

**Escuela Superior
Politécnica del Litoral**
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

Determinación de los Coeficientes de Perdida en
los Sistemas de Potencias

TESIS DE GRADO

PREVIO A LA OBTENCION DEL TITULO DE
Ingeniero en Electricidad

ESPECIALIZACION: **POTENCIA**

Presentada por:

Manuel Alvarez Valverde

GUAYAQUIL - ECUADOR

1987

AGRADECIMIENTO

Al ING. JORGE FLORES MACIAS
Director de Tesis, por su
ayuda y colaboración para la
realización de este trabajo.

DEDICATORIA

A MI MADRE

A MIS HERMANOS

DECLARACION EXPRESA

"La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis, me corresponde exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Juan Alvarez", is written over a horizontal dotted line.

Nombre y firma del autor

C. Villafuerte
.....
Ing. Carlos Villafuerte,
Presidente

Jorge Flores Reinos
.....
Ing. Jorge Flores,
Director de Tesis

J. Chiviboga
.....
Ing. Jorge Chiviboga
Miembro Principal

José Layana
.....
Ing. José Layana,
Miembro Suplente

RESUMEN

Un método es presentado para determinar los coeficientes B de la expresión de pérdida de transmisión en función de la salida de plantas. Existen otros métodos que determinan dichos coeficientes pero necesariamente deben considerar varias asunciones, las cuales son abolidas en el método que se va a utilizar, lo cual conlleva a disponer de coeficientes más exactos para determinar las pérdidas en el sistema de potencia.

La operación económica de un sistema de potencia está basado en la programación de generación para minimizar costos en los suministros a todas las cargas. Además, el estudio del flujo de carga tiene gran importancia en la determinación del funcionamiento óptimo de los sistemas. En vista de ello, en el capítulo I se hace un estudio de la Operación Económica y del Flujo de Carga.

Las expresiones que determinan las pérdidas en los sistemas de potencia en término de la salida de plantas poseen una atractiva atención debido a la importancia que tienen en la determinación de la programación económica de generación; ante esta circunstancia en el Capítulo II se hace un estudio de las pérdidas de transmisión en función de la producción central.

En el Capítulo III se desarrolla el tema de los factores incrementales

de pérdida. Para operar un sistema de potencia en óptimas condiciones económicas, los costos de producción y las pérdidas de transmisión deben ser coordinadas; una derivación directa de las ecuaciones de coordinación es presentada.

En el capítulo IV se dan las nociones necesarias para poder utilizar los datos provenientes del estudio del flujo de carga para poder usarlos en el método a utilizarse. Comenzando con la ecuación de equilibrio para un sistema de potencia escrita en término de admitancias constante, una concisa expresión para las pérdidas totales de transmisión es desarrollada, la cual no omite el camino al neutro en paralelo de la carga de línea ni los efectos de la razón de vuelta no-nominal de los transformadores.

El algoritmo que se va a utilizar en el proceso iterativo para encontrar los coeficientes B es dado en el capítulo V. En el capítulo VI, se comparan los resultados obtenidos usando los coeficientes B en la ecuación de pérdida de transmisión con las pérdidas obtenidas de los estudios del flujo de carga para tres sistemas elegidos.

I N D I C E G E N E R A L

	Pág.
RESUMEN	5
INDICE GENERAL	7
INDICE DE FIGURAS	11
INTRODUCCION	13
1. ASPECTOS GENERALES	16
1.1 Características y operación económica de las plantas de generación eléctrica	16
1.1.1 Tipos de generación	17
1.1.2 Despacho económico entre unidades de una misma central	19
1.1.3 Sistemas de potencia con pérdidas de transmisión	25
1.1.4 Despacho económico entre varias centrales	26
1.2 Estudio de flujo de carga	28
1.2.1 Ecuaciones del sistema de potencia	29
1.2.2 Dependencia del proceso computacional en base al tipo de barra	32
1.2.3 Método iterativo de Gauss-Seidel	33
1.2.4 Método iterativo de Newton-Raphson	34
2. PERDIDAS DE TRANSMISION EN LOS SISTEMAS DE POTENCIA	38
2.1 Fórmula de pérdida de transmisión en base a la producción Central	39
2.1.1 Método de marco de referencia	41
2.1.2 Cálculo de la matriz de pérdida	44

2.2	Fórmula de pérdida de transmisión utilizando admitancias y voltajes	47
2.2.1	El caso de 2 generadores	47
2.2.2	El caso de N-Barras	49
3.	FACTORES INCREMENTALES DE PERDIDA DE UN SISTEMA DE POTENCIA ..	52
3.1	Ecuaciones de coordinación del costo incremental de combustible y los factores incrementales de pérdida	52
3.1.1	Interpretación física de las ecuaciones de coordinación	56
3.1.2	Métodos de las ecuaciones de coordinación	57
3.1.2.1	Método exacto involucrando ecuaciones simultáneas no-lineales	58
3.1.2.2	Método aproximado involucrando ecuaciones simultáneas lineales	59
3.1.2.3	Método de los factores de penalización	59
3.2	Métodos alternos para calcular los factores de penalización	60
3.2.1	Método de Tudor y Lewis	61
3.2.2	Método de Watson y Stadlin ó Método Exacto	64
4.	METODO PARA LA DETERMINACION DE LOS COEFICIENTES B EN FUNCION DE V Y θ OBTENIDO DEL FLUJO DE CARGA	66
4.1	Pérdida de transmisión en función de voltajes y admitancias	68
4.2	Factores incrementales de pérdida	70
4.3	Interpretación de la constante A_{jn}	71

4.4	Determinación de la constante A_{jn}	75
4.5	Observación de los valores de la constante A_{jn}	81
4.6	Coefficientes de pérdida	81
5.	SOLUCION DIGITAL PARA LA DETERMINACION DE LOS	
	COEFICIENTES B	88
5.1	Aplicación del método numérico a la solución	88
5.1.1	Algoritmo del método	91
5.1.2	Método numérico aplicado a las ecuaciones del flujo de potencia	92
5.1.3	Mejoramiento de la convergencias del algoritmo	95
5.2	Proceso computacional para la obtención de la constante A_{jn}	98
5.2.1	Diagrama de flujo	104
5.2.2	Implementación del diagrama de flujo en Fortran	106
5.3	Modelo matemático para la obtención de los factores incrementales de pérdida	106
5.3.1	Diagrama de flujo	107
5.3.2	Implementación del diagrama de flujo en Fortran	108
5.4	Modelo matemático para la obtención de los coeficientes B	108
5.4.1	Diagrama de flujo	110

5.4.2 Implementación de los diagramas de flujo en Fortran	113
6. RESULTADOS COMPUTACIONALES DE LOS COEFICIENTES B	114
6.1 Sistemas de pruebas grandes y pequeños	115
6.2 Tablas de coeficientes B	144
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	146
APENDICES	149
BIBLIOGRAFIA	206

INDICE DE FIGURAS

No.	Pág.
1.1 Demanda total del sistema	18
1.2 Curva entrada-salida	20
1.3 Característica de la tasa de calor	21
1.4 Característica de la tasa incremental de combustible	22
1.5 Central de K unidades térmicas	23
1.6 Sistema de K unidades térmicas	27
1.7 Sección elemental de un sistema	31
1.8 Especificaciones de barra del flujo de carga	32
2.1 Sistema de una fuente y una carga	39
2.2 Sistema de dos fuentes y una carga	42
2.3 Red con tres terminales junto al neutro	47
2.4 Sistema de transmisión de N-barras	50
3.1 Despacho económico con y sin factores de penalización	54
3.2 Despacho económico con factores de penalización renovado	55
3.3 Representación esquemática de relaciones de costo	56
3.4 Sistema de potencia con tres terminales	63
4.1 Sistema de dos nodos	73
4.2 Patrón de distribución de carga uniforme	77
4.3 Patrón de distribución de carga no-uniforme	78

5.1	Convergencia del método iterativo $X=F(X)$	92
5.2	Solución del flujo de carga por el método iterativo de Gauss	94
5.3	Sistema de potencia con tres barras	95
5.4	Factor de aceleración	97
5.5	Patrón de distribución de la carga en la S/E J	99
5.6	Caso de la oscilación superior	101
5.7	Caso de la oscilación inferior	103
5.8	Diagrama de flujo de la simulación digital	104
5.9	Diagrama de flujo de los factores incrementales de pérdida	107
5.10	Diagrama de flujo de los coeficientes cuadráticos	110
5.11	Diagrama de flujo de los coeficientes lineales	111
5.12	Diagrama de flujo del coeficiente constante	112
6.1	Diagrama de impedancia del sistema de prueba 1	118
6.2	Patrón de distribución de carga (sistema 1)	120
6.3	Programa de generación (sistema 1)	121
6.4	Coefficientes de pérdida (sistema 1)	125
6.5	Pérdidas totales (sistema 1)	129
6.6	Diagrama de impedancias del sistema de prueba 2	132
6.7	Patrón de distribución de carga (sistema 2)	134
6.8	Sistema nacional interconectado	140

INTRODUCCION

Las industrias de energía eléctrica tratan de obtener beneficio sobre el capital invertido y para ello realizan mucho esfuerzo en el análisis del costo del combustible y el desarrollo de unidades térmicas al igual que en los costos incrementales de combustible. El uso eficiente de los combustibles fósiles está creciendo en importancia no solo en cuanto se refiere a su valor económico sino también en cuanto a su valor ecológico, en vista de que el combustible fósil representa una fuente de energía no renovable. Además, al incremento periódico en los niveles de precio de los combustibles fósiles, se debe considerar el aumento de precio de la mano de obra, materiales y mantenimiento, todo lo cual acentúa el problema e incrementa su significado económico. Al operar un sistema para una condición dada de carga, debe determinarse la contribución de cada planta o planta generadora y, dentro de cada una de éstas, la de cada unidad, de tal forma que la energía suministrada sea mínima.

Con el desarrollo de los sistemas de potencia integrados y de interconexión, las operaciones de las industrias de energía eléctrica para propósito de un intercambio económico, es necesario que consideren no solamente los incrementos de combustibles sino también las pérdidas incrementales para una economía óptima. Las pérdidas eléctricas son económicamente importante en el despacho de generación, sin embargo,

esta importancia no es un patrimonio único de los valores de las pérdidas sino que es compartido con las derivadas de la pérdida total respecto a la salida de generación. Antes de la llegada de los grandes computadores digitales las pérdidas en función de la salida de plantas fueron tratadas por varios métodos, tales como el Método Tensor de Kirchmayer (4), el método exacto de Watson y Stadlin (5) y el método aproximado de Tudor y Lewis (7). Ahora con la posibilidad de disponer de dichos computadores, se ha logrado desarrollar este método que determina los coeficientes de pérdida y a través de ellos se puede expresar las pérdidas del sistema en función de la salida de plantas. Por medio del uso de la teoría del tensor, las pérdidas del sistema fueron expresadas en término de las salidas de plantas después de un número de asunciones hechas. Esta expresión primero desarrollada por E. E. George, tiene la siguiente forma:

$$PL = \sum_{m=1}^K \sum_{n=1}^K P_m B_{mn} P_n$$

donde PL es la pérdida total del sistema, K es el número de fuentes de generación del sistema, P_n y P_m son las salidas de plantas y B_{mn} son los coeficientes de la ecuación de pérdida de transmisión. En la aplicación de la ecuación de pérdida, los coeficientes B_{mn} son tratados como constantes. Las derivadas de la pérdida total respecto a la salida de planta pueden ser obtenidas por la diferenciación parcial directa de la expresión de la pérdida total.

Diferenciando la ecuación de transmisión, la siguiente expresión puede ser escrita:

$$\frac{\partial^2 PL}{\partial P_m \partial P_n} = 2 B_{mn}$$

Por lo tanto, si la segunda derivada parcial de la pérdida total del sistema respecto a la salida de planta puede ser determinada los coeficientes de pérdida serán conocidos.

Las pérdidas del sistema también pueden ser expresadas en función de las admitancias del sistema, magnitudes de los voltajes y ángulos de fase de los voltajes. Como se mostrará más adelante, la determinación de los coeficientes B depende de la expresión de los factores incrementales de pérdida de cualquier planta n, cuya expresión incluye derivadas parciales de la forma $\partial \theta_j / \partial P_n$ donde P_n es la salida de la planta n y θ_j es el ángulo de fase en la barra j. El número de tales derivadas involucradas en el cálculo del factor incremental de la planta n es igual al número de barras. Además, en vista de que los ángulos de fase de los voltajes no pueden ser expresados en función de la potencia generada de planta, la diferenciación directa es imposible. Un medio será discutido a través del cual es posible determinar cada uno de los términos $\partial \theta_j / \partial P_n$ de los datos obtenidos del estudio de flujo de carga.

1. ASPECTOS GENERALES

1.1. CARACTERISTICAS Y OPERACION ECONOMICA DE LAS PLANTAS DE GENERACION ELECTRICA.

El despacho económico más óptimo de un sistema de potencia se lo obtiene de la determinación del mínimo costo de generación que suministre energía a todas las cargas del sistema bajo la condición de que las pérdidas del sistema sean consideradas. La Ley de la conservación de la energía requiere que la suma de las salidas de las plantas menos las pérdidas del sistema sea igual a la potencia de carga total. La operación económica de un sistema es obtenido cuando el costo de producción el cual es definido como la suma del costo de combustible y los costos de trabajo, suministros y mantenimiento, es minimizado sujeto a las forzadas restricciones en el sistema de la Ley de Conservación de la Energía.

Los coeficientes de pérdidas (ó coeficientes B) son usados para determinar las pérdidas del sistema en el cálculo del Despacho Económico. La ecuación general de pérdida de transmisión expresada como una función de la potencia de generación y los coeficientes de pérdidas están dadas por:

$$PL = \sum_{m=1}^K \sum_{n=1}^K P_m B_{mn} P_n + \sum_{n=1}^K P_n B_{no} + B_{oo} \quad (1.1)$$

donde:	PL	= pérdida de la potencia real de transmisión
	Pm, Pn	= salidas de la potencia real de generación
	Bmn	= coeficientes cuadráticos de pérdidas
	Bno	= coeficientes lineales de pérdidas
	Boo	= coeficiente constante de pérdida

Observando la ecuación (1.1) podemos asegurar que cuando las pérdidas están dadas en función de los coeficientes B su expresión es muy simple y ofrece un método muy conveniente para poder realizar el Despacho Económico. Es decir, que en el cálculo del Despacho Económico de un sistema de potencia, los coeficientes B de la fórmula de pérdida tienen una de sus principales aplicaciones. De aquí se puede apreciar la necesidad de conocer a breves rasgos, lo que se define como Despacho Económico.

1.1.1 TIPOS DE GENERACION

La figura (1.1) ilustra la curva de carga diaria de un sistema de potencia, la carga base es suministrada por generadores que funcionan cercanas al 100% de su capacidad durante todo el día, normalmente unidades hidráulicas y nucleares caen en esta categoría teniendo que mantener su salida de MW a un nivel constante. La carga media está suministrada por generadores regulables que funcionan la mayor parte del día pero no a toda su capacidad, las unidades hidráulicas son las más convenientes pero cuando no se disponen de ellas pueden usarse unidades térmicas controlables. La carga pico es suministrada por

generadores que funcionan unas cuantas horas al día, generalmente son unidades térmicas. La capacidad de reserva está constituida por generadores de encendido rápido y funcionan cuando se presenta una emergencia imprevista.

El costo de energía expresado en centavos por MW-hora, varía ampliamente entre los diversos tipos de unidades. Mantener una apropiada mezcla de generación es el requerimiento más importante para un sistema de potencia. El éxito en la operación de un sistema de potencia depende en gran parte de la habilidad óptima para igualar la generación con la carga no solamente las 24 horas del día sino también durante todo el año.

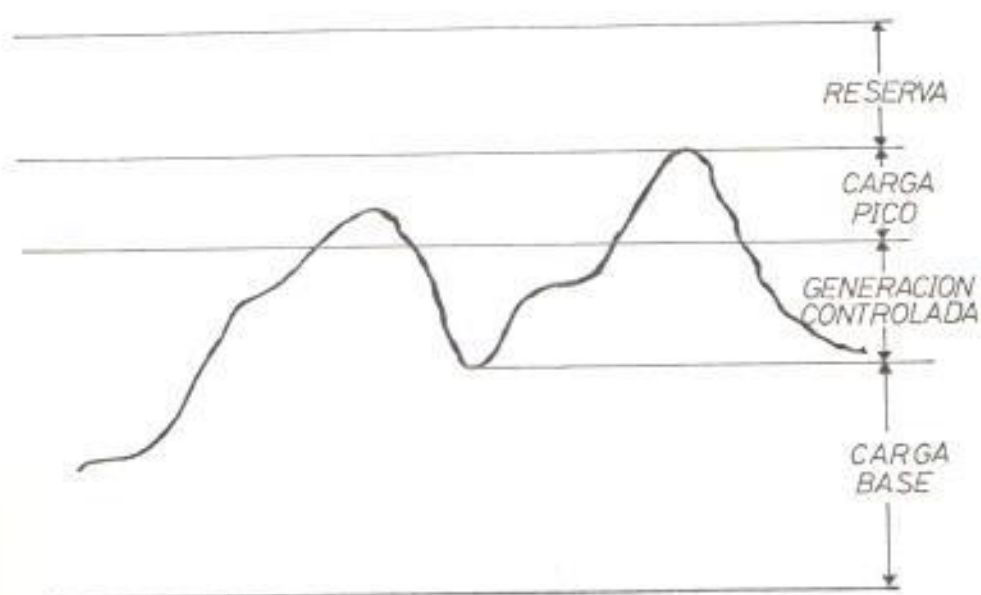


FIG. (1.1) DEMANDA TOTAL DEL SISTEMA

1.1.2 DESPACHO ECONOMICO ENTRE UNIDADES DE UNA MISMA CENTRAL

Para determinar la distribución económica de la carga entre las diversas unidades, el costo de operación de la unidad debe expresarse en términos de la salida de potencia. Toda nuestra energía eléctrica proviene de unidades hidráulicas y, en menor porcentaje de unidades térmicas. El costo de combustible es el factor principal en las plantas de combustibles fósiles, por lo tanto, el despacho económico basa su estudio sobre la economía de los combustibles considerando que los otros gastos que son función de la salida de potencia pueden incluirse en la expresión para el costo del combustible.

CARACTERISTICAS DE LAS UNIDADES TERMICAS.- En la definición de las características de las unidades térmicas, los siguientes términos serán usados:

H: entrada de calor a la unidad en BTU/hr (o MBTU/hr)

F: costo del combustible multiplicado por H en \$/hr

La figura (1.2) muestra las características de entrada-salida de una unidad térmica en forma idealizada. La entrada a la unidad mostrada sobre la ordenada puede estar en términos de los requerimientos de la energía calórica, esto es en millones de BTU por hora (MBTU/hr) o sino en términos del costo total por hora (\$/hr). La salida de la unidad mostrada en la abcisa es la salida eléctrica neta de la unidad en MW.

Los datos necesarios para obtener la característica de entrada-salida

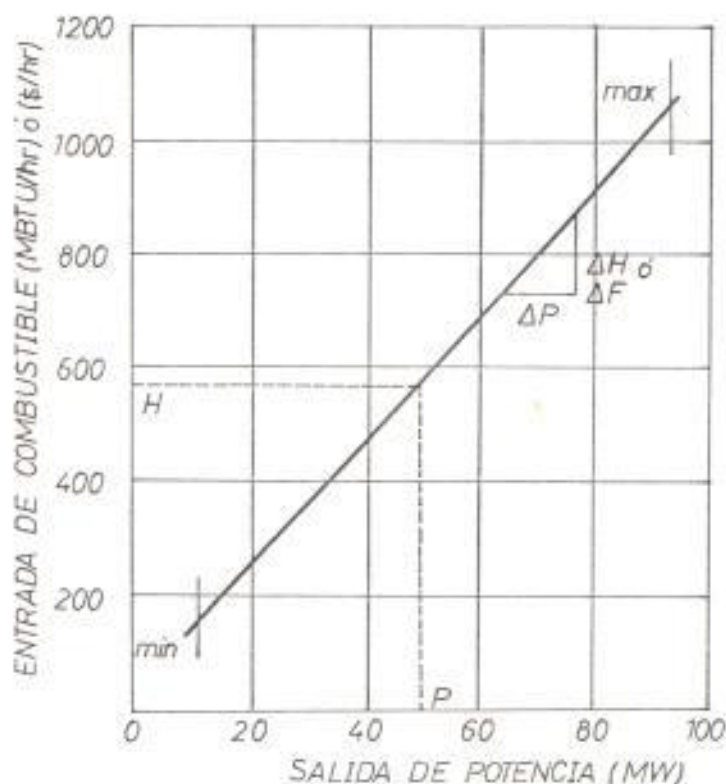


FIG. (1.2) CURVA DE ENTRADA-SALIDA

pueden ser obtenidos de los cálculos de diseño o sino de las pruebas de las tasas de calor hecha ya sea por el constructor de la unidad o por la compañía eléctrica. Generalmente se obtiene una curva polinomial de la siguiente forma:

$$H = a P_g^2 + b P_g + c \quad (\text{MBTU/hr}) \quad (1.2)$$

$$F = G \times H = A P_g^2 + B P_g + C \quad (\$/\text{hr}) \quad (1.3)$$

donde P_g es la potencia de generación en MW y G el costo del combustible en $\$/\text{MBTU}$.

La figura (1.3) es la característica de la tasa de calor de la unidad térmica, la cual es obtenida dividiendo la entrada con la correspondiente

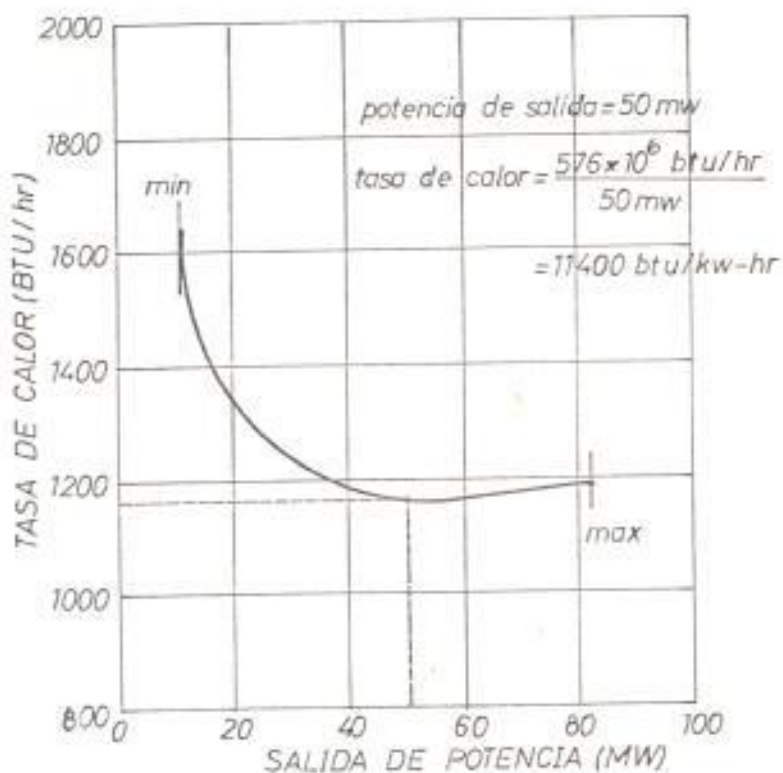


FIG. (1.3) CARACTERISTICA DE LA TASA DE CALOR

salida de la curva de la figura (1.2). Esta característica es H/P vs. P.

La figura (1.4) es la característica de la tasa incremental de combustible, la cual es definida como la relación entre el cambio en la entrada y el correspondiente cambio en la salidad de la figura (1.2). Esta característica puede ser $\Delta H / \Delta P$ vs. ΔP ó $\Delta F / \Delta P$ vs. ΔP . Como los cambios son muy pequeños, puede decirse que:

$$\text{Curva incremental de combustible} = d(\text{entrada}) / d(\text{salida})$$

La curva incremental de combustible es convertida a costo incremental de combustible, multiplicando la curva incremental de combustible en BTU/kw-hr por el costo de combustible en centavos/MBTU.

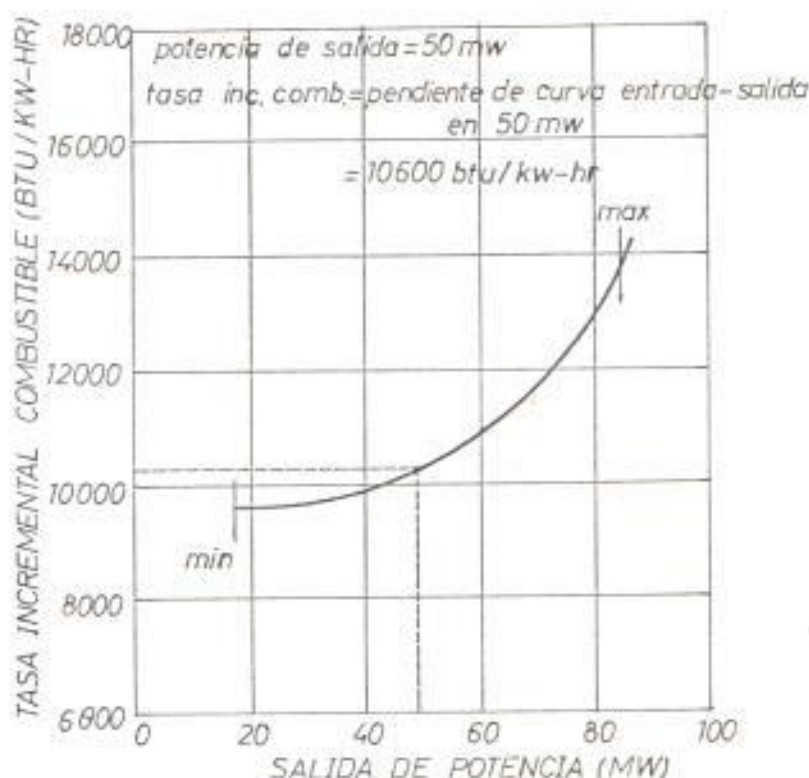


FIG. (1.4) CURVA TASA INCREMENTAL DE COMBUSTIBLE

El costo incremental de producción de una unidad está definido como la suma entre el costo incremental del combustible y los costos de trabajo, suministro y mantenimiento. En muchos sistemas, para propósito de Despacho Económico, el costo incremental de producción es asumido a ser igual al costo incremental de combustible.

EL PROBLEMA DEL DESPACHO ECONOMICO.— Con las definiciones anteriores podemos determinar el despacho más económico de generación. La figura (1.5) muestra la configuración que usaremos en esta sección. Este sistema consiste de K unidades térmicas de generación conectada a una simple barra infinita. La entrada a cada unidad mostrada como F_n representa la tasa de costo de cada unidad. La salida de cada unidad

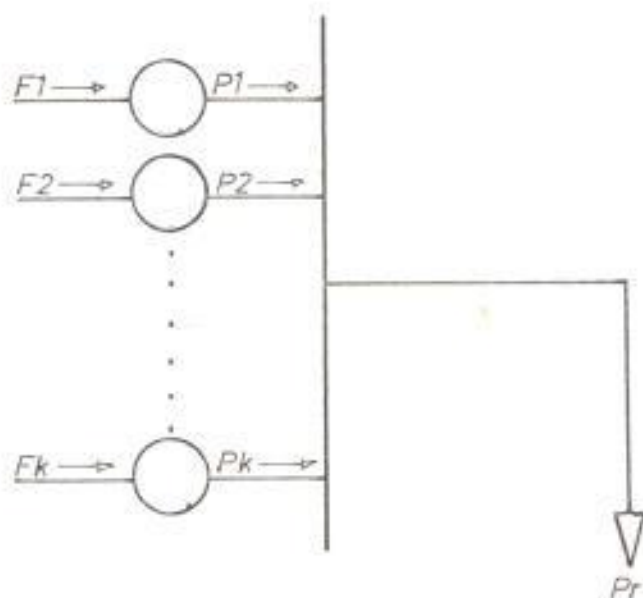


FIG. (1.5) CENTRAL DE K UNIDADES TERMICAS

P_n es la potencia eléctrica generada por cada unidad particular. La tasa de costo total de este sistema es por supuesto, la suma de los costos de cada una de las tasas individual. La condición esencial de operación de este sistema es que la suma de la potencia de salida debe ser igual a la carga demandada.

Sea una central de K unidades térmicas, tenemos:

$$F_t = F_1 + F_2 + \dots + F_k = \sum_{n=1}^K F_n \quad (1.4)$$

$$P_r = P_1 + P_2 + \dots + P_k = \sum_{n=1}^K P_n \quad (1.5)$$

donde F_t es el costo total del combustible de las centrales y P_r es la

potencia total de las centrales transferibles al sistema. Es deseable para un despacho económico óptimo que F_t sea mínimo para una carga dada P_r . Aplicando el método de Multiplicadores de Lagrange, la ecuación de ligadura está dada por:

$$\Psi(P_1, P_2, \dots, P_k) = \sum_{n=1}^K P_n - P_r = 0 \quad (1.6)$$

Entonces el costo mínimo está dado cuando $\partial F / \partial P_n = 0$, donde $F = F_t - \lambda \Psi$ es la función de Lagrange y λ es el multiplicador de Lagrange:

$$\begin{aligned} \frac{\partial F}{\partial P_n} &= \frac{\partial F_t}{\partial P_n} - \lambda \frac{\partial \Psi}{\partial P_n} = 0 \\ \frac{\partial F}{\partial P_n} &= \frac{\partial F_t}{\partial P_n} - \lambda \frac{\partial}{\partial P_n} \left[\sum_{n=1}^K P_n - P_r \right] = 0 \\ \frac{\partial F_t}{\partial P_n} &= \lambda \end{aligned}$$

pero
$$\frac{\partial F_t}{\partial P_n} = \frac{\partial}{\partial P_n} \left(\sum_{n=1}^K F_n \right) = \frac{\partial F_n}{\partial P_n} = \frac{dF_n}{dP_n} \quad (1.7)$$

entonces
$$\frac{dF_n}{dP_n} = \lambda \quad (1.8)$$

Esto es, la condición necesaria para la existencia de un costo mínimo de operación para la central es que la tasa del costo incremental de todas las unidades sea igual al mismo valor indeterminado λ . Por supuesto, a esta condición necesaria debemos adicionarle la ecuación de ligadura donde la suma de las salidas de potencia debe ser igual a la potencia demandada por la carga. En adición, existen 2 desigualdades, las cuales deben ser satisfechas por cada una de las unidades. Esto

es, la salida de potencia de cada unidad debe ser mayor que ó igual a la potencia mínima permitida y también debe ser menor que ó igual a la potencia máxima permitida de la unidad en particular.

Estas condiciones y desigualdades pueden ser resumidas como se muestra en el siguiente conjunto de ecuaciones:

$$\begin{aligned} \frac{dF_n}{dP_n} &= \lambda && \text{para } P_{n,\min} < P_n < P_{n,\max} \\ \frac{dF_n}{dP_n} &\leq \lambda && \text{para } P_n = P_{n,\max} \\ \frac{dF_n}{dP_n} &\geq \lambda && \text{para } P_n = P_{n,\min} \end{aligned} \quad (1.9)$$

1.1.3 SISTEMA DE POTENCIA CON PERDIDA DE TRANSMISION

Cuando es necesario transmitir energía eléctrica a largas distancias o a una vasta área de densidad relativamente baja de carga, las pérdidas de transmisión pueden en casos extremos medir de un 15 ó 20 por ciento de la carga total. Al determinar la distribución económica de las cargas entre centrales nos encontramos con la necesidad de considerar las pérdidas de transmisión, por cual no podemos hacer uso de la simple fórmula de igual costo incremental (1.8). Para coordinar las pérdidas de transmisión con el problema de distribución económica de carga, es preciso que expresemos la pérdida total de potencia por transmisión de un sistema en función de la salida de potencia de las centrales.

Las pérdidas de las líneas de transmisión en función de las salidas de planta, como posteriormente demostraremos, está dada por la ecuación (1.1) dada anteriormente. Esta expresión se la denomina la Ecuación General de Pérdida de Transmisión.

Las coeficientes B son constantes solamente si las tensiones en las barras y los factores de potencia de la central se mantienen invariables. Afortunadamente, el uso de valores constantes para los coeficientes B en la ecuación general de pérdida proporciona resultados razonablemente exactos si los coeficientes se calculan para unas condiciones medias de funcionamiento y no se producen diferencias de cargas excesivas entre las centrales o la carga total.

1.1.4 DESPACHO ECONOMICO ENTRE VARIAS CENTRALES

La figura (1.6) muestra simbólicamente todo el sistema de generación térmico de potencia conectado a una barra de carga equivalente a través de una red de transmisión. El problema de despacho económico asociado con esta particular configuración es ligeramente más complicado que el caso previo. Esto es debido a que la ecuación de ligadura de ahora debemos incluir las pérdidas de la red. La función objetivo F_t , es la misma que se definió en la ecuación (1.4). Sin embargo, la ecuación de ligadura previamente mostrada en la ecuación (1.6) debe ser expandida de la siguiente manera:

$$\Psi(P_1, P_2, \dots, P_k) = \sum_{n=1}^K P_n - P_L - P_r = 0 \quad (1.10)$$

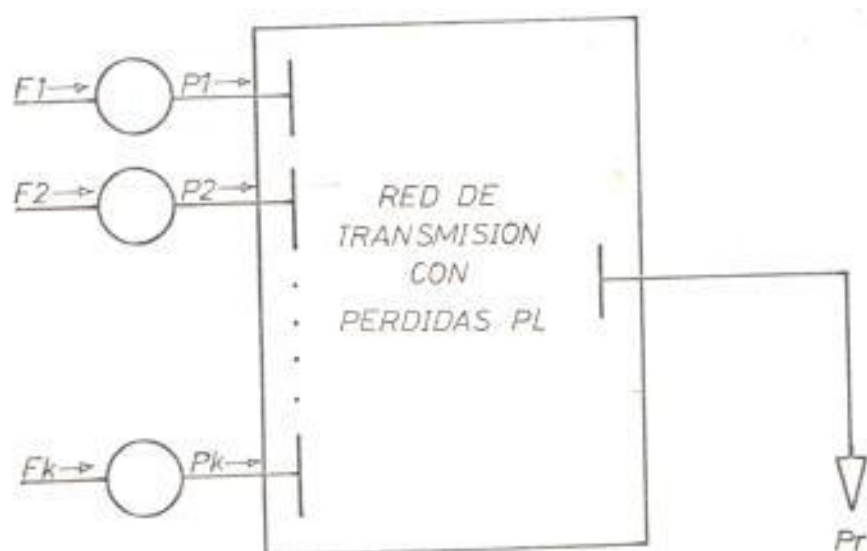


FIG. (1.6) SISTEMA CON K UNIDADES TERMICAS

Debe recordarse que las pérdidas en la red de transmisión, PL , es una función de las impedancias de la red y de las corrientes que fluyen dentro de la red. Para nuestro propósito aquí las corrientes serán consideradas solamente una función de la salida de potencia P_n y de la carga P_r . El mismo procedimiento es seguido en sentido formal para establecer las condiciones necesarias para la solución del mínimo costo de operación:

$$\frac{\partial F}{\partial P_n} = \frac{\partial F_t}{\partial P_n} - \lambda \frac{\partial \Psi}{\partial P_n} = 0$$

$$\frac{\partial F}{\partial P_n} = \frac{\partial F_t}{\partial P_n} - \lambda \frac{\partial}{\partial P_n} \left[\sum_{n=1}^K P_n - P_r - PL \right] = 0$$

$$\frac{\partial Ft}{\partial Pn} + \lambda \frac{\partial PL}{\partial Pn} = \lambda \quad (1.11)$$

de acuerdo con la ecuación (1.7), la ecuación (1.11) queda así:

$$\frac{dFn}{dPn} + \lambda \frac{\partial PL}{\partial Pn} = \lambda \quad (1.12)$$

reagrupando y definiendo el término $L_n = \frac{1}{1 - (\partial PL / \partial Pn)}$ (1.13)

donde L_n se denomina el factor de penalización de la central n , la ecuación (1.12) queda así:

$$\frac{dFn}{dPn} L_n = \lambda \quad (1.14)$$

Esto es, la condición necesaria para la existencia de un costo mínimo de operación para un sistema de varias centrales es que el producto de la tasa del costo incremental por el factor de penalización de todas las centrales sea igual al mismo valor indeterminado λ .

1.2 ESTUDIO DEL FLUJO DE CARGA *

La información que se obtiene de un estudio de flujo de carga es, normalmente, flujos de potencia en las líneas de transmisión y voltaje en las barras para un determinado sistema de potencia sujeto a la capacidad de regulación de generadores, capacitores y transformadores. También da información adicional respecto a la generación de oscilación y ángulos de fase de las barras, por lo cual, el estudio de flujo de carga se nos presenta como la herramienta ideal para poder determinar

los coeficientes. El método que se usará para encontrar los coeficientes de pérdidas o coeficientes B, se basa en la evaluación de términos cuya forma es $\partial \Theta_j / \partial P_n$, donde Θ_j es el ángulo de fase del voltaje en la barra j y P_n es la potencia de oscilación en la barra n. La determinación de los términos $\partial \Theta_j / \partial P_n$ por medios analíticos es imposible. No se puede expresar los ángulos de fase del voltaje en función de las salidas de planta, por lo cual nos obliga a obtener estos términos por medio de la simulación en un computador digital utilizando el estudio de flujo de carga. Por lo expuesto es necesario tener una idea de lo que se define como el flujo de carga y su solución a través de las técnicas iterativas de Gauss - Seidel y Newton Raphson.

1.2.1 ECUACIONES DEL SISTEMA DE POTENCIA

La ecuación que describe el desarrollo de una red de un sistema de potencia usando el marco de barra de referencia, en forma de admitancia, es:

$$\underline{I} \text{ barra} = \underline{Y} \text{ barra} \underline{E} \text{ barra}$$

donde: $\underline{I} \text{ barra}$: vector corriente de barra
 $\underline{Y} \text{ barra}$: matriz admitancia del sistema
 $\underline{E} \text{ barra}$: vector voltaje de barra

en la matriz admitancia de barra están incluidos los efectos de los elementos en paralelo. La potencia compleja en cualquier barra p, en función de la corriente y voltaje, es:

$$P_p - jQ_p = E_p^* I_p \quad (1.16)$$

donde: P_p : potencia real en la barra p
 Q_p : potencia reactiva en la barra p
 E_p^* : voltaje conjugado en la barra p
 I_p : corriente inyectada a la barra p

La corriente en la barra p, si todos los elementos están incluidos en la matriz de parámetros, es:

$$I_p = \frac{P_p - jQ_p}{E_p^*} \quad (1.17)$$

De acuerdo con la Ley de Corriente de Kirchoff, la corriente inyectada en la barra p en un sistema de N barras, como el mostrado en la figura (1.17), está dada por:

$$I_p = \sum_{q=1}^N I_{pq} \quad (1.18)$$

donde $I_{pq} = I'_{pq} + I_{p0}$

Después que la solución iterativa de voltajes de barra es terminada, los flujos de líneas deben ser determinados. La corriente en la línea que conecta la barra p con la barra q, es:

$$I_{pq} = (E_p - E_q) Y_{pq} + E_p \frac{y'_{pq}}{2} \quad (1.19)$$

donde Y_{pq} es la admitancia serie de la línea que une la barra p con la barra q y y'_{pq} es la admitancia en paralelo de la línea de carga.

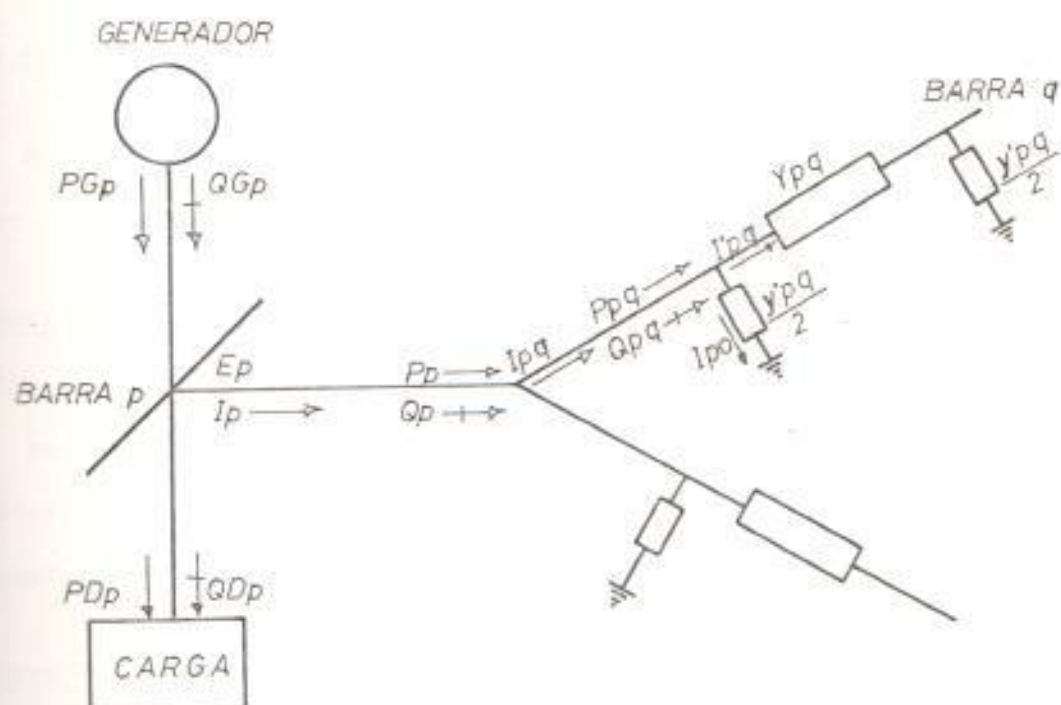


FIG. (1.7) SECCION ELEMENTAL DE UN SISTEMA

El flujo de potencia real y reactiva que fluye desde la barra p a la barra q es:

$$P_{pq} - jQ_{pq} = E_p^* (E_p - E_q) Y_{pq} + E_p^* E_p \frac{y'_{pq}}{2} \quad (1.20)$$

Similarmente, el flujo de potencia real y reactiva que fluye desde la barra q a la barra p es:

$$P_{qp} - jQ_{qp} = E_q^* (E_q - E_p) Y_{pq} + E_q^* E_q \frac{y'_{pq}}{2} \quad (1.21)$$

La pérdida de potencia en la línea p-q es la suma algebraica del flujo de potencias determinadas por las ecuaciones (1.20) y (1.21).

