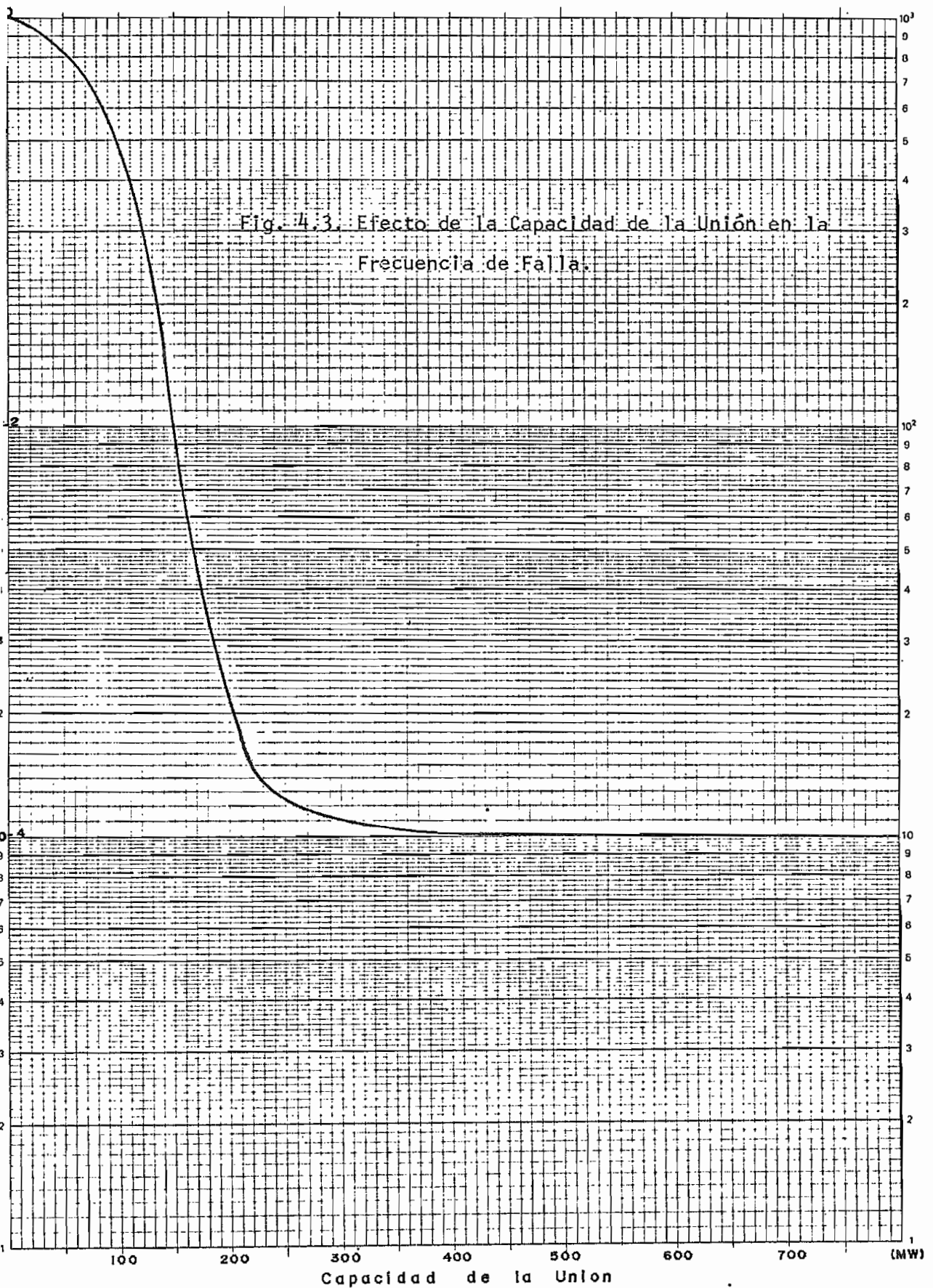
Indices Obtenidos al Variar la Capacidad de la Interconexión

<u>C(MW)</u>	<u>Prob. de Falla</u>	<u>Frec. de Falla</u>
0	0.50000022E+00	0.99999953E+00
50	0.40233083E+00	0.80466524E+00
80	0.33162518E+00	0.66325360E+00
100	0.10754577E+00	0.21512794E+00
130	0.16255748E-01	0.32561509E-01
150	0.51748939E-02	0.10402430E-01
180	0.29770121E-02	0.60107731E-02
200	0.97887397E-03	0.20141749E-02
230	0.61086122E-03	0.12780004E-02
280	0.65518250E-04	0.18726240E-03
300	0.57879323E-04	0.17198105E-03
350	0.38591628E-04	0.13343328E-03
490	0.28107448E-04	0.11246040E-03
600	0.28107448E-04	0.11246040E-03

Es notable que no existe una variación significativa en los índices de confiabilidad a partir de una capacidad de 490 MW en la interconexión, por lo cual este punto puede ser considerado como el límite práctico para la capacidad de la interconexión. Luego, en este valor se puede afirmar que los índices corresponden a una capacidad infinita de interconexión ya que no se alterarán -

Fig. 4.2. Efecto de la Capacidad de la Unión en la Probabilidad de Falla.





líneas o suprimiendo líneas. Como la segunda opción es ilógica - se ha considerado únicamente la primera.

De lo que se tiene conocimiento, el INECEL ha planificado la futura construcción de una línea de transmisión entre Totoras-Paute y otra entre Totoras-Riobamba-Paute, las cuales cerrarán en forma de anillo al Sistema Nacional Interconectado mejorando de alguna manera la confiabilidad del Sistema.



con el aumento de la misma.

Las curvas muestran una reducción rápida en la probabilidad y frecuencia de falla del Sistema Norte conforme aumenta la capacidad de la unión. Estas curvas se aproximan a asíntotas, las cuales representan la probabilidad y frecuencia de falla mínimas que tiene el Sistema Norte bajo estas condiciones. Estas asíntotas reflejan de alguna manera el margen de reserva disponible por el Sistema Sur, es decir, si una unidad de generación es incorporada al Sistema Sur o el pico de carga se incrementa, las asíntotas variarán. (4).

#### Efecto de la Configuración de las Líneas de Interconexión

La configuración de las líneas de unión puede variar aumentando líneas o suprimiendo líneas. Como la segunda opción es ilógica se ha considerado únicamente la primera.

De lo que se tiene conocimiento, el INECEL ha planificado la futura construcción de una línea de transmisión entre Totoras-Paute y otra entre Totoras-Riobamba-Paute, las cuales cerrarán en forma de anillo al Sistema Nacional Interconectado mejorando de alguna manera la confiabilidad del Sistema.

Esta construcción provoca el aumento de la capacidad de la interconexión entre el Sistema Norte y Sur así como la variación de la configuración de las líneas de unión. Partiendo de la configuración del sistema al año 1986, podemos obtener los nuevos índices de confiabilidad luego de la modificación mencionada.

Para el análisis se han hecho las siguientes consideraciones:

1. Se han obtenido nuevos índices para los casos de que las líneas anotadas posean 1 circuito ó 2 circuitos cada una.
2. Dado que no existen datos de confiabilidad de estas líneas, en principio se asumirá que tienen las mismas frecuencias de falla y reparación que las líneas Sto. Domingo-Quevedo. Observando los datos de falla de las líneas de transmisión del S.N.I. en la referencia 18, determinamos que las líneas que presentan las peores características de operación son las que unen Esmeraldas con Sto. Domingo, las cuales poseen  $\lambda = 0.231768E-05$  y  $\mu = 0.433501E-03$
3. En la segunda parte de este análisis se ha obtenido los índices requeridos por el punto 1 pero con los datos de falla de la línea Sto. Domingo-Esmeraldas.
4. Dado que el voltaje de transmisión de estas líneas será de 230 KV y su longitud de 205 Km., se ha asumido que cada circuito será capaz de transmitir 150 MW. Es decir la configuración de 4 líneas tendrá una capacidad de 600 MW y la de 6 líneas una de 900 MW. Los resultados han sido tabulados en las Tablas 4.22. y 4.23.

Tabla 4.22.

Índices de Confiabilidad del Sistema Norte Considerando los Da-  
tos de Falla de la Línea Quevedo-Sto.Domingo.

	<u>2 Líneas</u>	<u>4 Líneas</u>	<u>6 Líneas</u>
Prob. de Falla	0.57879323E-04	0.28108247E-04	0.28197448E-04
Frec. de Falla	0.17198105E-03	0.11246200E-03	0.11246040E-03

Tabla 4.23.

Índices de Confiabilidad del Sistema Norte Considerando los Da-  
tos de Falla de la Línea Sto.Domingo-Esmeraldas.