1.2.2 DEPENDENCIA DEL PROCESO COMPUTACIONAL EN BASE AL TIPO DE BARRA

En un sistema de potencia podemos encontrar 3 tipos de barras, a saber:

- a. Barra de referencia.- También llamada barra oscilante. Para este tipo de barra se conoce la magnitud y el ángulo de fase del voltaje y se desconoce la potencia de generación activa y reactiva. La solución iterativa del flujo de carga da el valor de la potencia compleja de generación.
- b. Barra de carga.- En este tipo de barra, la magnitud y el ángulo de fase del voltaje son desconocidos. Así los cálculos son

TIPO DE BARRA	P	Q	E	θ	COMENTARIO
CARGA	✓	✓			Usual representación de la carga
VOLTAJE CONTROLADO	✓		✓		Asume que E se mantiene constante sin importarle el valor de Q
GENERADOR o CONDENSADOR SINCRONO	✓		✓ $Q^- < Q$ $Q^+ > Q$		Generador ó condensador sincrónico tiene límites variables ($P=0$). Q^- límite var mínimo Q^+ límite var máximo
	✓	✓ $Q > Q^-$ $Q < Q^+$			E es mantenido si Q se encuentra dentro de los límites
REFERENCIA u OSCILANTE			✓	✓	'Barra oscilante' debe ajustar la potencia neta para mantener el voltaje constante (esencial para la solución). Genera potencia de pérdida.

FIG. (1.8) ESPECIFICACIONES DE BARRA DEL FLUJO DE CARGA

desarrollados para renovar los valores de magnitud y fase del voltaje de barra.

c. Barra de voltaje controlado.- En este tipo de barra conocemos la magnitud pero desconocemos el ángulo de fase del voltaje. Así se deben renovar los valores del ángulo de fase del voltaje de barra. Además como desconocemos el valor de la generación reactiva debemos calcularla en cada iteración por medio de la ecuación (1.16) y tratar de lograr que se encuentre dentro de los límites reactivos.

Las especificaciones de barras mencionadas pueden ser resumidas en la fig. (1.8).

Las cantidades revisadas son las condiciones límites de barra.

1.2.3 METODO ITERATIVO DE GAUSS - SEIDEL

La solución al problema de flujo de carga es iniciado asumiendo voltajes para todas las barras excepto la barra oscilante s , donde el voltaje es especificado y mantenido fijo. Entonces las corrientes son calculadas para todas las barras, excepto en la barra oscilante s , a través de la ecuación de carga:

$$I_p = \frac{P_p - jQ_p}{E_p^*} \quad p = 1, 2, \dots, N; p \neq s \quad (1.22)$$

donde N es la cantidad de barras en la red.

El desarrollo de la red puede ser obtenido de la ecuación (1.15).

Seleccionando la tierra como barra de referencia, un conjunto de $N-1$ ecuaciones simultáneas pueden ser escritas en la forma:

$$E_p = \frac{1}{Y_{pp}} \left(I_p - \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^N Y_{pq} E_q \right) \quad p = 1, 2, \dots, N; p \neq s \quad (1.23)$$

donde $Y_{pq} = Y_{qp}$ son las admitancias mutuas de las líneas $p - q$ y Y_{pp} es la admitancia propia de barra. Sustituyendo la ecuación (1.22) en la ecuación (1.23) tenemos:

$$E_p^{k+1} = \frac{1}{Y_{pp}} \left(\frac{P_p - jQ_p}{(E_p^*)^k} - \sum_{q=1}^{p-1} Y_{pq} E_q^{k+1} - \sum_{q=p+1}^N Y_{pq} E_q^k \right) \quad p = 1, 2, \dots, N; p \neq s \quad (1.24)$$

donde E^{k+1} es el nuevo voltaje y E^k es el voltaje de la iteración anterior. El nuevo voltaje E^{k+1} será usado para recalcular otro nuevo voltaje. El proceso continúa hasta que los cambios en todos los voltajes de barra sean imperceptibles.

1.2.4 METODO ITERATIVO DE NEWTON RAPHSON

El problema de flujo de carga puede también ser resuelto por el método iterativo de Newton Raphson usando un conjunto de ecuaciones no-lineales para expresar las potencias especificadas real y reactivas en término de voltajes de barra.

La potencia compleja en la barra p es:

$$P_p - jQ_p = E_p^* I_p$$

Sustituyendo la ecuación de desarrollo de red (1.15) por I_p , tenemos:

$$P_p - jQ_p = E_p^* \sum_{q=1}^N Y_{pq} E_q \quad (1.25)$$

Como $E_p = e_p + jf_p$ y $Y_{pq} = G_{pq} - jB_{pq}$, tenemos:

$$P_p = \sum_{q=1}^N [e_p (e_q G_{pq} + f_q B_{pq}) + f_p (f_q G_{pq} - e_q B_{pq})] \quad (1.26)$$

$$Q_p = \sum_{q=1}^N [f_p (e_q G_{pq} + f_q B_{pq}) + e_p (f_q G_{pq} - e_q B_{pq})] \quad (1.27)$$

De esta manera las ecuaciones (1.26) y (1.27) forman un conjunto de ecuaciones simultáneas no-lineales. Las potencias P_p y Q_p son conocidas y las componentes del voltaje e_p y f_p son las incógnitas, para todas las barras excepto la barra oscilante s donde el voltaje es especificado y permanentemente fijo. Así un conjunto de $2(N-1)$ ecuaciones deben ser resueltas para la solución del flujo de carga.

El método de Newton Raphson requiere que un conjunto de ecuaciones lineales sean formadas en forma matricial expresando las relaciones entre el cambio en la potencia real y reactiva y el cambio de las componentes real e imaginaria del voltaje de barra como sigue:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_{n-1} \\ \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_{n-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \partial P_1 / \partial e_1 & \dots & \partial P_1 / \partial e_{n-1} & \partial P_1 / \partial f_1 & \dots & \partial P_1 / \partial f_{n-1} \\ \partial P_2 / \partial e_1 & \dots & \partial P_2 / \partial e_{n-1} & \partial P_2 / \partial f_1 & \dots & \partial P_2 / \partial f_{n-1} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \partial P_{n-1} / \partial e_1 & \dots & \partial P_{n-1} / \partial e_{n-1} & \partial P_{n-1} / \partial f_1 & \dots & \partial P_{n-1} / \partial f_{n-1} \\ \hline \partial Q_1 / \partial e_1 & \dots & \partial Q_1 / \partial e_{n-1} & \partial Q_1 / \partial f_1 & \dots & \partial Q_1 / \partial f_{n-1} \\ \partial Q_2 / \partial e_1 & \dots & \partial Q_2 / \partial e_{n-1} & \partial Q_2 / \partial f_1 & \dots & \partial Q_2 / \partial f_{n-1} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \partial Q_{n-1} / \partial e_1 & \dots & \partial Q_{n-1} / \partial e_{n-1} & \partial Q_{n-1} / \partial f_1 & \dots & \partial Q_{n-1} / \partial f_{n-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta e_1 \\ \Delta e_2 \\ \vdots \\ \Delta e_{n-1} \\ \Delta f_1 \\ \Delta f_2 \\ \vdots \\ \Delta f_{n-1} \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta e \\ \Delta f \end{bmatrix} \quad (1.28)$$

Donde la matriz de coeficiente es la matriz Jacobiana cuyos términos están dados por:

Elementos no diagonal de J_1 : $\frac{\partial P_p}{\partial e_q} = e_p G_{pq} - f_p B_{pq} \quad q \neq p$

Elementos diagonal de J_1 : $\frac{\partial P_p}{\partial e_p} = 2e_p G_{pp} + \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^N (e_q G_{pq} + f_q B_{pq})$

Elementos no diagonal de J_2 : $\frac{\partial P_p}{\partial f_q} = e_p B_{pq} + f_p G_{pq} \quad q \neq p$

Elementos diagonal de J_2 : $\frac{\partial P_p}{\partial f_p} = 2f_p G_{pp} + \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^N (f_q G_{pq} - e_q B_{pq})$

Elementos no diagonal de J_3 : $\frac{\partial Q_p}{\partial e_p} = e_p B_{pq} + f_p G_{pq} \quad q \neq p$

Elementos diagonal de J_3 : $\frac{\partial Q_p}{\partial e_p} = 2e_p B_{pp} - \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^N (f_q G_{pq} - e_q B_{pq})$

Elementos no diagonal de J_4 : $\frac{\partial Q_p}{\partial f_q} = -e_p G_{pq} + f_p B_{pq} \quad q \neq p$

Elementos diagonal de $J_4: \frac{\partial Q_p}{\partial f_p} = 2f_p B_{pp} + \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^N (e_q G_{pq} + f_q B_{pq})$

Dado un conjunto inicial de voltajes de barra, las potencias real y reactiva son calculadas a través de las ecuaciones (1.26) y (1.27). Los cambios en las potencias son las diferencias entre los valores especificados y calculados.

$$\Delta P_p^k = P_p \text{ (especificado)} - P_p^k$$

$$\Delta Q_p^k = Q_p \text{ (especificado)} - Q_p^k \quad p = 1, 2, \dots, N-1$$

Los voltajes de barra estimado y las potencias calculadas son usadas para determinar los elementos de la matriz Jacobiana. El conjunto lineal de la ecuación (1.28) puede ser resuelta para Δe_p y Δf_p , $p = 1, 2, \dots, N-1$. Entonces los nuevos voltajes estimados para los voltajes de barra son:

$$e_p^{k+1} = e_p^k + \Delta e_p^k$$

$$f_p^{k+1} = f_p^k + \Delta f_p^k$$

Este proceso es repetido hasta que ΔP_p^k y ΔQ_p^k para todas las barras estén dentro de la tolerancia especificada.

2. PERDIDAS DE TRANSMISION EN LOS SISTEMAS DE POTENCIA

Las pérdidas de potencia en las líneas de transmisión se originan, como mencionamos anteriormente, cuando se transfiere energía a distancias relativamente grande o a áreas de densidad relativamente baja de cargas. Existen diversas formas para determinar las pérdidas totales en los sistemas de potencia pero para nuestro análisis consideraremos solamente 2 métodos: a) método de marco de referencia, b) método basado en admitancias y voltajes de barras.

El método de marco de referencia, el cual expresa la pérdida total del sistema en función de las potencias de generación y de los coeficientes de pérdida, se lo desarrolla con la finalidad de demostrar la familiar forma cuadrática de la ecuación de pérdida simplificada, desarrollada primero por E.E. George, esto es:

$$PL = \sum_{m=1}^k \sum_{n=1}^k P_m B_{mn} P_n \quad (2.1)$$

donde sus términos ya fueron definidos en la sección 1.1.

El método basado en las admitancias y voltajes de barras del sistema se lo desarrolla con la finalidad de tener una expresión de la pérdida total del sistema que está dada en función de las admitancias y voltajes de barras. Esta expresión será de gran importancia porque a partir de ella se desarrollará el método para poder determinar los buscados coeficientes de pérdida o coeficientes B.

2.1 FORMULA DE PERDIDA DE TRANSMISION EN BASE A LA PRODUCCION CENTRAL

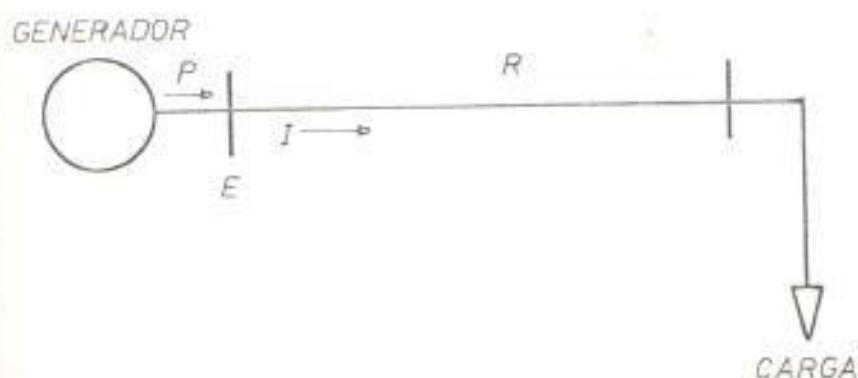


FIG. (2.1) SISTEMA DE UNA FUENTE Y UNA CARGA

En esta sección consideraremos el sistema elemental de la fig. (2.1), donde una planta de generación suministra corriente I a la carga a través de una línea simple de resistencia R .

Para este sistema, la pérdida de potencia en la línea simple, considerando todas las cantidades sobre una misma base, es:

$$PL = I^2 R \quad (2.2)$$

Esta podría ser una fórmula de pérdida satisfactoria excepto que: primero, es usualmente más deseable expresar la salida de planta en términos de potencia que de corriente para propósito de despacho de

generación y determinación de costo de producción, y segundo, si un sistema es más complicado que el elemental de la fig. (2.1) llegará a ser laborioso y lento determinar las corrientes en las varias ramas del sistema y hacer la sumatoria de las pérdidas $I^2 R$. En efecto, si las pérdidas del sistema para muchas condiciones de generación es requerida, el método de la sumatoria es prohibitivo.

Puede observarse de manera casual que, subsecuentemente a la concepción original de E.E. George de la fórmula de pérdida total del sistema en términos de potencia, una fórmula en término de corriente de salida de planta ha sido desarrollada para vencer la segunda limitación y ofrece la ventaja de no requerir que el factor de potencia de planta permanezca fijo. Sin embargo, la fórmula de pérdida en forma de corriente no encuentra amplio uso debido a la primera limitación.

Si las pérdidas van a ser expresadas en forma de potencia en lugar de corriente, entonces la constante R de la ecuación (2.2) debe ser reemplazada por otra constante que tomara en consideración el hecho de que la corriente está determinada no solamente por la cantidad de potencia que está siendo enviada por la línea, sino también por el voltaje y el factor de potencia de la barra de la cual está siendo transmitida. Recordando que:

$$I = \frac{P}{E (f.p.)} \quad (2.3)$$

donde $f.p.$ es el factor de potencia de barra, y sustituyendo en la

ecuación (2.2), la fórmula de pérdida en término de potencia es:

$$PL = P B \quad (2.4)$$

$$B = \frac{R}{E^2 (f.p.)^2} \quad (2.5)$$

La ecuación (2.4) es la convencional fórmula de pérdida en forma de potencia para el sistema elemental de la fig. (2.1). En efecto, la ecuación (2.1) viene a ser la ecuación (2.4) para el caso de un sistema con una sola fuente. Cuando se considera un sistema con más de una fuente, el análisis es más complicado y para ello utilizaremos el método denominado Marco de Referencia dado a continuación:

2.1.1 METODO DE MARCO DE REFERENCIA

Cuando una carga simple es alimentada desde dos fuentes como muestra la fig. (2.2), la determinación de las constantes B es ligeramente más complicado que el caso previo, debido a que la salida de cada planta fluye sobre un circuito común durante una parte de su camino a la carga. Si no existiera camino común y las cargas estuvieran ubicadas en la unión común, la fórmula de pérdida para el sistema podría ser simplemente la suma de dos expresiones similar a la ecuación (2.4), cada una involucrando su planta común y el circuito asociado.

La pérdida total del sistema de la fig. (2.2) de tres terminales es:

$$PL = I_1^2 R_a + I_2^2 R_b + (I_1 + I_2)^2 (R_c + R_{LL}) \quad (2.6)$$



FIG. (2.2) SISTEMA DE DOS FUENTES Y UNA CARGA

Expandingo y reagrupando términos, tenemos:

$$P_L = I_1^2 (R_a + R_c + R_{LL}) + 2I_1 I_2 (R_c + R_{LL}) + I_2^2 (R_b + R_c + R_{LL}) \quad (2.7)$$

Resistencias propias y mutuas.— En las redes que consisten de más de tres terminales, la resistencia correspondiente a R_a , R_b y R_c no pueden ser medidas debido a que el punto de inicio es indeterminado. Por lo tanto las redes son usualmente definidas por sus resistencias propias y mutuas. La resistencia propia de la fuente 1 es la componente del voltaje en la planta 1 en fase con la unidad de corriente fluyendo de la planta 1 a la barra de referencia, y es designada como R_{11} , en este ejemplo, es $R_a + R_c$. Similarmente la resistencia propia de la planta 2 es $R_{22} = R_b + R_c$.

La resistencia mutua entre la planta 1 y la planta 2 es la componente del voltaje que aparece en la planta 2 en fase con la unidad de corriente que fluye de la planta 1 a la barra de referencia, esta es designada como $R_{12} = R_c$. Similarmente la resistencia mutua entre la planta 2 y la planta 1 es la componente del voltaje que aparece en la planta 1 cuando la unidad de corriente fluye de la planta 2 a la barra de referencia, esta es designada como $R_{21} = R_c = R_{12}$.

$$\begin{aligned}
 \text{Resumiendo:} \quad R_{11} &= R_a + R_c \\
 R_{12} &= R_{21} = R_c \\
 R_{22} &= R_b + R_c
 \end{aligned}
 \tag{2.8}$$

Estas resistencias pueden representarse en forma matricial:

$$R_{mn} = \begin{bmatrix} R_a + R_c & R_c \\ R_c & R_b + R_c \end{bmatrix}
 \tag{2.9}$$

Barra de referencia.- La barra de referencia a la cual todos los voltajes y corrientes están referidas cuando las mediciones de resistencia propia y mutua son hechas, puede ser cualquiera del sistema. Sin embargo, la barra elegida está frecuentemente cerca del centro del sistema, junto al punto de carga equivalente del sistema, y tal vez en una barra tal que el sistema podría ser dividido en esa barra de tal manera que subsecuentes cambios en el sistema sobre un lado de la barra no afecta a la resistencia propia y mutua sobre el otro lado.

2.1.2 CALCULO DE LA MATRIZ DE PERDIDA

En la sección precedente hemos logrado definir los términos de resistencias propias y mutuas, gracias al método de marco de referencia que en definitiva lo que hace es transformar la red original en otra red equivalente, con lo cual estamos en capacidad de encontrar los coeficientes de pérdida. Expresando las resistencias del sistema original de la ecuación (2.7) en términos de las resistencias propias y mutuas del sistema equivalente de la ecuación (2.8), la fórmula de pérdida en forma de corriente es obtenida:

$$P_L = I_1^2 (R_{11} + R_{LL}) + 2I_1 I_2 (R_{12} + R_{LL}) + I_2^2 (R_{22} + R_{LL}) \quad (2.10)$$

utilizando las relaciones entre las resistencias del sistema y las constantes B de la ecuación (2.5), tenemos:

$$B_{11} = \frac{R_{11} + R_{LL}}{2} \quad E_1 \text{ (f.p.1)}$$

$$B_{12} = \frac{R_{12} + R_{LL}}{E_1 E_2 \text{ (f.p.2) (f.p.1)}} \quad (2.11)$$

$$B_{22} = \frac{R_{22} + R_{LL}}{2} \quad E_2 \text{ (f.p.2)}$$

La ecuación de pérdida total en forma de potencia, para el sistema, en la ecuación (2.10) es:

$$P_L = P_1^2 B_{11} + 2 P_1 P_2 B_{12} + P_2^2 B_{22} \quad (2.12)$$

Esta es la fórmula de pérdida para el elemental sistema de 2 fuentes y una carga de la fig. (2.2). Frecuentemente escrita en forma abreviada, para un número k de fuente, es:

$$PL = \sum_{m=1}^k \sum_{n=1}^k P_m B_{mn} P_n$$

Las ecuaciones (2.11) contienen términos adicionales cuando están involucradas más de una carga.

La forma matricial de la ecuación de pérdida de transmisión es:

$$PL = \underline{P}^t B \underline{P} \quad (2.13)$$

en la que, para un total de k fuentes, tenemos:

$$\underline{P} = \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ P_k \end{bmatrix} \quad \text{y } B = \begin{bmatrix} B_{11} & B_{12} & \dots & B_{1k} \\ B_{21} & B_{22} & \dots & B_{2k} \\ \cdot & \cdot & & \cdot \\ \cdot & \cdot & & \cdot \\ B_{k1} & B_{k2} & \dots & B_{kk} \end{bmatrix}$$

Significado de las constantes.— Las constantes B que representan la fórmula de pérdida pueden ahora ser vistas en las ecuaciones (2.11), ellas son simplemente las resistencias propias y mutuas entre las fuentes y el punto de carga equivalente, modificada por los voltajes y factores de potencia de las fuentes.

El significado del término RLL puede ser considerado como la resistencia entre la barra de referencia y la barra de carga equivalente. Si fuera posible elegir la barra de carga equivalente como la barra de referencia, como podría ser en este caso elemental,

ELL podría ser igual a cero, y podría no aparecer en las ecuaciones (2.11). En la práctica, la determinación de la barra de carga equivalente requiere considerable cálculo.

Un análisis dimensional de la ecuaciones (2.12) muestra que si P está en MW la dimensión de la constante B es MW^{-1} .

El caso de varias cargas.- Si consideramos un sistema con varias fuentes que alimenta a una simple carga por diversos caminos las resistencias propias y mutuas pueden ser obtenidas siguiendo un proceso similar al utilizado en el caso previo para determinar las ecuaciones (2.11). Sin embargo, si existe más de una carga, entonces el proceso matemático debe ser llevado a cabo a través de la conversión de las varias cargas a una simple carga equivalente y al mismo tiempo convertir las diversas resistencias de rama en diversas resistencias propias y mutuas. Este proceso obliga a que se consideren ciertas hipótesis para poder determinar las constantes B, lo cual induce a tomar algunas restricciones aparentemente severas en las operación de un sistema de potencia. Estas hipótesis son:

- a. La corriente de carga equivalente en cualquier barra es una fracción compleja constante de la corriente total de la carga equivalente, es decir que las cargas son conformes.
- b. La magnitud de los voltajes de barra de generación son asumidos a permanecer fijos.

Asumiendo que la dirección positiva de la corriente es entrando en la red en todos los terminales, las ecuaciones de corriente para cada nodo son:

$$\begin{aligned} I_1 &= Y_{11} E_1 - Y_{12} E_2 - Y_{13} E_3 \\ I_2 &= -Y_{21} E_1 + Y_{22} E_2 - Y_{23} E_3 \\ I_3 &= -Y_{31} E_1 - Y_{32} E_2 + Y_{33} E_3 \end{aligned} \quad (2.14)$$

donde I está definida como el fasor corriente de entrada en cada nodo, E el voltaje a neutro en cada nodo y Y la admitancia de la red. Las Y son definidas como sigue:

$$Y_{pq} = Y_{qp} = y_{pq} \quad (2.15)$$

es la admitancia mutua siendo, equivalente y_{pq} la cual es la admitancia serie de la línea conectada directamente entre los nodos p y q .

$$Y_{pp} = \sum_{\substack{q=0 \\ q \neq p}}^3 Y_{pq} \quad (2.16)$$

es la admitancia propia, la sumatoria de todas las admitancias serie y paralelo conectadas directamente al nodo p , cero en este caso significa neutro: $Y_{po} = \sum_{q=1}^N \frac{y'_{pq}}{2}$, donde y'_{pq} es la admitancia en paralelo de la línea de carga.

La potencia de entrada en cada nodo es encontrado multiplicando el voltaje a neutro por la conjugada compleja de la corriente de entrada a

ese nodo. La potencia de entrada a cada nodo entonces es dada por:

$$\begin{aligned} S_1 &= E_{111}^* = E_1 Y_{11}^* E_1^* - E_1 Y_{12}^* E_2^* - E_1 Y_{13}^* E_3^* \\ S_2 &= E_{212}^* = -E_2 Y_{21}^* E_1^* + E_2 Y_{22}^* E_2^* - E_2 Y_{23}^* E_3^* \\ S_3 &= E_{313}^* = -E_3 Y_{31}^* E_1^* - E_3 Y_{32}^* E_2^* + E_3 Y_{33}^* E_3^* \end{aligned} \quad (2.17)$$

La suma algebraica de todas las potencias que entran a la red es igual a la pérdida total de potencia de la red. Sumando las ecuaciones (2.17) y reagrupandola tenemos la ecuación de pérdida total, esto es:

$$\begin{aligned} S_1 &= E_1^2 Y_{11}^* + E_2^2 Y_{22}^* + E_3^2 Y_{33}^* - Y_{12}^* (E_1 E_2^* + E_2 E_1^*) \\ &\quad - Y_{13} (E_1 E_3^* + E_3 E_1^*) - Y_{23} (E_2 E_3^* + E_3 E_2^*) \end{aligned} \quad (2.18)$$

2.2.2 EL CASO DE N-BARRAS

El sistema que ahora consideraremos será el la fig. (2.4) formado por un número K de fuentes de generación y un número N de barras.

La ecuación de corriente de entrada al nodo p, en similitud con la ecuación (2.14), es:

$$I_p = -Y_{p1} E_1 - Y_{p2} E_2 - \dots + Y_{pp} E_p - \dots - Y_{pN} E_N \quad p = 1, 2, \dots, N \quad (2.19)$$

y en forma abreviada es:

$$I_p = \sum_{q=1}^N Y_{pq} E_q \quad p = 1, 2, \dots, N \quad (2.20)$$

donde las Y son definidas igual que en las ecuaciones (2.15) y (2.16).

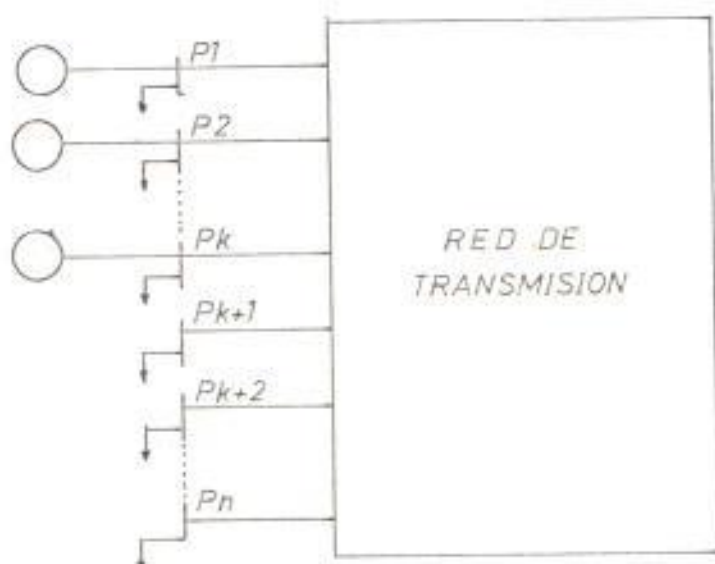


FIG. (2.4) SISTEMA DE TRANSMISION DE N-BARRAS

La potencia compleja de entrada está dada por el producto del voltaje a neutro y la conjugada compleja de la corriente de entrada en ese nodo. Así, la potencia de entrada en la barra p , será:

$$S_p = E_p I_p^* \quad p = 1, 2, \dots, N \quad (2.21)$$

Reemplazando la ecuación (2.20) en la ecuación (2.21), reagrupándola, y obteniendo su parte real, tenemos la ecuación de la potencia real de entrada a la barra p dada por:

$$P_p = R \left[2 |E_p|^2 Y_{pp}^* - \sum_{q=1}^N E_p Y_{pq}^* E_q^* \right] \quad p = 1, 2, \dots, N \quad (2.22)$$

La pérdida total de la red es la suma algebraica de todas las potencias que entran a la red, la cual está dada por:

$$SL = \sum_{p=1}^N Sp \quad (2.23)$$

Ahora, como estamos solamente interesados en la pérdida total de potencia real, ésta la obtenemos de la parte real de la ecuación (2.23), esto es:

$$PL = R \left[\sum_{p=1}^N Sp \right] \quad (2.24)$$

reemplazando la ecuación (2.22) en la ecuación (2.24), tenemos que la pérdida total de potencia real queda definida así:

$$PL = R \left[\sum_{p=1}^N 2 |E_p|^2 Y_{pp}^* - \sum_{p=1}^N \sum_{q=1}^N E_p Y_{pq}^* E_q^* \right] \quad (2.25)$$

3. FACTORES INCREMENTALES DE PERDIDA

Es fundamental para el despacho económico de potencia real la determinación de los factores de penalización para cada una de las plantas que suministra energía al sistema. La operación económica es obtenida cuando el costo incremental de producción multiplicado por el factor de penalización de la planta, para cada planta, es igual a la misma constante. El factor de penalización es función del factor incremental de pérdida, el cual es definido para cualquier planta n como la derivada parcial de la pérdida total del sistema PL con respecto a la salida de planta, esto es, $\partial PL / \partial P_n$.

3.1. COORDINACION DEL COSTO INCREMENTAL DE COMBUSTIBLE Y LOS FACTORES INCREMENTALES DE PERDIDA

La clásica solución del multiplicador de Lagrange para el problema de Despacho Económico fue dado en la sección 1.1.2, y la solución modificada, es decir la que considera las pérdidas de transmisión, fue dada en la sección 1.1.3. Esta última es repetida:

$$\frac{dF_n}{dP_n} L_n = \lambda \quad (3.1)$$

donde L_n es el factor de penalización y está definido así:

$$L_n = \frac{1}{1 - (\partial PL / \partial P_n)} \quad (3.2)$$

Obsérvese que si las pérdidas aumentan por un incremento en la potencia de entrada de la barra n , el factor incremental de pérdida es positivo y el factor de penalización es mayor que la unidad.

Cuando no se considera las pérdidas de transmisión, el problema de despacho económico fue resuelto haciendo que el costo incremental de combustible en cada unidad sea el mismo. Todavía podemos hacer uso de este concepto con la observación de que el factor de penalización L_n , tendrá el siguiente efecto:

Para $L_n > 1$: incremento positivo en P_n resulta en un incremento en las pérdidas

$L_n \frac{dF_n(P_n)}{dP_n}$ actúa como si $\frac{dF_n(P_n)}{dP_n}$ ha sido levemente incrementada, movida hacia arriba.

Para $L_n < 1$: incremento positivo en P_n resulta en una disminución en las pérdidas

$L_n \frac{dF_n(P_n)}{dP_n}$ actúa como si $\frac{dF_n(P_n)}{dP_n}$ ha disminuído levemente, movida hacia abajo.

Resultando un conjunto de ecuaciones, descrita así:

$$L_n \frac{dF_n(P_n)}{dP_n} = \lambda \quad \text{para todo } P_n \text{ (min)} \leq P_n \leq P_n \text{ (max)}$$

y son denominadas las Ecuaciones de Coordinación. Los valores de P_n , los cuales son obtenidos cuando los factores de penalización son utilizados, serán algunas veces diferentes del despacho que ignora las pérdidas (dependiendo de los valores de L_n y $dF_n(P_n)/dP_n$). Esto es ilustrado en la fig. (3.1).

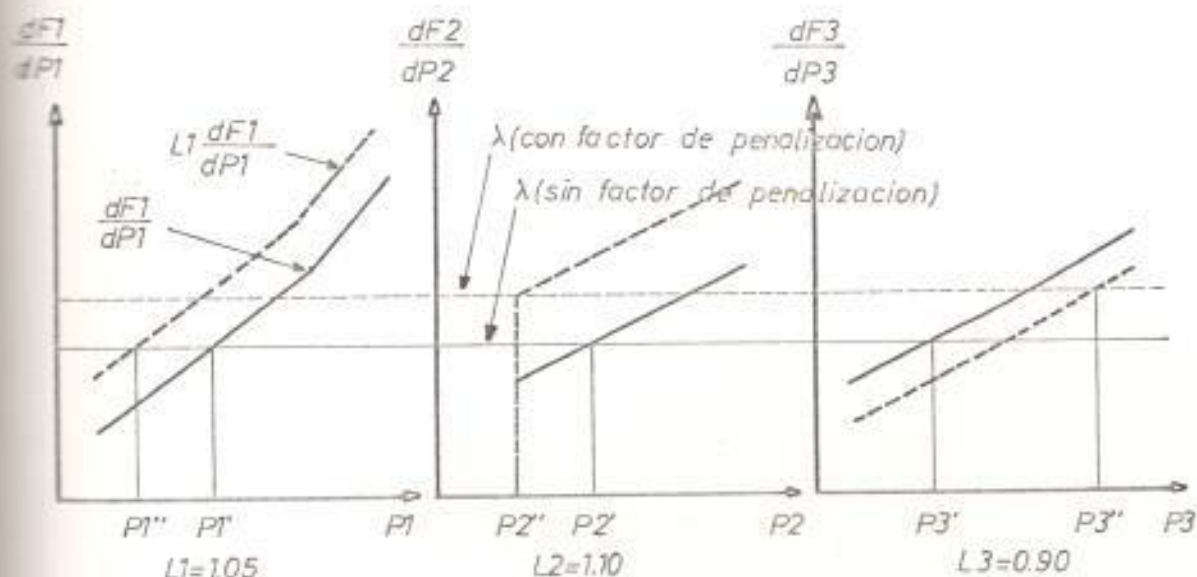


FIG. (3.1) DESPACHO ECONOMICO CON Y SIN FACTORES DE PENALIZACION

P_n' = despacho ignorando pérdidas

P_n'' = despacho considerando factores de penalización

Si la pérdida total del sistema está expresada en término de las constantes B , como para la ecuación (2.1), el factor incremental de pérdida será:

$$\frac{dPL}{dP_n} = 2 \sum_{m=1}^k P_m B_{mn} \quad n = 1, 2, \dots, K \quad (3.3)$$

lo cual induce que la solución de las ecuaciones de coordinación sea más dificultosa. Un método de solución el cual es frecuentemente utilizado se muestra en la fig. (3.2)

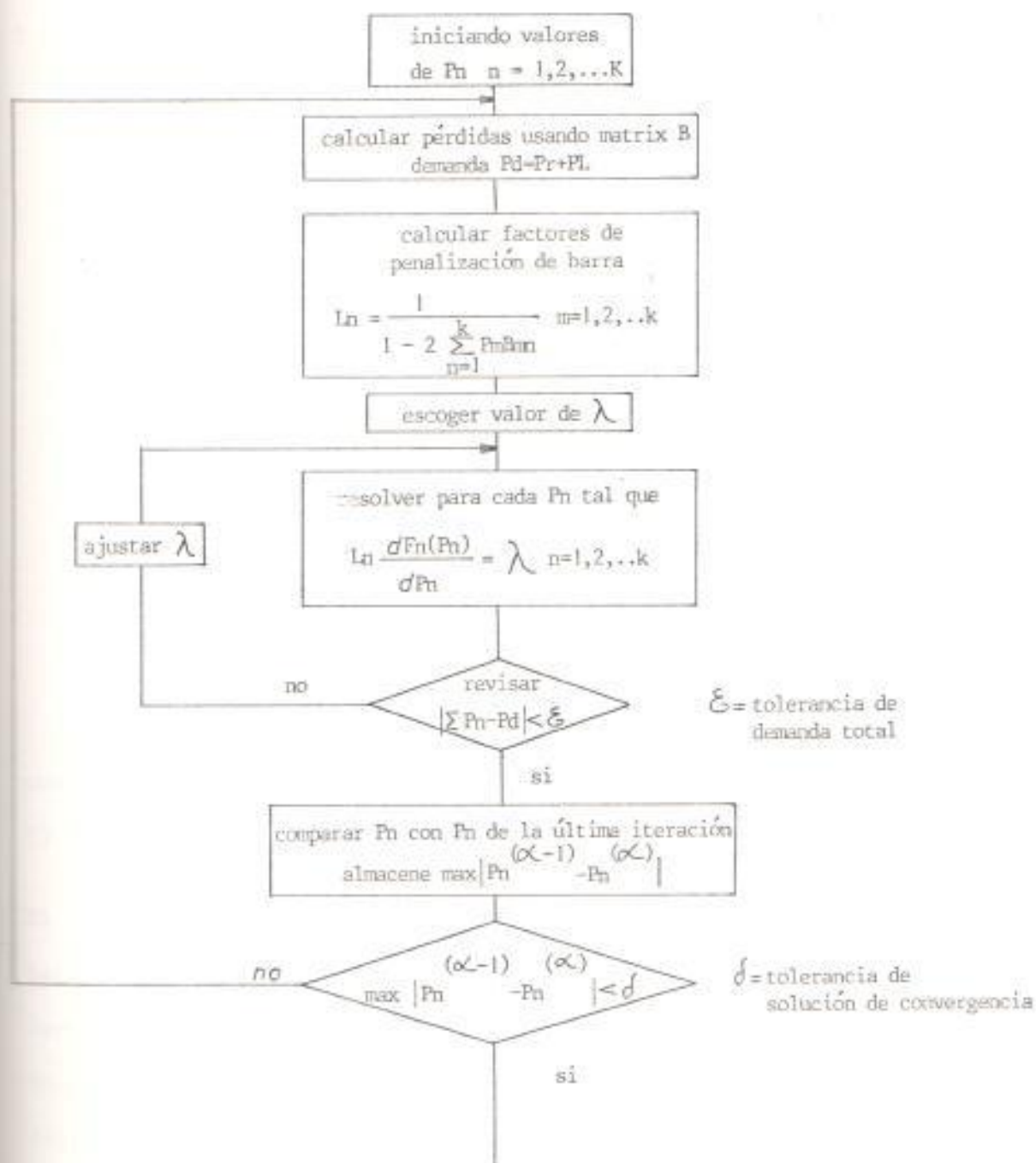


FIG. (3.2) DESPACHO ECONOMICO CON FACTORES DE PENALIZACION RENOVADO

3.1.1 INTERPRETACION FISICA DE LAS ECUACIONES DE COORDINACION

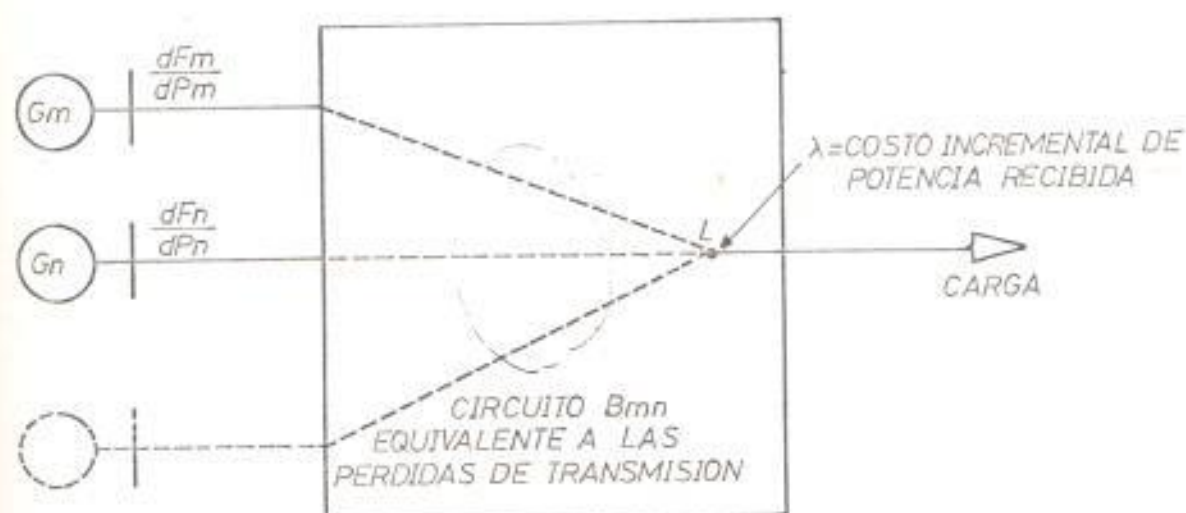


FIG. (3.3) REPRESENTACION ESQUEMATICA DE RELACIONES DE COSTO

La interpretación física de las precedentes ecuaciones de coordinación (3.1) pueden ser visualizadas por inspección de la fig. (3.3):

El costo incremental de combustible de una planta n es medida en la barra de planta y es denotado por dF_n/dP_n . Una planta n adquiere el factor incremental de pérdida $\partial PL/\partial P_n$ cuando suministra el próximo incremento de la carga del sistema. Es deseable que el costo incremental de la potencia recibida de cada planta sea la misma en el punto de recepción L .

Por ejemplo, supóngase que la carga se incrementa en una cantidad ΔP_r . Asuma que este incremento de carga es tomado primero por la planta 1

solamente, por un incremento de la salida en la planta 1 de ΔP_1 . Entonces el costo de este incremento de potencia está dado por:

$$\lambda = \frac{dF_1}{dP_1} \frac{\Delta P_1}{\Delta P_r}$$

la expresión $\Delta P_1 / \Delta P_r$ puede considerarse como el recíproco de la eficiencia incremental del sistema de transmisión. La ecuación anterior puede reescribirse como:

$$\lambda = \frac{dF_1}{dP_1} \frac{\Delta P_1}{\Delta P_1 - \Delta P_L} = \frac{dF_1}{dP_1} \frac{1}{1 - (\Delta P_L / \Delta P_1)}$$

como ΔP_1 es progresivamente pequeño, tenemos:

$$\lambda = \frac{dF_1}{dP_1} \frac{1}{1 - (\partial P_L / \partial P_1)} = \frac{dF_1}{dP_1} L_1$$

la cual tiene la misma forma que la ecuación (3.1). En general el factor de penalización de la planta n es la razón del pequeño cambio en la potencia de la planta n al pequeño cambio en la potencia recibida cuando la planta n solamente suministra este pequeño cambio en la potencia recibida.

3.1.2 MÉTODOS DE LA ECUACION DE COORDINACION

Las ecuaciones de coordinación son las condiciones necesarias para el programa de costo mínimo de generación en un sistema de potencia. Tres métodos de coordinación del costo incremental de combustible y pérdida incremental de producción son discutidos:

3.1.2.1 METODO EXACTO INVOLUCRANDO ECUACIONES SIMULTANEAS NO-LINEALES

La entrada mínima en centavos por hora para una carga recibida es obtenida por la solución de las siguientes ecuaciones simultáneas.

$$\frac{dF_n}{dP_n} + \lambda \frac{\partial PL}{\partial P_n} = \lambda \quad (3.4)$$

En general, la pérdida incremental de transmisión en la planta n puede ser expresado por:

$$\frac{\partial PL}{\partial P_n} = 2 \sum_{m=1}^K P_n B_{nm} \quad m = 1, 2, \dots, K$$

El costo incremental de combustible de una planta n dado sobre un rango limitado puede ser representado por:

$$\frac{dF_n}{dP_n} = F_{nn} P_n + f_n \quad (3.5)$$

Donde F_{nn} es la pendiente de la curva del costo incremental de combustible y f_n es la ordenada en el origen de la curva incremental de combustible.

La ecuación (3.4) viene a ser:

$$F_{nn} P_n + f_n + 2\lambda \sum_{m=1}^K P_n B_{nm} = \lambda \quad m = 1, 2, \dots, K \quad (3.6)$$

Las soluciones para las diferentes cargas totales son obtenidos variando la magnitud de λ .