	<u>2 Líneas.</u>	<u>4 Líneas</u>	<u>6 Líneas</u>
Prob. de Falla	0.57879323E-04	0.28108474E-04	0.28107448E-04
Frec. de Falla	0.17198105E-03	0.11246245E-03	0.11246040E-03

De los últimos índices se puede concluir que para nuestro sistema mayor influencia tiene en ellos la capacidad de la interconexión que la variación de los datos de falla de las líneas.

## V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 5.1. Se ha descrito una aproximación al método de la Frecuencia y Duración para evaluar la confiabilidad de Sistemas Interconectados y se la ha aplicado al Sistema Eléctrico Ecuatoriano.
- 5.2. Las técnicas recursivas utilizadas permiten la incorporación de unidades de generación multi-estado al modelo de capacidad existente. Se ha procedido a modelar al sistema asistente, dentro del sistema interconectado, como una unidad multi-estado ficticia restringida por las características de las líneas de interconexión. Este modelo es adicionado al sistema de estudio para obtener los índices de confiabilidad requeridos. Los algoritmos utilizados han sido implementados en un programa de computación y aplicados al Sistema Ecuatoriano.
- 5.3. Los problemas computacionales presentados en las técnicas recursivas, con el incremento del número de unidades de generación, han sido superadas en gran parte con la utilización del computador NCR-TOWER de la Empresa Eléctrica Quito S.A., el cual posee un compilador FORTRAN 77 de 16 bits y una suficiente capacidad de memoria por usuario.
- 5.4. El método considera unidades de generación propias y cargas no correlacionadas entre los sistemas. El empleo de cargas correlacionadas significa considerar que los picos de carga

se producen el mismo instante en ambos sistemas, y que el incremento o disminución de la carga se realiza en el mismo intervalo de tiempo y en la misma proporción para cada uno de los sistemas. El análisis de confiabilidad de dos sistemas interconectados considerando cargas correlacionadas puede ser tema de una futura investigación.

5.5. De los resultados obtenidos se puede concluir que es factible mantener índices de confiabilidad adecuados al incluir la Central Agoyán y eliminar las centrales térmicas del Sistema Nacional. Esto podría llevarse a cabo considerando además, el incremento de carga anual, el efecto de la deflexión de los reservorios acoplados a las centrales hidráulicas y la potencia garantizada de las centrales térmicas.

5.6. Se observa que tiene mucha mayor influencia en los índices de confiabilidad la capacidad de la interconexión que los datos de falla o la configuración de las líneas de unión.

5.7. La inclusión de las líneas Totoras-Paute y Totoras-Riobamba-Paute, si bien mejoran en algo los índices de confiabilidad del Sistema Norte, no tiene tanta incidencia como lo hace la inclusión de la Central Agoyán.

5.8. El programa implementado puede ser utilizado constantemente en la planificación y operación del Sistema Nacional interconectado, ya que periódicamente se están incorporando nuevas centrales hidráulicas al sistema, como Agoyán o la fase

C del Paute, al mismo tiempo que otras regiones del país aumentan la carga del sistema, como las provincias de El Oro y Loja. También, el programa puede ser una herramienta de utilidad, al realizar los estudios de la futura interconexión del Sistema Nacional con el vecino Sistema Eléctrico Colombiano.

## APENDICE A

### DESCRIPCION DE LOS PROGRAMAS DE COMPUTACION

#### A.1. Resumen de los Programas

##### Programa FYDSNI.FOR

Este programa consta de un programa principal y 10 subrutinas de soporte. La ejecución es de forma semi-interactiva y está ampliamente explicada en el apéndice B.

El lenguaje utilizado es el FORTRAN y ha sido compilado en el computador NCR-TOWER de la Empresa Eléctrica Quito S.A. que utiliza un compilador fortran 77 de 16 bits. El programa trabaja con variables reales de doble precisión (32 bits) que certifican la veracidad de los resultados.

En la segunda parte de este apéndice se ha hecho una descripción bastante general, mediante diagramas de flujo, tanto del programa principal como de las subrutinas.

##### Programa Principal

El programa principal se encarga básicamente de encaminar la ejecución por las rutas escogidas por el usuario, así como también, realiza algunas tareas como son encontrar los estados de margen y calcular sus probabilidades y frecuencias exactas y acumuladas, o realizar la combinación del modelo Markov de las líneas con la unidad multi-estado ficti-

cia obtenida del sistema asistente.

#### Subrutina Crear

Esta subrutina se encarga de abrir los archivos de datos para ejecutar las lecturas así como de crear los archivos para resultados y para las tablas de capacidad de salida forzada.

#### Subrutina NUMES1

Esta subrutina se encarga de crear los estados que se forman al incorporar una unidad de generación bi-estado al sistema en cada paso. Estos estados son ordenados en forma ascendente desde 0 a la vez que se eliminan los estados repetidos.

#### Subrutina NUMES2

Esta subrutina realiza exactamente lo mismo que la subrutina NUMES1 pero con la diferencia de que trabaja con unidades de generación multi-estado. En sistemas grandes, esta subrutina tiene la opción de prescindir de una nueva numeración de estados con lo que se ahorra bastante tiempo de ejecución. Existe la posibilidad de que esta subrutina trabaje con unidades bi-estado pero el inconveniente es que utiliza un tiempo de ejecución excesivamente mayor al que utiliza la subrutina NUMES1.

#### Subrutina DATOS

Esta subrutina se encarga de leer los archivos de datos de



las unidades de generación bi-estado o multi-estado y de almacenarlos en los archivos de resultados.

#### Subrutina DACAR

Esta subrutina se encarga de leer los archivos de datos de carga de cada sistema y de almacenarlos en los archivos de resultados.

#### Subrutina DATLIN

Se encarga de leer y almacenar los datos de las líneas de interconexión entre los dos sistemas.

#### Subrutina GENERA

Esta subrutina se encarga de calcular las probabilidades y frecuencias exactas y acumuladas de cada uno de los estados de capacidad generados cuando se incorpora una unidad de generación (bi-estado o multi-estado) al sistema de generación existente.

#### Subrutina CARGAS

Se encarga de calcular las probabilidades y frecuencias de ocurrencia de cada nivel de carga, para formar el modelo de carga de cada sistema.

#### Subrutina REDOND

Esta subrutina nos facilita la opción de redondeo de las tablas de capacidad de salida forzada o de las tablas de margen, con la finalidad exclusiva de ahorrar tiempo en la

ejecución. Cabe anotar que el uso de esta subrutina nos introduce cierto grado de error en los resultados, dependiendo del sistema y del incremento que se escoja.

#### Subrutina ORDENA

Esta subrutina se encarga de ordenar en forma descendente un vector; si existen valores repetidos dentro del vector, los elimina y reduce la dimensión del mismo.

#### Programa FYDSIM.FOR

Este programa consta de un programa principal y de 6 subrutinas de soporte. Realiza únicamente la generación de la tabla de capacidad de salida forzada para un sistema y tiene la opción de realizar redondeos. La diferencia de este programa con el anterior es que utiliza variables reales en las capacidades de las unidades de generación. Si bien la eficiencia en tiempo de este programa disminuye, con esta característica, nos permite el estudio del Sistema Ecuatoriano Zona Norte, en el cual no se pudo redondear las fracciones de MW de algunas unidades.

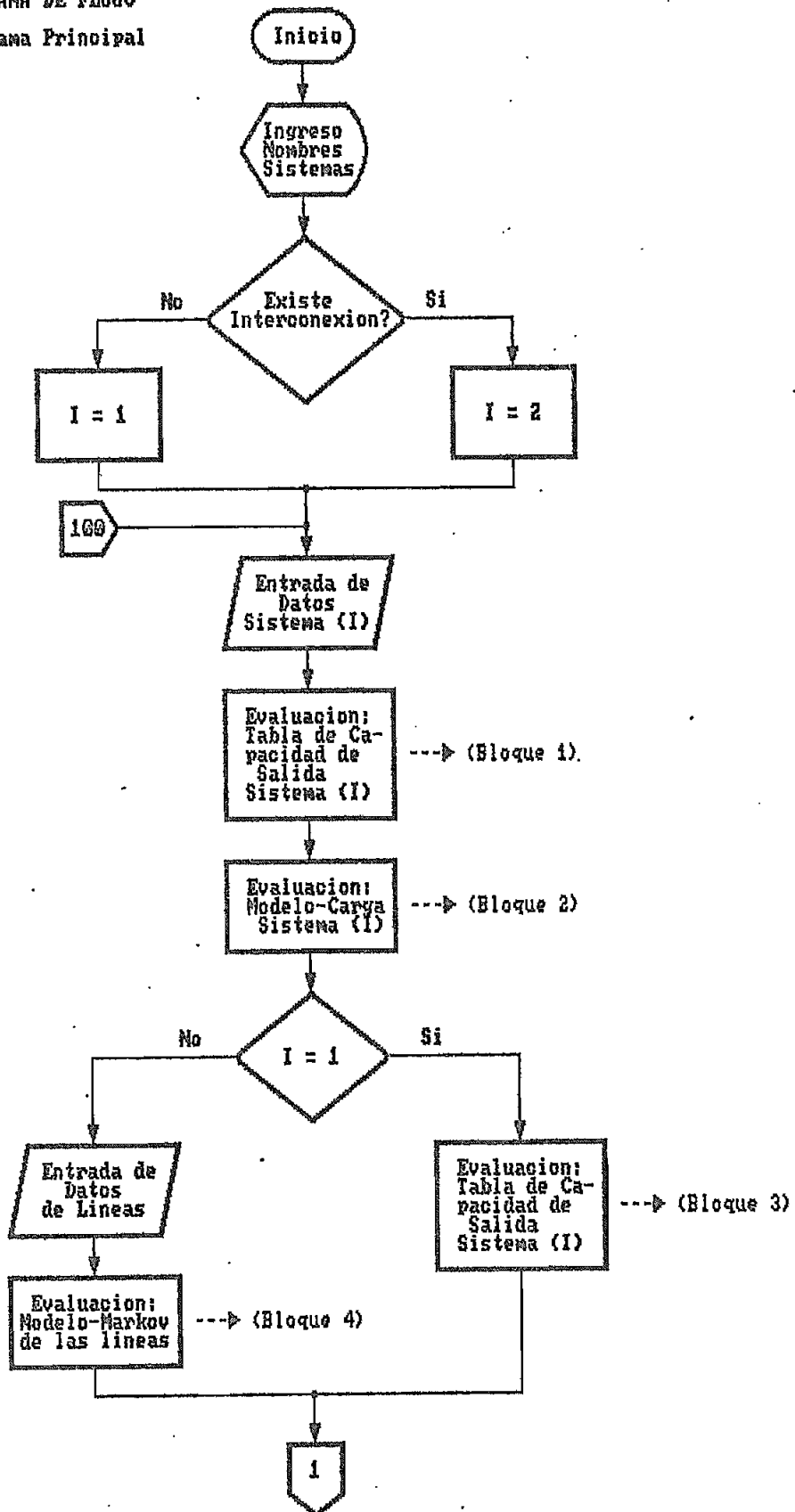
El programa consta de un programa principal y de las subrutinas CREAR, DATOS, NUMES1, NUMES2, GENERA y REDOND. Tanto el programa fuente como las subrutinas tienen las mismas características descritas para el programa FYDSNI.FOR, por lo tanto no se ha visto la necesidad de repetirlas.

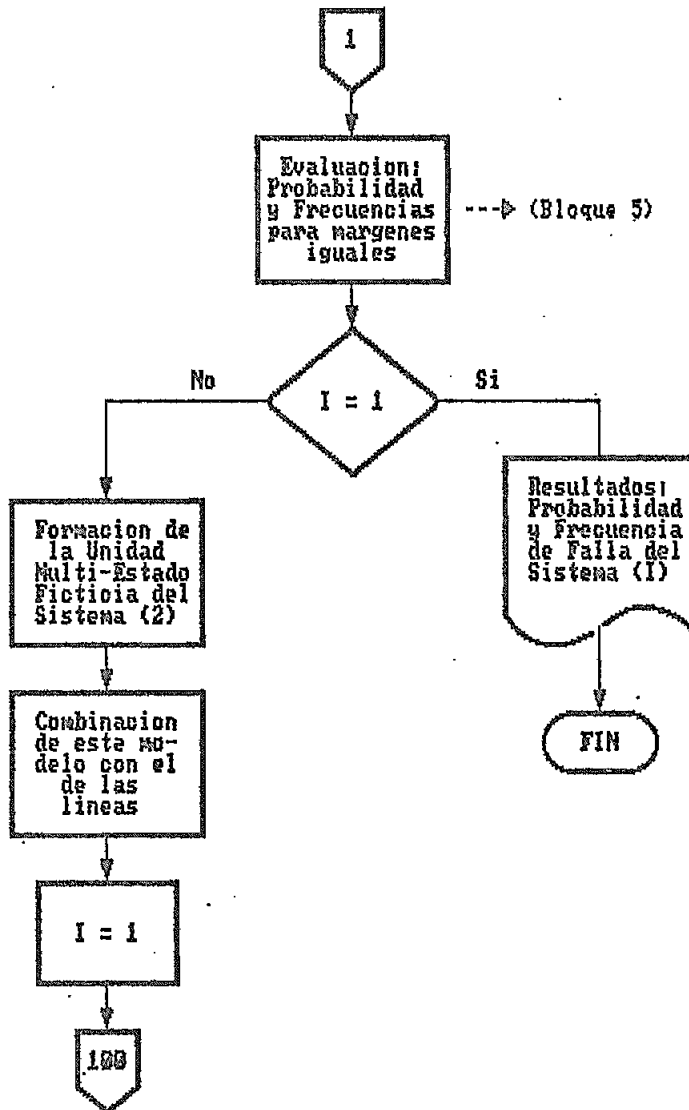
#### A.2. Diagramas de Flujo

A continuación se presentan en forma general los diagramas de flujo de los dos programas y de las respectivas subrutinas.

Los listados de los programas así como los archivos de datos y tablas se encuentran a disposición del Departamento de Potencia de la Facultad de Ingeniería Eléctrica de la - Escuela Politécnica Nacional.

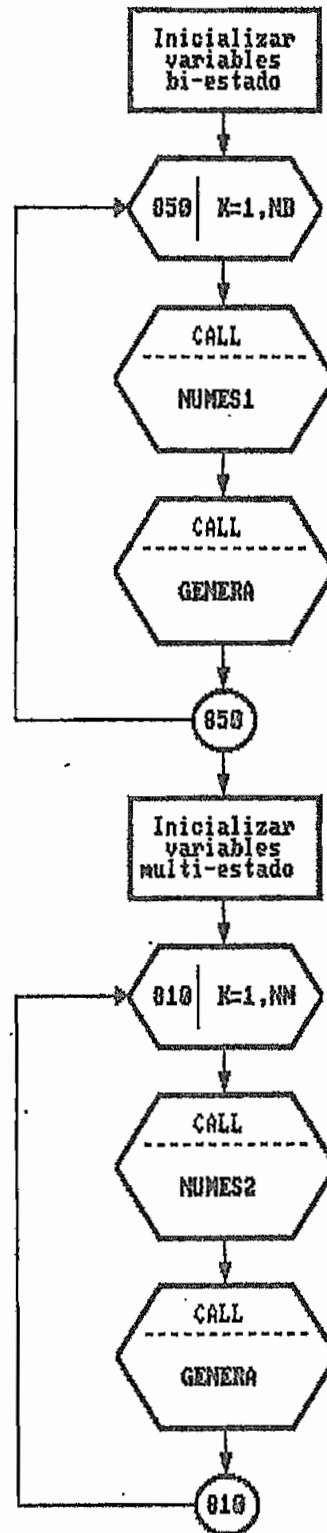
PROGRAMA FYDSNI  
DIAGRAMA DE FLUJO  
Programa Principal





Bloque1

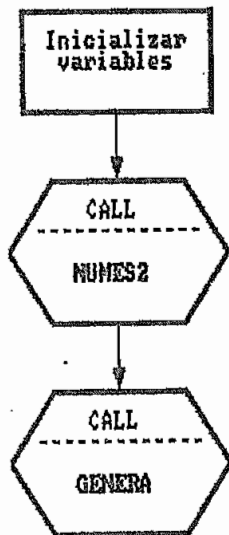
Tabla de Capacidad de Salida  
Sistema (I)



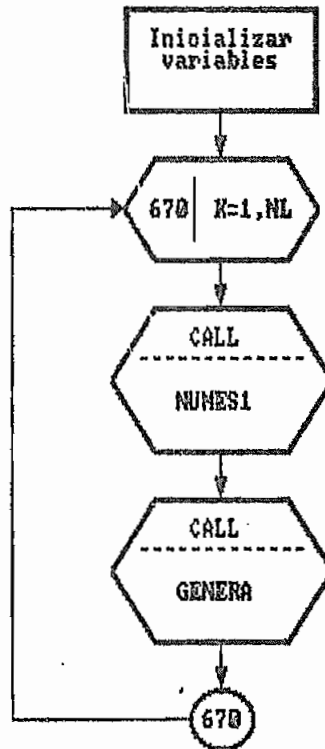
**Bloque 2**  
**Modelo de Carga del Sistema (I)**



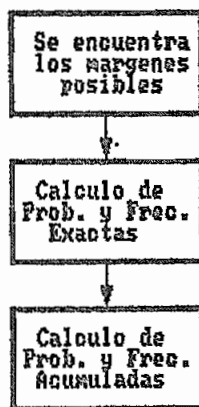
**Bloque 3**  
**Tabla de capacidad del Sistema (I)**  
**incluida la unidad multi-estado**  
**ficticia**