3.1.2.2 METODO APROXIMADO INVOLUCRANDO ECUACIONES SIMULTANEAS LINEALES

La pérdida incremental de transmisión en la planta n de la ecuación (3.4) está evaluada en λ , el costo incremental de potencia recibida. Si la pérdida incremental de transmisión en la planta n está evaluada en una tasa constante β , el siguiente conjunto de ecuaciones simultánea resulta:

$$\frac{dF_n}{dP_n} + \beta \frac{\partial PL}{\partial P_n} = \lambda \quad (3.7)$$

Donde β es el promedio del costo incremental de la potencia recibida en centavos/MW-hora.

La ecuación (3.7) puede también reescribirse así:

$$\frac{1}{\beta} \frac{dF_n}{dP_n} + \frac{\partial PL}{\partial P_n} = \frac{\lambda}{\beta} = \phi \quad (3.8)$$

Donde $\phi = \lambda/\beta$. Las soluciones para las diferentes cargas totales son obtenidas variando el valor de ϕ . Cuando $\phi = 1$, una solución exacta es obtenida correspondiendo a la solución de las ecuaciones simultáneas no lineales.

3.1.2.3 METODO DE LOS FACTORES DE PENALIZACION

De la ecuación (3.4), reagrupándola tenemos:

$$\frac{dF_n}{dP_n} \frac{1}{1 - (\partial PL / \partial P_n)} = \lambda \quad (3.9)$$

$$\frac{dF_n}{dP_n} L_n = \lambda$$

Donde L_n es el factor de penalización. La solución de la ecuación (3.9) es idéntica a la solución de la ecuación (3.4)

La ecuación (3.9) puede ser aproximada por:

$$\frac{dF_n}{dP_n} \left(1 + \frac{\partial PL}{\partial P_n}\right) = \lambda \quad (3.10)$$

Donde $L'_n = 1 + (\partial PL / \partial P_n)$ es el factor de penalización aproximado de la planta n .

La ecuación (3.10) puede ser reescrita así:

$$\frac{dF_n}{dP_n} + \frac{dF_n}{dP_n} \frac{\partial PL}{\partial P_n} = \lambda \quad (3.11)$$

De esta ecuación puede observarse que el método de los factores de penalización aproximado corresponde a cambiar las pérdidas incremental de transmisión de la planta n en una tasa que corresponde al costo incremental de combustible de la planta n .

3.2 METODOS ALTERNOS PARA CALCULAR LOS FACTORES DE PENALIZACION

A pesar de la disponibilidad de varios métodos para determinar los factores de penalización L_n , el método más utilizado en el cálculo de $\partial PL / \partial P_n$ para minimizar costos es el de expresar las pérdidas de transmisión como función de las salidas de generación en términos de

los coeficientes B. La posibilidad del cálculo a través del uso de los coeficientes B es grandemente ventajoso especialmente si la complejidad del cálculo al determinar estos coeficientes pueden ser reducidos sin pérdida de exactitud. Estos coeficientes forman una expresión de la cual $\partial PL / \partial P_n$ puede ser fácilmente calculada, siendo esta la principal ventaja de este método, lo cual a redundado en grandes ahorros en los costos de operación del sistema. El desarrollo de los computadores digitales ha traído otros métodos atractivos de los cuales solo mencionaremos dos, dados a continuación:

3.2.1 METODO DE TUDOR Y LEWIS

Para un sistema de potencia con magnitudes de voltaje relativamente constantes y con impedancias reactivas, cambios en la potencia son acompañados con cambios en los ángulos. Si el sistema está en equilibrio estable, un incremento en la potencia de entrada al sistema en cualquier terminal es acompañado por un avance en el ángulo del voltaje en ese terminal. En vista de que el cambio en la potencia es acompañado por un cambio en el ángulo en ese terminal, manteniendo invariable las potencias en todas excepto en una estación de generación tendrá una firme tendencia a mantener constante el ángulo de fase en el terminal donde la potencia no cambia. Usando esta consideración, la pérdida incremental asociada con la planta n para un sistema con voltajes constante es aproximadamente dado por:

$$\frac{\partial PL}{\partial P_n} \approx \frac{\partial PL / \partial \theta_n}{\partial P_n / \partial \theta_n} \quad (3.12)$$

En esta expresión los ángulos de todos los generadores serán mantenidos fijos en lugar de mantener constante la potencia excepto P_n como en la expresión exacta.

Para determinar solo que tan aproximada puede ser la ecuación (3.12), una simple expresión es seleccionada y examinada en detalle. El ejemplo elegido es un sistema de tres terminales con dos generadores y una carga, mostrado en la fig. (3.4).

En vista de que existen 3 ángulos, el ángulo de la carga es asumido a permanecer fijo y es utilizado como la referencia. Considerando el terminal No. 1 de este simple sistema será uno de los terminales de generación, la derivada de P_1 con respecto a sí mismo será dada por:

$$\frac{\partial P_1}{\partial P_1} = 1 = \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} \frac{\partial \theta_1}{\partial P_1} + \frac{\partial P_1}{\partial \theta_2} \frac{\partial \theta_2}{\partial P_1} \quad (3.13)$$

La derivada de P_2 con respecto a P_1 , asumiendo que P_2 no cambia, será:

$$\frac{\partial P_2}{\partial P_1} = 0 = \frac{\partial P_2}{\partial \theta_1} \frac{\partial \theta_1}{\partial P_1} + \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} \frac{\partial \theta_2}{\partial P_1} \quad (3.14)$$

La derivada de las pérdidas con respecto a P_1 está dada por:

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_1} = \frac{\partial P_L}{\partial \theta_1} \frac{\partial \theta_1}{\partial P_1} + \frac{\partial P_L}{\partial \theta_2} \frac{\partial \theta_2}{\partial P_1} \quad (3.15)$$

Asumiendo que las pérdidas y las potencias están expresadas como función de la constante admitancias, voltajes, y ángulo de fase del sistema simple, las 3 ecuaciones anteriores pueden ser resueltas

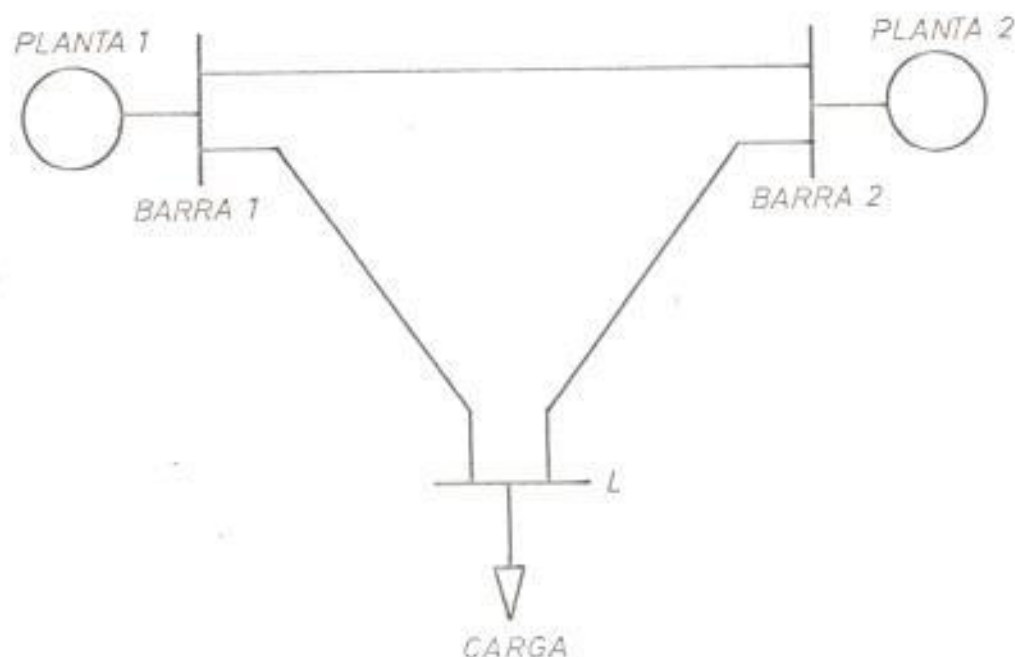


FIG. (3.4) SISTEMA DE POTENCIA CON TRES TERMINALES

simultáneamente para determinar las pérdidas incremental del generador

No. 1. La solución deseada está dada por:

$$\frac{\partial PL}{\partial P_1} = \frac{\frac{\partial P_2}{\partial \theta_1} \frac{\partial PL}{\partial \theta_2} - \frac{\partial PL}{\partial \theta_1} \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2}}{\frac{\partial P_2}{\partial \theta_1} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_2} - \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2}} \quad (3.16)$$

Formando ecuaciones similares a las ecuaciones (3.13), (3.14) y (3.15), pero manteniendo fijo P_1 en lugar de P_2 , la pérdida incremental asociada con el generador No. 2 puede ser escrita así:

$$\frac{\partial PL}{\partial P_2} = \frac{\frac{\partial P_1}{\partial \theta_2} \frac{\partial PL}{\partial \theta_1} - \frac{\partial PL}{\partial \theta_2} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1}}{\frac{\partial P_1}{\partial \theta_2} \frac{\partial P_2}{\partial \theta_1} - \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1}} \quad (3.17)$$

Este método tiene la ventaja de no ocultar las constantes del sistema, como ocurre con el método de los coeficientes B , pero incluye cálculos extremadamente largos.

3.2.2 METODO DE WATSON Y STADLIN O METODO EXACTO

Considere un sistema de potencia que muestra un cambio infinitesimal de la potencia total consumida P_r , y un correspondiente cambio en una sola barra de generación, P_n , asociando con ella un cambio en las pérdidas totales de transmisión, P_L . Bajo estas condiciones, como la potencia consumida varía, las siguientes ecuaciones expresan la conservación de la energía:

$$dP_n = dP_r + dP_L \quad (3.18)$$

Dividiendo los miembros de la ecuación (3.18) por el cambio en la generación y reagrupando términos obtenemos el factor incremental de pérdida para la barra n :

$$\frac{dP_L}{dP_n} = 1 - \frac{dP_r}{dP_n} = \frac{\partial P_L}{\partial P_n} \quad (3.19)$$

La notación de derivada parcial indica que las otras generación son mantenidas constantes.

Este método se basa en la simulación en el computador digital del modo de operación sobreentendido por la derivada parcial de la ecuación (3.19). En la aplicación, la carga total es aumentada en un 0.1% (ΔP_r), las cargas individuales participan en el incremento de acuerdo

a porcentajes especificados. En las sucesivas pruebas cambios en los flujos de líneas son hechos hasta que el sistema está balanceado con gran precisión. El cambio en las pérdidas de las líneas más el cambio en la carga total es igual al cambio ΔP_n requerido en el seleccionado generador oscilante, las otras generaciones son mantenidas constantes. La relación $\Delta PR / \Delta P_n$ es calculada. Entonces la carga total es disminuída por un 0.1% y el proceso es repetido. El promedio de las dos relaciones así obtenida es utilizada pra calcular la pérdida incremental de transmisión por medio de la ecuación (3.19).

Este método es muy similar a nuestro método para determinar los coeficientes B.

4. METODO PARA LA DETERMINACION DE LOS COEFICIENTES B EN FUNCION DE
V y θ OBTENIDO DEL FLUJO DE CARGA

La relativa simplicidad de la familiar forma cuadrática de la ecuación de pérdida de transmisión desarrollada por E.E. George.

$$P_L = \sum_m \sum_n P_m B_{mn} P_n \quad (4.1)$$

Fue posible gracias a cuatro hipótesis básicas establecidas en la sección (2.1.2). Algunas de estas hipótesis han sido la causa de serios errores cuando esta forma simplificada de la ecuación de pérdida es aplicada a sistemas de potencias donde las condiciones de operación no están de acuerdo con las hipótesis. Esta ecuación de pérdida será conocida aquí como la Ecuación Simplificada de Pérdida.

El propósito de nuestro análisis es desarrollar una forma expandida de la ecuación de pérdida, la cual será denominada aquí como la Ecuación General de Pérdida, y un nuevo método para determinar las constantes B de la ecuación, lo cual no requiere de algunas de las hipótesis anteriormente mencionadas.

La exactitud de la pérdida total del sistema y de las pérdidas incrementales de las fuentes de generación dada por la ecuación general de pérdida no deben ser afectadas adversamente por las cargas de las subestaciones, las cuales varían en tasas que difieren cada una de las otras y de la tasa en la cual varía la carga total del sistema.

Además, ninguna de aquellas están afectadas por la variación de la relación de potencia reactiva a la potencia activa requerida para mantener, en cada una de las fuentes que suministran energía, el nivel de voltaje deseado cuando la carga total del sistema varía entre un máximo y un mínimo. Para realizar los objetivos anteriores, la ecuación simplificada de pérdida debe ser expandida para incluir términos adicionales:

$$PL = \sum_m \sum_n P_m B_{mn} P_n + \sum_n P_n B_{no} + B_{oo} \quad (4.2)$$

El método para determinar los coeficientes B toma ventaja del hecho de que las derivadas parciales del ángulo de fase del voltaje con respecto a la salida de planta de generación son independientes del programa de generación del sistema y del nivel de carga, como se demostrará posteriormente. El cálculo de estas derivadas parciales ($\partial \theta_j / \partial P_n$) no puede realizarse en forma analítica porque no existe una expresión que nos permita expresar el ángulo de fase del voltaje en función de las salidas de planta de generación. Sin embargo, el cálculo de estas derivadas parciales son evitadas por medio de la simulación en el computador digital. Independiente de la forma de la ecuación de pérdida que sea utilizada, las siguientes expresiones pueden ser escritas:

$$\frac{\partial^2 PL}{\partial P_n^2} = 2 B_{nn} \quad (4.3a)$$

$$\frac{\partial^2 PL}{\partial P_n \partial P_m} = 2 B_{mn} \quad (4.3b)$$

Por lo tanto si la segunda derivada parcial de la pérdida total del sistema con respecto a la salida de cualquiera de las plantas de generación pueden ser encontrada, los coeficientes de pérdida serán determinados. Este es el camino elegido.

4.1 PERDIDA DE TRANSMISION EN FUNCION DE VOLTAJE Y ADMITANCIAS

La potencia real de entrada en cada barra puede ser expresada como la parte real del producto del voltaje complejo y la conjugada compleja de la corriente en la misma barra. Para un sistema de N barras, como el sistema de fig. (2.4), la potencia real de entrada al sistema de la planta p (la potencia de la carga será potencia de entrada negativa), dada por la ecuación (2.22), es:

$$P_p = R \left[2 |E_p|^2 Y_{pp}^* - \sum_{q=1}^N E_p Y_{pq}^* E_q^* \right] \quad (4.4)$$

Si consideramos que:

$E_p = |E_p| e^{j\theta_p}$ es el fasor voltaje en cada nodo

$Y_{pq} = G_{pq} - jB_{pq}$ es la admitancia conectada directamente entre los nodos p y q

$Y_{pp} = G_{pp} - jB_{pp}$ es la suma de todas las admitancias conectadas al nodo p

y reemplazamos en la ecuación (4.4), esta ecuación puede reescribirse así:

$$P_p = R \left[2 |E_p|^2 (G_{pp} + jB_{pp}) - \sum_{q=1}^N |E_p| |E_q| (G_{pq} + jB_{pq}) e^{j(\theta_p - \theta_q)} \right] \quad (4.5)$$

Aplicando la fórmula de Euler a la ecuación (4.5), esta es:

$$P_p = R \left[2 |E_p|^2 (G_{pp} + jB_{pp}) - \sum_{q=1}^N |E_p| |E_q| (G_{pq} + jB_{pq}) (\cos(\theta_p - \theta_q) + j \sin(\theta_p - \theta_q)) \right] \quad (4.6)$$

Realizando el producto y obteniendo solo las partes reales a la ecuación (4.6), esta ecuación nos queda así:

$$P_p = 2 |E_p|^2 G_{pp} - \sum_{q=1}^N |E_p| |E_q| G_{pq} \cos(\theta_p - \theta_q) + \sum_{q=1}^N |E_p| |E_q| B_{pq} \sin(\theta_p - \theta_q) \quad (4.7)$$

La cual representa la potencia de entrada al sistema en la barra p en función de la admitancia y voltaje de barra.

La pérdida total de potencia real está dada por la suma de todas las potencias real que entran al sistema, la cual dada por la ecuación (2.25), es:

$$P_L = R \left[2 \sum_{p=1}^N |E_p|^2 Y_{pp}^* - \sum_{p=1}^N \sum_{q=1}^N E_p Y_{pq}^* E_q^* \right] \quad (4.8)$$

Reemplazando los fasores y admitancias por sus valores complejos en la ecuación (4.8), esta será:

$$P_L = R \left[2 \sum_{p=1}^N |E_p|^2 (G_{pp} + jB_{pp}) - \sum_{p=1}^N \sum_{q=1}^N |E_p| |E_q| (G_{pq} + jB_{pq}) e^{j(\theta_p - \theta_q)} \right] \quad (4.9)$$

Aplicando la fórmula de Euler, desarrollando el producto interno y obteniendo las partes reales que provocan las pérdidas en las líneas de transmisión y considerando que $\sum_{p=1}^N \sum_{q=1}^N k \sin(\Theta_p - \Theta_q) = 0$, la ecuación (4.9) será reescrita de la siguiente manera:

$$PL = 2 \sum_{p=1}^N |E_p|^2 G_{pp} - \sum_{p=1}^N \sum_{q=1}^N |E_p| |E_q| G_{pq} \cos(\Theta_p - \Theta_q) \quad (4.10)$$

La cual es la ecuación de pérdida total de potencia real en función de las admitancias y voltajes de barra del sistema.

4.2 FACTORES INCREMENTALES DE PERDIDA

Si las magnitudes de los voltajes de barra son considerados constantes, la potencia de entrada a cualquier barra, dada por la ecuación (4.7), y la pérdida total de potencia real, dada por la ecuación (4.10), son funciones solamente del ángulo de fase de los voltajes de barra, y la regla de la cadena para la diferenciación sugiere la expresión del factor incremental de pérdida para cualquier planta n de un sistema de N barra y K fuente como:

$$\frac{\partial PL}{\partial P_n} = \sum_{j=1}^N \frac{\partial PL}{\partial \Theta_j} \frac{\partial \Theta_j}{\partial P_n} \quad n = 1, 2, \dots, K \quad (4.11)$$

Los términos $\partial PL / \partial \Theta_j$ pueden ser evaluados de la ecuación (4.10), siendo ellos:

$$\frac{\partial PL}{\partial \Theta_j} = \sum_{q=1}^N |E_j| |E_q| G_{jq} \sin(\Theta_j - \Theta_q) - \sum_{p=1}^N |E_p| |E_j| G_{jp} \sin(\Theta_p - \Theta_j) \quad (4.12)$$

Considerando que $\sin(-\Theta) = -\sin \Theta$, tenemos que la ecuación (4.12) es:

$$\frac{\partial PL}{\partial \Theta_j} = 2 \sum_{k=1}^N |E_j| |E_k| G_{jk} \sin(\Theta_j - \Theta_k) \quad (4.13)$$

La dificultad para utilizar la ecuación (4.11) como fue previamente explicado, está en la evaluación de los términos $\partial \Theta_j / \partial P_n$ porque los ángulos de fase de los voltajes no pueden ser expresados como funciones de las potencias de planta de generación. Esta dificultad es omitida por la simulación en el computador digital del modo de operación que está sobreentendido por las derivadas parciales. Los términos $\partial \Theta_j / \partial P_n$, como se mostrará más adelante, son constantes y se las conoce como las constantes A_{jn} .

4.3 INTERPRETACION DE LAS CONSTANTES A_{jn}

Aunque las ecuaciones dadas por los factores incrementales de pérdida son exactas, ellas son demasiado dificultosa para ser práctica. Dos expresiones aproximadas fueron presentadas en la sección (3.2). Una aproximación enteramente diferente es sugerida, sin embargo, por la exáminación de los términos $\partial \Theta_j / \partial P_n$ en la ecuación (4.11) que expresa la aplicación de la regla de la cadena para la diferenciación, los términos físicamente implican un cambio en los ángulos de fase del voltaje, Θ_j , para un cambio en la potencia de generación de la planta n , P_n , permaneciendo constante todas las potencias de generación, excepto en la planta n . Si esta acción física es llevada a cabo por

incrementos finitos de P_n , debemos por supuesto, hacer algunos cambios en la potencia total recibida. La visualización de lo que está sucediendo físicamente es imposible para un sistema grande, y dificultoso aún para un sistema de tres nodos. Alguna idea podemos tener si un sistema con dos nodos es considerado, tal como el sistema de la fig. (4.1).

Para este sistema, los términos de la forma $\partial \Theta_j / \partial P_n$ son como sigue: $\partial \Theta_1 / \partial P_1$, $\partial \Theta_2 / \partial P_1$, $\partial \Theta_1 / \partial P_2$, $\partial \Theta_2 / \partial P_2$. Es asumido que los dos nodos son conectados por una línea de reactancia pura X . Para este sistema la ecuación (4.7) muestra que la potencia transferida entre los nodos es dada por la expresión:

$$P = \frac{|E_1| |E_2|}{X} \sin \Theta \quad (4.14)$$

En esta expresión Θ es la diferencia de los dos ángulos de fase del voltaje, y la dirección efectiva del flujo de potencia es el nodo con el ángulo de fase del voltaje más positivo.

Si el nodo 1 es elegido como referencia, su ángulo de fase del voltaje puede ser considerado igual a cero, la siguiente expresión resulta:

$$P_1 = \frac{|E_1| |E_2|}{X} \sin \Theta_2 + P_{R1} \quad (4.15)$$

En la cual P_1 es la potencia de generación en el nodo 1 y P_{R1} es la carga local. Bajo condiciones razonable de operación, los ángulos de fase del voltaje para un sistema usualmente no es grande. Es conocido

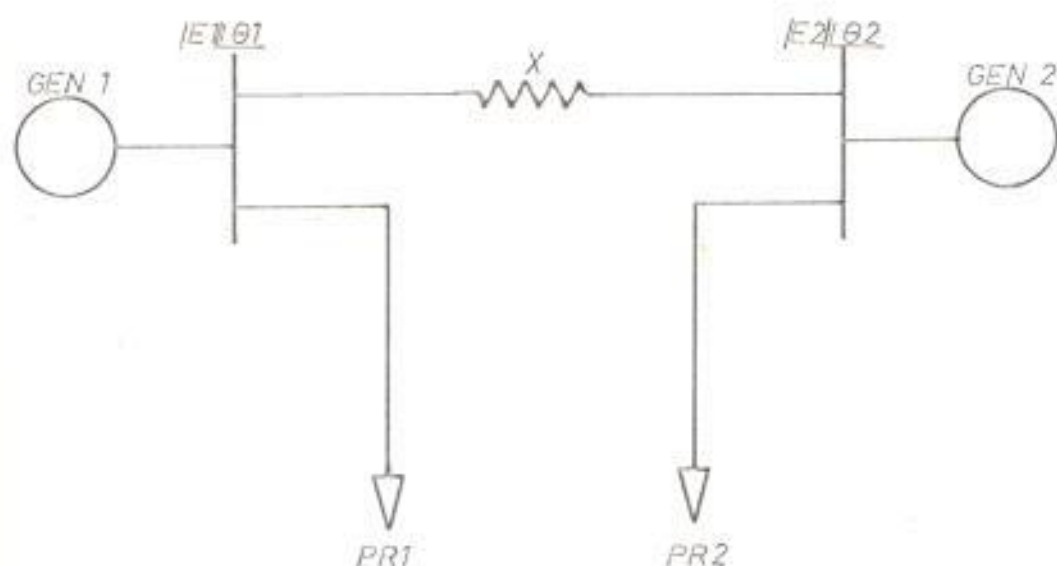


FIG. (4.1) SISTEMA DE DOS NODOS

que para ángulos pequeños $\sin \theta_2 = \theta_2$ (en radianes). Esta expresión es lo suficientemente exacta para magnitudes en que θ_2 es menor que 20 grados. Con este resultado la ecuación (4.15) puede ser reescrita como:

$$P_1 = \frac{|E_1| |E_2|}{X} \theta_2 + P_{R1} \quad (4.16)$$

Resolviendo para θ_2 tenemos:

$$\theta_2 = \frac{X}{|E_1| |E_2|} P_1 - \frac{X}{|E_1| |E_2|} P_{R1} \quad (4.17)$$

Esta ecuación muestra que θ_2 es una función lineal de P_1 . La derivada parcial de θ_2 con respecto a P_1 viene a ser:

$$\frac{\partial \theta_2}{\partial P_1} = \frac{X}{|E_1| |E_2|} \quad (4.18)$$

Esto es constante para un sistema donde los niveles de voltajes son controlados y, es independiente para un nivel particular de P_1 y P_2 bajo la asunción de pequeños ángulos de fase del voltaje.

En vista de que θ_1 fue elegido como referencia, no existe ningún cambio en su valor cuando P_1 cambia. Consecuentemente:

$$\frac{\partial \theta_1}{\partial P_1} = 0. \quad (4.19)$$

Las derivadas parciales mostradas en las ecuaciones (4.18) y (4.19) son las dos necesarias para encontrar el factor incremental de pérdida en la planta 1 para el sistema de dos nodos.

Si en su lugar, el nodo 2 ha sido elegido como la referencia del ángulo de fase del voltaje, una derivación similar muestra que:

$$\frac{\partial \theta_1}{\partial P_2} = \frac{X}{|E_1| |E_2|} \quad (4.20)$$

y

$$\frac{\partial \theta_2}{\partial P_2} = 0. \quad (4.21)$$

Las derivadas parciales que aparecen en las ecuaciones (4.20) y (4.21) son las dos necesarias para poder determinar el factor incremental de pérdida para el sistema de dos nodos.

Se puede observar claramente en este punto que las expresiones y cál-

culos para los factores incrementales de pérdida no son interdependientes y en consecuencia es posible elegir un diferente ángulo de fase del voltaje como referencia en la determinación de cada uno de los factores incrementales de pérdida.

El sistema de dos nodos de la derivación previa no es normal mínimo por dos razones. Primero, el sistema es muy pequeño y, segundo, el sistema fue asumido libre de pérdidas. Por lo tanto la conclusión de que las derivadas parciales, dadas por las ecuaciones (4.18) y (4.20), son constantes e independiente de las cargas del sistema y niveles de generación para este sistema tiene valor solamente para establecer guías para futuras investigaciones.

4.4 DETERMINACION DE LAS CONSTANTES A_{jn}

Como ha sido establecido, los términos $\partial \theta_j / \partial P_n = A_{jn}$ implican un cambio en el ángulo de fase del voltaje para un cambio en la potencia generada de planta P_n , todas las otras plantas de generación excepto P_n permanecen constante. Este modo de operación del sistema puede ser simulado para incrementos finitos de P_n por medio de las soluciones del flujo de carga en el computador digital. Los datos obtenidos del flujo de carga muestra la variación en el ángulo de fase del voltaje θ_j ; para un cambio en cualquier planta de generación P_n . Tales datos pueden ser obtenidos para cada una de las P_n ($n=1, 2, \dots, k$) del sistema.

El uso de flujos de carga para determinar los valores de $A_{jn} = \partial \theta_j / \partial P_n$

es efectivamente realizado por la determinación de la variación en el ángulo de fase del voltaje θ_j con respecto a la discreta potencia generada P_n , todas las otras potencias generadas permanecen constantes. En sentido teórico, $\partial\theta_j/\partial P_n$ es definido como sigue:

$$\frac{\partial\theta_j}{\partial P_n} = \lim_{\Delta P_n \rightarrow 0} \frac{\theta_j(P_1, P_2, \dots, P_n + \Delta P_n, \dots, P_k) - \theta_j(P_1, P_2, \dots, P_n, \dots, P_k)}{\Delta P_n} \quad (4.22)$$

Cuando se pretende encontrar la variación de θ_j con P_n por medio de los flujos de carga, es necesario usar incrementos finitos de P_n . Para satisfacer la ley de conservación de energía, sin embargo, un incremento finito de ΔP_n , con todas las otras generaciones mantenidas constante, requiere un cambio finito en la potencia total recibida en las cargas. El cambio en las cargas se lo realiza apegado a un patrón de distribución de carga por subestaciones.

Patrón de distribución de la carga. Las cargas, cuyas corrientes mantienen una relación constante con la corriente de la carga total del sistema, se dice que son cargas distribuidas uniformemente o cargas conformadas. Las cargas conformadas presentan un patrón de distribución sin cambio cuando cambia la carga total del sistema, es decir, que cada carga en cada una de las subestaciones permanece como una fracción constante de la carga total del sistema. Un típico patrón de distribución de carga uniforme está dado en la fig. (4.2).

Este patrón de distribución está formado por cuatro cargas codificadas con el número de la subestación a la que pertenecen. Cada carga varía

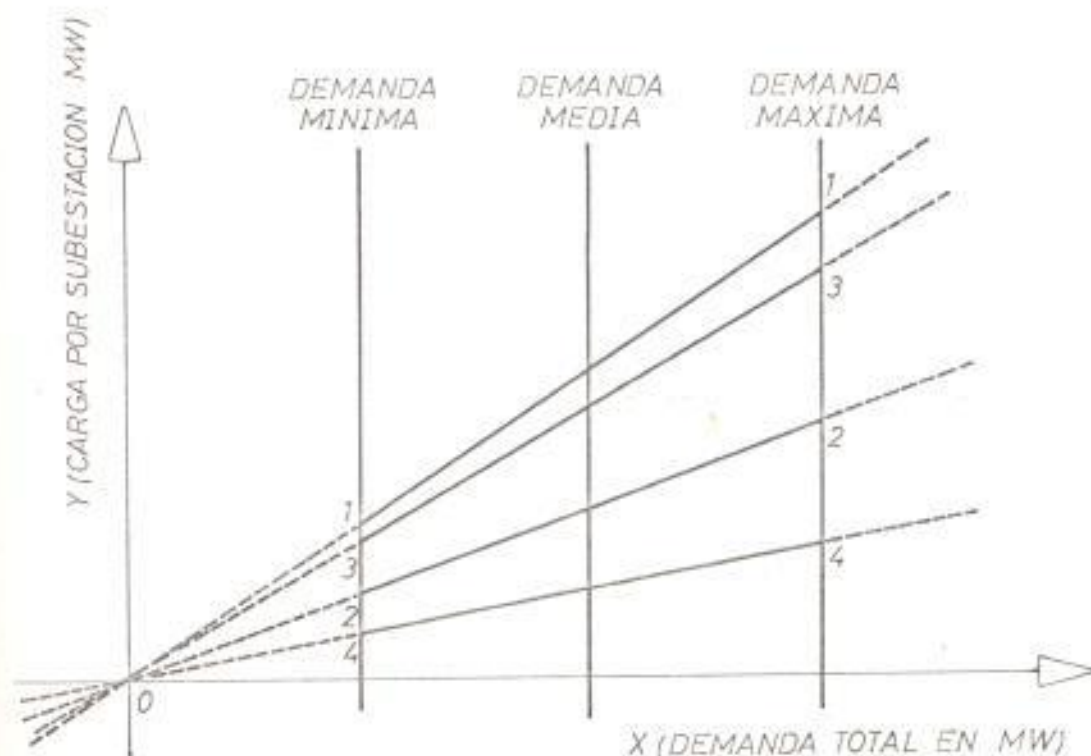


FIG. (4.2) PATRÓN DE DISTRIBUCION DE CARGA UNIFORME

linealmente de acuerdo a su propia tasa m desde un valor de demanda mínima hasta un valor de demanda máxima, lo cual induce a representar analíticamente la variación de carga. Para la carga j tenemos que:

$$Y_j = m_j X_j \quad (4.23)$$

Las cargas, cuyas corrientes no mantienen una relación constante con la corriente de la carga total, se dice que son cargas distribuidas no-uniformemente o cargas no-conformadas. Es decir, las cargas no-conformadas son aquellas que no varían con la misma tasa con respecto a la variación de la tasa de la carga total del sistema. Las cargas no-conformadas presentan un patrón de distribución con cambio cuando cambia la carga total del sistema.

Un típico patrón de distribución de carga no-uniforme está dado en la fig. (4.3).

La variación de la carga no-conformada en la subestación j está dada por la ecuación:

$$Y_j = m_j X_j + b_j \quad (4.24)$$

Donde b_j es la intercepción de la ordenada en el origen.

Bajo la asunción de que todas las cargas de las subestaciones permanecen como una fracción constante de la carga total del sistema, todas las cargas de las subestaciones serán simultáneamente igual a cero cuando la carga total del sistema sea igual a cero. Ver fig. (4.2). Bajo esta condición no existirán flujo de potencia en el

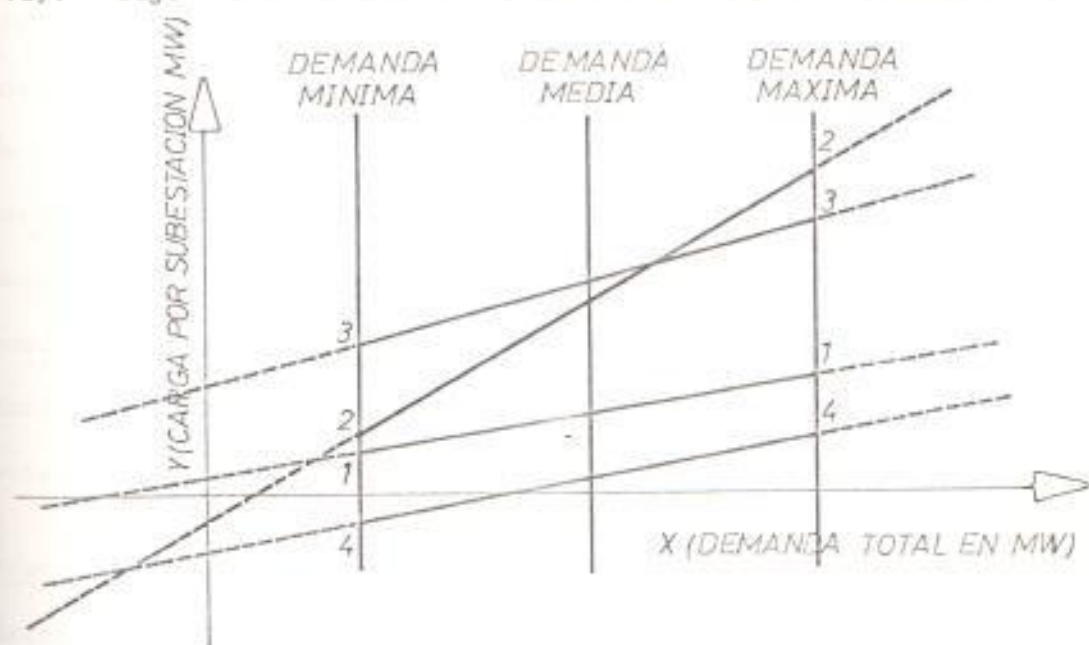


FIG. (4.3) PATRON DE DISTRIBUCION DE CARGA NO -UNIFORME

sistema de transmisión, el suministro de potencia de cada una de las fuentes será cero, las pérdidas totales por transmisión serán cero.

Si cada carga de cada una de las subestaciones varía en tasa diferente, una carga será cero antes que cualquiera de las otras cuando la carga total del sistema es reducida. Si esta razón persiste cuando la carga total del sistema sigue reduciéndose, algunas cargas serán negativas. Cuando la carga total del sistema llega a ser cero, las cargas positivas serán igual a las cargas negativas, y las cargas negativas, las cuales pueden ser consideradas como fuentes de suministro de potencia, suministrarán una potencia igual a los requerimientos de las cargas positivas. Bajo esta condición, las pérdidas de transmisión resultante de transmitir potencia de las cargas negativas a las cargas positivas debería ser suministrada por las plantas de generación del sistema. Si la carga total del sistema es reducida hasta que el total de la carga negativa excede el total de la carga positiva por una cantidad igual a las pérdidas de transmisión resultante de transferir potencia de las cargas negativas a las cargas positivas, ningún suministro será requerido de la plantas de generación del sistema. Esta condición será denominada aquí como la condición de suministro de potencia cero del sistema. Ver fig. (4.3).

Proceso para la simulación.- El siguiente proceso fue utilizado para determinar las constantes A_{jn} de los estudios de flujo de carga y examinar como estos términos son constantes:

1. Un promedio o conjunto base de condiciones de operación fue elegido para el sistema. Una solución de flujo de carga fue obtenido para proveer datos en la potencia generada en cada una de las plantas del sistema y las magnitudes de los voltajes y ángulos de fase de cada nodo o barra del sistema. Este elegido conjunto de operación fue el punto de evaluación de los términos $A_{jn} = \partial \theta_j / \partial P_n$.
2. Usando el patrón de carga elegido, dos cambios en la potencia total recibida de + 1.0 por ciento y - 1.0 por ciento fueron especificados.
3. Cada cambio en la potencia total recibida y cualquier cambio en las pérdidas que pudo ocurrir fue absorbido por la generación en la planta n, todas las otras salidas de potencia de generación permanecieron sin cambio. Para cada cambio en la potencia total recibida, el valor de P_n y los valores de todos los ángulos de fase del voltaje fueron obtenido del estudio de flujo de carga.
4. Los dos valores obtenidos en la etapa 3, junto con los valores del caso base, dio tres puntos para el gráfico de θ_j vs P_n para valores de j de 1 hasta N.
5. Los procesos de las etapas 3 y 4 fueron llevados a cabo en cada barra ($n = 1, 2, \dots, k$) del sistema donde había una fuente de generación.
6. θ_j fue graficado vs P_n para todas las combinaciones de j y de n.

4.5 OBSERVACION DE LOS VALORES DE LA CONSTANTE A_{jn}

En la determinación de la variación de θ_j con P_n por el uso de flujos de carga, los incrementos ΔP_n son pequeños pero siempre finitos. El término A_{jn} será usado para denotar la razón $\Delta\theta_j / \Delta P_n$, todas las otras generaciones permanecen constante, para incrementos finitos ΔP_n ; la notación $\partial\theta_j / \partial P_n$ continuará usándose para indicar la derivada parcial exacta. A_{jn} es definida como sigue:

$$A_{jn} = \frac{\theta_j(P_1, P_2, \dots, P_n + \Delta P_n, \dots, P_k)}{\Delta P_n} - \frac{\theta_j(P_1, P_2, \dots, P_n, \dots, P_k)}{\Delta P_n} \quad (4.25)$$

Donde ΔP_n tiene un valor finito.

En vista de que, para un nivel de carga dado, los valores A_{jn} no varían con las varias combinaciones de generación, puede sostenerse que la combinación de programación económica estará cerca de una de las tres combinaciones representativas; por lo tanto estos valores constantes de A_{jn} pueden utilizarse para determinar el programa económico de generación. Los factores incrementales de pérdida pueden ser determinados por:

$$\frac{\partial PL}{\partial P_n} = \sum_{j=1}^N \frac{\partial PL}{\partial \theta_j} A_{jn} \quad (4.26)$$

4.6 COEFICIENTES DE PERDIDA

Forma de la ecuación general de la pérdida

Tanto la pérdida total de transmisión como los factores

incrementales de cada una de las fuentes que suministran potencia son determinados colectivamente por el patrón de carga (distribución de la carga total por subestaciones) y por la distribución de suministro de potencia del sistema por fuentes. La forma simplificada de la ecuación de pérdida propiamente refleja la distribución de suministro de potencia por fuente, pero está basado sobre la hipótesis de que el patrón de carga permanece sin cambio cuando cambia la carga total del sistema.

La hipótesis de que la carga de todas las subestaciones varían en la misma tasa con respecto a la variación en la carga total del sistema puede resultar en un substancial error cuando la forma simplificada de la ecuación de pérdida es utilizada en sistemas donde la carga de las subestaciones no varían de esa manera. Bajo esta hipótesis, todas las cargas de las subestaciones serán cero cuando la carga total del sistema es reducido a cero, Ver fig. (4.2), por lo tanto no fluirá potencia en el sistema de transmisión, suministro de potencia de cada fuente será cero, las pérdidas total de transmisión serán cero y los factores incrementales de pérdida de cada fuente serán cero.

Bajo la condición de suministro de potencia cero del sistema, ver fig. (4.3), existirá pérdida de transmisión y, consecuentemente, un valor de pérdida incremental para cada una de las fuentes que suministra potencia. Cada término de la ecuación simplificada de pérdida total es una constante multiplicada por el producto de las salidas de dos

fuentes de suministro de potencia o el cuadrado de la salida de una de tales fuentes. Consecuentemente, la pérdida total del sistema dada por la ecuación simplificada de pérdida total bajo la condición de suministro de potencia cero, será cero en vista de que la salida de todas las fuentes de suministro de potencia es cero, esto será correcto solamente si todas las cargas permanecen una fracción constante de la carga total del sistema cuando es reducida a cero, la cual fue una de las hipótesis para derivar la ecuación. Para hacer esta ecuación aplicable al caso general donde todas las cargas pueden variar en tasas diferentes requiere la adición de un término constante B_{00} que representa la pérdida total del sistema bajo la condición de suministro de potencia cero del sistema.

Cada término de las ecuaciones de pérdida incremental, obtenida al tomar la derivada parcial de la ecuación simplificada de pérdida total, es una constante multiplicada por la salida de potencia de una de las fuentes de suministro. Consecuentemente, estas ecuaciones darán cero como a los factores incrementales de pérdida de cada una de las fuentes que suministran potencia bajo la condición de suministro de potencia cero, lo cual es correcto solamente para la condición donde todas las cargas varían en la misma tasa con respecto a la variación de la carga total del sistema. Para hacer que las ecuaciones de pérdida incremental aplicable al caso general donde todas las cargas pueden variar en tasas diferentes requiere la adición de un término constante B_{n0} que representa la pérdida incremental de cada una de las fuentes

bajo la condición de suministro de potencia cero para cada una de las ecuaciones de pérdida incremental. La forma general de estas ecuaciones será:

$$\frac{\partial PL}{\partial P_n} = \sum_m 2 B_{mn} P_m + B_{no} \quad (4.27)$$

Conjuntamente, las ecuaciones de los factores incrementales de pérdida para todas las fuentes que suministran potencia dada por la ecuación (4.27), la cual representa todas las derivadas parciales de una ecuación desconocida, viene a ser la derivada parcial del sistema la cual puede ser resuelta para obtener la ecuación de pérdida total de transmisión en su forma general, la cual es:

$$PL = \sum_m \sum_n P_m B_{mn} P_n + \sum_n B_{no} P_n + B_{oo} \quad (4.28)$$

Donde B_{oo} , la constante de integración representa las pérdidas total del sistema bajo la condición de suministro de potencia cero del sistema. La derivada parcial de la ecuación (4.28) da la ecuación (4.27).