**Bloque 4**  
**Modelo Markoviano de las líneas**

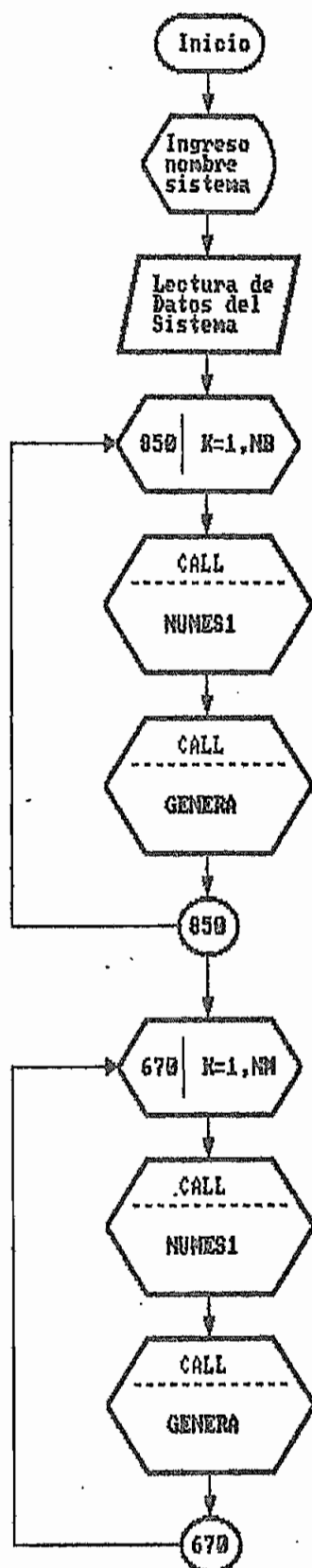


**Bloque 5**  
**Probabilidades y Frecuencias**  
**para estados de margen idénticos**

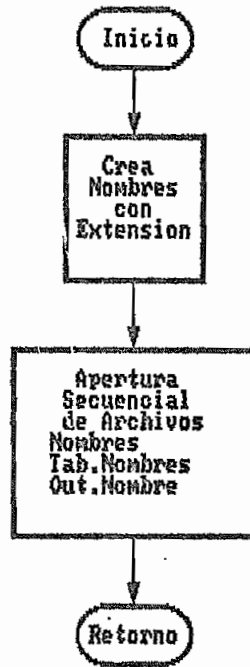




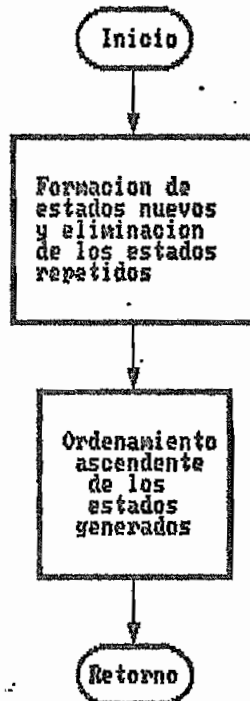
PROGRAMA FYDSIM  
DIAGRAMA DE FLUJO  
Programa Principal



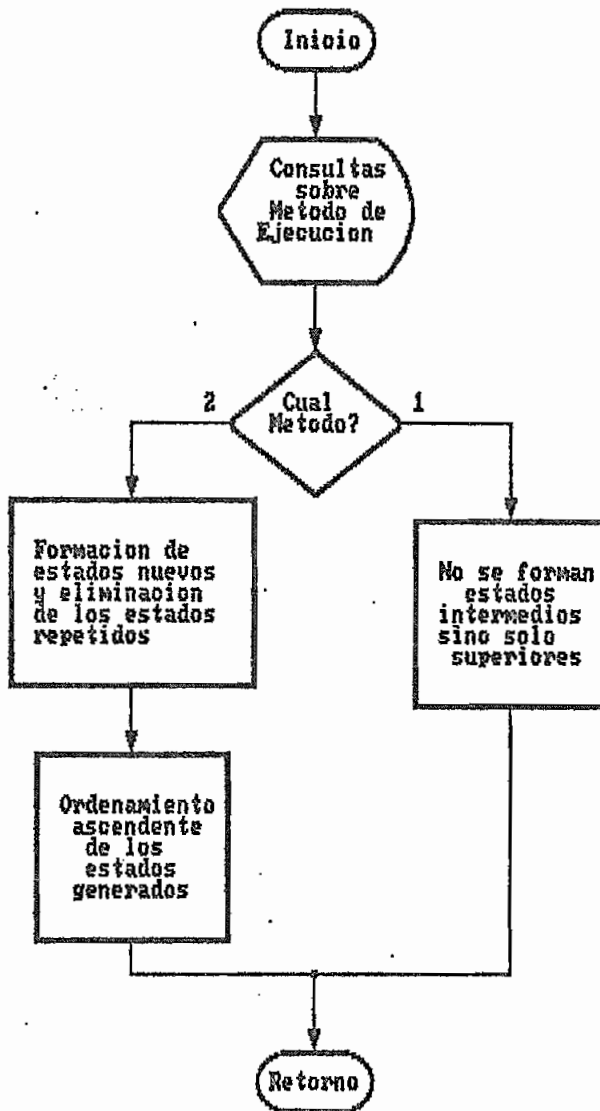
Subrutina CREAM



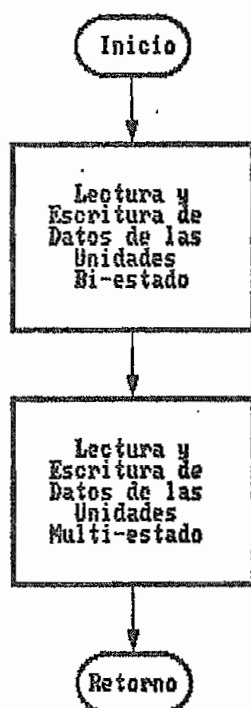
Subrutina NUMES1



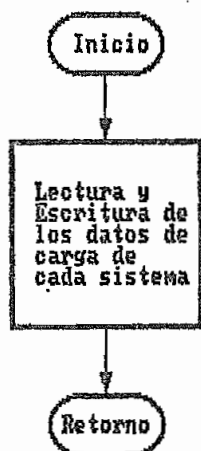
Subrutina NUMES2



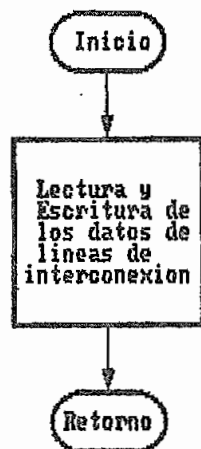
Subrutina DATOS



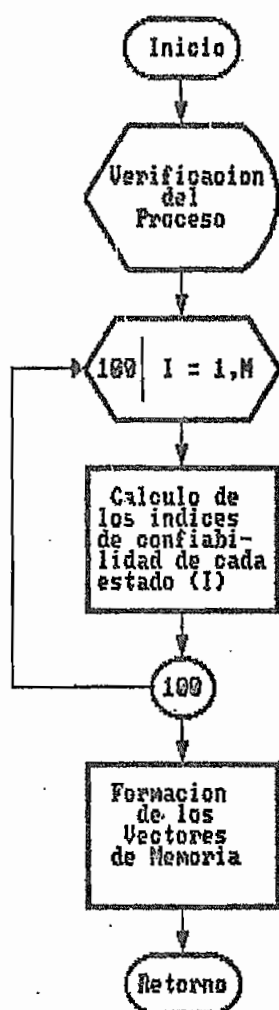
Subrutina DACAR



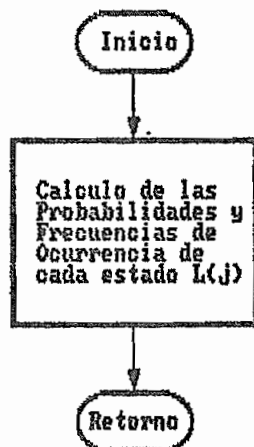
Subrutina DATLIN



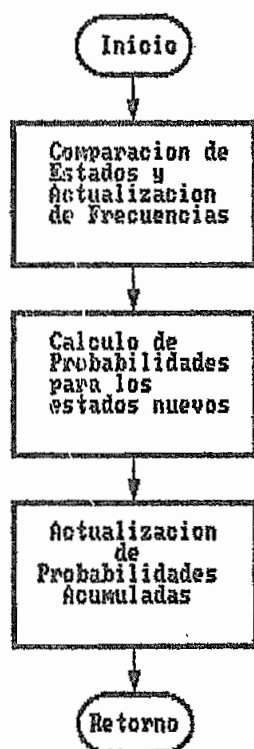
Subrutina GENERA



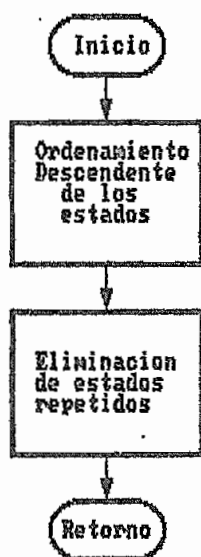
Subrutina Cargas



Subrutina REDOND



Subrutina ORDENA



## APENDICE B

### MANUAL DE USO DE LOS PROGRAMAS

#### B.1. Alcances y Limitaciones

##### Objetivo

Esta tesis proporciona dos programas computacionales, el FYDSNI.FOR y el FYDSIM.FOR, los cuales nos sirven para evaluar la probabilidad y la frecuencia de una situación de falla de un sistema simple o de un sistema interconectado con otro.

##### Alcances

- El programa FYDSNI.FOR es capaz de evaluar la probabilidad y frecuencia acumuladas de una situación de pérdida de carga de dos sistemas interconectados o de un sistema simple.
- El programa FYDSIM.FOR ha sido creado con la necesidad de evaluar la Tabla de Capacidad de Salida Forzada del Sistema Ecuatoriano Zona Norte, el cual posee unidades de generación con fracciones de MW que no han podido ser despreciadas.
- Los dos programas son capaces de trabajar con unidades de generación multi-estado además de las unidades bi-estado.

### Limitaciones

- El programa FYDSNI.FOR acepta únicamente como datos de generación y carga números enteros. Se ha visto que es imperativo la necesidad de trabajar con números enteros debido a los problemas computacionales presentados como son: tiempo de ejecución y capacidad de memoria. La inclusión de números reales provocaría la aparición de una infinidad de estados de margen y capacidades parásitas que haría imposible la ejecución del método debido al incremento indiscriminado del tiempo de ejecución en el computador.
- En el caso del Sistema Ecuatoriano Zona Norte se ha encontrado la necesidad de trabajar con unidades de generación que posean fracciones de 0.5 MW, con lo que se duplica el número de estados en la tabla de generación.
- El programa FYDSIM.FOR es capaz de evaluar la Tabla de Capacidad de Salida Forzada de los generadores en sistemas que posean unidades con capacidades fraccionarias. Además tiene la facilidad de realizar un redondeo de la tabla a capacidades enteras con el objeto de que el programa FYDSNI.FOR pueda trabajar con ella en el cálculo de los índices.

En el Sistema Ecuatoriano Zona Norte se ha realizado un redondeo con incrementos de 1 MW lo cual, según el método provoca diferencias despreciables en los resultados.



- En cuanto a límites en la dimensión de los sistemas con que se puede trabajar, dependen fundamentalmente de dos factores: número de unidades de generación y capacidad de las unidades de generación. Estas dos variables son las que determinan el número total de los estados de generación que pueden obtenerse y que esta limitado a - 4000, con la posibilidad de ampliación al modificar los dimensionamientos del programa.

En este punto cabe indicar que en el Sistema Ecuatoria- no tenemos para la Zona Sur alrededor de 700 estados y para la Zona Norte alrededor de 200 estados. El siste- ma estudiado más grande es el R.T.S. (10) con alrededor de 3200 estados.

Es importante recalcar que mientras se incrementa el número de estados aumenta notablemente el tiempo de ejecu- ción en el computador.

- Como se ha insistido desde un principio, el programa - considera unidades de generación propias de cada siste- ma y cargas no correlacionadas.

## B.2. Método

El método FYDSNI.FOR se ejecuta de forma semi-interactiva - de la siguiente manera:

En (\*) tenemos los cuestionamientos que hace el programa al usuario:

\* Ingrese el nombre del sistema en estudio (8 Carac.):

1. En este punto debemos ingresar el nombre del archivo de datos del sistema en estudio, el cual deberá tener hasta un máximo de 8 caracteres.

\* Desea generar la tabla de capacidad de (nombre) ? (s/n)

2. En el espacio donde dice (nombre) irá escrito el nombre del sistema ingresado en el paso anterior.

Si nuestra respuesta es `<s><RETURN>`, se generará la tabla de capacidad de salida forzada de nuestro sistema. Si la respuesta es `<n><RETURN>` el programa procederá a leer la tabla de capacidad del sistema que debe haber sido generada con anterioridad en el archivo `tab.nombre`.

\* Va a realizar alguna interconexión? (s/n)

3. Si la respuesta es `<n><RETURN>` el programa continuará la ejecución como si estuviera estudiando un sistema simple. Si la respuesta es `<s><RETURN>` tenemos:

\* Ingrese el nombre del sistema asistente (8 carac.):

4. Se debe ingresar el nombre del archivo de datos del sistema asistente (8 caracteres).

\* Desea generar la tabla de capacidad de (nombre) ? (s/n)

5. En el espacio de (nombre) irá escrito el nombre del sistema asistente. De acuerdo a la respuesta los procedimientos serán los mismos que en el paso 2.

Si se han de generar las tablas de capacidad de los generadores tendremos indicadores de pantalla como estos:

\*           Proceso 1 en Ejecución

\*           Proceso 2 en Ejecución

\*           "                   "

\*           "                   "

\*           Proceso N en Ejecución

Cada vez que aparecen en pantalla estos indicadores significa que ingresa una nueva unidad de generación a la tabla y se recalculan los valores correspondientes.

Cuando ingresan unidades bi-estado el número N significa el número total de unidades que han ingresado. Es decir, si tenemos 10 unidades bi-estado existirán 10 procesos de ejecución.

Cuando ingresan unidades multi-estado el número N nos indica el número de estados totales que se generaron con el ingreso de la unidad multi-estado.

En el momento que ingresamos una unidad multi-estado -  
aparece en pantalla el siguiente cuestionamiento:

\* Desea hacer una nueva numeración de estados? (s/n)

6. Esta opción ha sido incluida con el objeto de reducir -  
el tiempo de ejecución del programa. Cuando tenemos -  
sistemas como el Ecuatoriano o el R.T.S. los estados de  
capacidad así como los de margen se dan en forma conse-  
cutiva en pasos de 1 MW, lo cual hace innecesario hacer  
una nueva numeración de estados ya que no podrían pre -  
sentarse estados intermedios. Con esta opción nos aho-  
rramos unos 10 minutos de proceso.

En sistemas pequeños donde pueden presentarse estados -  
intermedios, como en los ejemplos de la teoría, es im -  
prescindible hacer una nueva numeración de estados para  
obtener las respuestas correctas.

Continuando con la ejecución del programa tenemos la si  
guiente pregunta:

\* Desea redondear la Tabla de (nombre) ? (s/n)

7. Esta opción dá la facilidad de efectuar redondeos cuan-  
do las tablas de generación o de margen son muy exten -  
sas y nos llevan demasiado tiempo de ejecución. Es ne-  
cesario aclarar que al redondear estamos introduciendo

un error cuya magnitud depende del incremento que escogamos y del sistema en estudio.

Si la respuesta es `<s><RETURN>`, el programa pregunta:

\* Ingrese el incremento para redondeo: (13)

8. Debemos ingresar un número del 1 al 999, el cual será el nuevo paso de la tabla redondeada. Al ingresar el 0 el programa se comportará como si hubiéramos ingresado `<n> <RETURN>` en la pregunta anterior.

Al ingresar `<n><RETURN>` el programa escribirá toda la tabla de capacidad generada (redondeada o no) en el archivo `tab.nombre`, donde nombre es la nominación del sistema al que pertenece esta tabla. De igual forma se procederá con el sistema asistente.

Si es que nuestras respuestas han sido negativas a los cuestionamientos de generar las tablas, el programa procederá a leer los archivos `tab.nombre` y nos dará la siguiente señalización:

\* Ejecutando lectura de archivos `tab`.

Esta opción de lectura es obviamente con el objeto de ahorrar tiempo cuando se necesita obtener variedad de resultados con el mismo sistema de generación y varian-

do los datos de carga o los datos de la interconexión. Para sistemas de generación grandes la lectura nos lleva mucho menos tiempo que volver a generar las tablas.

Si existe interconexión, el programa utiliza el mismo modelo de los generadores para obtener el modelo Markov de las líneas.

Luego el programa continúa su ejecución pasando a la obtención de márgenes y a evaluar sus probabilidades y frecuencias exactas y acumuladas para, finalmente, su mergir los estados y combinarlos con el modelo de la línea obteniéndose la unidad multi-estado ficticia que va a ser adicionada al sistema en estudio.

La ejecución del programa finaliza cuando se observe en el monitor:

\* Programmed STOP

Los resultados del programa serán escritos en el archivo de resultados out.nombre donde (nombre) es la nominación del sistema en estudio.

A continuación se detalla como ejemplo la ejecución del programa para el Sistema Ecuatoriano:

El símbolo \$ es un indicador del computador que signi-

fica la disponibilidad de éste a recibir un comando.