La importancia de incluir las constantes B_{no} y B_{oo} en la ecuación de pérdida total puede ser oscura en vista de que la condición de suministro de potencia cero es una condición imaginaria. Sin embargo, estos términos respectivamente dan la ordenada en el origen de los factores incrementales de pérdida y la ecuación de pérdida total en suministro de potencia cero del sistema, y B_{no} es esencial para dar la

pendiente propia de la ecuación de los factores incrementales de pérdida cuando las cargas varían en tasas diferentes. En este respecto ellas son equivalentes a la ordenada en el origen de la familiar curva de entrada-salida del turbo generador lo cual represente la entrada de calor a la turbina para la salida cero. Los valores de las constantes B_{n0} y B_{00} es determinado por los relativos cambios de tasas de las varias cargas y es cero cuando todas las cargas cambian en la misma tasa.

Expresión para los coeficientes de pérdida

La derivación de la expresión para los coeficientes de pérdida puede ser seguida más fácilmente aplicando la ecuación general a un sistema de dos fuentes y tres nodos, como el de la fig. (2.2). Entonces, para los nodos 1 y 2, según la ecuación (4.26) tenemos:

$$\frac{\partial PL}{\partial P_1} = \frac{\partial PL}{\partial \theta_1} A_{11} + \frac{\partial PL}{\partial \theta_2} A_{21} + \frac{\partial PL}{\partial \theta_3} A_{31} \quad (4.29)$$

$$\frac{\partial PL}{\partial P_2} = \frac{\partial PL}{\partial \theta_1} A_{12} + \frac{\partial PL}{\partial \theta_2} A_{22} + \frac{\partial PL}{\partial \theta_3} A_{32} \quad (4.30)$$

Derivando la ecuación (4.29) con respecto a P_1 , tenemos:

$$\frac{\partial^2 PL}{\partial P_1^2} = \frac{\partial}{\partial P_1} \left[\frac{\partial PL}{\partial \theta_1} A_{11} + \frac{\partial PL}{\partial \theta_2} A_{21} + \frac{\partial PL}{\partial \theta_3} A_{31} \right] \quad (4.31)$$

En vista de que los factores A_{jn} son constantes, aplicando la regla de la cadena para la diferenciación nos da:

$$\frac{\partial^2 PL}{\partial P_1^2} = A_{11} \left[\frac{\partial^2 PL}{\partial \theta_1^2} \frac{\partial \theta_1}{\partial P_1} + \frac{\partial^2 PL}{\partial \theta_2 \partial \theta_1} \frac{\partial \theta_2}{\partial P_1} + \frac{\partial^2 PL}{\partial \theta_1 \partial \theta_3} \frac{\partial \theta_3}{\partial P_1} \right]$$

$$\begin{aligned}
 & + A_{21} \left[\frac{\partial^2 PL}{\partial \theta_1 \partial \theta_2} \frac{\partial \theta_1}{\partial P_1} + \frac{\partial^2 PL}{\partial \theta_2^2} \frac{\partial \theta_2}{\partial P_1} + \frac{\partial^2 PL}{\partial \theta_2 \partial \theta_3} \frac{\partial \theta_3}{\partial P_1} \right] \\
 & + A_{31} \left[\frac{\partial^2 PL}{\partial \theta_1 \partial \theta_3} \frac{\partial \theta_1}{\partial P_1} + \frac{\partial^2 PL}{\partial \theta_3 \partial \theta_2} \frac{\partial \theta_2}{\partial P_1} + \frac{\partial^2 PL}{\partial \theta_3^2} \frac{\partial \theta_3}{\partial P_1} \right]
 \end{aligned} \quad (4.32)$$

Recordando que las derivadas parciales del ángulo de fase del voltaje con respecto a la salida de la planta de generación han sido determinadas y sustituyendo los factores A_{jn} para esas derivadas, tenemos:

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial^2 PL}{\partial P_1^2} = & A_{11}^2 \frac{\partial^2 PL}{\partial \theta_1^2} + A_{21}^2 \frac{\partial^2 PL}{\partial \theta_2^2} + A_{31}^2 \frac{\partial^2 PL}{\partial \theta_3^2} \\
 & + 2A_{11}A_{21} \frac{\partial^2 PL}{\partial \theta_1 \partial \theta_2} + 2A_{11}A_{31} \frac{\partial^2 PL}{\partial \theta_1 \partial \theta_3} + 2A_{21}A_{31} \frac{\partial^2 PL}{\partial \theta_2 \partial \theta_3}
 \end{aligned} \quad (4.33)$$

Generalizando la expresión de la ecuación (4.33) e incorporando la ecuación (4.3a) nos da:

$$B_{nn} = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \frac{\partial^2 PL}{\partial \theta_i \partial \theta_j} \quad \text{Aún } A_{jn} \quad (4.34)$$

Siguiendo el mismo proceso para derivar expresiones para los términos tales como $\frac{\partial^2 PL}{\partial P_1 \partial P_2}$ obtenemos ecuaciones similares a la anterior y comparando con la ecuación (4.3b) nos da:

$$B_{mn} = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \frac{\partial^2 PL}{\partial \theta_i \partial \theta_j} \quad \text{Aún } A_{jn} \quad (4.35)$$

Una vez que las constantes A_{jn} han sido determinadas de una serie de flujos de carga, cada flujo de carga será ligeramente diferente que el flujo anterior, los coeficientes B serán determinados a través de un programa de consiste esencialmente de dos nidos de lazo. La asunción

de que los voltajes tienen magnitudes constante es necesaria para expresar las derivadas parciales $\partial^2 PL / \partial \theta_j \partial \theta_j$ a través de la ecuación (4.10).

Las constantes B_{no} que son términos lineales de la ecuación general de pérdida pueden ser evaluadas una vez que los coeficientes B_{mn} han sido determinados. De la ecuación (4.28).

$$\frac{\partial PL}{\partial P_n} = 2 \sum_{m=1}^K P_m B_{mn} + B_{no} \quad (4.36)$$

Reemplazando la ecuación (4.26) en la ecuación (4.36) esta puede reescribirse así:

$$B_{no} = \sum_{j=1}^N \frac{\partial PL}{\partial \theta_j} A_{jn} - 2 \sum_{m=1}^K P_m B_{mn} \quad (4.37)$$

Las pérdidas total obtenida del flujo de carga para la condición del caso base nos permite determinar la constante B_{oo} a través de la ecuación (4.28):

$$B_{oo} = PL(\text{caso base}) - \sum_{m=1}^K \sum_{n=1}^K P_m B_{mn} P_n - \sum_{n=1}^K P_n B_{no} \quad (4.38)$$

5. SOLUCION DIGITAL PARA LA DETERMINACION DE LOS COEFICIENTES B

La determinación de los coeficientes B es posible gracias al desarrollo de los computadores digitales, los cuales ofrecen la posibilidad de realizar la simulación del modo de operación sobreentendido por las derivadas parciales $\partial\theta_j / \partial P_n$, donde θ_j es el ángulo de fase del voltaje en la barra j y P_n la potencia oscilante de la planta n. La simulación se la realiza a través del estudio del flujo de carga, siendo la simulación, a través del estudio del flujo de carga, la etapa más relevante en la determinación de los coeficientes B, donde es necesario tener una idea, mucho más clara que la descrita en el capítulo 1, acerca del método de solución del problema del flujo de carga. El método elegido es el método iterativo de Gauss - Seidel y se describirá algunas de sus características principales. Además se tiene la intención de mostrar en forma práctica la estrategia a seguir para lograr la simulación, que haga posible la determinación de las constantes A_{jn} y consecuentemente las coeficientes de pérdida B_{mn} .

5.1 APLICACION DEL METODO NUMERICO A LA SOLUCION

El problema del flujo de carga consiste en el cálculo de flujos de potencia y voltajes de la red para un terminal especificado o condiciones de barra. La representación de una sola fase para un sistema de potencia es adecuada en vista de que los sistemas son usualmente balanceados. Están asociados con cada una de las barras

cuatro cantidades: la potencia real y reactiva, la magnitud del voltaje, y el ángulo de fase. Tres tipos de barra son representadas en el cálculo del flujo de carga y en cada barra, dos de las cuatro cantidades son especificadas. Es necesario seleccionar una barra, llamada la barra oscilante, para proveer la adicional potencia real y reactiva, la magnitud del voltaje, y el ángulo de fase. Tres tipos de barra son representadas en el cálculo del flujo de carga y en cada barra, dos de las cuatro cantidades son especificadas. Es necesario seleccionar una barra llamada la barra oscilante, para proveer la adicional potencial real y reactiva que suministre las pérdidas de transmisión, en vista de que éstas son desconocidas hasta que la solución final es obtenida. En esta barra la magnitud del voltaje y el ángulo de fase son especificados. Las barras restantes del sistema son designadas ya sea como barras de voltaje controlado o barras de carga. Las potencias real y reactivas son especificadas en las barras de carga.

Las conexiones de la red son descritas usando código de números asignado a cada una de las barras. Estos números especifican los terminales de las líneas de transmisión y transformadores. Los códigos de números son usados también para identificar los tipos de barras, la localización de los capacitores estáticos, los reactores en paralelo y aquellos elementos de la red por la cual la razón de vueltas no nominal de los transformadores van a ser representados.

El método numérico para llevar a cabo el estudio del flujo de carga,

como se mencionó anteriormente, es el método iterativo de Gauss - Seidel. Este método encuentra la solución numérica de un sistema de potencia por la resolución de ecuaciones algebraicas no-lineales. El método se aproxima al problema solución de la siguiente manera:

1. Una solución inicial Ep^0 , es asumida.
2. Esta solución es utilizada junto con la solución original (1.16) para calcular una solución nueva y mejor, Ep^1 .
3. La primera solución es utilizada para encontrar una segunda, etc.

Por el término algoritmo especificamos una lista de instrucciones del computador siguiendo la secuencia de operaciones utilizadas. La calidad del algoritmo puede ser juzgada por la velocidad de convergencia. Generalmente obtenemos un incremento en la velocidad de convergencia pagando un precio en término de la complejidad del algoritmo. En el caso del método de Gauss-Seidel el algoritmo es fácil pero la razón de convergencia es lenta, requiriendo relativamente un mayor número de iteraciones para obtener la solución que en el método de Newton - Raphson. En adición, el número de iteraciones aumenta directamente con el número de barra de la red.

En todo proceso iterativo es necesario instruir al computador a detenerse cuando la exactitud de todas las variables calculadas es estimada suficiente. Normalmente, en el estudio iterativo del flujo de carga se detienen los cálculos cuando todo voltaje de barra en la $(R+1)$ ava iteración no sería diferente de aquellas en la (R) ava

iteración por más de un especificado indicador de convergencia E , normalmente, de magnitud 10^{-4} p.u.. Como los voltajes son fasores se instruye al computador a detenerse cuando las magnitudes de los fasores diferencia sean menores que E , así:

$$|E_p^{k+1} - E_p^k| < E \quad p = 1, 2, \dots, N$$

5.1.1 ALGORITMO DEL METODO

A pesar del interés por resolver primeramente una ecuación N -dimensional de tipo

$$f(X) = 0$$

Se introduce el método, para primero, resolver iterativamente la ecuación escalar

$$f(X) = 0$$

Preparando para determinar el algoritmo de Gauss - Seidel siempre se requiere reformar la función dada $f(X)$ en la forma alternativa.

$$X = F(X) \quad \text{tal que si } F(r) = 0, \quad r = F(r)$$

Bajo adecuadas condiciones, el algoritmo

$$X_{(n+1)} = F(X_n) \quad n = 1, 2, \dots$$

Convergerá a cero de $f(X)$. Para una función f siempre es posible encontrar una función F .

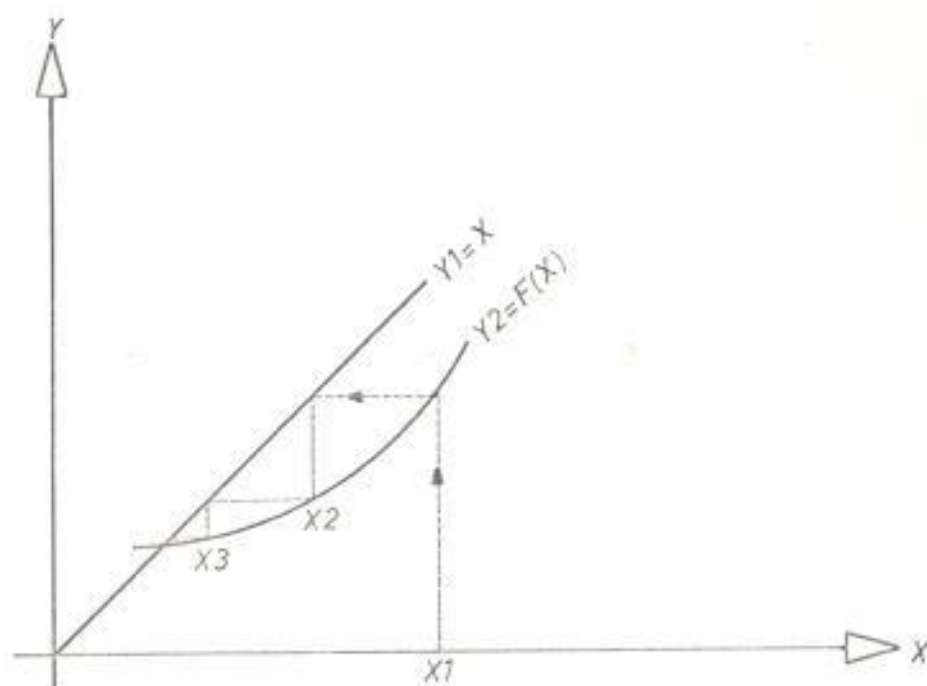


FIG. (5.1) CONVERGENCIA DEL METODO ITERATIVO $X=F(x)$

La fig. (5.1) ilustra gráficamente la solución. Para una función $X = F(X)$, la solución está en la intersección de la línea $Y_1 = X$ con la curva $Y_2 = F(X)$. En el gráfico, la convergencia se mueve verticalmente hacia la curva y entonces horizontalmente hacia la línea y se repite.

5.1.2 EL METODO NUMERICO APLICADO A LAS ECUACIONES DE FLUJO DE POTENCIA

Se elige la forma compleja de la ecuación original del flujo de potencia, ecuación (1.16), como el punto de partida. Reescribimos la ecuación anterior:

$$E_p = \frac{1}{Y_{pp}} \left[\frac{P_p - jQ_p}{E_p^*} - \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^N Y_{pq} E_q \right] \quad p=1,2,\dots,N: \quad p=s \quad (5.1)$$

Esta última ecuación obviamente es de la forma:

$$X = F (X)$$

Siendo una ecuación N-dimensional, entonces el algoritmo de Gauss es:

$$E_p^{(k+1)} = \frac{1}{Y_{pp}} \left[\frac{P_p - \sum_{q \neq p} Y_{pq} E_q^k}{(E_p^k)^*} - \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^N Y_{pq} E_q^k \right] \quad p=1,2,\dots,N; \quad p \neq s \quad (5.2)$$

Obsérvese que E_s es conocido con anterioridad.

La primera etapa en la solución iterativa del flujo de carga está en la codificación de la red y la formación de la apropiada matriz de red. En el marco de barra de referencia la asignación de números a las barras y a los correspondientes terminales de los elementos de la red provee la información adecuada para describir las conexiones de la red. La matriz admitancia de barra puede ser formada por un proceso simple y directo debido a que el acoplamiento mutuo no está involucrado. El elemento diagonal Y_{pp} de esta matriz es igual a la suma de todas las admitancias serie y paralelo de los elementos de la red conectada a la barra p . El elemento no-diagonal Y_{pq} es igual al negativo de la admitancia serie de elementos de red conectado de la barra p a la barra q .

Una vez que la matriz admitancia de barra ha sido formada, se procede a determinar la solución del flujo de carga. El diagrama de flujo para la solución iterativa del flujo de carga por el método de Gauss está dada en la fig. (5.2).

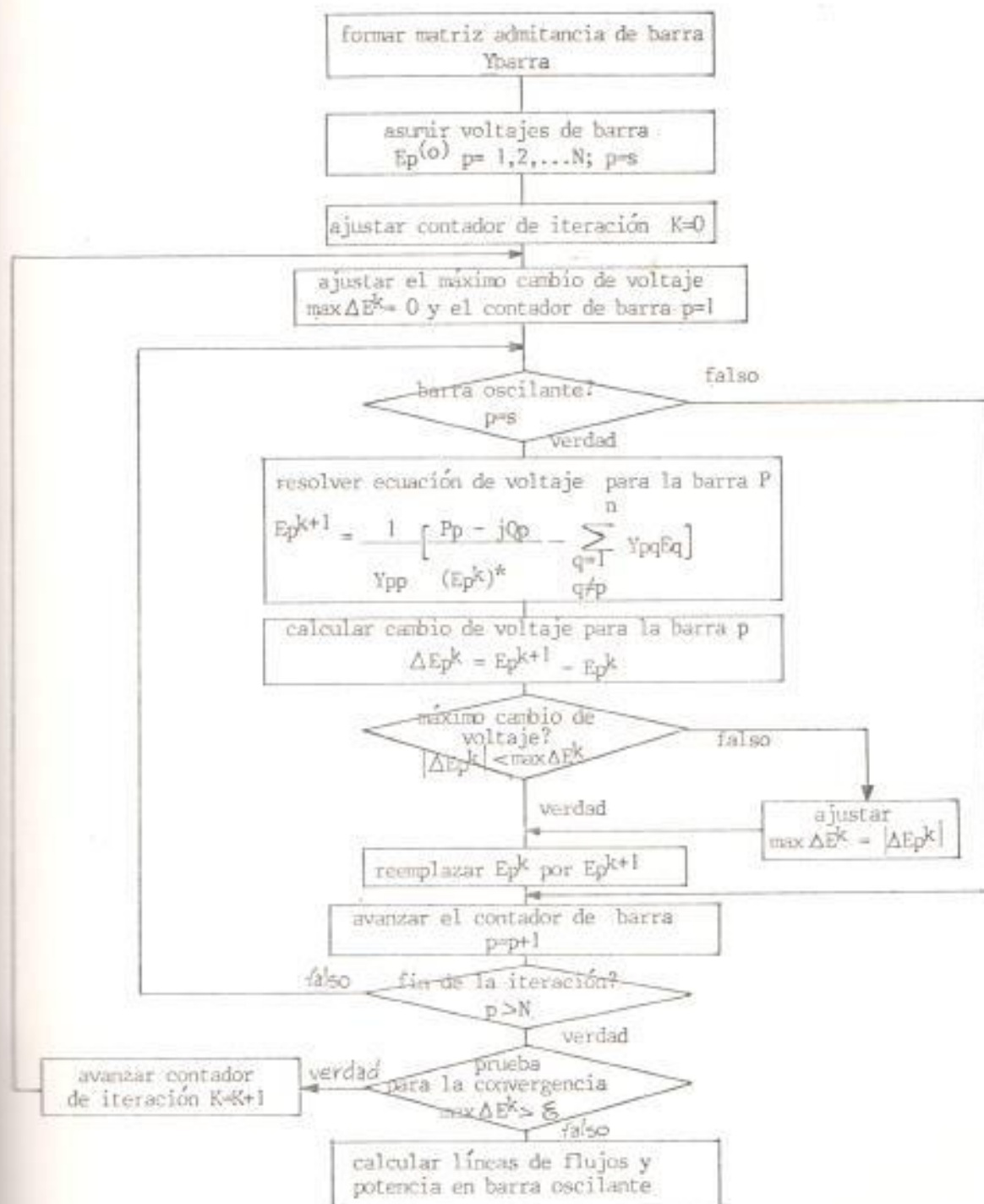


FIG. (5.2) SOLUCION DEL FLUJO DE CARGA POR EL METODO ITERATIVO DE GAUSS

5.1.3 MEJORAMIENTO DE LA CONVERGENCIA DEL ALGORITMO

La relativa lenta convergencia del método de Gauss será mejorada bajo un vínculo de simple significado.

Asumir por ejemplo que el método de Gauss se lo utiliza para encontrar la solución del flujo de carga para el sistema de 3 barras, dado en la fig. (5.3), donde se asume que la barra de oscilación es la barra 1, esto es $s = 1$:

Conforme a la ecuación (5.2) las ecuaciones para encontrar los voltajes E_2 y E_3 serían:

$$E_2^{(k+1)} = \frac{1}{Y_{22}} \left[\frac{P_2 - jQ_2}{E_2^k} - Y_{21} E_1^k - Y_{23} E_3^k \right]$$

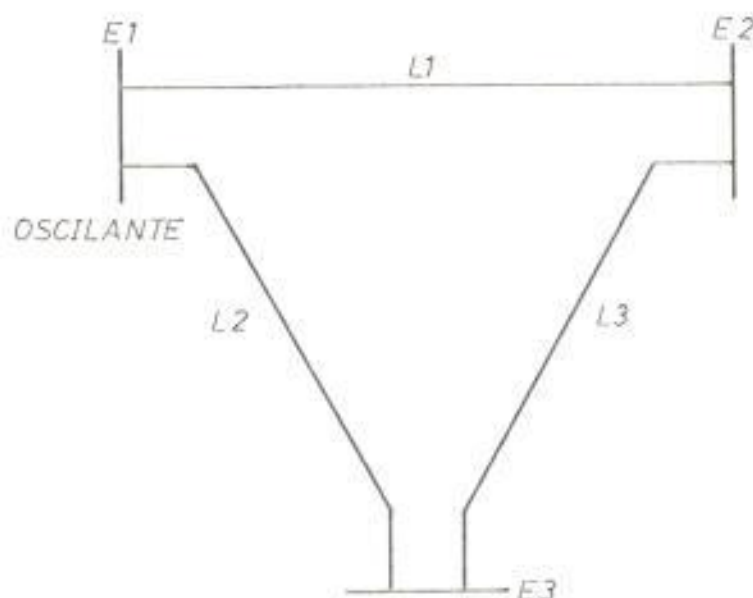


FIG. (5.3) SISTEMA DE POTENCIA CON TRES BARRAS

$$E3^{(k+1)} = \frac{1}{Y33} \left[\frac{P3 - jQ3}{k} - Y31 E1^k - Y32 E2^k \right]$$

Como $E2^{(k+1)}$ y $E3^{(k+1)}$ son calculados secuencialmente y debido a que $E2^{(k+1)}$ es más exacto que $E2^{(k)}$, una mejor solución podría ser:

$$E2^{(k+1)} = \frac{1}{Y22} \left[\frac{P2 - jQ2}{k} - Y21 E1^k - Y23 E3^k \right]$$

$$E3^{(k+1)} = \frac{1}{Y33} \left[\frac{P3 - jQ3}{k} - Y31 E1^k - Y32 E2^{(k+1)} \right]$$

La experiencia muestra que este algoritmo converge más rápidamente que el anterior, por lo tanto la ecuación (5.2) puede ser reemplazada por la siguiente:

$$Ep^{(k+1)} = \frac{1}{Ypp} \left[\frac{Pp - jQp}{k} - \sum_{q=1}^{p-1} Ypq Eq^{(k+1)} - \sum_{q=p+1}^N Ypq Eq^k \right] \quad (5.3)$$

Obteniéndose de esta manera el algoritmo de GAUSS-SEIDEL.

Otro método para acelerar el proceso de convergencia consiste en usar un factor de aceleración, el efecto del cual en el proceso iterativo es análogo al de la ganancia de lazo en un servomecanismo. La principal característica del sistema de control de lazo cerrado es que por el aumento en la ganancia de lazo generalmente aumenta la velocidad de respuesta del servo, pero si la incrementamos demasiado, el servo puede hacerse inestable.

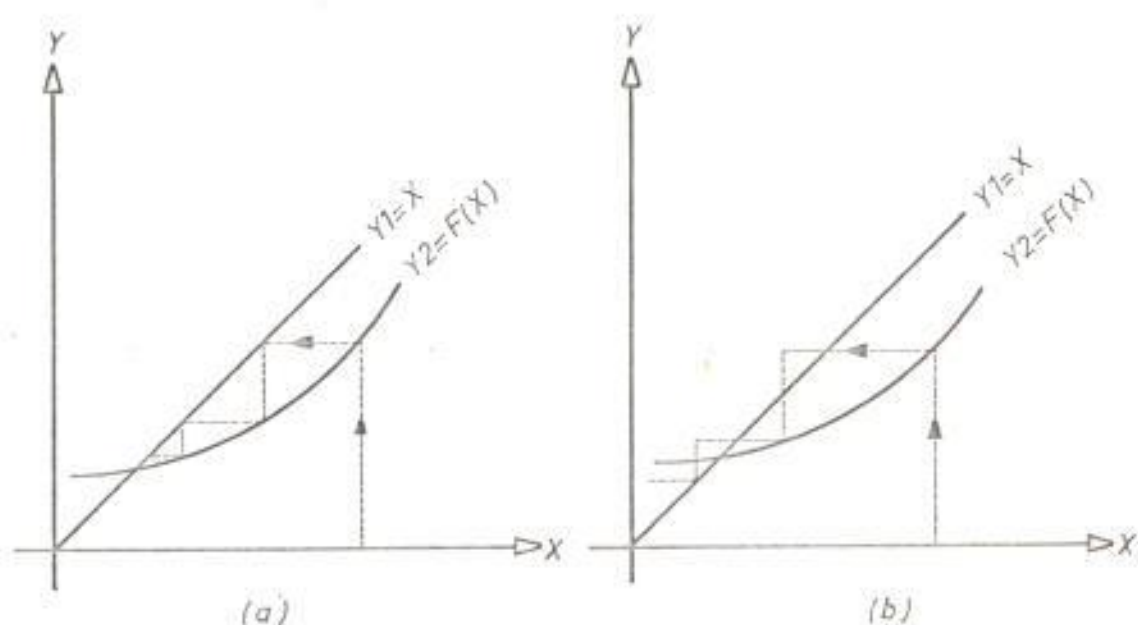


FIG. (5.4)

Considera el gráfico de la fig. (5.4):

Se introduce la variable diferencia

$$\Delta X = X^{(k+1)} - X^{(k)}$$

ΔX es el cambio de variable entre $(K+1)$ iava iteración y (K) iava iteración. Si se multiplica esta diferencia por un factor α , el cual es mayor que la unidad, se puede calcular las nuevas iteraciones aceleradas en base a esta variable diferencia en conformidad con el algoritmo:

$$X_{acc}^{(k+1)} = X_{acc}^{(k)} + \alpha \Delta X$$

El efecto real del factor de aceleración se muestra gráficamente en la fig. (5.4.a). Pero el gráfico de la fig. (5.4.b) también muestra como un factor α demasiado grande prácticamente causará una divergencia.

Considerando que α y β son los factores de aceleración para la componente real e imaginaria del voltaje, respectivamente, los factores acelerados son:

$$e_p^{k+1} \text{ (acelerado)} = e_p^k + (\alpha p^{k+1} - \alpha p^k) \quad (5.4)$$

$$f_p^{k+1} \text{ (acelerado)} = f_p^k + (\beta p^{k+1} - \beta p^k)$$

$$e_p^{k+1} \quad f_p^{k+1}$$

Y reemplaza los calculados e_p^k y f_p^k . Los valores óptimos de los factores de aceleración para la solución del flujo de carga son difíciles de calcular, sin embargo, ellos pueden ser determinados empíricamente. La selección de los valores de α y β depende tanto de la característica de la red como del método de solución. Sin embargo, para el método de Gauss - Seidel se toma como valores óptimos los siguientes:

$$\alpha = 1.4 - 1.6$$

$$\beta = 1.4 - 1.7$$

5.2 PROCESO COMPUTACIONAL PARA LA OBTENCION DE LA CONSTANTE A_{jn}

Antes de iniciar el proceso de la simulación en el computador digital es necesario tener elegido el patrón de distribución de las cargas por subestaciones, para ello debemos especificar como datos de entrada en MW la demanda mínima DMIN y la demanda máxima DMAX, en cada una de las subestaciones, la tasa de variación de la carga en la subestación j analíticamente está dada por la ecuación de la línea recta mostrada en la fig (5.5).

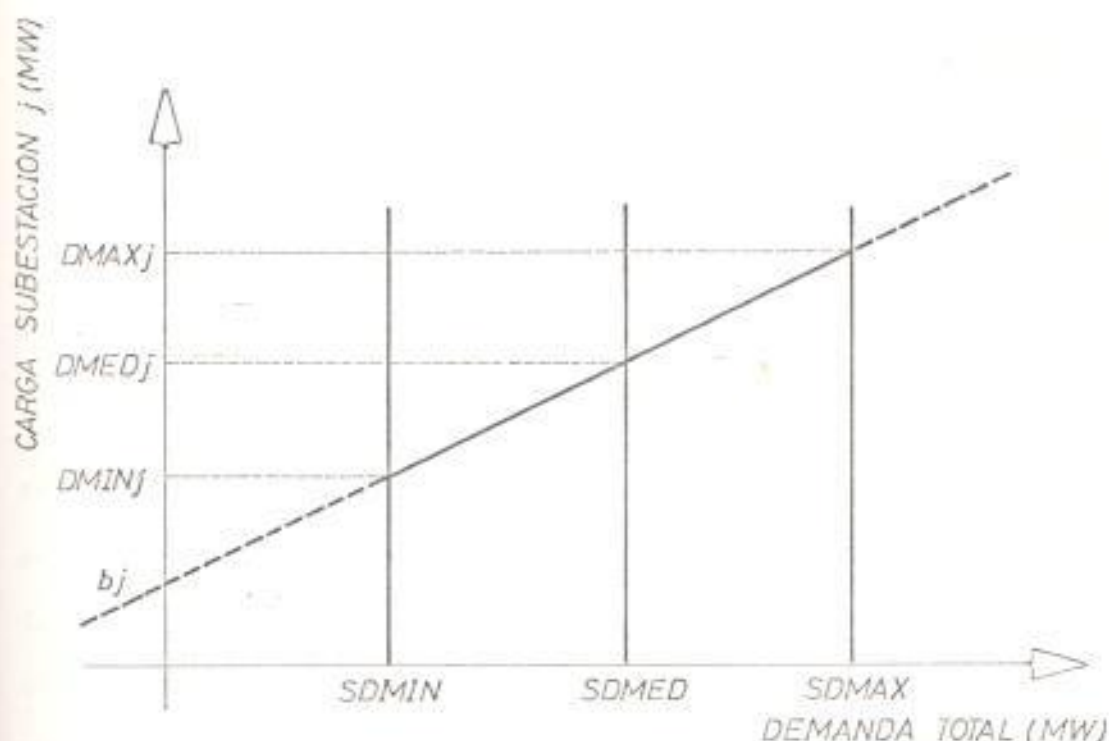


FIG. (5.5) PATRON DE DISTRIBUCION DE LA CARGA EN LA SUBESTACION J

$$Y_j = m_j X_j + b_j \quad (5.5)$$

- Donde
- $Y_j = DMINj$ es la demanda mínima en la subestación j
 - $m_j = \frac{DMAXj - DMINj}{SDMAX - SDMIN}$ es la tasa de variación de la carga en la subestación j
 - $X_j = SDMIN$ es la demanda mínima total
 - $b_j = DMINj - m_j SDMIN$ es la ordenada en el origen de la carga en la subestación j

Entonces se le instruye al computador realizar las operaciones necesarias para determinar las pendientes y las ordenadas en el origen de la curva de variación de la carga en cada una de las subestaciones y que almacene dichos valores en las tablas de datos especificadas.

Los datos de entrada de las cargas en MW para el estudio del flujo de

carga del caso base corresponden a la demanda media en MW, DMED, del patrón de distribución de la carga, tal como en la fig. (5.5). Una vez que el computador haya leído los datos de entrada se le instruye para que realice el estudio del flujo de carga del caso base y que almacene la magnitud y el ángulo de fase del voltaje de cada barra y la potencia activa de cada planta de generación en sus respectivas tablas de datos.

En el caso de que en el sistema de potencia existan barras de carga para cumplir con uno de los requisitos del método de que la magnitud del voltaje debe permanecer constante, después de que se haya realizado el estudio del flujo de carga para el caso base, se le debe instruir al computador para que mantenga constante las magnitudes de los voltajes en dichas barras. Para esto, es necesario que después del caso base, cada barra de carga se transforme en barra controlada por generación reactiva simulando la presencia de un condensador sincrónico en cada una de dichas barras. Además como otro de los requisitos es mantener constante la matriz admitancia de barra, los transformadores considerados en este método pueden ser de relación de vuelta nominal o no-nominal pero de tap fijo. Obsérvese que la asunción de mantener constante tanto la magnitud del voltaje de barra como la matriz admitancia de barra es consecuencia de la aplicación de la regla de la cadena para la diferenciación para lograr determinar la ecuación (4.11) de los factores incrementales de pérdida.

El caso de la oscilación superior

Luego se incrementa la carga total del sistema en un 1.0%, manteniendo constante el factor de potencia. Esto obliga a que la carga en cada subestación varíe manteniendo constante su factor de potencia, pero esta variación debe realizarse de acuerdo a la tasa de variación de cada carga, lo cual se lo consigue con la siguiente ecuación:

$$DMEDj \text{ (nuevo)} = DMEDj + m_j (0.01 \text{ } SDMED) \quad (5.6)$$

definiendo $\Delta DMEDj = m_j (0.01 \text{ } SDMED)$

La ecuación (5.6) puede reescribirse así:

$$DMEDj \text{ (nuevo)} = DMEDj + \Delta DMEDj$$

donde $DMEDj \text{ (nuevo)}$ es el valor en MW de la carga en la subestación j , lo cual se lo puede interpretar visualmente según el gráfico (5.6):

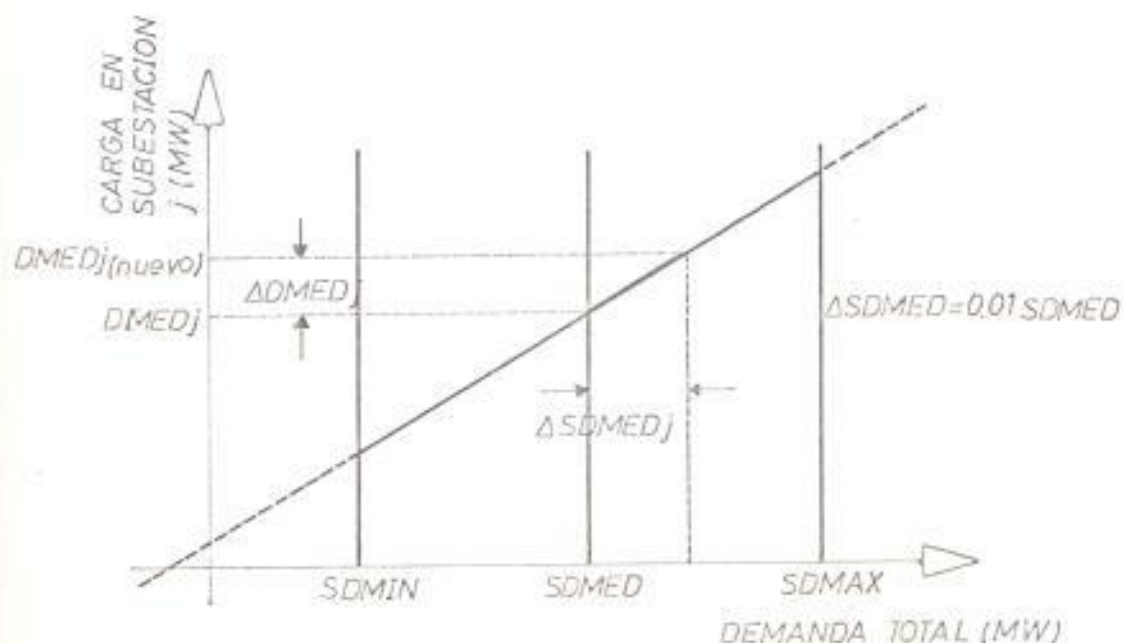


FIG. (5.6) EL CASO DE LA OSCILACION SUPERIOR

Una vez que se realizó el incremento de la carga total se instruye al computador para que determine K veces la solución del flujo de carga, donde K es el número de fuentes de generación. Cada vez que se realiza un estudio del flujo de carga los datos de entrada correspondientes a los valores de magnitud y ángulo de fase del voltaje en cada barra y la potencia activa de cada una de las fuentes de generación, son las obtenidas del estudio del flujo de carga del caso base, con excepción de la barra que se va a considerar como oscilante en vista de que el valor de la potencia oscilante se la obtiene una vez que se haya realizado la solución del flujo de carga. En cada estudio del flujo de carga la fuente de generación oscilante será diferente y se almacena los valores del ángulo de fase del voltaje en cada barra y la generación activa de la fuente oscilante en sus respectivas tablas. En vista de que la carga total experimenta un incremento, esta etapa se la denomina oscilación superior.

El caso de la oscilación inferior

Esta etapa es similar al caso de la oscilación superior con la única diferencia que la carga total experimenta un decremento del 1.0%, así el nuevo valor en MW, $DMED_j$ (nuevo), de la carga en la subestación j se lo puede visualizar en la fig. (5.7):

$$DMED_j \text{ (nuevo)} = DMED_j - \Delta DMED_j \quad (5.7)$$

En vista de esto, se le instruye al computador para que realice el

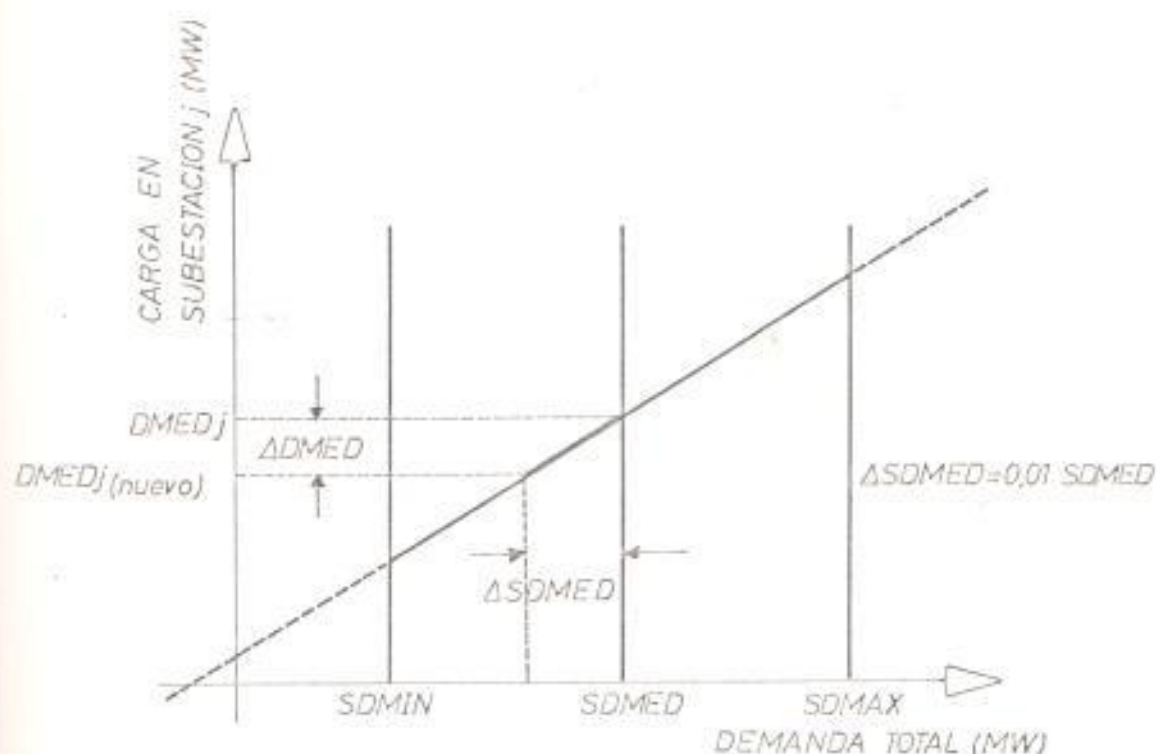


FIG. (5.7) EL CASO DE LA OSCILACION INFERIOR

mismo proceso que el de la oscilación superior pero considerando que la carga total disminuye en un 1.0%, pero mantiene constante su factor de potencia.

Determinación de las constantes A_{jn}

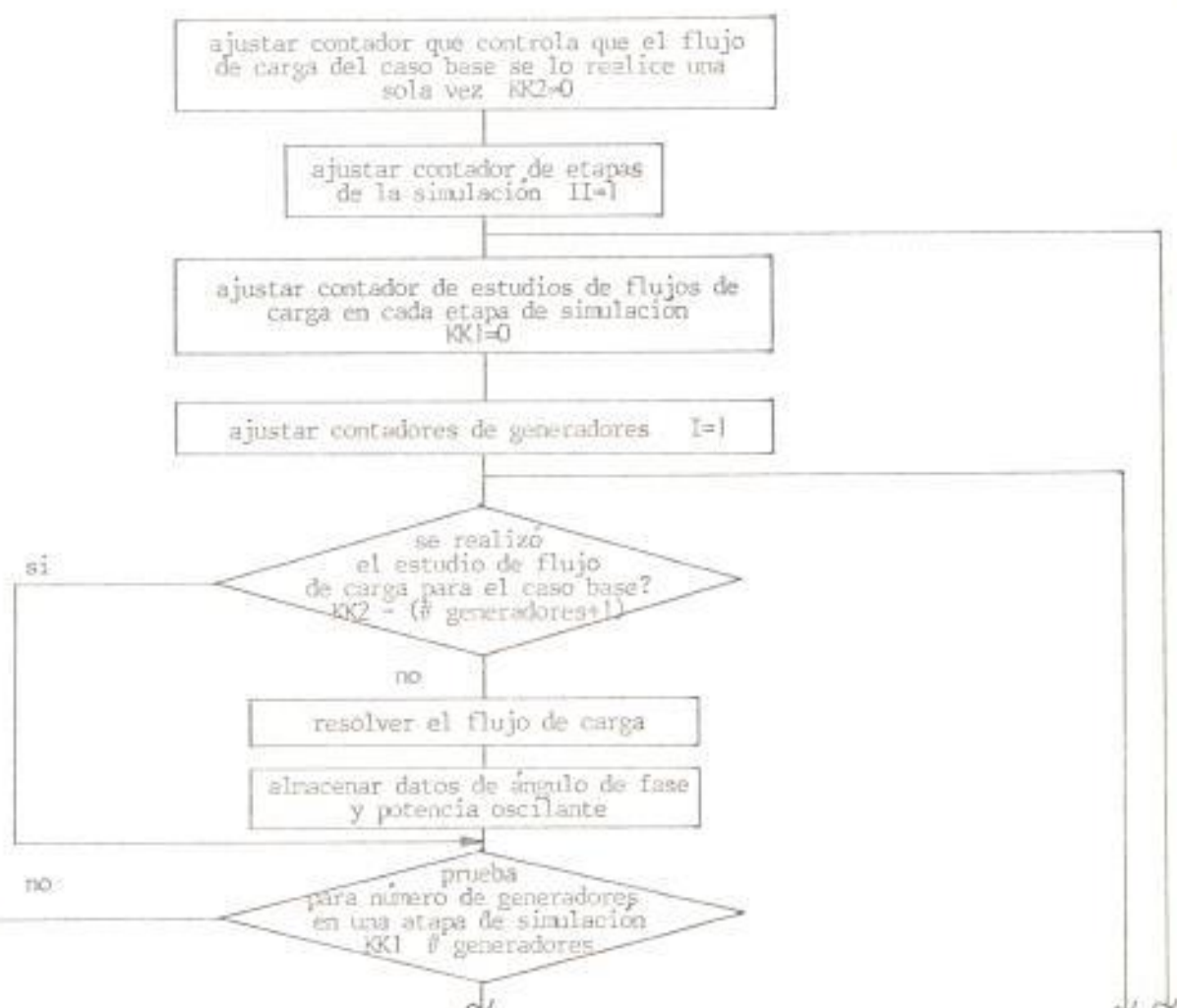
Después de llevarse a cabo los procesos de oscilación superior e inferior en el computador, la determinación de las constantes A_{jn} se la obtiene de la relación entre la diferencia del ángulo de fase del voltaje en la barra j del caso de oscilación superior e inferior y la diferencia de la potencia activa oscilante de la planta n del caso de oscilación superior e inferior, esto es:

$$A_{jn} = \sum_{n=1}^K \sum_{j=1}^N \frac{\Theta_j (\text{osc. superior}) - \Theta_j (\text{osc. inferior})}{P_n (\text{osc. superior}) - P_n (\text{osc. inferior})}$$

Donde θ es el ángulo de fase del voltaje en cada barra y P_n la potencia de generación. De esta manera se forma una matriz cuyos elementos son las constantes A_{jn} .

5.2.1 DIAGRAMA DE FLUJO

La simulación para determinar las constantes A_{jn} puede ser visualizada en el diagrama de flujo dado en la fig. (5.8):



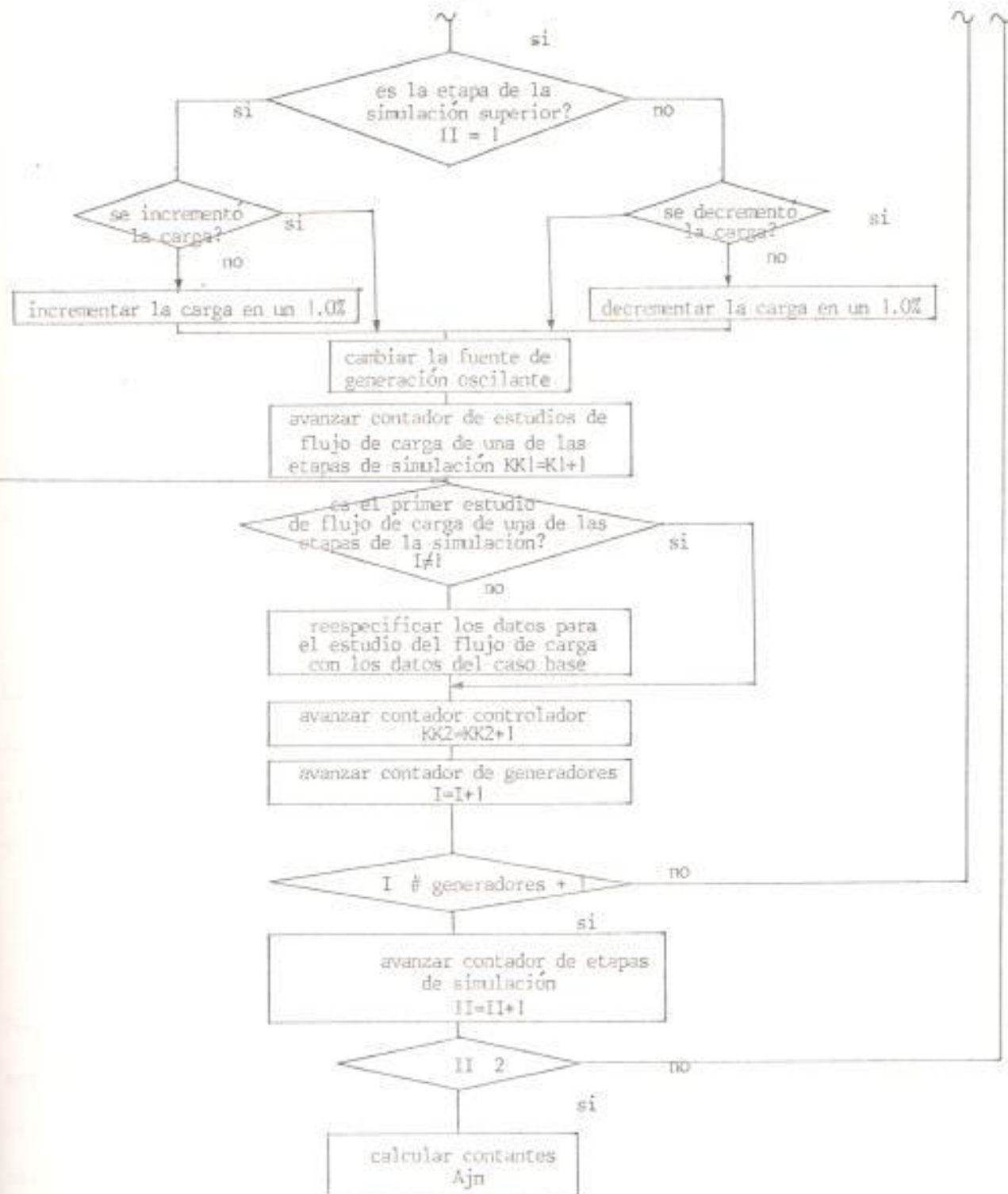


FIG. (5.8) DIAGRAMA DE FLUJO DE LA SIMULACION DIGITAL

5.2.2 IMPLEMENTACION DEL DIAGRAMA DE FLUJO EN FORTRAN

La implementación en lenguaje fortran para el diagrama de flujo se muestra en el apéndice A.

5.3 MODELO MATEMATICO PARA LA OBTENCION DE LOS FACTORES INCREMENTALES DE PERDIDA

La regla de la cadena para la diferenciación permitió la obtención de la expresión de los factores incrementales de pérdida dada por la ecuación (4.11):

$$\frac{\partial PL}{\partial P_n} = \sum_{j=1}^N \frac{\partial PL}{\partial \theta_j} \frac{\partial \theta_j}{\partial P_n} \quad n = 1, 2, \dots, K$$

La dificultad para utilizar esta expresión se debía a la imposibilidad de determinar analíticamente los términos $\partial \theta_j / \partial P_n$, pero gracias a la simulación en el computador digital estos términos pueden ser obtenidos y la expresión puede ser escrita así:

$$\frac{\partial PL}{\partial P_n} = \sum_{j=1}^N \frac{\partial PL}{\partial \theta_j} A_{jn} \quad n = 1, 2, \dots, K$$

Donde N es el número de barras y K es el número de fuentes de generación. Considerando que la expresión para los términos $\partial PL / \partial \theta_j$ está dada por la ecuación (4.13), la expresión matemática para determinar los factores incrementales de pérdida está dada por la siguiente expresión:

$$\frac{\partial PL}{\partial P_n} = \sum_{j=1}^N \sum_{i=1}^N 2 |E_j| |E_i| G_{ji} \sin(\theta_j - \theta_i) A_{jn} \quad n = 1, 2, \dots, K$$

programa para evaluar los factores incrementales de pérdida en un computador digital, utilizando la última expresión, es muy sencillo y diagrama de flujo se muestra en la fig. (5.9).

5.1 DIAGRAMA DE FLUJO

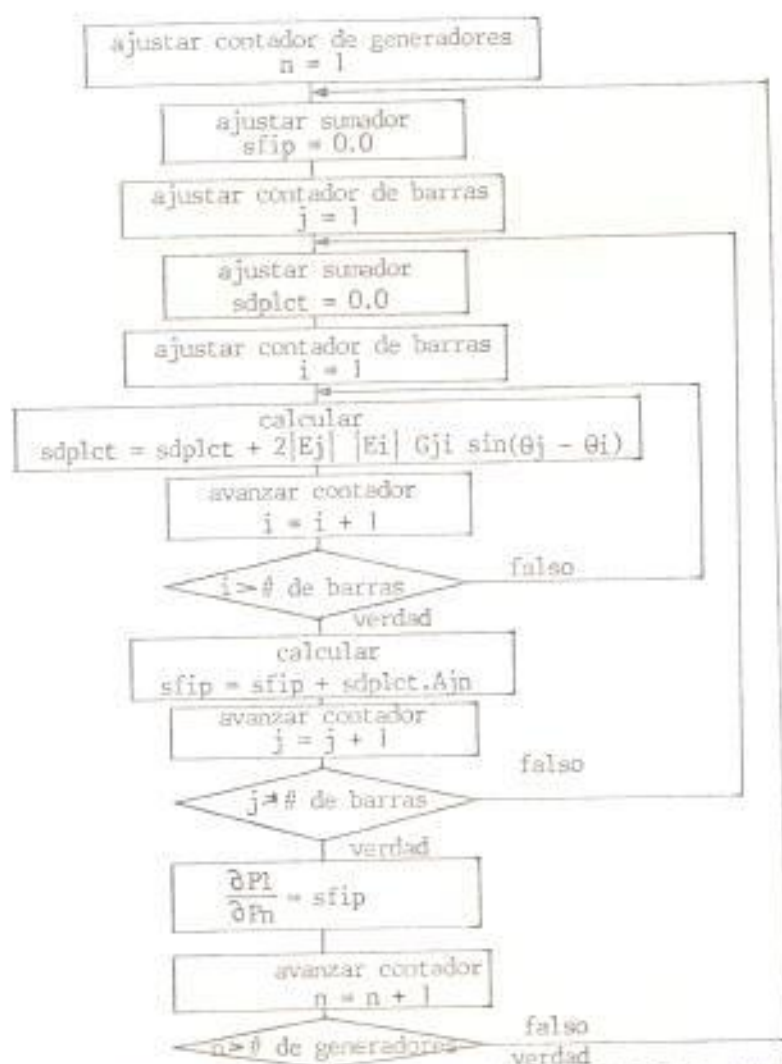


FIG. (5.9) DIAGRAMA DE FLUJO DE LOS FACTORES INCREMENTALES DE PERDIDA

5.3.2 IMPLEMENTACION DEL DIAGRAMA DE FLUJO EN FORTRAN

La implementación en fortran para el diagrama de flujo de la fig. (5.9) se muestra en el apéndice A.

5.4 MODELO MATEMATICO PARA LA OBTENCION DE LOS COEFICIENTES B

Coefficientes cuadráticos

La expresión que permite determinar los coeficientes cuadráticos de la ecuación general de pérdida fue establecida en la ecuación (4.35):

$$B_{mn} = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \frac{\partial^2 PL}{\partial \Theta_i \partial \Theta_j} \quad A_{im} \quad A_{jn} \quad m, n = 1, 2, \dots, K$$

Según esta última expresión, los coeficientes cuadráticos pueden ser evaluados después de realizar la simulación la cual nos permite determinar las constantes A.

Conociendo la ecuación que expresa la pérdida total de potencia activa del sistema en función de los ángulos de fase del voltaje de barra, dada en la ecuación (4.10), y derivando esta expresión con respecto al ángulo de fase se tiene la siguiente expresión:

$$B_{mn} = - \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N |E_i| |E_j| G_{ij} \cos (\Theta_i - \Theta_j) A_{im} A_{jn} \quad m, n = 1, 2, \dots, K$$

La cual permite evaluar los coeficientes cuadráticos, siendo su diagrama de flujo el de la fig. (5.10).

Coefficientes lineales

Los coeficientes lineales B_{no} de la ecuación general de pérdida están dados por la ecuación (4.36):

$$B_{no} = \sum_{j=1}^N \frac{\partial PL}{\partial \theta_j} A_{jn} - 2 \sum_{m=1}^K P_m B_{mn}$$

Pero como la expresión $\sum_{j=1}^N \frac{\partial PL}{\partial \theta_j} A_{jn}$ no es otra cosa que los factores incrementales de pérdida determinados anteriormente, los coeficientes lineales pueden ser evaluados con esta última expresión después que se haya determinado los coeficientes cuadráticos, siendo su diagrama de flujo el de la fig. (5.11).

Coefficientes constante

Una vez que se haya logrado determinar los coeficientes tanto cuadráticos como lineales de la ecuación general de pérdida, y conociendo la pérdida total de potencia activa del sistema de la solución del flujo de carga del caso base, la expresión para evaluar el coeficiente constante de la ecuación general de pérdida está dada por la siguiente expresión:

$$B_{oo} = PL \text{ (pérdida caso base)} - \sum_{m=1}^K \sum_{n=1}^K P_m B_{mn} P_n - \sum_{n=1}^K P_n B_{no}$$

Cuyo diagrama de flujo está dado por la fig. (5.12).

5.4.1 DIAGRAMAS DE FLUJO

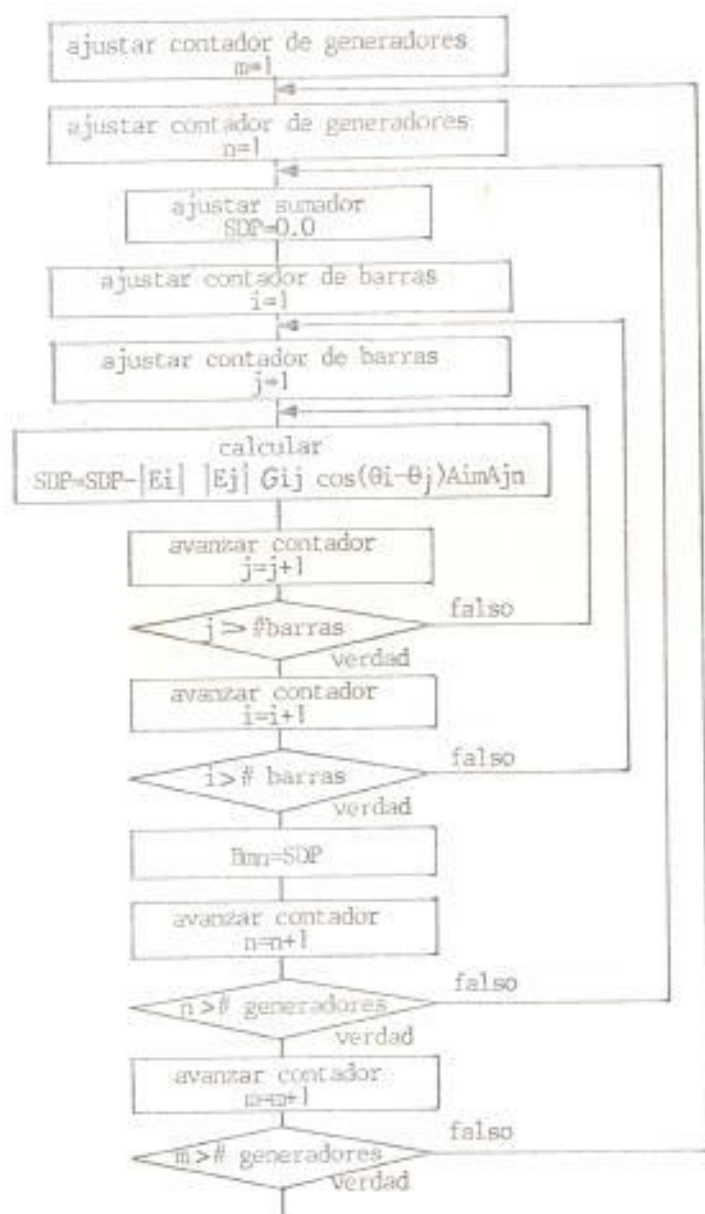


FIG. (5.10) DIAGRAMA DE FLUJO DE LOS COEFICIENTES CUADRATICOS

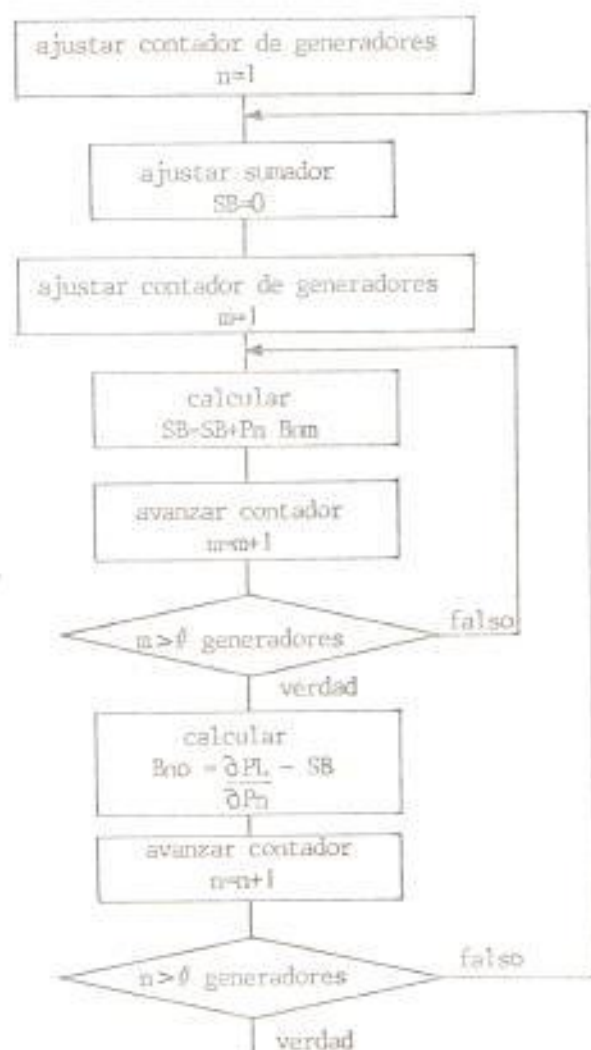


FIG. (5.11) DIAGRAMA DE FLUJO DE LOS COEFICIENTES LINEALES

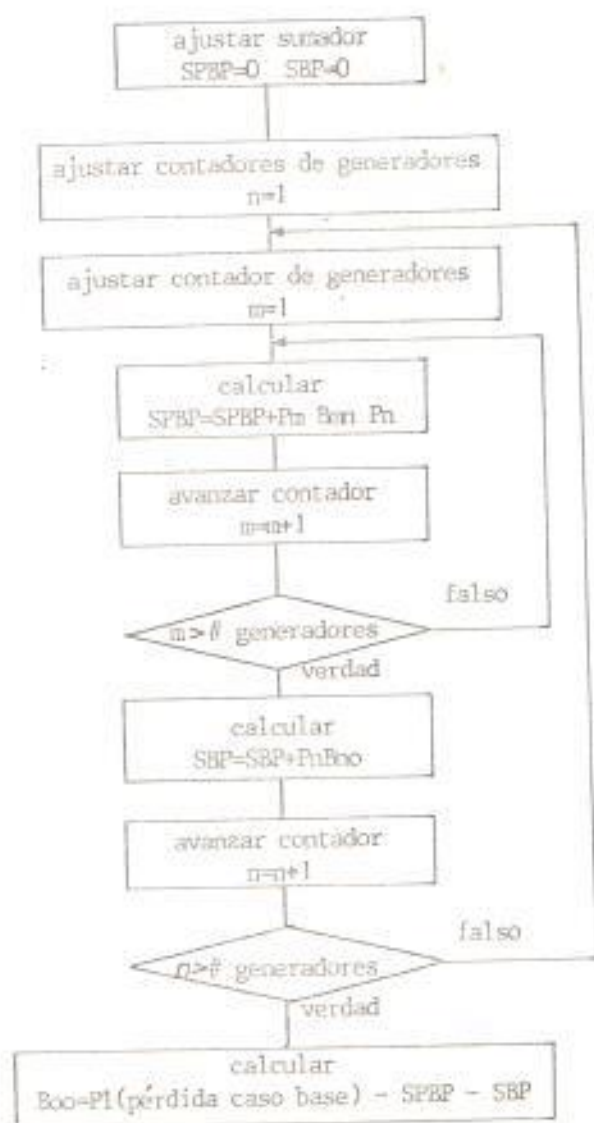


FIG. (5.12) DIAGRAMA DE FLUJO DEL COEFICIENTE CONSTANTE

5.4.2 IMPLEMENTACION DE LOS DIAGRAMAS DE FLUJO EN FORTRAN

La implementación en lenguaje fortran para los diagramas de flujo de las figuras (5.10), (5.11) y (5.12) se muestran en el apéndice A.

6. RESULTADOS COMPUTACIONALES DE LOS COEFICIENTES B

Una vez que ha logrado describir el proceso para determinar los coeficientes B de la fórmula general de pérdida de transmisión, dado por la ecuación (4.2), es necesario demostrar la exactitud del método a través del cálculo de valores numéricos con dichos coeficientes y para esto se utilizó tres sistemas de prueba. El primero, es un sistema de voltaje controlado de cinco barras independientes, tres de ellas tienen fuente de generación y las dos barras restantes poseen capacitores variables, consiguiéndose de esta manera que se mantenga constante la magnitud del voltaje, la cual es una condición para la utilización correcta del método. El segundo, es también un sistema de voltaje controlado de cuatro barras, tres son barras de generación y la restante es una barra controlada por generación reactiva. El tercero, es un sistema representativo del Sistema Nacional Interconectado, el cual está formado de veintisiete barras, cuatro de ellas tienen fuente de generación y las restantes son estrictamente barras de carga, por esto último es un sistema de potencia de voltaje no-controlado, consecuentemente, el uso del método a través de la simulación para determinar los coeficientes B es una mala aplicación de este sistema, y sin embargo, se consigue resultados satisfactorios al determinar la pérdida total del sistema utilizando la fórmula de la ecuación general de pérdida de transmisión.

6.1 SISTEMAS DE PRUEBA GRANDE Y PEQUEÑO

6.1.1 SISTEMA DE PRUEBA 1

La configuración del sistema y las impedancias de líneas en por unidad sobre una base de 100 MVA, 100 KV son mostrados en la fig. (6.1). Los datos para el estudio del caso base del flujo de carga del sistema está dado en la tabla I, donde la magnitud de los voltajes son los valores especificados para la solución del flujo de carga.

El sistema tiene cinco nodos independientes, siendo tres de ellos barras de generación y los dos restantes son barras de voltaje controlado por generación reactiva con el objeto de mantener la magnitud de los voltajes de barra a un nivel especificado.

El patrón de distribución de la carga fue asumido de tal forma que la potencia real en cada carga es algún porcentaje constante de la potencia real total de carga recibida, lo cual se muestra numéricamente en la tabla II y gráficamente en la fig. (6.2).

Dos niveles de carga fueron elegidos. El primero, designado como carga media que corresponde al período de carga media del patrón de distribución de la carga y, el segundo, designado como 50% de carga media que corresponde al período de carga mínima del patrón de distribución de la carga. Las cargas tienen un factor de potencia constante. Los mismos voltajes, utilizado en el estudio del método para el nivel de carga media, fueron utilizados para el nivel a 50% de

carga media con su respectiva generación con el fin de cumplir con la asunción de mantener constante las magnitudes de los voltajes.

Tres diferentes conjuntos base de valores de generación fueron elegidos para cada uno de los dos niveles de carga, los cuales pueden ser visualizados en la fig. (6.3). La barra oscilante en este sistema corresponde a la barra 2, donde el valor de generación se lo obtiene de la solución del método, en tanto que los valores de generación de barras 1 y 3 son datos obtenidos de un estudio previo del caso base del flujo de carga. La generación de planta, en por unidad, en cada una de las barras de generación de los tres programas de generación para el nivel de carga media se muestra en la tabla III y para el nivel a 50% de carga media se muestra en la tabla VI.

La obtención de los valores para los términos A_{jn} fue llevado a cabo por el proceso de los seis pasos descrito previamente en la sección (4.4) para los tres programas de generación en cada uno de los dos niveles de carga. Los valores de los términos A_{jn} para el nivel de carga media se muestra en la tabla IV y para la condición a 50% de carga media se muestra en la tabla VII. Del análisis de estas dos últimas tablas se puede asegurar que los términos A_{jn} permanecen casi invariables. De aquí se puede concluir, primero, que los valores de cada uno de los términos A_{jn} son constantes y, segundo, que el valor de cada uno de los términos A_{jn} no dependen ya sea del programa de generación o del nivel de carga.

Los coeficientes B fueron obtenidos para los tres programas de generación en cada uno de los dos niveles de carga. Los valores de los coeficientes para el nivel a carga media se muestran en la tabla V y para el nivel a 50% de carga media se muestra en la tabla VIII. Del análisis de estas dos tablas se puede manifestar que los coeficientes B varían tanto para los diferentes niveles de carga como para los diversos programas de generación. Los coeficientes cuadráticos sufren variaciones mínimas, en tanto que los términos lineales y la constante sufren variaciones mayores lo cual es normal en vista de que éstos términos sufren modificaciones cuando varía la generación; la comparación en forma visual se la puede apreciar en la fig. (6.4). Ahora, en vista de lo anteriormente expuesto, se presenta una situación de compromiso para elegir cuál de los dos niveles de carga y programa de generación es la más acertada para poder determinar los coeficientes de pérdida más óptimos. Para salvar este obstáculo se crearon las tablas IX y X, cuya representación gráfica corresponde al de la fig. (6.5). Estas tablas poseen los valores de las pérdidas totales del sistema. Los valores de pérdida dados por la columna $\sum I^2 R$ son las obtenidas de los estudios de flujo de carga por lo que se les puede considerar como pérdidas exactas. Los valores de pérdida de las demás columnas son obtenidas de la aplicación de la ecuación general de pérdida transmisión, dada por la ecuación (4.2), donde los coeficientes son los mostrados en las tablas V y VII y la generación P_n , P_m las mostradas las tablas III y VI. Tomando como referencia las pérdidas

dadas por la columna $\sum I^2 R$ y obteniendo la diferencia de las pérdidas entre los valores exactos y los determinados por la ecuación (4.2), la menor diferencia se encuentra cuando se utilizan los valores de los coeficientes de pérdida obtenido para el caso 2 del programa de generación y para el nivel a carga media. De aquí se concluye que la manera más óptima para determinar los coeficientes B será para el caso base que represente las condiciones medias de funcionamiento del sistema y tales valores corresponden a los de la tabla V.

SISTEMA DE PRUEBA 1

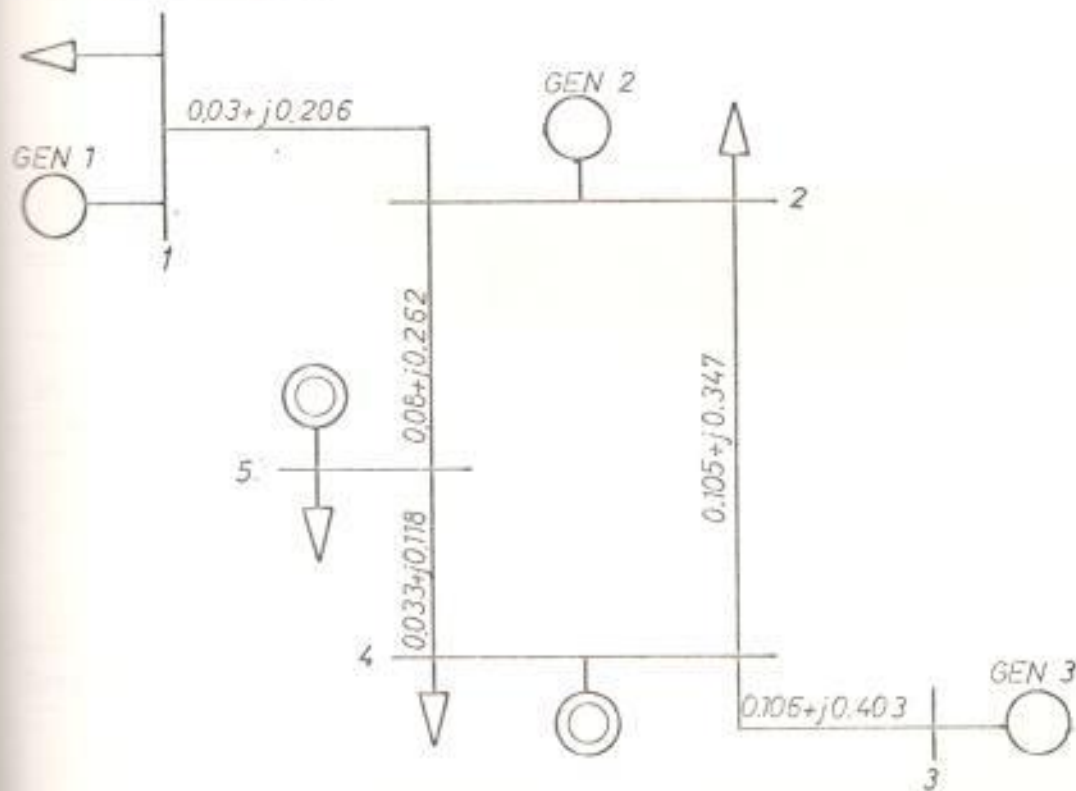


FIG. (6.1) DIAGRAMA DE IMPEDANCIA DEL SISTEMA DE PRUEBA 1 SOBRE UNA BASE DE 100 MVA

TABLA I

DATOS DE CARGA MEDIA PARA EL SISTEMA DE PRUEBA I
 TODOS LOS DATOS ESTAN DADOS EN P.U.

Número de barra	Magnitud voltaje	Potencia de carga real	Potencia de carga reactiva
1	1.050	0.860	0.200
2	0.980	0.468	0.058
3	0.953	0.000	0.000
4	0.972	0.360	0.030
5	0.981	0.174	0.120

TABLA II

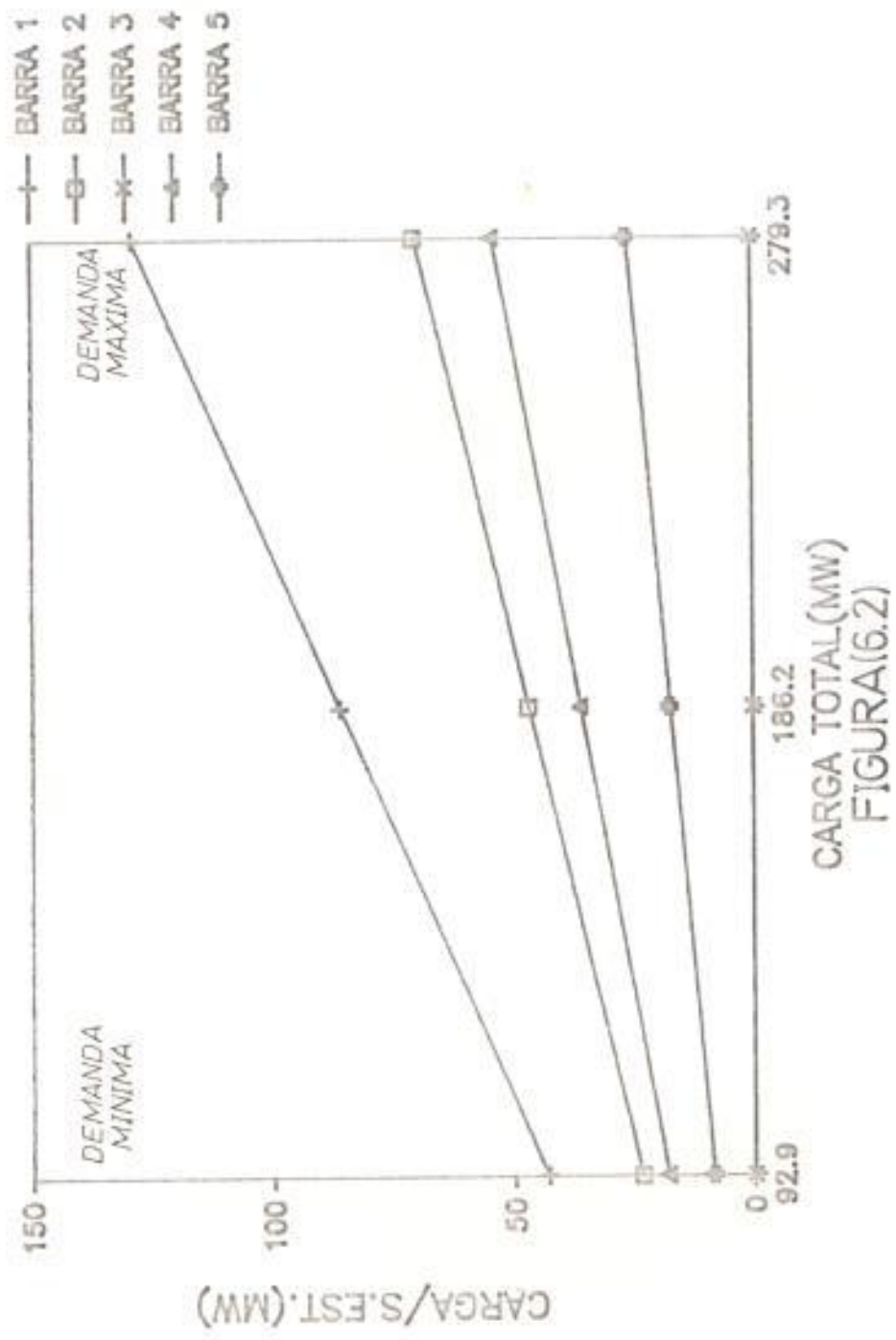
DISTRIBUCION DE LAS CARGAS EN TRES PERIODOS Y LA RAZON DE CAMBIO
 PARA LAS CARGAS DEL SISTEMA DE PRUEBA I (MW)

DISTRIBUCION UNIFORME

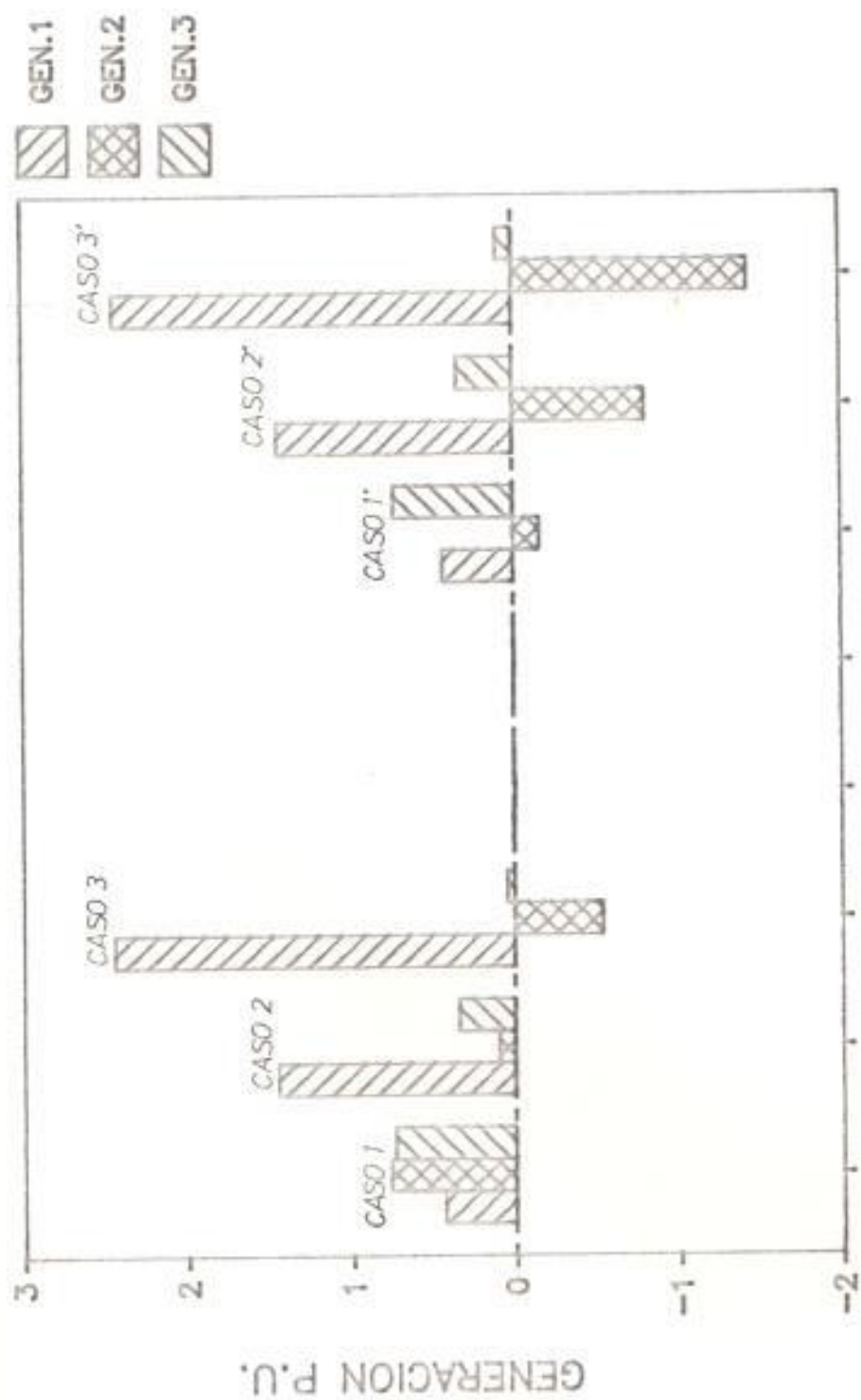
Número de barra	Período de carga máxima	Carga media	Período de carga mínima	Tasa de cambio en porcentaje
1	129.00	86.00	43.00	46.19
2	70.20	46.80	23.40	25.13
3	0.00	0.00	0.00	0.00
4	54.00	36.00	18.00	19.33
5	26.10	17.40	8.70	9.34
Carga total	279.30	186.20	92.10	100.00

PATRON DE DISTRIBUCION DE CARGA(SIST.1)

DISTRIBUCION UNIFORME



PROGRAMA DE GENERACION (SIST.1)



50% CARGA MEDIA

CARGA MEDIA

FIGURA (6.3)

TABLA III

PROGRAMA DE GENERACION DEL SISTEMA DE PRUEBA I
PARA LA CONDICION A CARGA MEDIA

Número del caso	Número de barra	Generación de planta EN por unidad
1	1	0.438
	2	0.765
	3	0.734
2	1	1.440
	2	0.104
	3	0.346
3	1	2.440
	2	- 0.538
	3	0.048

TABLA IV

VALORES DE LAS CONSTANTES A_{jn} DEL SISTEMA DE PRUEBA I
PARA LA CONDICION A CARGA MEDIA

Número del caso	j	A_{j1}	A_{j2}	A_{j3}
1	1	0.000	-0.097	-0.658
	2	-0.114	0.000	-0.579
	3	-0.168	-0.058	0.000
	4	-0.169	-0.056	-0.451
	5	-0.161	-0.046	-0.499
2	1	0.000	-0.095	-0.682
	2	-0.115	0.000	-0.592
	3	-0.167	-0.060	0.000
	4	-0.168	-0.058	-0.452
	5	-0.161	-0.048	-0.504
3	1	0.000	-0.099	-0.716
	2	-0.120	0.000	-0.612
	3	-0.170	-0.062	0.000
	4	-0.172	-0.060	-0.462
	5	-0.165	-0.050	-0.518

TABLA V

VALORES DE LOS COEFICIENTES DE PERDIDA DEL SISTEMA DE PRUEBA 1
PARA LA CONDICION A CARGA MEDIA

Número del caso	n	Bn1	Bn2	Bn3	Bn0	B00
1	1	0.01504	-0.00239	-0.01364	-0.00962	
	2		0.01159	-0.00256	-0.00565	0.01430
	3			0.15295	-0.01314	
2	1	0.01352	-0.00271	-0.01703	-0.00241	
	2		0.01164	-0.00400	-0.00167	0.00364
	3			0.16127	-0.00405	
3	1	0.01397	-0.00303	-0.01566	-0.00217	
	2		0.01245	-0.00210	0.00118	0.00222
	3			0.20476	-0.01467	

TABLA VI

PROGRAMA DE GENERACION DEL SISTEMA DE PRUEBA 1
PARA LA CONDICION A 50% DE CARGA MEDIA

Número del caso	Número de barra	Generación de planta en por unidad
1	1	0.438
	2	-0.164
	3	0.734
2	1	1.440
	2	-0.809
	3	0.346
3	1	2.440
	2	-1.434
	3	0.048

TABLA VII

VALORES DE LAS CONSTANTES A_{jn} DEL SISTEMA DE PRUEBA 1
PARA LA CONDICION A 50% DE CARGA MEDIA

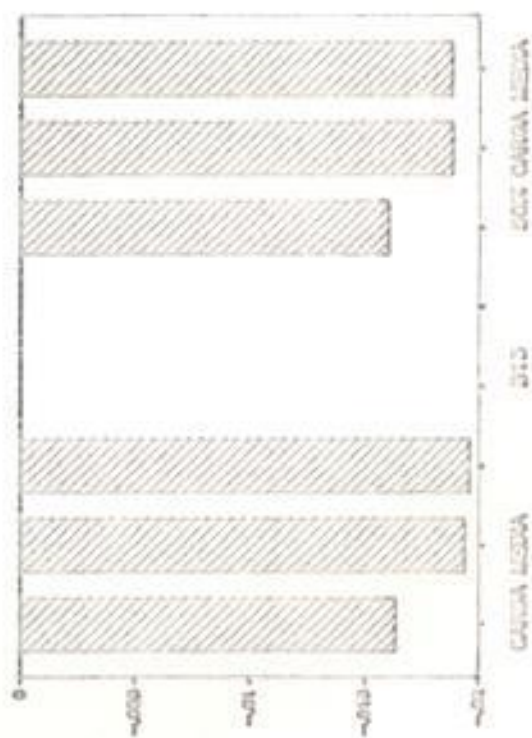
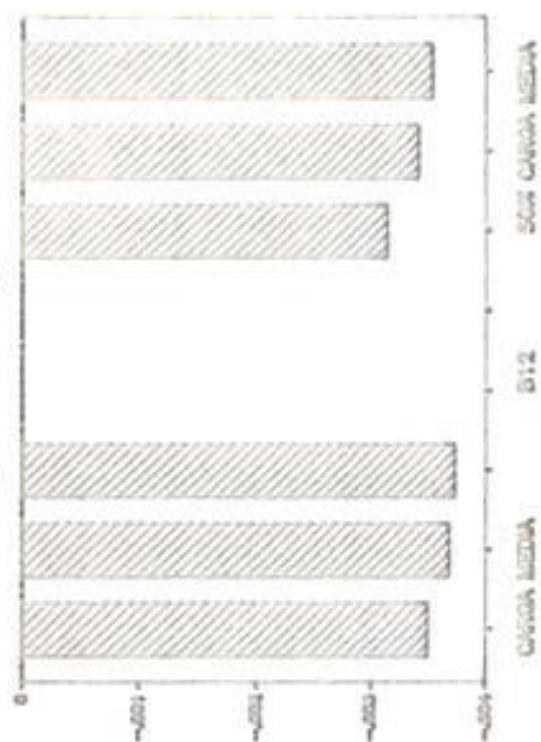
Número del caso	j	A_{j1}	A_{j2}	A_{j3}
1	1	0.000	-0.097	-0.654
	2	-0.112	0.000	-0.578
	3	-0.163	-0.059	0.000
	4	-0.166	-0.056	-0.452
	5	-0.159	-0.047	-0.501
2	1	0.000	-0.098	-0.678
	2	-0.115	0.000	-0.590
	3	-0.164	-0.061	0.000
	4	-0.167	-0.058	-0.452
	5	-0.161	-0.048	-0.505
3	1	0.000	-0.103	-0.713
	2	-0.122	0.000	-0.609
	3	-0.168	-0.063	0.000
	4	-0.172	-0.060	-0.461
	5	-0.167	-0.050	-0.519