Así:

\$ fydsni.exe

" Títulos "

Ingrese el nombre del sistema en estudio (8 carac.):

sninor

. Desea generar la tabla de capacidad de sninor ? (s/n)

n

Va a realizar alguna interconexión ? (s/n)

s

Ingrese el nombre del sistema asistente (8 carac.):

snisur

Desea generar la tabla de capacidad de snisur? (s/n)

s

Proceso	1	en	Ejecución	} 18 unidades - en el sistema sur
"	.		"	
"	.		"	
Proceso	18	en	Ejecución	

Desea redondear la tabla de snisur ? (s/n)

n

Proceso	1	en	Ejecución	} Modelo de la línea
Proceso	2	en	Ejecución	

Evaluando márgenes

Márgenes evaluados

Desea redondear la unidad multi-estado ficticia ? (s/n)

n

Ejecución de lectura de archivo tab. (sistema norte)

Desea hacer una nueva numeración de estados ? (s/n)

n

Proceso 498 en Ejecución

Evaluando Márgenes

Márgenes evaluados

Programmed STOP

\$

El tiempo de ejecución de este programa en el NCR-TOWER depende de la cantidad de usuarios que estén utilizando el computador en ese momento, sin embargo, para un solo usuario el tiempo está alrededor de 15 minutos.

El programa FYDSIM.FOR ejecuta las mismas opciones que el FYDSNI.FOR pero únicamente para generar la Tabla de Capacidad de salida de los generadores. Así tenemos para el Sistema Norte:

\$ fydsim.exe

" Títulos "

Ingrese el nombre del sistema en estudio (8 carac.):

sninor

Desea general la tabla de capacidad de sninor ? (s/n)

s

Proceso	1	en	Ejecución	} 41 unidades en el sistema norte
"	.		"	
"	.		"	
Proceso	41	en	Ejecución	



Desea redondear la tabla de sninor ? (s/n)

5

Ingrese el Incremento para redondeo (13):

1

Programmed STOP

\$

No se incluye en este trabajo las tablas de capacidad de los sistemas norte y sur debido a la enorme cantidad de hojas que implicaría, pero se ha puesto a disposición del Departamento de Potencial los respectivos archivos al igual que los listados de los programas almacenados en un diskette de  $5\frac{1}{4}$ ".

### B.3. Entrada de Datos

Los archivos de datos han sido elaborados con la finalidad de obtener una información visual de los números a ingresarse para evitar confusiones en la definición de los formatos de entrada.

Se ha puesto como ejemplo de entrada de datos los archivos del sninor y del snisur. La única diferencia entre estos dos archivos es que siempre al final del archivo de datos del sistema asistente debemos incluir los datos de las líneas de interconexión.



[illegible]

[illegible]

TESIS DE GRADO

Programa: FYDSNI

Archivo de Datos - SNISUR

Hoja 2 de 2

	1	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80
1					12		MW(F5.1)				f/d1a	(E11.6)		r/d1a	(E11.6)		
2																	
3								150.0			.196848E-05			.436262E-03			
4																	
5																	
6																	
7																	
8																	
9																	
10																	
11																	
12																	
13																	
14																	
15																	
16																	
17																	
18																	
19																	
20																	
21																	
22																	
23																	
24																	

#### B.4. Salida de Resultados

El archivo de resultados ha sido diseñado con el objeto de obtener una información concreta de los datos de entrada - recibidos por el computador y los índices obtenidos, ya - sea para un sistema simple o un sistema interconectado. Como ejemplo de un archivo de resultados se muestra uno obtenido para el Sistema Ecuatoriano.

15 23:33 1987 out.sninor Page 1

Numero de Unidades bi-estado del sistema snisur : 12

Datos de las unidades bi-estado:

Unidad Tipo	Cant.	Capacidad MW	Frec. de Falla f/dia	Frec. de Repar. r/dia
1	2	1.0	.196763E-05	.782779E-03
2	2	2.0	.196763E-05	.782779E-03
3	1	4.0	.196763E-05	.782779E-03
4	4	5.0	.876432E-05	.201450E-03
5	1	8.0	.196763E-05	.782779E-03
6	1	33.0	.219970E-05	.148093E-03
7	2	73.0	.219970E-05	.148093E-03
8	5	100.0	.196763E-05	.782779E-03

Numero de Unidades de Generacion Multi-estado del sistema snisur : 0

Datos para la formacion del modelo de carga del Sistema: snisur

Numero de niveles de carga altos: 4

Nivel i	Picos de carga Li	Dias de Ocurrencia n(Li)
1	467	41
2	440	205
3	393	43
4	361	76

El nivel de carga bajo es: 228

El factor de exposicion e es: .50

Ingreso de datos de las lineas que interconectan ambos sistemas

Numero total de lineas: 2

Datos de las lineas:

Linea Tipo	Cant.	Capacidad MW	Frec. de Falla f/dia	Frec. de Repar. r/dia
1	2	150.0	.196848E-05	.436262E-03

Modelo Markoviano de las Lineas de Interconexcion

Estad i	Cp Sal X	Prob p(X)	Frec. de Transicion L+(X)	Frec. de Transicion L-(X)	Frec Acum F(X)	Prob Acum P(X)
1	0	.991036E+00	.000000E+00	.393696E-05	.000000E+00	.100000E+01
2	150	.894341E-02	.436262E-03	.196848E-05	.390167E-05	.896359E-02
3	300	.201770E-04	.872524E-03	.000000E+00	.176049E-07	.201770E-04

15 23:33 1987 out.sninor Page 2

Tabla de Datos del Modelo de Carga para el Sistema: snisur

Nivel i	Carga L(i)	No. de dias n(i)	Probab. p(i)	Lmas	Lmen
1	467	41	.05616438	.00	2.00
2	440	205	.28082192	.00	2.00
3	393	43	.05890411	.00	2.00
4	361	76	.10410959	.00	2.00
5	228	365	.50000000	2.00	.00

La Probabilidad de Falla del Sistema snisur es: .28315782E-06

La Frecuencia de Falla del Sistema snisur es: .56683331E-06

Numero de Unidades bi-estado del sistema sninor : 41

Datos de las unidades bi-estado:

Unidad Tipo	Cant.	Capacidad MW	Frec. de Falla f/dia	Frec. de Repar. r/dia
1	6	.5	.196763E-05	.782779E-03
2	2	1.0	.196763E-05	.782779E-03
3	2	1.5	.196763E-05	.782779E-03
4	6	2.0	.196763E-05	.782779E-03
5	4	2.5	.196763E-05	.782779E-03
6	3	2.5	.876432E-05	.201450E-03
7	2	4.0	.196763E-05	.782779E-03
8	4	5.0	.269102E-05	.318573E-03
9	4	5.5	.269102E-05	.318573E-03
10	4	10.0	.196763E-05	.782779E-03
11	2	15.0	.196763E-05	.782779E-03
12	2	38.0	.364374E-05	.185117E-03

Numero de Unidades de Generacion Multi-estado del sistema sninor : 0

Datos para la formacion del modelo de carga del Sistema: sninor

Numero de niveles de carga altos: 4

Nivel i	Picos de carga Li	Dias de Ocurrencia n(Li)
1	346	39
2	322	197
3	287	51



un 15 23:33 1987 out.sminor Page 3

4            269            78  
 El nivel de carga bajo es: 132  
 El factor de exposicion e es: .50

Tabla de Datos del Modelo de Carga para el Sistema: sninor

Nivel i	Carga L(i)	No. de dias n(i)	Probab. p(i)	lmas	lmen
1	346	39	.05342466	.00	2.00
2	322	197	.26986301	.00	2.00
3	287	51	.06986301	.00	2.00
4	269	78	.10684931	.00	2.00
5	132	365	.50000000	2.00	.00

La Probabilidad de Falla del Sistema sninor es: .53802842E-04

La Frecuencia de Falla del Sistema sninor es: .15673418E-03

B I B L I O G R A F I A

1. Endrenyi J., "Reliability Modeling in Electric Power Systems". J. Wiley and Sons, Chichester 1978.
2. Mena Alfredo., "Confiabilidad de Sistemas de Potencia", E.P.N. 1983.
3. Billinton Roy, "Power System Reliability Evaluation", Gordon and Breach Science Publishers, New York, N.Y., 1970.
4. Billinton R., Wee C.L., "A Frequency and Duration Approach for Interconnected System Reliability Evaluation", IEEE Transactions, Vol. PAS-101, No.5 May 1982, pp. 1030-1039.
5. Billinton R., Wee C.L., "Digital Computer Algorithms for the calculation of Generating Capacity Reliability Indices", IEEE Transactions, Vol. PAS-101. No.1 January 1982, pp- 203-211.
6. Wang X., Pottle C., "A concise Frequency and Duration Approach to Generating System Reliability Studies", IEEE Transactions, Vol. PAS-102, No.8 August 1983, pp. 2521-2528.
7. Ayoub A.K., Patton A.D., "A Frequency and Duration Method for Generating System Reliability Evaluation", IEEE Transactions, Vol. PAS - 95, No.6 Nov./Dec. 1976, pp. 1929-1933.

8. Hamoud G., Billinton R., "Uncertainty Considerations in Frequency and Duration Analysis for Radial and Two Interconnected Systems", IEEE Transactions, Vol. PAS - 101, No.10 October 1982, pp. 3658-3668.
9. Anders G.J., "A Novel Approach to Frequency and Duration Analysis and Uncertainty Considerations for Radial and Two Interconnected Systems", IEEE Transactions, Vol. PAS - 102, No.7 July 1983, pp.2165 - 2172.
10. Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Test System", IEEE Transactions, Vol. PAS-98, No.6 Nov./Dic. 1979, pp.2047-2054.
11. Billinton R., Singh C., "Generating Capacity Reliability Evaluation in Interconnected Systems Using a Frequency and Duration Approach. Part I - Mathematical Analysis", IEEE Transactions, PAS-90, No.4 July/Aug. 1971, pp. 1646-1654.
12. Billinton R., Singh C., "Generating Capacity Reliability Evaluation in Interconnected Systems Using a Frequency and Duration Approach. Part II - System Applications", IEEE Transactions, PAS - 90, No.4 July/Aug. 1971, pp. 1654 - 1664.
13. Billinton R., Singh C., "Generating Capacity Reliability Evaluation in Interconnected Systems Using a Frequency and Duration Approach. Part III - Correlated Load Models", IEEE Transactions, PAS - 91, September/October 1972, pp. 2143 - 2153.

14. Ringle R.J., Wood A.J., "Frequency and Duration Methods for Power System Reliability Calculations. Part V - Models for Delays in Unit Installations and Two Interconnected Systems", IEEE Transactions, PAS - 90, January/February 1971, pp. 79-88.
15. Billinton R, Ringlee R. and Wood A., "Power System Reliability Calculations", MIT Press, Cambridge, 1973.
16. Cook V.M., Galloway C.D., Steinberg M.J. and Wood A.J., "Determination of Reserve Requirements of Two Interconnected Systems". AIEE Transactions, PAS - 82, April 1963, pp. 18 - 33.
17. INECEL, Departamento de Planificación Operativa de la DOSNI.
18. Nina G., "Índices de Confiabilidad para el Sistema Conjunto Generación - Transmisión", Anales de las Jornadas en Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Mayo 1986, pp. 76 - 84.
19. Maldonado C., Mena A., "Evaluación de la Confiabilidad en Sistemas Hidráulicos", Anales de las Jornadas de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Mayo 1986, pp. 58 - 61.
20. Argüello Gabriel, "Control de Potencia Reactiva en Sistemas Eléctricos de Potencia", Folleto del Curso de Operación de S.E.P.

21. Public Utilities Department, "Generating Plant Reserve Margins", June 20, 1973.
22. Gallyas K., Endrenyi J., "Computing Methods and Devices for the Reliability Evaluation of Large Power Systems", IEEE Transactions, Vol. PAS - 100, No.3 March 1981, pp. 1250 - 1257.

## G L O S A R I O

1. Confiabilidad.- Es la probabilidad de un dispositivo o de un sistema de desempeñar su función adecuadamente, por un período de tiempo determinado y bajo determinadas condiciones de operación (2).
2. Disponibilidad.- De un dispositivo reparable, es la proporción de tiempo (dentro de un proceso estacionario) en que el dispositivo está en servicio o listo para el servicio (2).
3. Frecuencia de Falla.- Número de ocurrencias de fallas por unidad de tiempo.
4. Frecuencias de Repar.- Número de reparaciones por unidad de tiempo.
5. Unidad bi-estado.- Unidad de generación de dos estados de operación (en servicio y en reparación).
6. Unidad multi-estado.- Unidad de generación de más de dos estados de operación (en servicio a capacidad completa, a capacidad reducida, mantenimiento, reparación, etc).
7. Modelo Markow.- Modelo de los estados de operación de un sistema que considera transiciones entre los distintos estados en el transcurso del tiempo.

8. Capacidad de Salida Forzada.- Es la capacidad, de una unidad de generación, que ha salido de servicio dentro de un estado determinado de operación Ej. Si la capacidad de una unidad es 100 MW y el estado de operación es de 80 MW, la capacidad de salida forzada serán de 20 MW.
9. Potencia Garantizada.- Es la potencia máxima media horaria - disponible por una central eléctrica en sus condiciones más críticas de operación.

DATOS DE FALLA DE LAS UNIDADES DE GENERACION DEL S.N.I.

Central	Nº de Unidades	Tipo	Potencia (MW)	1/λi (año)	1/μi (año)
PAUTE	5	Hidro	100.0	1392.4	3.5
PUCARA	2	"	38.0	751.9	14.8
CUMBAYA	4	"	10.0	1392.4	3.5
NAYON	2	"	15.0	"	"
PASOCHOA	2	"	2.25	"	"
CHILLOS	1	"	1.0	"	"
GUANGOPOLO	4	"	2.0	"	"
AMBATO	3	"	0.5	"	"
AMBATO	1	"	1.0	"	"
RIOBAMBA	4	"	2.6	"	"
LATACUNGA	2	"	1.5	"	"
EMELNORTE	2	"	4.0	"	"
EMELNORTE	3	"	0.44	"	"
CENTRO SUR	2	"	1.256	"	"
CENTRO SUR	2	"	1.96	"	"
CENTRO SUR	1	"	4.0	"	"
CENTRO SUR	1	"	8.0	"	"
G. HERNANDEZ	4	Termo	5.7	1018.1	8.6
V. Salitral	1	Termo	33.0	1245.5	18.5
AMBATO	1	"	2.5	312.6	13.6
RIOBAMBA	1	"	2.5	"	"
E.R. MANABI	4	"	5.2	"	"
E.R. NORTE	1	"	2.5	"	"
V. SALITRAL	2	"	73.0	1245.5	18.5
GUANGOPOLO	4	"	5.2	1018.1	8.6



**DATOS DE CARGA DEL S.N.I. Año 1986**

**MES:** Enero

DIA	Zona Norte		Zona Sur	
	P. Max. (MW)	P. Min. (MW)	P. Max. (MW)	P. Min. (MW)
31	311	--	447	--
30	--	--	444	--
29	317	--	449	--
28	314	--	433	--
27	309	--	417	--
26	261	--	352	--
25	273	--	399	--
24	305	--	434	--
23	315	--	436	--
22	314	--	446	--
21	308	--	447	--
20	309	--	423	--
19	261	--	363	--
18	267	--	377	--
17	298	--	441	--
16	315	--	437	--
15	309	--	437	--
14	--	--	428	--
13	309	--	438	--
12	260	--	362	--
11	262	--	374	--
10	303	--	455	--
9	308	--	444	--
8	311	--	447	--
7	307	--	444	--
6	305	--	440	--
5	268	--	268	--
4	264	--	397	--
3	274	--	--	--
2	288	--	442	--
1	--	--	355	--

**DATOS DE CARGA DEL S.N.I. Año 1986**

**MES:** Febrero

DIA	Zona Norte		Zona Sur	
	P. Max. (MW)	P. Min. (MW)	P. Max. (MW)	P. Min. (MW)
28	318	134	447	250
27	335	136	448	241
26	337	136	454	243
25	331	128	441	244
24	322	110	436	219
23	276	120	363	210
22	283	134	395	227
21	321	140	431	239
20	327	134	433	247
19	328	133	438	233
18	327	131	418	232
17	315	116	413	212
16	276	125	345	205
15	286	138	372	219
14	317	142	421	233
13	319	134	427	222
12	324	124	399	205
11	288	66	336	49
10	265	116	327	178
9	248	212	313	196
8	272	140	340	219
7	311	138	410	240
6	319	135	421	240
5	325	134	432	241
4	313	135	435	238
3	322	122	445	204
2	284	126	364	204
1	281	138	394	238

DATOS DE CARGA DEL S.N.I. Año 1986				
MES : Marzo				
DIA	Zona Norte		Zona Sur	
	P. Max. (MW)	P. Min. (MW)	P. Max. (MW)	P. Min. (MW)
31	326	112	443	--
30	271	113	345	187
29	256	124	325	187
28	236	124	325	187
27	284	140	371	236
26	326	140	424	235
25	326	136	422	244
24	323	117	427	215
23	271	118	344	208
22	282	141	395	228
21	323	142	444	253
20	326	140	455	246
19	334	132	150	247
18	328	115	452	247
17	327	123	438	--
16	275	123	392	202
15	281	134	387	229
14	301	143	438	252
13	333	139	453	252
12	333	145	449	247
11	330	137	453	247
10	331	121	443	217
9	287	120	358	202
8	279	142	369	227
7	323	142	440	--
6	334	141	444	247
5	336	143	440	250
4	331	135	439	252
3	318	117	452	232
2	274	123	375	--
1	278	131	385	230