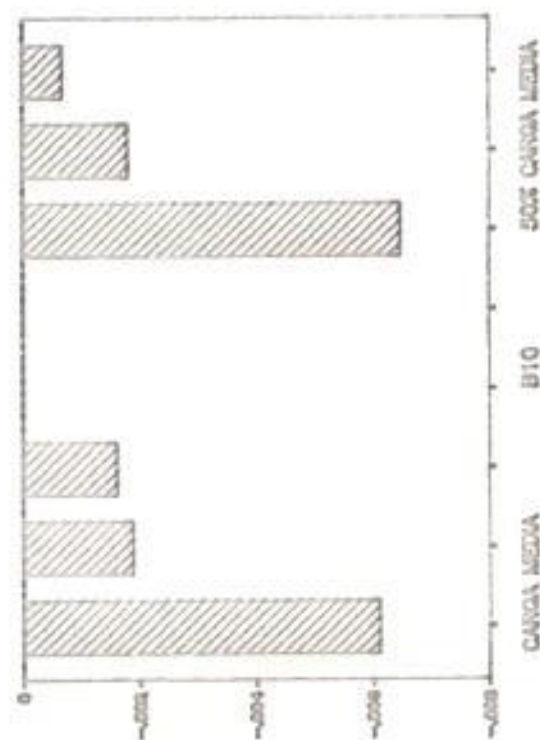
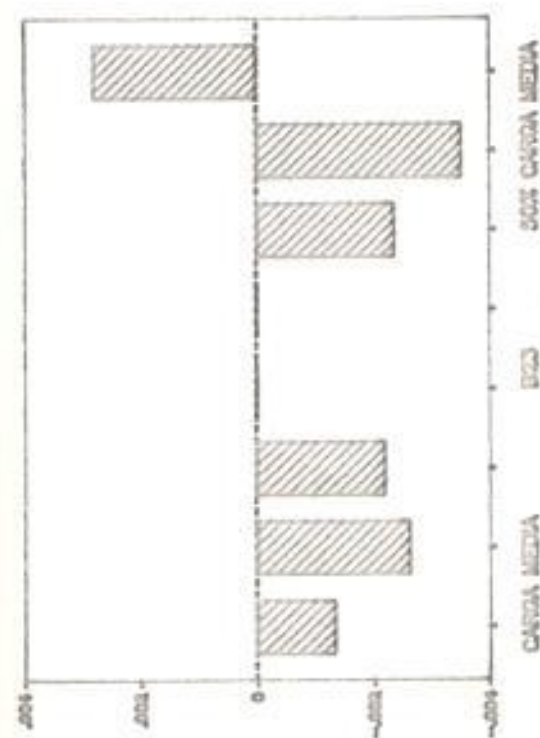
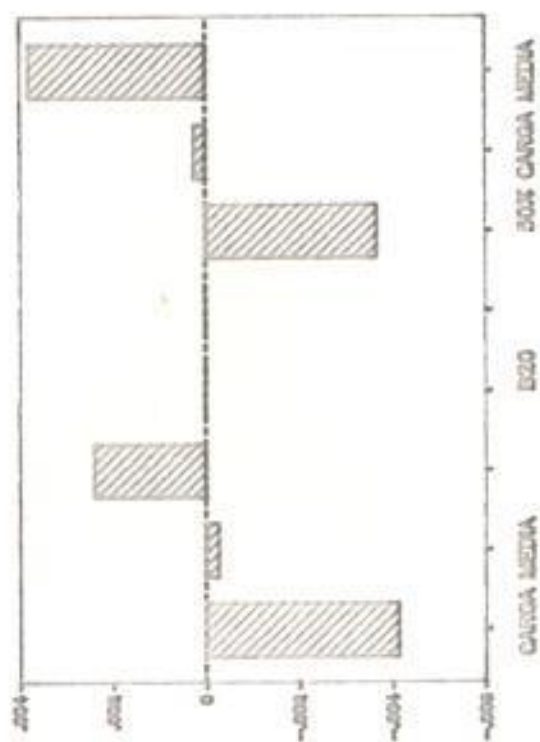
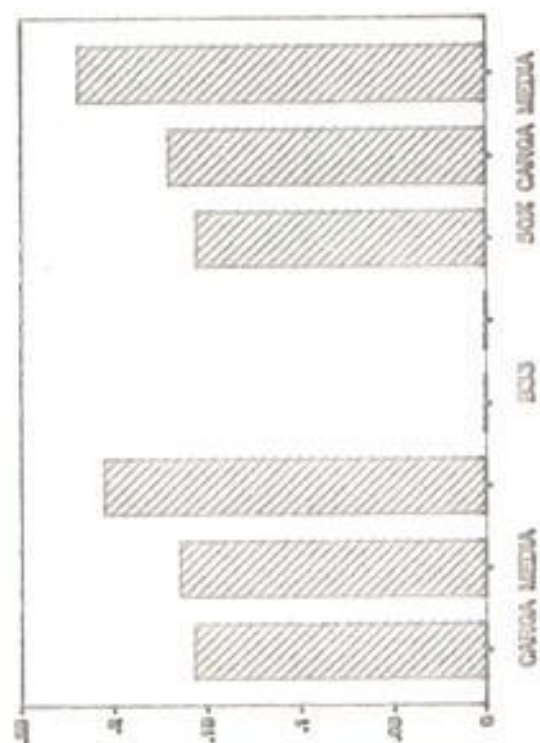
TABLA VIII

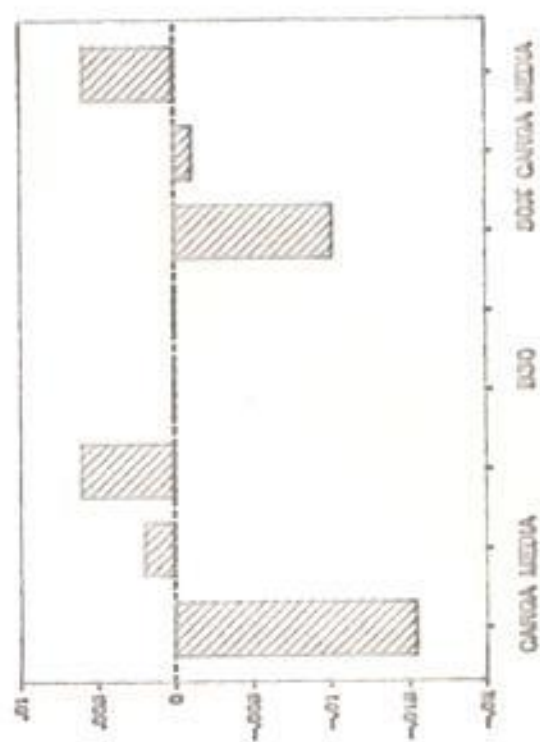
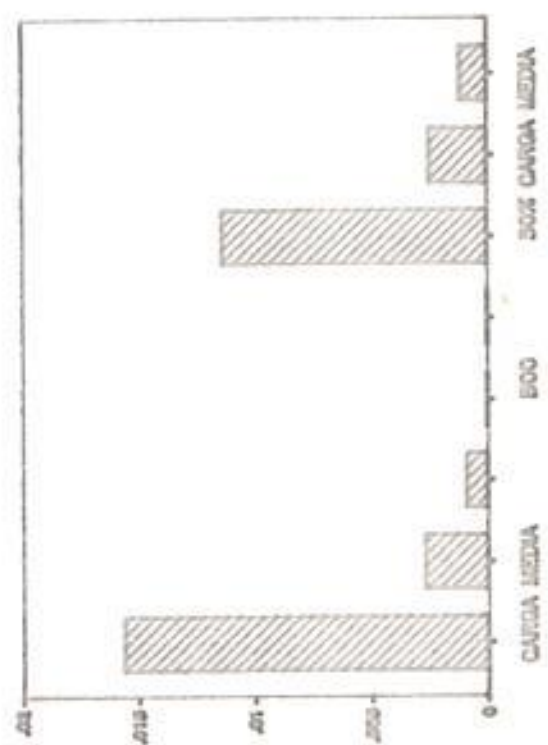
VALORES DE LOS COEFICIENTES B_{mn} DEL SISTEMA DE PRUEBA 1
PARA LA CONDICION A 50% A CARGA MEDIA

Número del caso	n	B_{n1}	B_{n2}	B_{n3}	B_{n0}	B_{00}
1	1	0.01474	-0.00231	-0.01213	-0.00877	
	2		0.01173	-0.00285	-0.00455	0.00989
	3			0.15225	-0.01076	
2	1	0.01339	-0.00283	-0.01521	-0.00203	
	2		0.01201	-0.00337	-0.00116	0.00326
	3			0.16784	-0.01071	
3	1	0.01398	-0.00336	-0.01325	-0.00149	
	2		0.01316	-0.00020	0.00326	0.00146
	3			0.22036	-0.01625	

COEFICIENTES DE PERDIDAS (SIST. 1)







FIGURA(6.4)

TABLA IX

PERDIDA TOTAL DEL SISTEMA DE PRUEBA I
PARA LA CONDICION A CARGA MEDIA

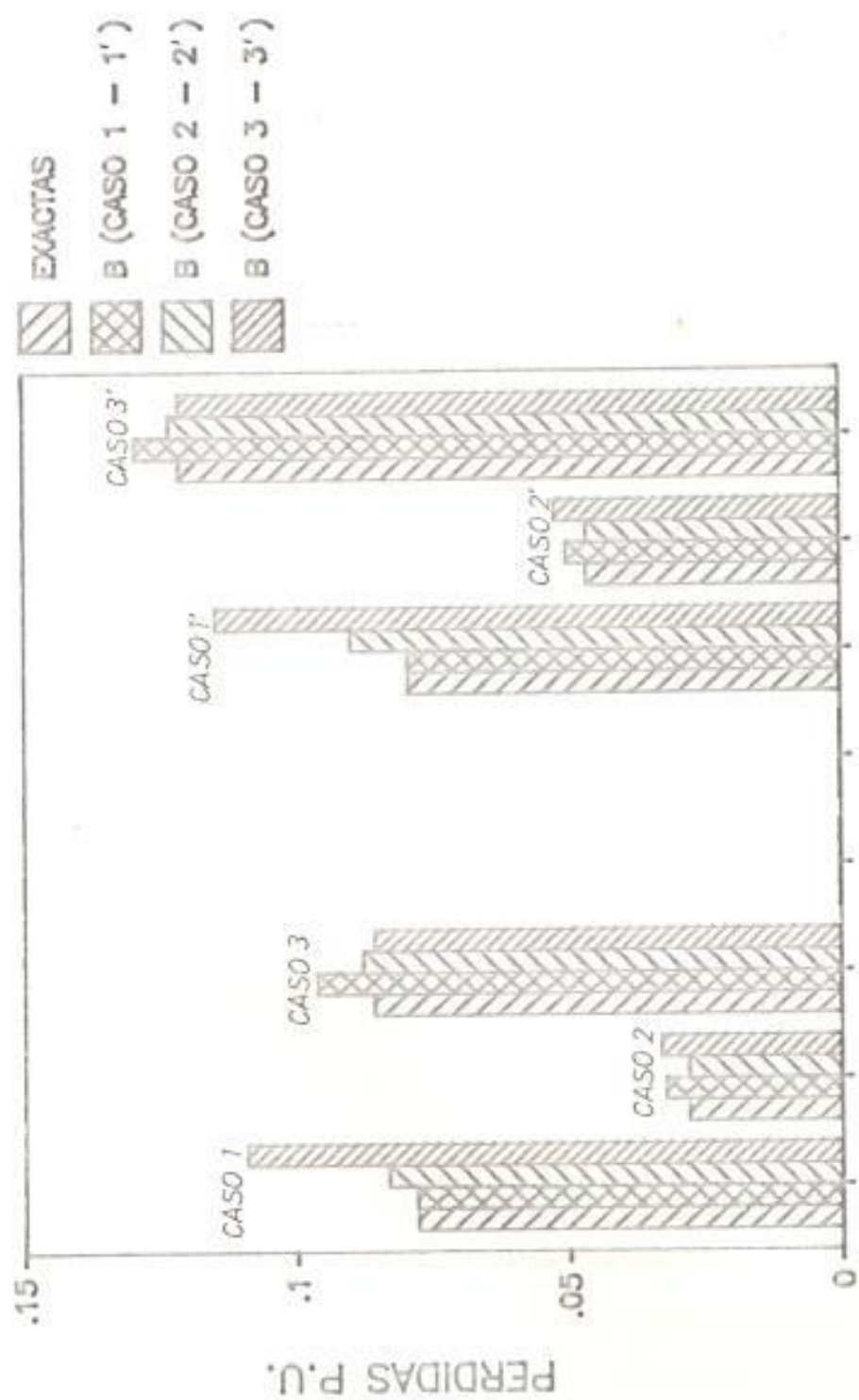
número del caso	Valores por $\sum I^2 R$	Valores por E _{mn} obtenidos del caso 1	Valores por E _{mn} obtenidos del caso 2	Valores por E _{mn} obtenidos del caso 3
1	0.0749	0.0749	0.0774	0.0972
2	0.0280	0.0304	0.0280	0.0311
3	0.0872	0.0897	0.0860	0.0872

TABLA X

PERDIDA TOTAL DEL SISTEMA DE PRUEBA I
PARA LA CONDICION A 50% A CARGA MEDIA

número del caso	Valores por $\sum I^2 R$	Valores por E _{mn} obtenidos del caso 1	Valores por E _{mn} obtenidos del caso 2	Valores por E _{mn} obtenidos del caso 3
1	0.0773	0.0773	0.0795	0.1021
2	0.0466	0.0486	0.0466	0.0498
3	0.1236	0.1204	0.1201	0.1236

PERDIDAS TOTALES (SIST. 1)



50% CARGA MEDIA

CARGA MEDIA

FIGURA(65)

6.1.2 SISTEMA DE PRUEBA 2

El sistema de prueba 2 es también un sistema de voltaje controlado, su configuración y sus impedancias de líneas en por unidad sobre una base de 100 MVA, 100KV son mostradas en la fig. (6.6). El sistema tiene 4 nodos independientes, tres de ellos tienen fuente de generación y la barra restante posee un capacitor variable conectado a ella, con una carga localizada sobre una línea que se conecta a dos plantas de generación y una planta de generación localizada sobre una línea que conecta a dos plantas de generación mencionadas anteriormente. Los datos para el estudio del caso base del flujo de carga están dados en la tabla XI y corresponde a la distribución no-uniforme de carga.

El patrón de distribución de carga está formado por tres períodos: máxima, media y mínima; y puede ser observada en la fig. (6.7). El patrón está dividido en dos subpatrones. El primero posee la distribución uniforme de carga, y el segundo tiene la distribución no-uniforme de carga, dados en la tabla XII. Las cargas fueron asumidas a tener el mismo factor de potencia ya sea sobre el rango de variación como entre carga y carga. Debe recordarse que el tipo de variación de carga no-uniforme es una violación directa de las asunciones aplicadas a algunos métodos, pero sirve de buena base para comparar resultados de los factores incrementales de pérdida y pérdida total de potencia real empleando los coeficientes B no ligado a esta asunción.

La obtención de las constantes A_{jn} por medio del proceso de simulación

fue llevado a cabo para el nivel de carga media tanto para la distribución uniforme de carga como para la distribución no-uniforme de carga, dados en las tablas XIII y XV, respectivamente. Del análisis de estas tablas puede asegurarse que la constancia de los términos A_{jn} no entran en duda a pesar de que la mayor diferencia entre términos es del orden de 9.0×10^{-3} correspondiendo al término A_{31} . Sin embargo, esta variación en los términos A_{jn} se va a ver reflejada en la determinación de los coeficientes B de la ecuación general de pérdida, datos en la tabla XIV para la distribución no uniforme de carga a la cual se la denomina EGPT-I, y en la tabla XVI para la distribución uniforme de carga a la cual se la denomina EGPT-II.

En la tabla XVII se muestran los resultados obtenidos con las dos ecuaciones de pérdida de transmisión, EGPT-I, basado sobre el caso B1 con una variación de carga no-uniforme, y EGPT-II, basado sobre el mismo caso B1 pero con una variación de carga uniforme. También se menciona, para comparar con los resultados calculados, las pérdidas exactas de potencia real y los factores incrementados de pérdida tomados de la referencia 5.

Analizando esta tabla puede manifestarse que el ajuste es muy bueno entre los factores incrementales exactos y los calculados por las dos ecuaciones de pérdida, aunque en la mayoría de los casos los valores dados por la ecuación EGPT-I son más exactos que aquellos valores dados por la ecuación EGPT-II. Lo mismo puede decirse acerca de las pérdidas

totales de potencia real. Esto sugiere la importancia de incluir los datos de potencia real de carga para el período máximo y mínimo en la obtención de los coeficientes B de la ecuación general de pérdida de transmisión para un sistema en la cual la carga varía no-uniformemente.

SISTEMA DE PRUEBA 2

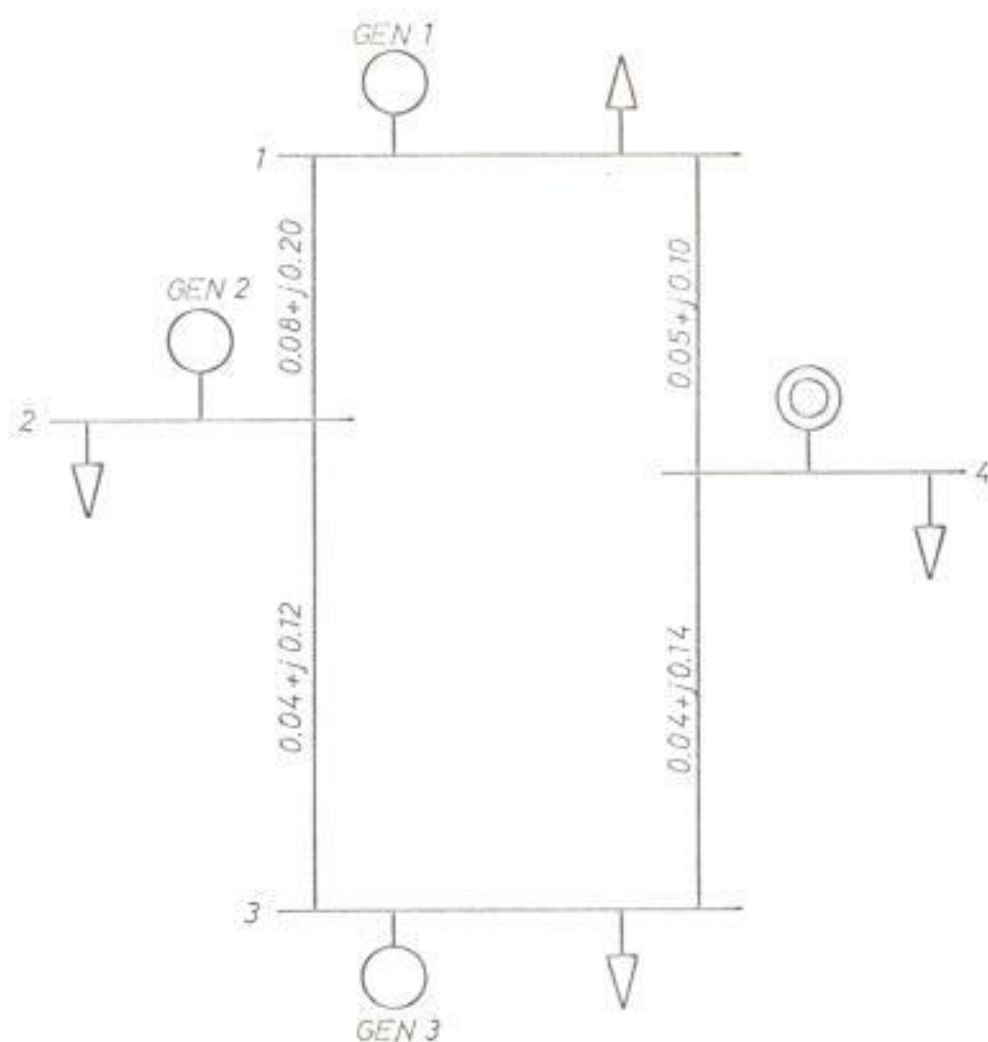


FIG. (6.6) DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS DEL SISTEMA DE PRUEBA 2 SOBRE UNA BASE DE 100 MVA

TABLA XI

DATOS DE CARGA MEDIA DEL SISTEMA DE PRUEBA 2
 TODOS LOS DATOS ESTAN EN POR UNIDAD

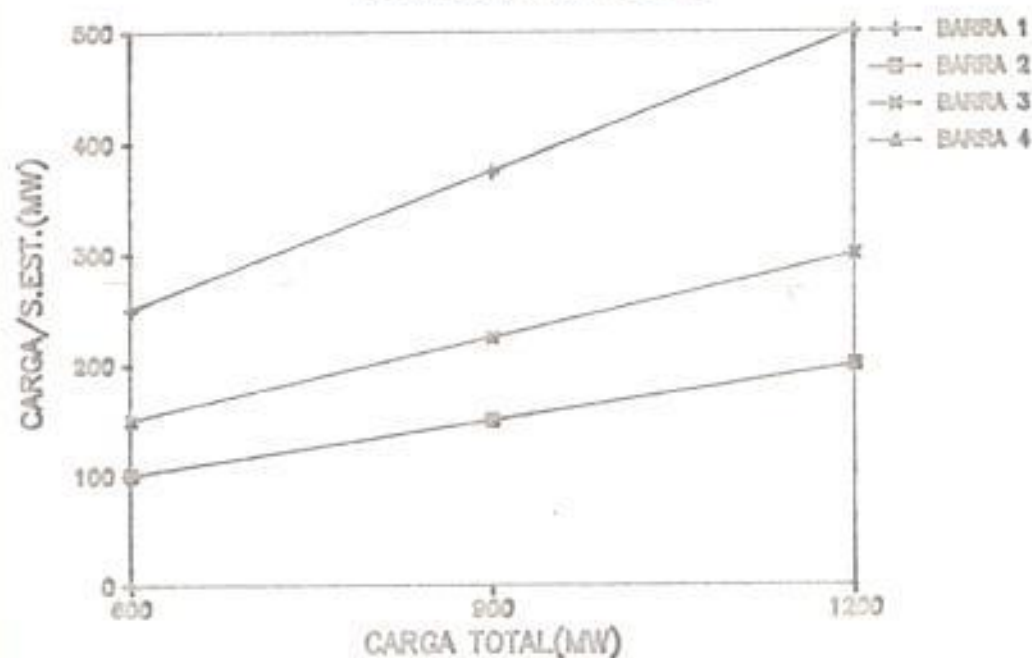
Número de barra	Magnitud voltaje	Potencia de carga real	Potencia de carga reactiva
1	1.00	3.850	1.925
2	1.00	1.450	0.725
3	1.00	2.100	1.050
4	1.00	1.600	0.800

TABLA XII

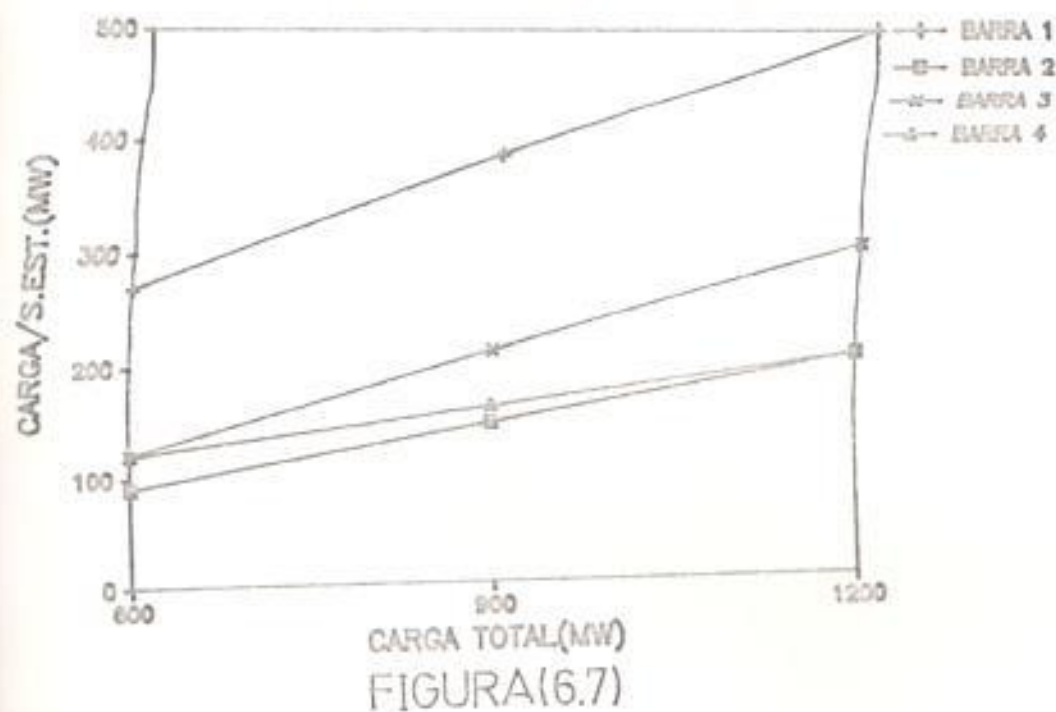
DISTRIBUCION DE LA CARGA EN TRES PERIODOS Y LA RAZON DE CAMBIO
 PARA LA CARGA DEL SISTEMA DE PRUEBA 2

Número de barra	Período de carga máxima	Carga media	Período de carga mínima	Tasa de cambio en porcentaje
Distribución no-uniforme (MW)				
1	500.0	385.0	270.0	38.33
2	200.0	145.0	90.0	18.33
3	300.0	210.0	120.0	30.00
4	200.0	160.0	120.0	13.33
Distribución uniforme (MW)				
1	500.0	375.0	250.0	41.66
2	200.0	150.0	100.0	16.66
3	300.0	225.0	150.0	25.00
4	200.0	150.0	100.0	16.66

PATRON DE DISTRIBUCION DE CARGA(SIST.2)
DISTRIBUCION UNIFORME



PATRON DE DISTRIBUCION DE CARGA(SIST.2)
DISTRIBUCION NO UNIFORME



FIGURA(6.7)

TABLA XIII

VALORES DE LAS CONSTANTES A_{jn} DEL SISTEMA DE PRUEBA 2 PARA LA CONDICION DE CARGA MEDIA Y DISTRIBUCION NO-UNIFORME

j	A_{j1}	A_{j2}	A_{j3}
1	0.000	-0.087	-0.085
2	-0.066	0.000	-0.045
3	-0.080	-0.058	0.000
4	-0.044	-0.083	-0.058

TABLA XIV

VALORES DE LOS COEFICIENTES B_{mn} DEL SISTEMA DE PRUEBA 2 PARA LA CONDICION DE CARGA MEDIA Y DISTRIBUCION NO-UNIFORME

n	B_{n1}	B_{n2}	B_{n3}	B_{n0}	B_{00}
1	0.01887	-0.00877	-0.01345	-0.04887	
2		0.02350	0.00354	-0.00225	0.12830
3			0.01836	0.00510	

TABLA XV

VALORES DE LAS CONSTANTES A_{jn} DEL SISTEMA DE PRUEBA 2 PARA LA CONDICION DE CARGA MEDIA Y DISTRIBUCION UNIFORME

j	A_{j1}	A_{j2}	A_{j3}
1	0.000	-0.092	-0.092
2	-0.059	0.000	-0.047
3	-0.071	-0.057	0.000
4	-0.043	-0.087	-0.064

TABLA XVI

VALORES DE LOS COEFICIENTES B_{mn} DEL SISTEMA DE PRUEBA 2 PARA LA CONDICION DE CARGA MEDIA Y DISTRIBUCION UNIFORME

n	B_{n1}	B_{n2}	B_{n3}	B_{n0}	B_{00}
1	0.01576	-0.00863	-0.01302	-0.01553	
2		0.02507	0.00553	-0.02401	0.10209
3			0.02086	-0.02528	

Fuentes de generación (MW)			Factores incrementales por ciento			Pérdidas totales en MW			
Fuente No. 1	Fuente No. 2	Fuente No. 3	Variación de carga	Fuente No. 1	Fuente No. 2		Fuente No. 3		
CARGAS DEL PERIODO MAXIMO									
300.00	500.00	466.56	A1	EXACTO EGPT-I EGPT-II	No uniforme No uniforme Uniforme	-15.99 -14.89 -12.88	20.76 21.32 22.65	12.72 13.11 14.65	66.56 67.68 67.49
200.00	800.00	357.93	A2	EXACTO EGPT-I EGPT-II	No uniforme No uniforme Uniforme	-25.76 -21.00 -18.38	37.41 36.40 38.22	16.36 13.94 16.04	157.93 157.50 157.75
200.00	400.00	710.73	A3	EXACTO EGPT-I EGPT-II	No uniforme No uniforme Uniforme	-25.76 -23.47 -20.66	21.74 20.10 22.06	23.71 24.06 26.34	110.73 111.53 111.95
CARGAS DEL PERIODO MEDIO									
200.00	400.00	348.44	B1	EXACTO EGPT-I EGPT-II	No uniforme No uniforme Uniforme	-13.86 -13.73 -11.23	17.55 17.53 18.06	10.82 10.76 11.23	48.44 48.46 43.91
400.00	200.00	308.83	B2	EXACTO EGPT-I EGPT-II	No uniforme No uniforme Uniforme	-1.57 -1.61 -0.44	4.66 4.35 4.14	2.74 2.51 2.15	8.83 8.62 7.39
CARGAS DEL PERIODO MINIMO									
100.00	300.00	233.86	C1	EXACTO EGPT-I EGPT-II	No uniforme No uniforme Uniforme	-11.96 -12.67 -10.00	14.51 13.78 13.50	9.20 8.53 7.94	33.86 34.95 27.59
150.00	300.00	174.36	C2	EXACTO EGPT-I EGPT-II	No uniforme No uniforme Uniforme	-8.34 -9.18 -6.54	13.11 12.48 11.98	5.70 5.00 4.16	24.36 25.47 19.94
100.00	350.00	187.62	C3	EXACTO EGPT-I EGPT-II	No uniforme No uniforme Uniforme	-11.64 -12.30 -9.33	16.38 15.80 15.50	7.96 7.19 6.57	37.62 38.71 31.49

4.1.3 SISTEMA DE PRUEBA 3

Con el objetivo de poder demostrar la validéz del método para determinar los coeficientes B de la ecuación general de pérdida se ha seleccionado un sistema real. Este sistema es una parte representativa del Sistema Nacional Interconectado, cuyo diagrama unifilar está representado en la fig. (6.8). Los datos de líneas están dados en la tabla XVIII y los datos de barra y generación en la tabla XIX.

Las cargas en el sistema fueron asumidas a variar linealmente en tasas no individuales, es decir, según el patrón de carga uniforme. Las cargas individuales tienen factor de potencia constante sobre el rango de variación pero factor de potencia variable entre carga y carga. Se eligió como carga media para la solución del caso base del flujo de carga, la carga máxima del año 1985 por tener valores muy cercanas a aquellos que se obtendría de promediar entre la carga mínima del año 1985 y la máxima del año 1987. Esto es posible porque, como se demostró en el sistema de prueba 1, la forma más óptima de obtener los coeficientes B es para aquella condición que posee las características medidas de funcionamiento.

Los datos de carga para este sistema, están dados para un lapso de tres años, lo cual conduce a que cuando se haga el análisis del sistema en las condiciones extremas (período mínimo y máximo) con el uso de los coeficientes B, se obtengan resultados no tan ajustados a los valores reales, en vista de que las características del sistema están demasiado

alejadas de las condiciones medias de funcionamiento.

A pesar de que los valores de pérdida total obtenidos a través del uso de los coeficientes B, en este sistema, dan resultados satisfactorios, es deseable que la Demanda de Carga a utilizarse sea de lapso mínimo, es decir, diaria, semanal o mensual, para asegurar la exactitud de los coeficientes B.

En este sistema las barras son de tres tipos: generación, voltaje controlado y de carga. Para el estudio del caso base del flujo de carga solo se considera las barras de generación y las de carga, es decir, que no fue necesaria la utilización de capacitores en la determinación de los coeficientes de pérdida para este sistema. Como se había mencionado, existen cuatro barras de generación y las restantes son barra de carga.

Las líneas están representadas por el modelo normal II de las líneas de transmisión. Existen transformadores con razón de transformación no nominal y el valor de las tomas de los transformadores de tomas variables fueron obtenidas del estudio previo del caso base del flujo de carga a través del programa LFL de la FIE. La inclusión de barras de carga (voltaje no controlado) viola una de las asunciones en la derivación del método pero fue mantenida en el sistema para propósito comparativo y por generalidad.

Los valores de potencia real de las fuentes que suministran energía

fueron obtenidas también del estudio del caso base del flujo de carga a través del programa LFL.

Los valores de los coeficientes B de la ecuación general de pérdida de transmisión, denominada EGPT, para el Sistema Interconectado están dados en la tabla XX.

La tabla XXI muestra los resultados obtenidos con la ecuación general de pérdida de transmisión EGPT, basado sobre el caso A2 para una variación de carga uniforme. También se muestra para propósito comparativo las pérdidas totales exactas obtenidas de la solución de los flujos de carga por el programa LFL de la FIE. El análisis de los resultados de esta tabla muestra concluyentemente que la ecuación general de pérdida de valores muy cercano a aquellos obtenidos por la fórmula exacta I.R. También demuestra la generalidad del modelo y, de ninguna manera, la violación de la asunción de la barra de voltaje controlado causa apreciable inexactitud sobre los coeficientes de pérdida.

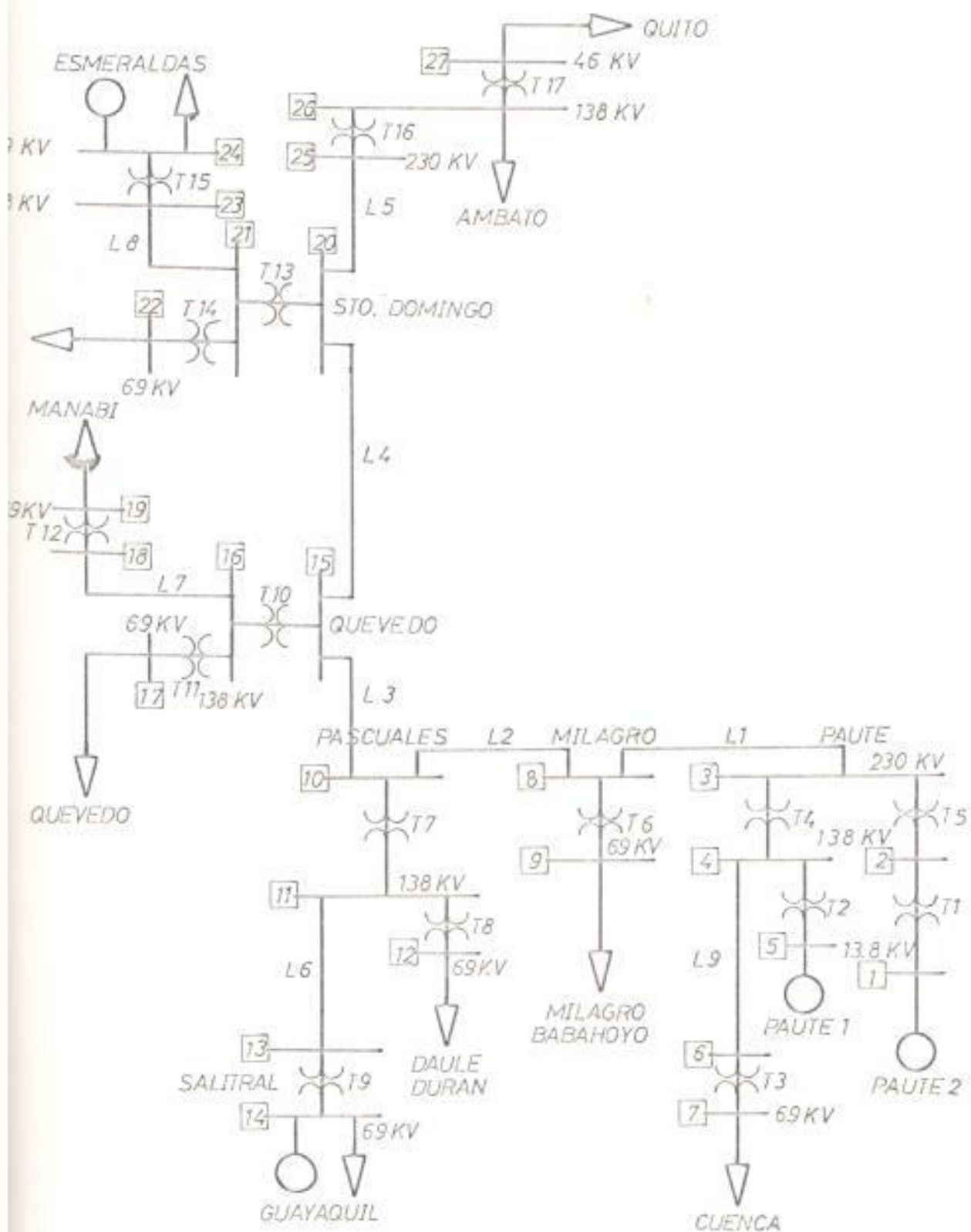


FIG. (6.8) SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

TABLA XVIII

CARACTERISTICAS DE LINEAS Y TRANSFORMADORES

Línea	Z (P.U.) (Base 100 MVA)	MVAR (Capacitivo)
L1	0.0078 + j 0.06405	51.20
L2	0.0025 + j 0.024	16.80
L3	0.008 + j 0.06405	53.92
L4	0.0058 + j 0.0468	39.10
L5	0.00435 + j 0.036	28.20
L6	0.006 + j 0.0218	2.20
L7	0.091 + j 0.2833	6.70
L8	0.065 + j 0.2007	24.90
L9	0.0295 + j 0.0928	8.80

Transformador	X (P.U.) (Base 100 MVA)	MVA	TAP	En el lado de
T1	j0.052	342	+ 5%	AT
T2	j0.0347	342	+ 5%	AT
T3	j0.0683	60	+ 10% LTC	BT
T4	j0.0196	300	+ 5%	AT
T5	j0.0196	300	+ 5%	AT
T6	j0.0045	100	+ 5%	AT
T7	j0.0196	225	+ 5%	AT
T8	j0.3630	33	+ 10% LTC	BT
T9	j0.056	150	+ 5%	AT
T10	j0.0449	100	+ 10% LTC	BT
T11	j0.3971	20	+ 5%	AT
T12	j0.1251	40	+ 10% LTC	BT
T13	j0.0049	100	+ 5%	AT
T14	j0.121	30	+ 5%	AT
T15	j0.1250	60	+ 10% LTC	BT
T16	j0.0196	225	+ 5%	AT
T17	j0.115	75	+ 10% LTC	BT

TABLA XIX

DATOS DE CARGA Y GENERACION (MW + j MVAR)

	1985		1986		1987	
	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN
Quenca	13.2 + j10.92	7.19 + j1.21	14.0 + j11.5	8.0 + j0	14.83 + j12.0	8.3 + j0.5
Milagro	24.6 + j10.17	10.3 + j3.65	26.1 + j11.5	11.5 + j4.81	27.6 + j13.0	13.0 + j5.8
Dauile-Daraan	23.5 + j10.0	12.5 + j5.0	25.0 + j11.0	14.0 + j7.0	26.5 + j12.0	15.0 + j8.0
Queyacuili	121.6 + j15.0	54.6 + j24.0	128.7 + j19.0	67.0 + j28.0	136.4 + j25.0	70.0 + j34.0
Quevedo	8.3 + j5.4	3.5 + j2.5	8.8 + j5.8	4.0 + j3.21	9.33 + j6.1	4.3 + j3.0
Manabí	28.8 + j5.01	14.9 + j5.10	22.1 + j5.86	16.0 + j6.5	23.43 + j7.0	16.8 + j7.0
Sto. Domingo	11.8 + j7.0	5.30 + j3.1	12.5 + j8.0	6.0 + j3.7	13.25 + j8.5	6.8 + j4.12
Esmeraldas	21.0 + j10.30	9.4 + j7.0	22.3 + j11.3	10.8 + j8.0	23.6 + j12.43	11.4 + j8.8
Quito	47.5 + j13.0	14.5 + j6.3	50.0 + j10.0	18.0 + j5.0	53.0 + j7.0	19.8 + j4.0
Hacia Arbatato	67.3 + j15.5	26.51 + j2.43	71.4 + j19.45	29.0 + j0.0	75.7 + j23.0	32.0 + j2.0

CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACION

Paute 1	300 MW
Paute 2	200 MW (Oscilación)
Esmeraldas	125 Mw
Guayaquil	75 MW

COMPENSACION INSTALADA

Reactor Pascuales	20 MVAR
Paute	20 MVAR
Quevedo	10 MVAR
Sto. Domingo	10 MVAR
Sta. Rosa	20 MVAR
Capacitor Salifral	6 MVAR
Sta. Rosa	25 MVAR

TABLA XX

VARIACION DE LOS COEFICIENTES B EN P.U. SOBRE UNA BASE 100 MVA DEL SISTEMA DE PRUEBA 3 PARA LA CONDICION DE CARGA MAXIMA DEL 85

n	Bn, 1	Bn, 5	Bn, 14	Bn, 24	Bn, 800
1	0.11929	0.09586	0.01800	0.08261	-0.58998
5		0.07705	0.01440	0.05640	-0.47328
14			0.00702	0.00794	-0.08867
24				0.10939	-0.42443
					0.79804

COMPARACION DE RESULTADOS DEL SISTEMA DE PRUEBA 3

Puentes de generación en MW				Caso No.	Variación de carga	Pérdidas totales en MW
Fuente No. 1	Fuente No. 5	Fuente No. 14	Fuente No. 24			
CARGAS DEL PERIODO MAXIMO DEL 85						
133.99	200.00	50.00	0.10	A1	Uniforme Uniforme	16.68 10.75
219.80	100.00	31.00	31.00	A2	Uniforme Uniforme	14.28 14.32
129.20	150.00	50.00	50.00	A3	Uniforme Uniforme	11.78 9.76
CARGAS DEL PERIODO MAXIMO DEL 86						
10.90	240.00	70.00	70.00	B1	Uniforme Uniforme	10.01 8.57
199.27	165.00	35.00	0.00	B2	Uniforme Uniforme	18.88 16.69
CARGAS DEL PERIODO MAXIMO DEL 87						
6.90	300.00	75.00	34.90	C1	Uniforme Uniforme	13.14 8.77
119.80	150.00	65.00	70.00	C2	Uniforme Uniforme	11.12 11.36
CARGAS DEL PERIODO MINIMO DEL 86						
165.87	0.00	22.00	0.00	B1'	Uniforme Uniforme	4.39 14.16
106.70	200.00	40.00	48.00	B2'	Uniforme Uniforme	13.81 11.58

2. TABLAS DE COEFICIENTES B

El sistema de prueba 2 ha sido elegido para llevar a cabo la comparación entre los valores de los coeficientes de pérdida obtenidos por el método de las constantes A_{jn} y el método de Watson y Stadlin (referencia 5). Se eligió este sistema en vista de que es un sistema de voltaje controlado, por lo tanto cumple con la condición que se estableció para poder aplicar correctamente este método, y además que se dispone de los coeficientes B obtenidos a través de un método que es considerado exacto como el de Watson y Stadlin. Los coeficientes fueron determinados para dos modelos diferentes de variación de la carga, no uniforme y uniforme, dado por la tabla XII, y se muestra en tablas XXII y XXIII, respectivamente.