DATOS DE CARGA DEL S.N.I. Año 1986				
MES : Abril				
DIA	Zona Norte		Zona Sur	
	P. Max. (MW)	P. Min. (MW)	P. Max. (MW)	P. Min. (MW)
30	320	--	439	244
29	324	137	442	245
28	323	116	448	212
27	280	122	344	204
26	278	141	397	233
25	323	140	442	248
24	333	142	435	247
23	333	138	437	243
22	332	138	440	243
21	323	120	438	226
20	273	123	385	203
19	287	137	379	233
18	323	143	435	--
17	327	139	441	249
16	332	139	424	260
15	326	134	466	252
14	330	118	452	188
13	275	121	366	183
12	278	138	392	226
11	321	147	431	--
10	327	142	428	249
9	328	140	429	254
8	334	129	450	248
7	321	118	446	233
6	280	125	365	224
5	282	138	382	231
4	318	137	440	250
3	331	137	444	234
2	327	138	437	254
1	327	135	449	243

DATOS DE CARGA DEL S.N.I. Año 1986				
MES : Mayo				
DIA	Zona Norte		Zona Sur	
	P. Max. (MW)	P. Min. (MW)	P. Max. (MW)	P. Min. (MW)
31	277	143	369	221
30	325	138	426	228
29	328	145	422	231
28	337	141	427	235
27	339	140	442	227
26	330	114	428	213
25	275	125	365	211
24	285	144	385	223
23	325	142	437	233
22	340	137	445	241
21	336	141	450	242
20	333	136	454	239
19	332	124	453	216
18	281	122	374	199
17	287	141	390	214
16	324	142	447	243
15	333	142	450	245
14	329	143	460	250
13	337	137	457	241
12	328	119	454	212
11	271	131	360	204
10	287	137	388	233
9	330	148	442	243
8	336	144	445	244
7	325	134	447	250
6	338	131	458	253
5	325	115	459	215
4	280	118	371	187
3	269	118	375	209
2	279	120	381	206
1	175	134	360	214

DATOS DE CARGA DEL S.N.I. Año 1986				
MES: Junio				
DIA	Zona Norte		Zona Sur	
	P. Max. (MW)	P. Min. (MW)	P. Max. (MW)	P. Min. (MW)
30	322	118	423	209
29	269	128	356	205
28	277	143	379	228
27	320	141	431	235
26	330	128	430	241
25	336	136	444	238
24	333	141	448	237
23	334	106	435	215
22	282	123	355	214
21	276	132	381	203
20	326	136	441	243
19	332	140	449	239
18	335	137	455	233
17	335	134	441	236
16	332	119	434	209
15	271	128	342	204
14	286	140	379	222
13	331	148	424	239
12	339	140	428	240
11	347	147	441	238
10	350	137	441	237
9	332	122	435	224
8	282	127	369	210
7	288	142	387	210
6	340	139	441	245
5	337	141	454	239
4	340	138	446	238
3	340	139	439	233
2	339	119	444	207
1	265	122	357	212

DATOS DE CARGA DEL S.N.I. Año 1986				
MES: Julio				
DIA	Zona Norte		Zona Sur	
	P. Max. (MW)	P. Min. (MW)	P. Max. (MW)	P. Min. (MW)
31	327	132	433	236
30	330	132	437	231
29	327	135	424	228
28	322	111	420	202
27	267	108	349	121
26	272	123	345	195
25	285	143	357	211
24	315	134	365	224
23	312	136	426	239
22	325	138	444	234
21	330	109	432	208
20	263	117	357	214
19	276	138	381	239
18	324	136	435	243
17	332	133	453	241
16	332	137	436	241
15	335	140	442	241
14	332	115	441	217
13	276	125	360	206
12	280	137	385	222
11	322	138	440	233
10	333	139	444	243
9	328	134	447	242
8	331	137	449	240
7	323	119	436	217
6	272	125	364	210
5	283	135	379	226
4	321	140	433	240
3	326	136	439	238
2	326	134	445	237
1	331	133	441	235

**DATOS DE CARGA DEL S.N.I. Año 1986**

**MES :** Agosto

DIA	Zona Norte		Zona Sur	
	P. Max. (MW)	P. Min. (MW)	P. Max. (MW)	P. Min. (MW)
31	268	115	361	213
30	266	113	376	222
29	310	141	435	237
28	319	137	453	236
27	327	138	441	233
26	329	132	445	231
25	321	116	437	202
24	267	123	362	201
23	278	140	382	218
22	318	145	424	234
21	323	138	424	232
20	324	142	431	233
19	327	131	445	217
18	322	119	424	205
17	255	124	346	197
16	174	129	377	224
15	303	139	421	235
14	332	136	440	236
13	329	134	427	237
12	329	133	430	254
11	318	111	426	197
10	262	122	360	210
9	275	135	375	222
8	324	138	437	237
7	321	139	443	237
6	328	137	428	236
5	323	134	452	230
4	318	118	429	205
3	268	119	351	195
2	275	131	378	221
1	323	137	432	234



**DATOS DE CARGA DEL S.N.I. Año 1986**

**MES: Septiembre**

DIA	Zona Norte		Zona Sur	
	P. Max. (MW)	P. Min. (MW)	P. Max. (MW)	P. Min. (MW)
30	335	136	442	236
29	325	120	439	214
28	268	126	363	211
27	282	136	393	232
26	322	142	451	245
25	330	142	460	244
24	321	143	451	241
23	246	137	459	233
22	321	118	433	219
21	--	--	370	205
20	--	--	387	237
19	--	--	441	233
18	324	130	441	225
17	309	138	434	237
16	326	140	443	237
15	317	115	444	209
14	273	130	367	201
13	281	140	388	213
12	317	141	439	221
11	327	134	444	240
10	332	137	463	243
9	324	136	452	231
8	316	116	451	210
7	266	125	366	205
6	278	137	387	221
5	321	136	442	241
4	328	137	440	235
3	331	134	442	232
2	327	127	432	232
1	317	114	421	214

DATOS DE CARGA DEL S.N.I. Año 1986				
MES: Octubre				
DIA	Zona Norte		Zona Sur	
	P. Max. (MW)	P. Min. (MW)	P. Max. (MW)	P. Min. (MW)
31	337	147	446	240
30	350	149	446	244
29	351	139	443	235
28	345	147	447	214
27	350	124	432	180
26	299	130	365	208
25	298	146	398	228
24	335	141	448	244
23	350	136	457	244
22	350	140	438	224
21	348	144	455	242
20	345	121	462	210
19	296	128	371	203
18	292	139	330	220
17	331	128	452	251
16	343	140	452	232
15	343	139	442	233
14	342	140	455	238
13	332	114	447	200
12	280	116	349	188
11	277	121	345	194
10	287	137	376	212
9	327	140	384	214
8	334	144	464	243
7	338	140	456	249
6	330	121	454	211
5	274	76	363	58
4	288	132	397	232
3	328	133	455	241
2	--	--	465	240
1				

DATOS DE CARGA DEL S.N.I. Año 1986				
MES : Noviembre				
DIA	Zona Norte		Zona Sur	
	P. Max. (MW)	P. Min. (MW)	P. Max. (MW)	P. Min. (MW)
30	303	125	389	213
29	305	145	420	221
28	346	146	470	246
27	359	144	479	241
26	357	136	465	245
25	354	141	472	246
24	342	122	469	225
23	291	124	372	219
22	298	138	394	228
21	343	145	456	245
20	355	145	457	246
19	358	144	463	246
18	357	146	474	242
17	349	123	459	213
16	291	130	381	215
15	295	147	408	227
14	345	135	443	242
13	355	143	464	238
12	353	143	454	244
11	350	143	456	241
10	346	128	451	215
9	298	126	366	197
8	301	146	401	224
7	348	149	461	244
6	349	146	462	165
5	355	147	459	234
4	353	123	441	210
3	288	118	373	199
2	257	128	346	214
1	285	147	375	228

DATOS DE CARGA DEL S.N.I. Año 1986				
MES: Diciembre				
DIA	Zona Norte		Zona Sur	
	P. Max. (MW)	P. Min. (MW)	P. Max. (MW)	P. Min. (MW)
31	277	130	424	251
30	316	129	463	253
29	307	124	488	236
28	279	128	397	220
27	284	125	440	236
26	306	121	465	235
25	271	127	440	211
24	300	128	438	255
23	319	125	489	262
22	325	128	506	248
21	299	132	423	229
20	302	142	439	257
19	343	148	498	269
18	337	141	496	271
17	356	144	512	266
16	355	132	503	259
15	342	129	487	239
14	310	130	425	233
13	310	143	440	237
12	342	150	492	262
11	352	144	491	262
10	360	148	490	261
9	354	146	489	254
8	351	123	457	234
7	298	124	399	223
6	295	126	423	240
5	312	143	458	250
4	343	149	480	251
3	348	144	472	247
2	350	139	467	246
1	349	127	467	218