Los valores de los coeficientes cuadráticos obtenidos por el método A_{jn} son muy cercanos a los valores del método exacto. Los coeficientes cuadráticos, propios y mutuos, tienen el mismo grado de exactitud e igualdad.

Los valores de los coeficientes lineales y constantes tienen una menor exactitud que los coeficientes cuadráticos, lo cual es justificable por la forma en que se determinó dichos coeficientes es una condición de potencia cero del sistema (suministro de potencia cero del sistema).

TABLA XXII

COEFICIENTES DE PERDIDA EN P.U.
PARA LA VARIACION NO-UNIFORME DE CARGA

	Método Constante Ajn	Método Exacto
B11	0.01887	0.02009
B12	-0.00877	-0.01168
B13	-0.01345	-0.01605
B22	0.02350	0.02207
B23	0.00354	0.00428
B33	0.01836	0.01790
B10	-0.04887	-0.01474
B20	-0.00225	0.01699
B30	0.00510	0.01396
B00	0.12830	0.03718

TABLA XXIII

COEFICIENTES DE PERDIDA EN P.U.
PARA LA VARIACION UNIFORME DE CARGA

	Método Constante Ajn	Método Exacto
B11	0.01576	0.01691
B12	-0.00863	-0.01083
B13	-0.01302	-0.01542
B22	0.02507	0.02347
B23	0.00553	0.00615
B33	0.02086	0.02048
B10	-0.01553	0.00960
B20	-0.02401	-0.00359
B30	-0.02528	0.01592
B00	0.10209	0.01324

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

na formulación general, exacta y concisa de la ecuación general de pérdida de transmisión en función de la salida de planta de generación ha sido presentada con la ayuda de ejemplos ilustrativos. La solución escrita provee valores de pérdida total y de factores incrementales de pérdida muy ajustados a aquellos valores considerados exactos, sin embargo, no existe norma absoluta por la cual el método para obtener los coeficientes B a través de las constantes A_{jn} pueda ser comparado. Generalmente puede decirse que los valores obtenidos a través del uso de los coeficientes B dan buenos resultados y el método presenta las siguientes ventajas:

1. El sistema permanece sin cambios por lo cual los parámetros de la red están a la vista, en tanto que otros métodos basados en las impedancias de la red necesariamente tienen que modificar la red del sistema escondiendo de esta manera los parámetros.
2. No es necesario la transformación de variables. Tales transformaciones siempre convierten al sistema original de admitancias o impedancias en cantidades no simétricas resultando un sistema que no puede ser sintetizado con elementos pasivos.
3. El importante efecto que la tasa de carga (variación de la carga por subestaciones) tiene sobre los valores de los factores incrementales

de pérdida es reconocido y tomado en cuenta en la determinación de los coeficientes B.

No es necesario tratar con grandes cargas no-conformadas (no-uniformes) como fuentes de suministro de energía negativa, con tal que la variación de la carga sea seguida consistentemente.

Los coeficientes B dan razonables valores de pérdida total y factores incrementales de pérdida cuando la asunción de que el sistema debe ser de voltaje controlado es violada, pero no ocurre lo mismo cuando cambios mayores en la red son realizados, tales como sacar fuera de servicio líneas o equipos.

Para que el método sea aplicado en forma efectiva se dan las siguientes recomendaciones:

1. Antes de realizar el estudio para la obtención de los coeficientes B es preciso que se realice un estudio previo del caso base del flujo de carga para tal sistema con el objeto de estar seguro que el sistema tenga solución.

2. El sistema que se va a estudiar para la obtención de los coeficientes B debe presentar las principales características de las condiciones medias de funcionamiento.

3. Los valores de potencia activa de las fuentes de generación y de las tomas de los transformadores con tomas variables que se van a utilizar como datos de entrada en el programa deben ser los

obtenidos en un estudio previo del caso base del flujo de carga. Se hace una excepción a la barra de oscilación en vista de que el valor de la potencia oscilante es obtenido en la solución del método.

Para garantizar convergencia en las etapas de oscilación superior e inferior debido a límites reactivos es necesario que éstos límites sean muy amplios.

Con el objeto de que la utilización de los coeficientes B en el estudio de Despacho Económico sea lo más efectiva es necesario el uso de cargas real (variación no-uniforme) lo que sugiere la necesidad de utilizar como datos de entrada las cargas del período máximo y las cargas del período mínimo.

En el caso de que se presenten cambios importantes en el sistema, tales como dejar fuera de servicio una línea y equipos o si se producen diferencias de cargas excesivas entre las fuentes de generación o en la carga total, es necesario calcular nuevos conjuntos de coeficientes B.

Si durante la corrida del flujo de carga en las etapas de oscilación superior ó inferior el sistema no pueda converger, lo cual es provocado por la gran potencia demandada de la máquina oscilante causando inestabilidad en el sistema se puede resolver fácilmente ya sea eliminando el generador como un punto de entrada matricial, o si es una unidad muy significativa, decreciendo la cantidad de la diferencia de carga entre el caso base y los casos oscilantes.

A P E N D I C E S

A P E N D I C E , A

IMPLEMENTACION EN LENGUAJE FORTRAN DEL PROGRAMA EGPT

PROGRAMA EGPT
 PROGRAMA PARA DETERMINAR LAS CONSTANTES DE PERDIDAS DE
 LAS LINEAS DE TRANSMISION DE UN SISTEMA DE POTENCIA
 UTILIZANDO ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA POR EL METODO
 ITERATIVO DE GAUSS-SEIDEL.

----- DECLARACION DE LAS VARIABLES -----

COMPLEX *16 Z(1275),YY(1275),SC(50),SG(50),EK(50),Y(1275),SY,ZPQ,
 * SYLEK1,EK1AC,EKAC(50),DIFEKA,EK111,
 * SGP,SCP,PT,SUTOG,SUTOC,SGAC(50),EKNA,
 * SQK1,POTCBA(50),SSC(50),SSAC,SPQAC(1275),
 * SQPAC(1275),PLP,PLQ,EEKKA(50),SCT,PTCB,
 * ADA(50),ACUM,MOITE
 REAL *8 QMAX(50),QMIN(50),ANG,PREKN,PIEKN,FAAC,EPL,MDIFEK,MVA,
 * QKAC,ANGAC,PREKNA,PIEKNA,VEC,AG,ANGUL(50,51),POT(50),
 * PR,PI,A(50,50),EBAC(50),PRAC,PIAC,SDPLAA,AA,
 * D2PL,B(1275),SDPLCT,PVGS,SFIP,FIP(50),SBNO,BNO(50),GIJ,
 * SPBP,SPBO,TAP(50,50),BSR(50),CPICO(50),CVALLE(50),
 * CDISC(50),SCTPIC,SCTVAL,SCDISC,RSC,RCPIC,RCVAL,PICT,
 * PCDISC,PSCDIS,RSCT,CTT,BSOLD,BSNEW,BSMVA,
 * CONST,BS1,BS2,BS3,CKVA,BNAME(50),TITLE(27),
 * REMRK(9),BOO,FR,FI,ALPHA,ALPHB,BETHA,BETHB,MYE
 INTEGER N,P,Q,I,J,NBC(50),X,K,M,MAXIT,S,IREG,NOGEN,NPGE(50),M1,
 * NBSR(50),KK1,KK2,KK3,II,DIST,M2,NBL(50),
 * NOTRA,NOGRP,MAXLI,MAXTR,NOBAR,ERROR,JMAXA,
 * MO1,MO2,ISW,JSORT,PP,L,IDEX(50),TIPO,IR(6),PB
 COMMON IDEXP(100),IDEXQ(100),IUC(100),IUR(50),IURR(50),
 * INDICE(50,10)
 CHARACTER*1 FRS,FRI,DR,BLANC,CR
 CHARACTER*16 WW,WCB,WOS,WOI

----- ENCERAMIENTO DE LOS CAMPOS -----

Q=1
 12 CONTINUE
 P=1
 13 CONTINUE
 I=Q*(Q-1)/2+P


```

Y(I)=(0.000,0.000)
Z(I)=(0.000,0.000)
YY(I)=(0.000,0.000)
SPQAC(I)=(0.000,0.000)
SQPAC(I)=(0.000,0.000)
B(I)=0.000
TAP(P,Q)=0.000
TAP(Q,P)=0.000
A(P,Q)=0.000
A(Q,P)=0.000
P=P+1
IF(P.LE.Q) GOTO 13
SC(Q)=(0.000,0.000)
SG(Q)=(0.000,0.000)
EK(Q)=(0.000,0.000)
EKAC(Q)=(0.000,0.000)
SGAC(Q)=(0.000,0.000)
POTCBA(Q)=(0.000,0.000)
SSC(Q)=(0.000,0.000)
EEKKA(Q)=(0.000,0.000)
ADA(Q)=(0.000,0.000)
QMAX(Q)=0.000
QMIN(Q)=0.000
EBAC(Q)=0.000
FIP(Q)=0.000
BNO(Q)=0.000
BSR(Q)=0.000
CPICO(Q)=0.000
CVALLE(Q)=0.000
CDISC(Q)=0.000
NBC(Q)=0
NPGE(Q)=0
NBSR(Q)=0
NBL(Q)=0
IDEX(Q)=0
IDEXP(Q)=0
IDEXP(Q+50)=0
IDEXQ(Q)=0
IDEXQ(Q+50)=0
IUC(Q)=0
IUC(Q+50)=0
IUR(Q)=0
IURR(Q)=0
Q=Q+1
IF(Q.LE.50) GOTO 12
IRX=0
DO 85 J=1,6
85 IR(J)=0
C ----- ASIGNACION DE VALORES A LAS CONSTANTES -----
C

```



```

C *****
C
300 CONTINUE
    NOTRA=0
    NOGRP=0
    CONST=0.
    ITEST=1
    BS1=0.
    BS2=0.
    BS3=0.
    LCTR=0

C
    J=0
410 CONTINUE
    J1=J
    READ(1,411)P,Q,ZPQ,CKVA,RATING,TAP(P,Q),BSOLD,BSNEW,
*      BSMVA
    IF (P.GT.0) THEN
        IF ((P-998).LT.0) THEN
            IF ((BSOLD+BSNEW+BSMVA).GT.0.) THEN
                BS1=BSOLD
                BS2=BSNEW
                BS3=BSMVA
                IF ((BSOLD*BSMVA).GT.0.) THEN
                    CONST=(BSOLD/BSMVA)**2
                ELSE
                    CONST=1.
            ENDIF
            IF (BSMVA.LE.0.) THEN
                BSMVA=100.
            ENDIF
            CONST=CONST/BSMVA
            NOGRP=NOGRP+1
            LCTR=0
            WRITE(2,413)TITLE
            WRITE(2,412)NOGRP,BS1,BS2,BS3
            ELSE
                IF (CONST.GT.0) THEN
                    IF ((LCTR-46).GE.0) THEN
                        LCTR=0
                        WRITE(2,413)TITLE
                        WRITE(2,412)NOGRP,BS1,BS2,BS3
                    ENDIF
                ELSE
                    CONST=1.
                    IF (BSMVA.LE.0.) THEN
                        BSMVA=100.
                    ENDIF
                    CONST=CONST/BSMVA
                    NOGRP=NOGRP+1
                ENDIF
            ENDIF
        ENDIF
    ENDIF

```

```

        LCTR=0
        WRITE(2,413)TITLE
        WRITE(2,412)NOGRP,BS1,BS2,BS3
    ENDIF
ENDIF
IF (LCTR.EQ.0) THEN
    WRITE(2,414)
ENDIF
IF (TAP(P,Q).GT.0.) THEN
    NOTRA=NOTRA+1
    IF ((NOTRA-MAXTR).GT.0) THEN
        ERROR=2
        GO TO 307
    ELSE
        ITEST=2
    ENDIF
ENDIF
IF (ITEST.EQ.1) THEN
    WRITE(2,415)P,Q,ZPQ,CKVA,RATING
ELSE
    WRITE(2,415)P,Q,ZPQ,CKVA,RATING,TAP(P,Q)
    ITEST=1
ENDIF
IF (P.LT.Q) THEN
    I=Q*(Q-1)/2+P
ELSE
    I=P*(P-1)/2+Q
ENDIF
Z(1)=ZPQ*CONST
YY(1)=DCMPLX(0.DO,(CKVA/200000.))
IDEXP(J+1)=P
IDEXQ(J+1)=Q
LCTR=LCTR+1
ELSE
    GO TO 417
ENDIF
ELSE
    ERROR=1
    GO TO 307
ENDIF
J=J+1
IF (J.LE.MAXLI) GO TO 410
READ(1,418)P
IF ((P-998).LE.0)THEN
    ERROR=3
    GO TO 307
ELSE
    J1=MAXLI+1
ENDIF
417 CONTINUE

```

```

NOLIN =ABS(J1-NOTRA)
GO TO 302

C
C *****
C LECTURA DE DATOS DE BARRAS Y PATRON DE DISTRIBUCION DE LA CARGA
C *****
C
400 CONTINUE
M=0
M1=0
M2=0
NOBAR=0
NOGEN=0
NCONSI=0
DIST=0
IOSC=0
LCTR=47
425 CONTINUE
READ(1,420)P,BNAME(P),IREG,EK(P),SC(P),SG(P),QMIN(P),QMAX(P),
* BSR(P),CPICO(P),CVALLE(P)
IF ((LCTR-47).GE.0) THEN
WRITE(2,426)TITLE
ENDIF
LCTR=0
IF (P.GT.0) THEN
IF (P-999)422,423,421
422 CONTINUE
IF ((P-MAXB).LE.0) THEN
WRITE(2,424)P,BNAME(P),IREG,EK(P),SC(P),SG(P),
* QMIN(P),QMAX(P),BSR(P),CPICO(P),CVALLE(P)
LCTR=LCTR+1
IF (CDABS(EK(P)).LE.0.) THEN
EK(P)=(1.0,0.0)
ENDIF
IF (CPICO(P).NE.0. .OR. CVALLE(P).NE.0.) THEN
DIST=DIST+1
ENDIF
SC(P)=SC(P)/100.
SG(P)=SG(P)/100.
QMIN(P)=QMIN(P)/100.
QMAX(P)=QMAX(P)/100.
BSR(P)=BSR(P)/100.
CPICO(P)=CPICO(P)/100.
CVALLE(P)=CVALLE(P)/100.
EKAC(P)=EK(P)
SGAC(P)=SG(P)
IF (IREG.EQ.2) THEN
S=P
NOGEN=NOGEN+1
NPGE(NOGEN)=P

```



```

IOSC=1
SG(P)=(0.0,0.0)
PR=DREAL(EK(P))
PI=DIMAG(EK(P))*(3.14159265358979D0/180.)
EK(P)=DCMPLX(PR*DCOS(PI),PR*DSIN(PI))
EKAC(P)=EK(P)
ELSE
IF (IREG.EQ.1) THEN
  M=M+1
  NBC(M)=P
  IF (CDABS(SG(P)).NE.0.) THEN
    NOGEN=NOGEN+1
    NPGE(NOGEN)=P
  ELSE
    NCONSI=NCONSI+1
  ENDIF
  IF (BSR(P).NE.0.) THEN
    M1=M1+1
    NBSR(M1)=P
  ENDIF
ELSE
  IF (IREG.EQ.0) THEN
    IF ((DREAL(SG(P)).NE.0.) .AND.
        (DIMAG(SG(P)).NE.0.) ) THEN
      NOGEN=NOGEN+1
      NPGE(NOGEN)=P
    ENDIF
    IF(BSR(P).NE.0.0) THEN
      M1=M1+1
      NBSR(M1)=P
    ENDIF
    M2=M2+1
    NBL(M2)=P
  ELSE
    ERROR=10
    GO TO 307
  ENDIF
ENDIF
ENDIF
ENDIF
NOBAR=NOBAR+1
IF ((NOGEN+NCONSI)-MAXGE.GT.0) THEN
  ERROR=8
  GO TO 307
ENDIF
IF (M1-MAXSR.GT.0) THEN
  ERROR=9
  GO TO 307
ELSE
  GO TO 425
ENDIF
ENDIF

```

*

```

                ELSE
                ERROR=5
                GO TO 307

            ENDIF
            ELSE
421          CONTINUE
                ERROR=5
                GO TO 307

        ENDIF
423  CONTINUE
    IF (IOSC.EQ.0) THEN
        ERROR=6
        GOTO 307
    ENDIF
    M3=M2+1
    GO TO 302

C
C *****
C          CAMBIO DEL VALOR DE LAS CONSTANTES
C *****
C
500  CONTINUE
    READ (1,501) TOL,FRA,FIA,FRO,FIO,IARR,VDC,MNI
501  FORMAT(F10.7,4F5.1,I5,F10.5,I5)
    IF (TOL.GT.0.) THEN
        EPL=TOL
    ENDIF
    IF (FRA.GT.0.) THEN
        ALPHA=FRA
    ENDIF
    IF (FIA.GT.0.) THEN
        BETHA=FIA
    ENDIF
    IF (FRO.GT.0.) THEN
        ALPHB=FRO
    ENDIF
    IF (FIO.GT.0.) THEN
        BETHB=FIO
    ENDIF
    IF (IARR.GT.0) THEN
        JSORT=IARR
    ENDIF
    IF (VDC.GT.0.) THEN
        VARCA=VDC
    ENDIF
    IF (MNI.GT.0) THEN
        MAXIT=MNI
    ENDIF
    GO TO 302

```

C

```

C *****
C          INICIO DEL DESARROLO DE LA SIMULACION
C *****
C
600 CONTINUE
      N=NOBAR
      NOBUS=NOBAR
      KXK=NOBAR
      MVA=100.

C
C =====
C          PREPARACION DEL REPORTE PRINCIPAL DE SALIDA
C =====
C
      JWX=0
      J=1
660 CONTINUE
      IF (IR(J).EQ.1) THEN
          IX=1
          J=J+6
      ELSE
          IX=0
          J=J+1
      ENDIF
      JWX=JWX+IX
      IF (J.LE.6) GOTO 660
      IF (JWX.EQ.0) THEN
          IR1=0
          IR2=0
          IR3=0
          IR4=0
          IR5=0
          IR6=1
      ELSE
          IR1=IR(1)
          IR2=IR(2)
          IR3=IR(6)
          IR4=IR(4)
          IR5=IR(5)
          IR6=IR(3)
      ENDIF
      IF (IR3.EQ.1) THEN
          IF (ABS(IRX).GE.1 .AND. ABS(IRX).LE.50) THEN
              IX2=0
              J=1
661 CONTINUE
              IF (ABS(IRX).EQ.NPGE(J)) THEN
                  IP=1
                  J=J+NOGEN
              ELSE

```

```

        IP=0
        J=J+1
    ENDIF
    IX2=IX2+IP
    IF (J.LE.NOGEN) GOTO 661
    IF (IX2.EQ.1) THEN
        J=1
662    CONTINUE
        IF (ABS(IRX).EQ.NPGE(J)) THEN
            IF (IRX.GE.0) THEN
                IX1=J+NOGEN+1
                WW=WOS
            ELSE
                IX1=J
                WW=WOI
            ENDIF
            IR4=0
            J=J+NOGEN
        ELSE
            J=J+1
        ENDIF
    IF (J.LE.NOGEN) GOTO 662
    ELSE
        WW=WCB
        IX1=0
    ENDIF
    ELSE
        WW=WCB
        IX1=0
    ENDIF
ENDIF
ENDIF
C
C =====
C          DETERMINACION DE LA MATRIZ ADMITANCIA
C =====
C
CALL ARREGL(N,J1)
Q=1
23  CONTINUE
    P=1
22  CONTINUE
        SY=(0.000,0.000)
        IF (P.EQ.Q) THEN
            JQ=1
21  CONTINUE
                J=INDICE(P,JQ+1)
                IF (J.GT.P) THEN
                    X=J*(J-1)/2+P
                    IF (TAP(P,J).NE.0.000) THEN
                        SY=SY+1./(Z(X)*TAP(P,J)**2)
                    ENDIF
                ENDIF
            ENDIF
        ENDIF
    ENDIF

```

```

ELSEIF (TAP(J,P).NE.0.0DO) THEN
  SY=SY+1./Z(X)
ELSE
  SY=SY+1./Z(X)+YY(X)
ENDIF
ELSE
  X=P*(P-1)/2+J
  IF (TAP(J,P).NE.0.0DO) THEN
    SY=SY+1./Z(X)
    ELSEIF (TAP(P,J).NE.0.0DO) THEN
      SY=SY+1./(Z(X)*TAP(P,J)**2)
    ELSE
      SY=SY+1./Z(X)+YY(X)
    ENDIF
  ENDIF
  JQ=JQ+1
  IF (JQ.LE.INDICE(P,1)) GO TO 21
  IF (BSR(Q).NE.0.) THEN
    SY=SY+DCMPLX(0.DO,BSR(Q))
  ENDIF
  ELSE
    X=Q*(Q-1)/2+P
    IF(CDABS(Z(X)).NE.0.0DO) THEN
      IF(TAP(P,Q).NE.0.0DO) THEN
        SY=(-1.)/(Z(X)*TAP(P,Q))
      ELSEIF(TAP(Q,P).NE.0.0DO) THEN
        SY=(-1.)/(Z(X)*TAP(Q,P))
      ELSE
        SY=(-1.)/Z(X)
      ENDIF
    ENDIF
  ENDIF
  I=Q*(Q-1)/2+P
  Y(I)=SY
  P=P+1
  IF (P.LE.Q) GO TO 22
  Q=Q+1
  IF (Q.LE.N) GO TO 23
C
C =====
C DETERMINACION DEL PORCENTAJE DE CAMBIO DE LA DISTRIBUCION DE CARGA
C =====
C
IF (DIST.EQ.0) THEN
  SCT=(0.0DO,0.0DO)
  J=1
136 CONTINUE
  SCT=SCT+SC(J)
  J=J+1
  IF (J.LE.N) GO TO 136

```

```

SCDISC=0.000
SCTPIC=0.000
SCTVAL=0.000
J=1
137 CONTINUE
      IF (SCT.NE.0.000) THEN
          CDISC(J)=DREAL(SC(J))/DREAL(SCT)
          CPICO(J)=CDISC(J)*(DREAL(SCT)/2.+DREAL(SCT))
          CVALLE(J)=CDISC(J)*(-DREAL(SCT)/2.+DREAL(SCT))
          SCTPIC=SCTPIC+CPICO(J)
          SCTVAL=SCTVAL+CVALLE(J)
      ENDIF
      SCDISC=SCDISC+CDISC(J)
      J=J+1
      IF (J.LE.N) GO TO 137
      ELSE
          SCT=(0.000,0.000)
          J=1
165 CONTINUE
          SCT=SCT+SC(J)
          J=J+1
          IF (J.LE.N) GO TO 165
          SCTPIC=0.000
          SCTVAL=0.000
          J=1
138 CONTINUE
          SCTPIC=SCTPIC+CPICO(J)
          SCTVAL=SCTVAL+CVALLE(J)
          J=J+1
          IF (J.LE.N) GO TO 138
          SCDISC=0.000
          J=1
139 CONTINUE
          IF ((SCTPIC-SCTVAL).NE.0.000) THEN
              CDISC(J)=(CPICO(J)-CVALLE(J))/(SCTPIC-SCTVAL)
              SCDISC=SCDISC+CDISC(J)
          ENDIF
          J=J+1
          IF (J.LE.N) GO TO 139
      ENDIF
C
C ----- IMPRESION DE LA DISTRIBUCION DE LAS CARGAS -----
C
      IF (IR1.EQ.1) THEN
          LCTR=47
          NT=0
          J=1
60 CONTINUE
          CTT=CPICO(J)-CDISC(J)*SCTPIC
          IF ( CTT .GT. 1.D-2 .OR. CTT .LT. -1.D-2 ) THEN

```



```

        NT=1
    ENDIF
    J=J+1
    IF (J.LE.N) GO TO 60
    J=1
155  CONTINUE
        IF ((LCTR-47).GE.0) THEN
            WRITE(2,153) TITLE
            IF (NT .NE. 0) THEN
                WRITE(2,61)
            ELSE
                WRITE(2,62)
            ENDIF
            WRITE(2,154)
            LCTR=0
        ENDIF
        RCPIC=CPICO(J)*100.
        RSC=DREAL(SC(J))*100.
        RCVAL=CVALLE(J)*100.
        PCDISC=CDISC(J)*100.
        WRITE(2,157) J,BNAME(J),RCPIC,RSC,RCVAL,PCDISC
        LCTR=LCTR+1
        J=J+1
    IF (J.LE.N) GO TO 155
    IF ((LCTR-47).GE.0) THEN
        WRITE(2,153) TITLE
        IF (NT .NE. 0) THEN
            WRITE(2,61)
        ELSE
            WRITE(2,62)
        ENDIF
        WRITE(2,154)
        LCTR=0
    ENDIF
    RCPIC=SCTPIC*100.
    PR=DREAL(SCT)*100.
    RCVAL=SCTVAL*100.
    PCDISC=SCDISC*100.
    WRITE(2,159)RCPIC,PR,RCVAL,PCDISC
    ENDIF
153  FORMAT(1H1//9A8/1X,9A8/1X,9A8//1X,'PATRON DE DISTRIBUCION DE LA CA
    *RGA'/)
61  FORMAT(20X,'VARIACION DE CARGA ES NO-UNIFORME'/)
62  FORMAT(20X,'VARIACION DE CARGA ES UNIFORME'/)
154  FORMAT(24X,'PERIODOS DE LA DEMANDA',3X,'TASA DE DISTRIBUCION'/5X,
    *'BARRA  NOMBRE      PMAX      PL      PMIN      EN PORCENTAJE'/)
157  FORMAT(5X,I5,1X,A8,2X,F8.2,1X,F8.2,1X,F8.2,6X,F7.2)
159  FORMAT(/8X,'CARGA TOTAL',2X,F8.2,1X,F8.2,1X,F8.2,6X,F7.2)
C

```

```

C      =====
C      IMPRIMIR CONSTANTES DEL SISTEMA
C      =====
C
C      IF (IR2.EQ.1) THEN
C      WRITE(2,430)TITLE
C      WRITE(2,431)NOLIN,MAXLI,MAXIT,NOTRA,MAXTR,EPL,J1,MAXLI,ALPHA,ALPHB
* ,BETHA,BETHB,M3,MAXSR,VARCA,M,MAXGE,NOBAR,MAXBS,M1,MAXSR
430  FORMAT(1H1//1X,9A8/1X,9A8/1X,9A8//1X,'RESUMEN'/)
431  FORMAT(1X,'TOTAL DE LINEAS Y BARRAS',8X,'ACTUAL',2X,'MAX',10X,
* 'CONSTANTES'/1X,24('-'),8X,6('-'),2X,3('-'),10X,15('-')/1X,
* 'LINEAS DE TRANSMISION',12X,I3,4X,I3,10X,'MAXIMO ITERACIONES',2X,
* I5/1X,'TRANSFORMADORES',18X,I3,4X,I3,10X,'TOLERANCIA',10X,E8.1/
* 9X,'TOTAL DE LINEAS',1X,7('-'),2X,I3,4X,I3,10X,'FACT.ACEL.-REAL',
* 5X,2F4.1/64X,'-IMAG.',4X,2F4.1/1X,'BARRAS ACTIVAS - NO REGULADAS'
* ,4X,I3,4X,I3,10X,'RANGO VAR. DE CARGA',1X,E8.1/16X,'- GENERACION'
* ,6X,I3,4X,I3/9X,'TOTALES DE BARRAS',1X,7('-'),I3,4X,I3/
* 1X,'CAPACITORES O REACTORES',10X,I3,4X,I3)
C      ENDIF
C
C      =====
C      INICIO DE LA SOLUCION ITERATIVA PARA DETERMINAR A(J,N)
C      =====
C
C      ----- ENCERAMENTO DE LOS CAMPOS -----
C
C      DO 115 I=1,NOGEN+1
C          DO 115 J=1,NOBUS
C              ANGUL(J,I)=0.0DO
115  CONTINUE
C          DO 116 I=1,NOGEN
C              POT(I)=0.0DO
116  CONTINUE
C
C      ----- INICIACION DE LA SIMULACION -----
C
C      KK2=0
C      II=1
90  CONTINUE
C          KK1=0
C          IA=1
91  CONTINUE
C              IF(KK2-(NOGEN+1)) 93,92,93
93  CONTINUE
C
C      ----- SOLUCION ITERATIVA PARA EL FLUJO DE CARGA -----
C
C      K=0
C      MO1=1

```

```

MO2=0
ISW=0
LCTR=47
35 CONTINUE
    MDIFEK=0.000
    PP=1
    PB=1
33 CONTINUE
    IF (PP.NE.S) THEN
        IF (K.EQ.0) THEN
            IDEX(PB)=PP
            ADA(PB)=(0.0,0.0)
        ENDIF
        P>IDEX(PB)
        J=1
31 CONTINUE
        IF (P.EQ.NBC(J)) THEN
            EKNAC=CDABS(EK(P))/CDABS(EKAC(P))*EKAC(P)
            QKAC=0.000
            SYLEK1=(0.000,0.000)
            JQ=1
30 CONTINUE
            Q=INDICE(P,JQ+1)
            IF (P.GT.Q) THEN
                I=P*(P-1)/2+Q
            ELSE
                I=Q*(Q-1)/2+P
            ENDIF
            SYLEK1=SYLEK1+Y(I)*EKAC(Q)
            JQ=JQ+1
            IF (JQ.LE.INDICE(P,1)) GO TO 30
            SQK1=DCONJG(EKNAC)*SYLEK1
            I=P*(P-1)/2+P
            PI=CDABS(EKNAC)**2
            QKAC=(-1)*DIMAG(PI*Y(I)+SQK1)+DIMAG(SC(P))
            IF (QKAC.GT.QMAX(NBC(J))) THEN
                QKAC=QMAX(NBC(J))
            ELSE
                IF (QKAC.LT.QMIN(NBC(J))) THEN
                    QKAC=QMIN(NBC(J))
                ELSE
                    EKAC(P)=EKNAC
                ENDIF
            ENDIF
            SGAC(P)=DCMPLX(DREAL(SGAC(P)),QKAC)
            J=M+M2+1
            ELSE
                J=J+1
            ENDIF
        IF (J.LE.M+M2) GO TO 31

```

32

```

SYLEK1=(0.0D0,0.0D0)
JQ=1
CONTINUE
  Q=INDICE(P,JQ+1)
  IF(P.GT.Q)THEN
    I=P*(P-1)/2+Q
  ELSE
    I=Q*(Q-1)/2+P
  ENDIF
  SYLEK1=SYLEK1+Y(I)*EKAC(Q)
  JQ=JQ+1
IF(JQ.LE.INDICE(P,1)) GO TO 32
I=P*(P-1)/2+P
FR=DREAL(SGAC(P)-SC(P))
FI=-1*DIMAG(SGAC(P)-SC(P))
EK111=(1./Y(I))*(DCMPLX(FR,FI)/DCONJG(EKAC(P))-SYLEK1)
DIFEKA=EK111-EKAC(P)
IF(CDABS(DIFEKA).GT.MDIFEK)THEN
  MDIFEK=CDABS(DIFEKA)
  JMAXA=P
ENDIF
ACUM=ADA(PB)
ADA(PB)=DIFEKA
VEC=DABS(DREAL(ADA(PB)))
AG=DABS(DIMAG(ADA(PB)))
IF(((VEC+AG).GT.0.1).OR.(MO2.GE.JSORT))THEN
  ISW=1
ENDIF
IF ((DREAL(ACUM)*DREAL(DIFEKA)).GE.0.0) THEN
  FR=ALPHA*DREAL(DIFEKA)
  ELSE
  FR=ALPHB*DREAL(DIFEKA)
ENDIF
IF ((DIMAG(ACUM)*DREAL(DIFEKA)).GE.0.0) THEN
  FI=BETHA*DIMAG(DIFEKA)
  ELSE
  FI=BETHB*DIMAG(DIFEKA)
ENDIF
EK1AC=EKAC(P)+DCMPLX(FR,FI)
EKAC(P)=EK1AC
PB=PB+1
ENDIF
PP=PP+1
IF(PP.LE.N) GO TO 33
C --- REORDENAMIENTO DE LAS TABLAS PARA EL MEJOR ORDEN ITERATIVO ---
IF (ISW.EQ.1) THEN
  I=1
460 CONTINUE
    J=I+1
461 CONTINUE

```

```

MYE=CDABS(ADA(I))
IF (MYE.LT.CDABS(ADA(J))) THEN
    ACUM=ADA(I)
    ADA(I)=ADA(J)
    ADA(J)=ACUM
    L=IDEX(I)
    IDEX(I)=IDEX(J)
    IDEX(J)=L
ENDIF
J=J+1
IF (J.LE.(N-1)) GO TO 461
I=I+1
ISW=0
IF (I.LE.(N-2)) GO TO 460
ENDIF
IF (K.EQ.(MO1*JSORT)) THEN
    MO1=MO1+1
    MO2=0
ENDIF
MO2=MO2+1
C ----- MAPEO DE LA CONVERGENCIA -----
IF (IR3.EQ.1) THEN
IF (KK2.EQ.IX1) THEN
    MOD=K-(K/KXK)*KXK
    IF (MOD.EQ.0) THEN
        IF (LCTR-47.EQ.0) THEN
            WRITE(2,446) TITLE
            WRITE(2,408)WW
            LCTR=0
        ELSE
            SPBP=CDABS(EKAC(JMAXA))
            WRITE(2,445)K,JMAXA,SPBP,MDIFEK
            LCTR=LCTR+1
        ENDIF
    ENDIF
ENDIF
ENDIF
446 FORMAT(1H1, //9A8/(1X,9A8))
408 FORMAT(/1X, 'RASTREO DE CONVERGENCIA DEL FLUJO DE CARGA ',A16//9X,
*' CONTADOR BARRA MAGNITUD DIFERENCIA'/
* 9X, 'ITERACIONES (J) VOLTAJE MAXIMA'/)
445 FORMAT(I15,I11,6X,F11.6,5X,F11.6)
C ----- PRUEBA PARA EL MAXIMO NUMERO DE ITERACIONES -----
C
K=K+1
IF(K-MAXIT)34,55,55
C ----- PRUEBA PARA LA TOLERANCIA -----
C

```

```

34  IF(MDIFEK.GE.EPL) GO TO 35
C
C  --- DETERMINACION DE LA GENERACION OSCILANTE Y LINEAS DE FLUJO ---
C
551 CONTINUE
    SSAC=(0.000,0.000)
    P=1
37  CONTINUE
    JQ=1
36  CONTINUE
    Q=INDICE(P,JQ+1)
    IF(P.LT.Q)THEN
      I=Q*(Q-1)/2+P
      IF (TAP(P,Q).NE.0.0) THEN
        ACUM=EKAC(P)*Y(I)*(1.0-1.0/TAP(P,Q))
        SYLEK1=EKAC(Q)*Y(I)*(1.0-TAP(P,Q))
      ELSE
        IF (TAP(Q,P).NE.0.0) THEN
          ACUM=EKAC(P)*Y(I)*(1.0-TAP(Q,P))
          SYLEK1=EKAC(Q)*Y(I)*(1.0-1.0/TAP(Q,P))
        ELSE
          ACUM=EKAC(P)*YY(I)
          SYLEK1=EKAC(Q)*YY(I)
        ENDIF
      ENDIF
      SPQAC(I)=DCONJG(DCONJG(EKAC(P))*((EKAC(P)-EKAC(Q))
*      *((-1)*Y(I))+ACUM))
      SQPAC(I)=DCONJG(DCONJG(EKAC(Q))*((EKAC(Q)-EKAC(P))
*      *((-1)*Y(I))+SYLEK1))
      IF(P.EQ.S) THEN
        SSAC=SSAC+SPQAC(I)
      ENDIF
      IF(Q.EQ.S) THEN
        SSAC=SSAC+SQPAC(I)
      ENDIF
    ENDIF
    JQ=JQ+1
    IF(JQ.LE.INDICE(P,1)) GO TO 36
    P=P+1
    IF(P.LT.N) GO TO 37
    SGAC(S)=SSAC+SC(S)
C
C  ----- IMPRIMIR RESULTADOS DEL ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA -----
C
    SUTOG=(0.000,0.000)
    SUTOC=(0.000,0.000)
    PT=(0.000,0.000)
    IF (IR3.EQ.1) THEN
    IF (KK2.EQ.1X1) THEN
      WRITE(2,446)TITLE

```



```

        WRITE(2,70)WW,K,S
    ENDIF
    ENDIF
    LCTR2=0
    P=1
74  CONTINUE
        IF (IR3.EQ.1) THEN
            IF (KK2.EQ.IX1) THEN
                IF (LCTR2-47.EQ.0) THEN
                    WRITE(2,446)TITLE
                    WRITE(2,70)WW,K,S
                    LCTR2=0
                ENDIF
            ENDIF
        ENDIF
        ENDIF
        ENDIF
        IF (P.LE.N) THEN
            SGP=SGAC(P)*MVA
            SCP=SC(P)*MVA
            VEC=CDABS(EKAC(P))
            EBAC(P)=DATAN(DIMAG(EKAC(P))/DREAL(EKAC(P)))
            AG=EBAC(P)*(180.0/3.14159265358979D0)
            SUTOG=SUTOG+SGP
            SUTOC=SUTOC+SCP
            IF (IR3.EQ.1) THEN
                IF (KK2.EQ.IX1) THEN
                    IF (KK2.EQ.0) THEN
                        MXM=M
                        ELSE
                        MXM=M+M2
                    ENDIF
                ENDIF
            ENDIF
            J=1
478  CONTINUE
                CR=BLANC
                IF (P.EQ.NBC(J)) THEN
                    IF(DIMAG(SGAC(P)).GE.QMAX(P)) THEN
                        CR=FRS
                    ELSEIF(DIMAG(SGAC(P)).LE.QMIN(P)) THEN
                        CR=FRI
                    ELSE
                        CR=DR
                    ENDIF
                ENDIF
                J=J+MXM
            ELSE
                J=J+1
            ENDIF
        IF (J.LE.MXM) GOTO 478
        IF (BSR(P).NE.0.0) THEN
            PR=CDABS(EKAC(P))**2*BSR(P)*100
            WRITE(2,471)P,BNAME(P),VEC,AG,SGP,CR,SCP,PR
        ELSE

```

73

```

        WRITE(2,71)P,BNAME(P),VEC,AG,SGP,CR,SCP
    ENDIF
    LCTR2=LCTR2+1
ENDIF
ENDIF
ENDIF
JQ=1
CONTINUE
    Q=INDICE(P,JQ+1)
    IF (IR3.EQ.1) THEN
    IF (KK2.EQ.IX1) THEN
        IF (LCTR2-47.EQ.0) THEN
            WRITE(2,446)TITLE
            WRITE(2,70)WW,K,S
            LCTR2=0
        ENDIF
    ENDIF
ENDIF
ENDIF
IF (P.LT.Q) THEN
    I=Q*(Q-1)/2+P
    PT=PT+(SPQAC(I)+SQPAC(I))*MVA
    IF(CDABS(SQPAC(I)).NE.0.0D0) THEN
        PLP=SPQAC(I)*MVA
        IF (IR3.EQ.1) THEN
        IF (KK2.EQ.IX1) THEN
            IF (TAP(P,Q).NE.0.0) THEN
                WRITE(2,472)Q,BNAME(Q),PLP,TAP(P,Q)
            ELSE
                WRITE(2,72)Q,BNAME(Q),PLP
            ENDIF
        ENDIF
        LCTR2=LCTR2+1
    ENDIF
ENDIF
ELSE
    I=P*(P-1)/2+Q
    IF(CDABS(SQPAC(I)).NE.0.0D0) THEN
        PLQ=SQPAC(I)*MVA
        IF (IR3.EQ.1) THEN
        IF (KK2.EQ.IX1) THEN
            IF (TAP(P,Q).NE.0.0) THEN
                WRITE(2,472)Q,BNAME(Q),PLQ,TAP(P,Q)
            ELSE
                WRITE(2,72)Q,BNAME(Q),PLQ
            ENDIF
        ENDIF
        LCTR2=LCTR2+1
    ENDIF
ENDIF
ENDIF
ENDIF
ENDIF

```

```

      JQ=JQ+1
      IF(JQ.LE.INDICE(P,1)) GO TO 73
      P=P+1
      IF(P.LE.N) GO TO 74
      IF (KK2.EQ.0) THEN
        PTCB=PT/MVA
      ENDIF
70  FORMAT(/3X,'REPORTE DE CALCULO DE FLUJO DE CARGA ',A16,5X,
      *'TOTAL ITERACIONES =',I4,',',2X,'BARRA OSCILANTE =',I3,'.'/
      *1X,'X',24('-'),' DATOS DE LAS BARRAS ',23('-'),'X',12('-'),
      *' FLUJOS DE LINEAS ',11('-'),'X'/2X,'DE',31X,'GENERACION',9X,
      *'CARGA',6X,'CAP/REAC',2X,'A'/1X,'BARRA',2X,'NOMBRE',2X,'VOLTIOS',
      *1X,'ANGULO',4X,'MW',6X,'MVAR',5X,'MW',6X,'MVAR',4X,'MVAR',
      *3X,'BARRA',2X,'NOMBRE',5X,'MW',6X,'MVAR',5X,'TAP'/)
71  FORMAT(I4,4X,A8,F6.3,F6.1,1X,2F8.1,A1,2F9.2,10X,41(1H-))
72  FORMAT(75X,I4,1X,A8,F8.2,F9.2,F8.3)
471 FORMAT(I4,4X,A8,F6.3,F6.1,1X,2F8.1,A1,3F9.2,1X,41(1H-))
472 FORMAT(75X,I4,1X,A8,F8.2,F9.2,F8.3)
C
C
C ----- IMPRIMIR RESULTADOS DE LA SIMULACION -----
C
      IF (IR4.EQ.1) THEN
      IF (KK2.EQ.0) THEN
        WRITE(2,432) TITLE
        LCTR1=0
        ELSE
        IF ((LCTR1-47).GE.0) THEN
          WRITE(2,432) TITLE
          LCTR1=0
        ENDIF
      ENDIF
      LCTR1=LCTR1+1
      IF (KK2.EQ.0) THEN
        WRITE(2,436)S,BNAME(S),SUTOG,SUTOC,PT,K
        ELSE
        IF (II.EQ.1) THEN
          WRITE(2,434)S,BNAME(S),SUTOG,SUTOC,PT,K
          ELSE
          WRITE(2,435)S,BNAME(S),SUTOG,SUTOC,PT,K
        ENDIF
      ENDIF
      ENDIF
432  FORMAT(1H1//1X,9A8/1X,9A8/1X,9A8//1X,'MAPEO DE LA SIMULACION'/
      *31X,'BARRA',11X,'GENERACION',12X,'CARGA',13X,'PERDIDA',10X,
      *'NUMERO DE'/1X,'X',7('-'),' ETAPA ',7('-'),'X',3('-'),' OSCILANTE
      *',3('-'),'X',6('-'),' TOTAL ',6('-'),'X',6('-'),' TOTAL ',5('-'),
      *'X',6('-'),' TOTAL ',6('-'),'X',1('-'),' ITERACIONES ',1('-'),'X'/
      *28X,'NO.',2X,'NOMBRE',8X,'MW',6X,'MVAR',7X,'MW',6X,'MVAR',7X,
      *'MW',6X,'MVAR',10X,'K'/)

```

```

436 FORMAT(9X,'CASO BASE',7X,15,1X,A8,2X,3(2X,2F8.2,1X),5X,16)
434 FORMAT(3X,'OSCILACION INFERIOR',3X,15,1X,A8,2X,3(2X,2F8.2,1X),
* 5X,16)
435 FORMAT(3X,'OSCILACION SUPERIOR',3X,15,1X,A8,2X,3(2X,2F8.2,1X),
* 5X,16)
C
ALPHA=ALPHB
BETHA=BETHB
KXK=NOBAR/2
C
C
C
C
--- FIN DE LA SOLUCION ITERATIVA PARA DETERMINAR FLUJO DE CARGA ---
94 IF(11.EQ.1) THEN
J=1
CONTINUE
IF(KK2.EQ.0) THEN
EKKK(J)=EKAC(J)
SSC(J)=SC(J)
ENDIF
ANGUL(J,IA)=EBAC(J)
J=J+1
IF(J.LE.NOBUS) GO TO 94
IF(KK2.EQ.0) THEN
CONTINUE
POTCBA(K)=SGAC(NPGE(K))
K=K+1
IF(K.LE.NOGEN) GO TO 95
ELSE
POT(IA-1)=DREAL(SGAC(S))
ENDIF
J=1
ELSE
CONTINUE
ANGUL(J,IA)=ANGUL(J,IA)-EBAC(J)
J=J+1
IF(J.LE.NOBUS) GO TO 96
POT(IA-1)=POT(IA-1)-DREAL(SGAC(S))
ENDIF
CONTINUE
IF(KK1.LT.NOGEN) THEN
IF(11.EQ.1) THEN
IF(1A.EQ.1) THEN
PICT=DREAL(SCT)*VARCA
J=1
CONTINUE
IF(CDABS(SSC(J)).NE.0.D0) THEN
IH=(-1)**I1
PR=PICT*CDISC(J)*IH
127
503
92
96
95

```

```

                                IF(DREAL(SSC(J)).NE.0.DO) THEN
                                PI=PR*DIMAG(SSC(J))/DREAL(SSC(J))
                                ELSE
                                PI=0.0
                                ENDIF
                                SC(J)=SSC(J)+DCMPLX(PR,PI)
                                ENDIF
                                J=J+1
                                IF(J.LE.NOBUS) GO TO 127
ENDIF
ELSE
IF(IA.EQ.1)THEN
J=1
128 CONTINUE
    IF(CDABS(SSC(J)).NE.0.DO) THEN
    IH=(-1)**II
    PR=PICT*CDISC(J)*IH
    IF(DREAL(SSC(J)).NE.0.DO) THEN
    PI=PR*DIMAG(SSC(J))/DREAL(SSC(J))
    ELSE
    PI=0.0
    ENDIF
    SC(J)=SSC(J)+DCMPLX(PR,PI)
    ENDIF
    J=J+1
    IF(J.LE.NOBUS) GO TO 128
ENDIF
ENDIF
KK1=KK1+1
IF (KK2.EQ.0) THEN
    IF (M+1.LT.NOBUS) THEN
    J=1
179 CONTINUE
        NBC(M+J)=NBL(J)
        J=J+1
        IF(J.LE.M2) GO TO 179
    ENDIF
ENDIF
J=1
108 CONTINUE
    IF(NPGE(IA).EQ.NBC(J))THEN
    NBC(J)=S
    S=NPGE(IA)
    SGAC(S)=(0.0D0,0.0D0)
    J=M+1
    ELSE
    IF(J.EQ.M) THEN
        SGAC(S)=(0.0D0,0.0D0)
    ENDIF
    J=J+1

```

```

                ENDIF
                IF(J.LE.M) GO TO 108
                L=L+1
109          CONTINUE
                SGAC(NBC(L))=DCMPLX(DREAL(SGAC(NBC(L))),0.0D0)
                L=L+1
                IF(L.LE.M+M2) GO TO 109
            ENDIF
            IF(IA.NE.1)THEN
                SGAC(NPGE(IA-1))=DCMPLX(DREAL(POTCBA(IA-1)),0.0D0)
            ENDIF
            J=1
99          CONTINUE
                EK(J)=EEKKA(J)
                EKAC(J)=EEKKA(J)
                J=J+1
                IF(J.LE.NOBUS)GO TO 99
                KK2=KK2+1
                IA=IA+1
                IF(IA.LE.(NOGEN+1))GO TO 91
                II=II+1
            IF(II.LE.2)GO TO 90
            J=1
101         CONTINUE
                SC(J)=SSC(J)
                J=J+1
                IF(J.LE.NOBUS)GO TO 101
C
C  =====
C          DETERMINACION DE  CONSTANTES A(J,N)
C  =====
C
C
103         I=1
            CONTINUE
                J=1
102         CONTINUE
                A(J,I)=ANGUL(J,I+1)/POT(I)
                J=J+1
                IF(J.LE.NOBUS)GO TO 102
                I=I+1
            IF(I.LE.NOGEN)GO TO 103
C
C  ----- IMPRIMIR CONSTANTES A(J,N) -----
C
            IF (IR5.EQ.1) THEN
                LCTR=47
                I=1
106         CONTINUE
                IF ((LCTR-47).GE.0) THEN
                    WRITE(2,105) TITLE

```



```

        LCTR=0
    ENDIF
    IF (I.EQ.NOBUS) THEN
        WRITE(2,163) I,BNAME(I)
    ELSE
        WRITE(2,163) I,BNAME(I),I+1,BNAME(I+1)
    ENDIF
    J=1
107  CONTINUE
        IF (I.EQ.NOBUS) THEN
            WRITE(2,164) NPGE(J),BNAME(NPGE(J)),A(I,J)
        ELSE
            WRITE(2,164) NPGE(J),BNAME(NPGE(J)),A(I,J),NPGE(J),
*           BNAME(NPGE(J)),A(I+1,J)
        ENDIF
        LCTR=LCTR+1
        IF ((LCTR-47).GE.0) THEN
            WRITE(2,105) TITLE
            LCTR=0
        ENDIF
        J=J+1
        IF (J.LE.NOGEN) GO TO 107
        LCTR=LCTR+1
        I=I+2
        IF (I.LE.NOBUS) GO TO 106
    ENDIF
105  FORMAT(1H1//9A8/1X,9A8/1X,9A8//1X,'VALORES DE LAS CONSTANTES A(J,N
*  )'//2(5X,'X-- DE BARRA J ---X--- A BARRA N --X-- A(J,N) --X ')/
*  /2(5X,' NO. NOMBRE          NO. NOMBRE          '))
163  FORMAT(2(5X,I5,1X,A8,5X,29('-'),2X))
164  FORMAT(2(26X,I5,1X,A8,2X,F8.3,5X))
C
C  =====
C  DETERMINACION DE LOS FACTORES INCREMENTALES DE PERDIDAS FIP(N)
C  =====
C
P=1
140  CONTINUE
        SFIP=0.0D0
        J=1
141  CONTINUE
        SDPLCT=0.0D0
        I=1
142  CONTINUE
            IF(J.EQ.I) THEN
                X=I*(I-1)/2+J
                GIJ=-DREAL(Y(X))
            ELSE
                IF(J.LT.I) THEN
                    X=I*(I-1)/2+J

```

```

ELSE
  X=J*(J-1)/2+I
ENDIF
GIJ=-DREAL(Y(X))
ENDIF
PVGS=2*CDABS(EEKKA(J))*CDABS(EEKKA(I))*
*   GIJ*DSIN(ANGUL(J,1)-ANGUL(I,1))
SDPLCT=SDPLCT+PVGS
I=I+1
IF(I.LE.NOBUS) GO TO 142
SFIP=SFIP+SDPLCT*A(J,P)
J=J+1
IF(J.LE.NOBUS) GO TO 141
FIP(P)=SFIP
P=P+1
IF(P.LE.NOGEN) GO TO 140
C
C =====
C   DETERMINACION DE LOS COEFICIENTES CUADRATICOS B(M,N)
C =====
C
P=1
117 CONTINUE
  Q=P
122 CONTINUE
    SDPLAA=0.000
    I=1
124 CONTINUE
      J=1
125 CONTINUE
        IF (I.EQ.J) THEN
          X=J*(J-1)/2+I
          GIJ=-DREAL(Y(X))
        ELSE
          IF (I.LT.J) THEN
            X=J*(J-1)/2+I
          ELSE
            X=I*(I-1)/2+J
          ENDIF
          GIJ=-DREAL(Y(X))
        ENDIF
        SDPLAA=SDPLAA-CDABS(EEKKA(I))*CDABS(EEKKA(J))*
*       GIJ*DCOS(ANGUL(I,1)-ANGUL(J,1))*A(I,P)*A(J,Q)
        J=J+1
        IF(J.LE.NOBUS) GO TO 125
        I=I+1
        IF(I.LE.NOBUS) GO TO 124
        L=Q*(Q-1)/2+P
        B(L)=SDPLAA
        Q=Q+1

```

```

        IF(Q.LE.NOGEN) GO TO 122
        P=P+1
    IF(P.LE.NOGEN) GO TO 117
C
C ----- IMPRIMIR COEFICIENTES CUADRATICOS B(M,N) -----
C
    IF (IR6.EQ.1) THEN
    LCTR=47
    I=1
118 CONTINUE
        IF ((LCTR-47).GE.0) THEN
            WRITE(2,121) TITLE
            LCTR=0
        ENDIF
        RSC=POTCBA(I)*100
        WRITE(2,119) NPGE(I),BNAME(NPGE(I)),RSC
        J=I
126 CONTINUE
            WRITE(2,156) NPGE(J),BNAME(NPGE(J)),B(J*(J-1)/2+I)
            LCTR=LCTR+1
            IF ((LCTR-47).GE.0) THEN
                WRITE(2,121) TITLE
                LCTR=0
            ENDIF
            J=J+1
            IF (J.LE.NOGEN) GO TO 126
            LCTR=LCTR+1
            I=I+1
            IF (I.LE.NOGEN) GO TO 118
        ENDIF
121 FORMAT(1H1//9A8/1X,9A8/1X,9A8//1X,'VALORES DE LOS COEFICIENTES CUA
*DRATICOS DE PERDIDAS B(N,M)'/5X,
*'BARRA NOMBRE GENERACION BARRA NOMBRE B(N,M)'/5X,
*' (N) MW (M) P.U.'/)
119 FORMAT(5X,I5,1X,A8,2X,F8.2,4X,26('-'))
156 FORMAT(33X,I5,1X,A8,3X,F9.5)
C
C =====
C DETERMINACION DE LOS COEFICIENTES LINEALES B(N,0)
C =====
C
    P=1
146 CONTINUE
        SBNO=0.0D0
        Q=1
147 CONTINUE
            IF(P.LE.Q) THEN
                X=Q*(Q-1)/2+P
            ELSE
                X=P*(P-1)/2+Q

```

```

        ENDIF
        SBNO=SBNO+2.0*DREAL(POTCBA(Q))*B(X)
        Q=Q+1
        IF(Q.LE.NOGEN) GO TO 147
        BNO(P)=FIP(P)-SBNO
        P=P+1
        IF(P.LE.NOGEN) GO TO 146
C
C
C =====
C          DETERMINACION DEL COEFICIENTE CONSTANTE  B(00)
C =====
C
        SPBP=0.DO
        SPBO=0.DO
        P=1
162  CONTINUE
        Q=1
161  CONTINUE
        IF (P.LE.Q) THEN
            X=Q*(Q-1)/2+P
        ELSE
            X=P*(P-1)/2+Q
        ENDIF
        SPBP=SPBP+DREAL(POTCBA(P))*B(X)*DREAL(POTCBA(Q))
        Q=Q+1
        IF (Q.LE.NOGEN) GO TO 161
        SPBO=SPBO+DREAL(POTCBA(P))*BNO(P)
        P=P+1
        IF (P.LE.NOGEN) GO TO 162
        PT=SPBP+SPBO
        B00=DREAL(PTCB)-DREAL(PT)
C
C ---- IMPRIMIR COEFICIENTES LINEALES B(NO) Y CONSTANTE B(00) ----
C
        IF (IR6.EQ.1) THEN
            LCTR=47
            I=1
152  CONTINUE
            IF ((LCTR-47).GE.0) THEN
                WRITE(2,150) TITLE
                LCTR=0
            ENDIF
            RSC=POTCBA(I)*100
            WRITE(2,151) NPGE(I),BNAME(NPGE(I)),RSC,BNO(I)
            LCTR=LCTR+1
            I=I+1
            IF (I.LE.NOGEN) GO TO 152
            WRITE(2,433) B00
        ENDIF
150  FORMAT(1H1//1X,9A8/1X,9A8/1X,9A8//1X,'VALORES DE LOS COEFICIENTES

```

```

*LINEALES DE PERDIDAS B(N,0)'//
* /5X,'BARRA NOMBRE GENERACION B(N,0)'/ 5X,
* '(N) MW P.U.'//
151 FORMAT(5X,I5,1X,A8,2X,F8.2,3X,F9.5)
433 FORMAT(///1X,'VALOR DEL COEFICIENTE CONSTANTE DE PERDIDA B(00)'
*//35X,'B(00)'/36X,'P.U'//32X,F9.5
*//45X,'FIN DEL REPORTE PARA ESTE CASO')
GO TO 302

C
C =====
C LISTA DE MENSAJES DE ERRORES
C =====
C
304 CONTINUE
ERROR=4
GOTO 307
55 CONTINUE
ERROR=7
GOTO 307
307 CONTINUE
WRITE(2,308)
GOTO (801,802,803,804,805,806,807,808,809,810),ERROR
801 WRITE(2,811)
GOTO 821
802 WRITE(2,812)
GOTO 821
803 WRITE(2,813)
GOTO 821
804 WRITE(2,814)
GOTO 821
805 WRITE(2,815)
GOTO 821
806 WRITE(2,816)
GOTO 821
807 WRITE(2,817)
C ---- IMPRIMIR COMPLICACIONES DE CONVERGENCIA DE LA SIMULACION ----
WRITE(2,130)
IF (KK2.EQ.0) THEN
WRITE(2,131)S,K
ELSE
IF (II.EQ.1) THEN
WRITE(2,132)NPGE(KK1),K
ELSE
WRITE(2,133)NPGE(KK1),K
ENDIF
ENDIF
130 FORMAT(//16X,31('*')/16X,'COMPLICACIONES DE CONVERGENCIA'/16X,
*31('*')/10X,'ETAPA',11X,'BARRA OSCILANTE',3X,'ITERACIONES'/
*10X,5('-'),11X,15('-'),3X,11('-')//)
131 FORMAT(7X,'CASO BASE',17X,I3,12X,I4/)

```

```

132 FORMAT(1X,'CASO OSCILACION INFERIOR',9X,I3,12X,I4/)
133 FORMAT(1X,'CASO OSCILACION SUPERIOR',9X,I3,12X,I4/)
GOTO 821
808 WRITE(2,818)
GOTO 821
809 WRITE(2,819)
GOTO 821
810 WRITE(2,820)
GOTO 821
821 CONTINUE
811 FORMAT(/10X,'FALTA EL NUMERO DE BARRA EN UNA TARJETA DE LINEA')
812 FORMAT(/17X,'DEMASIADOS TRANSFORMADORES')
813 FORMAT(/20X,'DEMASIADAS LINEAS')
814 FORMAT(/17X,'TARJETA DE CONTROL ILEGAL')
815 FORMAT(/19X,'NUMERO DE BARRA ILEGAL')
816 FORMAT(/13X,'NO SE A ESPECIFICADO LA BARRA OSCILANTE')
817 FORMAT(/15X,'LA SOLUCION ITERATIVA NO CONVERGE')
818 FORMAT(/17X,'DEMASIADOS GENERADORES')
819 FORMAT(/12X,'DEMASIADOS CAPACITORES O REACTORES')
820 FORMAT(/11X,'CODIGO ILEGAL PARA EL TIPO DE BARRA')
C
C =====
C CONJUNTO DE LAS ESPECIFICACIONES DE FORMATOS
C =====
C
299 FORMAT(10X,'PROGRAMA EGPT----ECUACION GENERAL DE PERDIDAS DE TRANS
*MISION----FIE/ESPOL')
201 FORMAT(1X,9A8)
202 FORMAT(/1X,9A8)
303 FORMAT(1X,I2,27X,6I1,I3)
413 FORMAT(1H1, //9A8/(1X,9A8))
412 FORMAT(1X,'DATOS DE LINEAS DE TRANSMISION Y TRANSFORMADORES'//
* 10X,'GRUPO',I3,7X,'BASE ENTRADA',24X,'BASE CONVERTIDA'/
* F33.1,'KV',F34.1,'KV'/
* 11X,'LINEA',F16.0,'MVA',28X,'100. MVA'/)
414 FORMAT(10X,'LINEA',6X,'IMPEDANCIA CHARGING MVA'/
*6X,'DE A','R',6X,'X',5X,'KVAC RATING TAP'//)
411 FORMAT(3X,I3,2X,I3,2X,2F5.2,F8.2,F4.0,F4.3,15X,2F4.1,F3.0)
415 FORMAT(4X,2I6,3X,2F7.2,F10.2,F7.0,F7.3)
420 FORMAT(3X,I3,A8,I1,F4.3,F4.1,2(F5.1,F6.1),F6.1,F5.1,F6.2,2F5.1)
426 FORMAT(1H1, //9A8/1X,9A8/1X,9A8//1X,'DATOS DE BARRAS Y PATRON DE DI
*STRIBUCION DE LA CARGA'/85X,'DISTRIBUCION'/
*20X,'VOLTAJE',8X,'CARGA',7X,'GENERACION',5X,'LIMITE VAR',3X,
*'CAP/REAC',2X,'DE LA DEMANDA'/
*1X,'BARRA NOMBRE EA EB PL QL PG QG QM
*IN QMAX BSR PMAX PMIN'//)
424 FORMAT(1X,I5,1X,A8,I2,F6.3,F5.1,2(F7.1,F8.1),F8.1,F7.1,F8.2,
*2X,F6.1,1X,F6.1)
418 FORMAT(3X,I3)
308 FORMAT(//1X,20('*'),' MENSAJE DE ERROR ',20('*'))

```



```

901  CONTINUE
      STOP
      END

```

```

      SUBROUTINE ARREGL (N,J1)
      COMMON IDEXP(100),IDEXQ(100),IUC(100),IUR(50),IURR(50),
*          INDICE(50,10)
      INTEGER P,Q,J1,N
      CALL INDICA(N,J1,LA)
      DO 47 P=1,N
          CALL INDLIN (P,JA,LA)
47   CONTINUE
      RETURN
      END

```

```

      SUBROUTINE INDICA (N,J1,LA)
      COMMON IDEXP(100),IDEXQ(100),IUC(100),IUR(50),IURR(50),
*          INDICE(50,10)
      INTEGER ACU,MULA,J1,N
C
C   ORDENAMIENTO ENTRE LOS ARREGLOS IDEXP E IDEXQ
C
      I=1
20   CONTINUE
          IF ( IDEXP(I).GT.IDEXQ(I) ) THEN
              MULA=IDEXP(I)
              IDEXP(I)=IDEXQ(I)
              IDEXQ(I)=MULA
          ENDIF
          I=I+1
          IF ( I.LE.J1) GO TO 20
C
C   FORMACION DE LOS SISTEMAS INDICADORES IURR,IUR,IUC.
C
      LA=0
      K=0
      J=1
30   CONTINUE
          K1=0
          I=1
31   CONTINUE
              IF ( IDEXP(I).EQ.J) THEN
                  K=K+1
                  IF ( K1.EQ.0) THEN
                      K1=K1+1

```

```

        LA=LA+1
        IURR(LA)=J
        IUR(LA)=K
    ENDIF
    IUC(K)=IDEXQ(I)
ENDIF
I=I+1
IF ( I.LE.J1 ) GO TO 31
J=J+1
IF ( J.LE.N ) GO TO 30
LA=LA+1
IUR(LA)=J1+1
IURR(LA)=N
C
C REORDENAMIENTO DEL ARREGLO INDICADOR IUC.
C
I=1
40 CONTINUE
    IF(IUR(I+1)-IUR(I).GT.1)THEN
41         J=IUR(I)
            CONTINUE
42         L=J+1
            CONTINUE
                MY=IUC(J)
                IF ( MY.GT.IUC(L)) THEN
                    MULA=MY
                    IUC(J)=IUC(L)
                    IUC(L)=MULA
                ENDIF
                L=L+1
                IF ( L.LT.IUR(I+1)) GO TO 42
                J=J+1
                IF ( J.LT.IUR(I+1)-1) GO TO 41
            ENDIF
        I=I+1
    IF ( I.LE.LA) GO TO 40
RETURN
END

SUBROUTINE INDLIN(P,JA,LA)
COMMON IDEXP(100),IDEXQ(100),IUC(100),IUR(50),IURR(50),
*      INDICE(50,10)
INTEGER P
C
JA=0
I=1
44 CONTINUE
    IF(P.EQ.IURR(I)) THEN
        K=IUR(I)

```

```

45      CALL INDQP(K,JA,P,LA)
      CONTINUE
          JA=JA+1
          INDICE(P,JA+1)=IUC(K)
          K=K+1
      IF(K.LT.IUR(I+1)) GO TO 45
      INDICE(P,1)=JA
      RETURN
  ENDIF
  I=I+1
  IF(I.LE.LA-1) GO TO 44
  K=IUR(LA)
  CALL INDQP(K,JA,P,LA)
  RETURN
  END

SUBROUTINE INDQP(K,JA,P,LA)
COMMON IDEXP(100),IDEXQ(100),IUC(100),IUR(50),IURR(50),
*      INDICE(50,10)
INTEGER P
C
DO 52 J=1,K-1
  IF (P.EQ.IUC(J)) THEN
    I=1
53    CONTINUE
        IF (J.GE.IUR(I).AND.J.LT.IUR(I+1)) THEN
            JA=JA+1
            INDICE(P,JA+1)=IURR(I)
            I=I+LA-1
        ELSE
            I=I+1
        ENDIF
    IF (I.LE.LA-1) GO TO 53
  ENDIF
52 CONTINUE
  INDICE(P,1)=JA
  RETURN
  END

```

A P E N D I C E B

MANUAL DEL PROGRAMA EGPT

MANUAL DEL PROGRAMAECUACION GENERAL DE PERDIDA DE TRANSMISION EGPT1. INTRODUCCION

Ante la necesidad de disponer de un método lo suficientemente preciso para determinar la pérdida total en función de la salida de plantas de un sistema de potencia, se ha creado el programa EGPT, el cual determina los coeficientes de pérdida o coeficientes B de la ecuación general de pérdida de transmisión, necesaria para poder determinar el Despacho Económico más óptimo. El análisis del programa EGPT es aplicable al sistema de computación de la IBM 4341, disponible en CESERCOMP.

2. GENERALIDADES

En esta sección del manual se indican las características del programa EGPT. Además se da la información necesaria para poder estructurar los datos de entrada del sistema de potencia a ser considerado y poder ejecutar el programa EGPT en el sistema 4341.

Las características del programa son:

LA SIMULACION.- Es la característica principal del programa, la simulación está basada en el estudio de varios flujos de carga utilizando la técnica iterativa de Gauss - Seidel y no requiere la intervención de ningún operador una vez que hayan sido ingresados los

datos de entrada; el sistema de computación tiene el control automático desde el punto de entrada de las tarjetas de datos para la solución del caso base del flujo de carga hasta el listado de la impresora de los coeficientes de pérdida. El programa debe resolver $(1 + 2N)$ veces el flujo de carga antes de determinar los coeficientes de pérdida, donde N es el número de plantas de generación (puntos de entrada).

BARRAS.- El programa considera tres tipos de barras generación, voltaje controlado y carga; el número máximo de barras es de 50. Del total de barras, 50 pueden ser plantas de generación incluyendo la barra oscilante; 49 pueden tener capacitores o reactores; 49 pueden ser solamente barras de carga.

LINEAS.- Entendiéndose por líneas, las líneas de transmisión y los transformadores, se puede considerar un máximo de 100 líneas, de las cuales 50 pueden ser transformadores con relación de vueltas no-nominal de tomas fijas. Las líneas están representadas por el modelo normal II de las líneas de transmisión y las cargas de las líneas (line-charging) no deben necesariamente ser agregadas a los MVAR de las cargas.

FORMATOS.- Los formatos para los datos de entrada permiten poner en una sola tarjeta todos los datos de una línea o todos los datos de barra.

ERROR.- Se envían mensajes de errores cuando se detecta una falla en

los datos en que se tiene control. Estos mensajes salen impresos en el reporte de salida y son:

- . Falta el número de barra en una tarjeta
- . Demasiados transformadores
- . Demasiadas líneas
- . Tarjeta de control ilegal
- . Número de barra ilegal
- . La solución iterativa no converge
- . No se ha especificado la barra oscilante
- . Demasiado generadores
- . Demasiado capacitores
- . Código ilegal para el tipo de barra

SALIDA.- El reporte total de salida incluye lo siguiente:

- . Datos de líneas
- . Datos de barras
- . Patrón de distribución de la carga
- . Mapeo de la simulación
- . Resumen de las constantes
- . Rastreo de convergencia del cálculo del flujo de carga
- . Reporte del cálculo del flujo de carga
- . Valores de la constante A_{jn}
- . Valores de los coeficientes de pérdida

2.1 TARJETAS DE CONTROL DEL PROGRAMA

La acción del programa EGPT es controlada por cierto código de números llamados tarjetas de control. Es independiente el orden de las tarjetas de control pero deben proceder a los bloques de datos. Cada tarjeta de control es perforada en las columnas 2-3 con su número tipo, llamado en el programa TIPO. El reporte de salida normal incluye solo a los valores de los coeficientes de pérdida. Cuando se desea obtener un reporte de salida diferente a la normal, se debe perforar con cierto valor (estos valores se lo indicarán en la sección 2.7) los campos IR1, IR2, IR3, IR4, IR5, IR6 e IRX que se encuentran en las columnas 31, 32, 33, 34, 35, 36, y 37 - 39, respectivamente. Para el programa EGPT se tiene las siguientes tarjetas de control:

TIPO 1: Tres tarjetas de TITULO son leídas con formato (IX, 9A8) y almacenado para ser impreso en el encabezamiento de cada página

TIPO 2: Una tarjeta de COMENTARIO es leída con formato (1X, 9A8) e impresa después de ser leída.

TIPO 3: Tarjetas de DATOS DE LINEAS Y TRANSFORMADORES son leídas para el caso base. Estos datos son listados por la impresora.

TIPO 4: Tarjetas de DATOS DE BARRA Y PATRON DE DISTRIBUCION DE CARGA son leídas para el caso base. Estos datos son listados por la impresora.

TIPO 5: Una tarjeta de constantes es leída. Los valores perforados en ella reemplazan a los valores de las constantes que tiene definido el programa.

TIPO 6: Tarjeta de control que ordena la solución del programa EGPT y prepara el reporte de salida de acuerdo con los valores de los campos IR1, IR2, IR3, IR4, IR5, IR6 e IRX.

TIPO 7: Tarjeta de control que indica la finalización de la corrida del programa.

2.2 TITULO

El título está formado por tres tarjetas, cada tarjeta puede ser perforada entre las columnas 2-72. A las tarjetas de título le debe preceder la tarjeta de control TIPO 1. Esta información es almacenada y listada por la impresora en el encabezamiento de cada página.

2.3 COMENTARIO

El comentario está formado por una tarjeta, la cual puede ser perforada entre las columnas 2-72. A cada tarjeta de comentario le debe preceder la tarjeta de control TIPO 2. Esta información es almacenada y listada por la impresora después de ser leída.

2.4 DATOS DE LINEAS Y TRANSFORMADORES

A las tarjetas de entrada de datos de líneas le debe preceder la tarjeta de control TIPO 3. Una vez leídos los datos son almacenados y listados por la impresora con la misma base con que entraron. Para indicar la finalización de la entrada de datos de líneas se debe perforar con el '999' en las columnas 4-6, después de la última tarjeta

de datos.

Los datos son leídos de acuerdo al siguiente formato. Los campos ENTEROS no deben contener punto decimal y el número debe ser ajustado a la derecha dentro del campo. Si en los campos REALES no se perfora el punto decimal se asume la posición como se indica a continuación:

<u>COLUMNAS</u>	<u>NOMBRE DEL CAMPO</u>	<u>DESCRIPCION</u>	<u>DECIMALES ASUMIDOS</u>
4-6	P	Número de la barra de envío DE. Si es un transformador ésta debe ser la barra que tiene el cambiador de tomas.	ENTERO
9-11	Q	Número de la barra de recepción A.	ENTERO
14-23	Z	Impedancia en porcentaje de la línea o transformador, dados en los KV y MVA bases especificados en las columnas 55-65 de la primera tarjeta de este grupo. La parte real R se perfora entre las columnas 14-18. La parte imaginaria X se perfora en las columnas 19-23.	(2 parte real) (2 parte imaginaria)
24-31	CKVA	Carga total de la línea KVAC en KVAR, (line charging).	2
32-35	RATIN	Capacidad de la línea o transformador RATING en MVA.	0
36-39	TAP	Posición de la toma TAP si es un transformador.	3
55-58	BSOLD	KV base de las impedancias de este grupo	1

<u>COLUMNAS</u>	<u>NOMBRE DEL CAMPO</u>	<u>DESCRIPCION</u>	<u>DECIMALES ASUMIDOS</u>
59-62	BSNEW	KV base deseado para el conjunto total de líneas y transformadores de este grupo.	1
63-65	BSMVA	MVA base de las impedancias de este grupo	0

Tarjetas con datos de líneas o transformadores que están dados en una base de KV y MVA, deben estar agrupadas llevando la primera tarjeta del grupo el KV base antiguo, el KV base deseado y el MVA base antiguo. Los valores de la parte real e imaginaria de las impedancias deben estar en porcentaje.

Si BSOLD no es cero, pero BSNEW son cero, el programa asumirá BSNEW = BSOLD y BSMVA = 100, así el factor de conversión de las impedancias es la unidad. Si estos tres campos son cero, el resultado es el mismo que el anterior, con la diferencia que a la salida aparecerán ceros en las bases.

TRANSFORMADORES: El programa EGPT no tiene en consideración a los transformadores de tomas variables bajo carga, pero si a los de tomas fijas.

Para el caso en que la toma debe ser representado en el lado alts, se tiene que:

Posición de la toma (p.u.) $\frac{\text{Razón nominal de transformación (ALTA/BAJA)}}{\text{Razón nominal de voltajes del sistema (ALTA/BAJA)}}$

Cuando el tap debe ser representado en el lado de baja, la relación es la inversa de la anterior.

A continuación se puede apreciar una hoja de entrada de datos de líneas y transformadores:

2.5 DATOS DE BARRAS Y PATRON DE DISTRIBUCION DE CARGA

A las tarjetas de entrada de datos de barras y patrón de carga le debe preceder una tarjeta de control TIPO 4. Una vez leídos son almacenados y listados por la impresora. Para indicar la finalización de entrada de datos de barras y patrón de carga se debe perforar con el '999' en las columnas 4-6, después de la última tarjeta de datos.

Los datos son leídos de acuerdo al siguiente formato. Los campos ENTEROS no deben contener punto decimal y el número debe estar ajustado a la derecha dentro del campo. Si en los campos REALES no se perfora el punto decimal, se asume la posición como se indica a continuación:

<u>COLUMNAS</u>	<u>NOMBRE DEL CAMPO</u>	<u>DESCRIPCION</u>	<u>DECIMALES ASUMIDOS</u>
4-6	P	Número de la barra. Esta barra puede ser de oscilación, voltaje controlado o carga, según el código dado en la columna 15.	ENTERO
7-14	BNAME	Nombre de la barra, hasta 8 caracteres	ALFANUMERICO
15	IREG	Código para el tipo de barra: 0 para barra de voltaje no-regulado; 1 para barra de voltaje regulado por generación reactiva; 2 para barra oscilante	ENTERO
16-23	EK	Fasor voltaje de barra. La magnitud especificada del voltaje EA en por unidad se perfora en las columnas 16-19.	3 (magnitud) 1 (ángulo)

<u>COLUMNAS</u>	<u>NOMBRE DEL CAMPO</u>	<u>DESCRIPCION</u>	<u>DECIMALES ASUMIDOS</u>
		El ángulo de fase especificado del voltaje EB en grados se perfora en las columnas 20-23.	
24-34	SC	Potencia compleja de carga conectada a la barra. La potencia activa PL en MW se perfora en las columnas 24-28. La potencia reactiva QL en MVAR se perfora en las columnas 29-34.	1 (parte real) 1 (parte imag)
35-45	SG	Potencia compleja de la fuente de generación de barra. Se almacena como cero si es barra oscilante. La potencia activa PG en MW se perfora en las columnas 35-39. La potencia reactiva QG en MVAR se perfora en las columnas 40-45.	1 (parte real) 1 (parte imag)
46-51	QMIN	Límite mínimo de generación QMIN en MVAR si ésta barra es de voltaje controlado o no controlado.	1
52-56	QMAX	Límite máximo de generación QMAX en MVAR si ésta es una barra de voltaje controlado o no controlado.	1
57-62	BSR	Compensación reactiva BSR en MVAR. El valor es positivo si se trata de un capacitor y negativo si es un reactor	2
63-67	CPICO	Potencia activa de carga PMAX en MW de la barra que corresponde al período máximo del patrón de distribución de carga.	1
68-72	CVALLE	Potencia activa de carga PMIN en MW de la barra que corresponde al período mínimo del patrón de distribución de carga.	1

Si EA y EB se dejan igual a cero, el programa le asigna los valores de 1 y 0, respectivamente. Si todas las PMAX y PMIN se dejan igual a cero, el programa le asigna a cada PMAX y PMIN del patrón de distribución de carga el valor que le correspondería a cada PL si se lo hiciera variar siguiendo una distribución uniforme de carga hasta llegar al valor de 1.5 y 0.5 de la suma de todos los PL, respectivamente.

El orden de entrada de los números de barras no deben necesariamente ser consecutivos y cualquier número de 1 a 50 puede ser usado como número de barra.

A continuación puede apreciarse una hoja de entrada de datos de barras y patrón de distribución de carga:

2.6 ENTRADA DE CONSTANTES DEL PROGRAMA

Las constantes utilizadas en el programa son inicializadas por el mismo programa con los valores mostradas en la columna VALOR.

Si se desea cambiar alguna de las constantes, se debe incluir una tarjeta de control TIPO 5 seguida por una tarjeta de datos de acuerdo al siguiente formato. los campos que se dejan en blanco no serán cambiados por el programa. Los campos ENTEROS no deben contener punto decimal y el número debe ir ajustado a la derecha dentro del campo. Si en los campos REALES no se perfora el punto decimal se asume su posición como se indica a continuación:

<u>VALOR</u>	<u>COLUMNAS</u>	<u>NOMBRE DEL CAMPO</u>	<u>DESCRIPCION</u>	<u>DECIMALES ASUMIDOS</u>
0.00001	1-10	EPL	Magnitud del fasor voltaje cuyo valor es la tolerancia que deben cumplir las sucesivas aproximaciones para que convergan al valor final	7
1.6	11-15	ALPHA	Factor de aceleración para la diferencia de la componente real de los voltajes entre iteraciones	1
1.7	16-20	BETHA	Factor de aceleración para la diferencia de la componente imaginaria de los voltajes entre iteraciones	1
1.4	21-25	ALPHB	Factor de desaceleración a ser usada si la componente real del voltaje es oscilante	1

<u>VALOR</u>	<u>COLUMNAS</u>	<u>NOMBRE DEL CAMPO</u>	<u>DESCRIPCION</u>	<u>DECIMALES ASUMIDOS</u>
1.4	26-30	BETHB	Factor de desaceleración a ser usada si la componente imaginaria del voltaje es oscilante	1
50	31-35	JSORT	Número de iteraciones entre reordenamientos para determinar el mejor orden iterativo	ENTERO
0.001	36-45	VARCA	Factor en que debe variar la carga total para poder realizar la etapa de oscilamiento superior y oscilamiento inferior	5
1500	46-50	MAXIT	Número máximo de iteraciones permitidas para poder alcanzar la convergencia	ENTERO

2.7 LA SIMULACION EN EL COMPUTADOR DIGITAL

La simulación se inicia cuando se perfora un '6' en la columna 3 de la tarjeta de control TIPO 6. La simulación consta de tres etapas: caso base, oscilación superior y oscilación inferior. Todos los cálculos están hechos sobre una base de 100 MVA.

Con el propósito de tener una referencia para la simulación, el programa obtiene, en primer lugar, la solución del caso base del flujo de carga, el cual será el punto de partida para obtener los coeficientes de pérdida. Dos niveles de carga son proveídos como datos de entrada, PMAX y PMIN, para permitir los casos de oscilación superior e inferior; si estos dos niveles de carga no son ingresados como dato

de entrada el programa le asigna valores, tal como se indicó en la sección 2.6, y realiza los casos para la oscilación superior e inferior. Cada planta de generación (barra de punto de entrada) va a ser una fuente oscilante dos veces durante el curso de la solución, una vez para el nivel de carga de oscilación superior y otra para el nivel de carga de oscilación inferior.

Para la etapa del caso base del flujo de carga, si la barra con el código de barra regulada no tiene generador, el programa simulará la presencia de un condensador sincrónico, manteniendo la magnitud del fasor voltaje variando la generación de reactivo dentro de los límites Q_{MIN} y Q_{MAX} .

Para las etapas de las oscilaciones superior e inferior del flujo de carga, las barras que tuvieron el código de barra no-regulada para el caso base, el programa cambiará el código para barra regulada simulando la presencia de un condensador sincrónico, manteniendo la magnitud del fasor voltaje variando la generación de reactivo dentro de los límites Q_{MIN} y Q_{MAX} .

Para facilitar el escalonamiento automático a través de la secuencia de las barras oscilantes, los límites reactivos deben ser muy amplios. La importancia, de lo mencionado, está en que el programa no sea interrumpido durante el proceso de la simulación debido a los problemas de convergencia causado por límites reactivos.

LA SALIDA.- Cuando los campos IR1, IR2, IR3, IR4, IR5, e IR6 de la tarjeta de control TIPO 6 que se encuentran ubicados en las columnas 31, 32, 33, 34, 35 y 36 son dejados en blanco, el reporte de salida será el normal, el cual incluye solo a los valores de los coeficientes de pérdida, además de los datos de entrada de líneas y barras.

Si algunos de los campos IR1, IR2, IR3, IR4, IR5 e IR6 de la tarjeta de control TIPO 6 tiene perforado el valor mostrado en la columna VALOR, el programa imprimirá la siguiente información de acuerdo al campo perforado:

<u>VALOR</u>	<u>COLUMNAS</u>	<u>DEL CAMPO</u>	<u>LISTADO POR LA IMPRESORA</u>
1	31	IR1	Patrón de distribución de la carga
1	32	IR2	Resumen de las constantes
1	33	IR6	Valores de los coeficientes de pérdida
1	34	IR4	Mapeo de la simulación
1	35	IR5	Valores de las constantes Ajn
1	36	IR3	Rastreo de la convergencia y reporte del cálculo del flujo de carga del caso base.

OPCIONES.- Si se desea obtener el listado por la impresora del reporte del cálculo del flujo de carga diferente al del caso base, esto es, los resultados de un caso particular del flujo de carga ya sea del caso de

oscilación superior o inferior, es necesario que se perfore el valor '1' en la columna 36 perteneciente al campo IR3. Como complemento a lo mencionado se debe perforar el campo IRX, comprendido entre las columnas 37-39, de la siguiente manera: en la columna 37 perforar el signo (+) o dejar en blanco si se desea el caso de oscilación superior, o el signo (-) si se desea el caso de oscilación inferior; en las columnas 38-39 perforar el número de la barra de generación que se desea que sea la barra oscilante, ajustado a la derecha del campo.

Como consecuencia ante esta medida, en la columna 34 perteneciente al campo IR4 se perfora automáticamente, el valor '0', en vista de ello no será listado por la impresora el Mapeo de la Simulación.

2.8 FINALIZACION DEL PROGRAMA

El programa EGPT termina el trabajo cuando se perfora un '7' en la columna 3 de la tarjeta de control TIPO 7.

A continuación se muestra un cuadro donde se explica la función que tienen las tarjetas de control y la forma de ingresar los datos.

1	TITULO	se tiene tres lineas de titulo y se imprimen en el encabezado de cada pagina
2	COMENTARIO	linea de comentario, se imprime despues de ser leidas
3		le siguen los datos de Lineas y Transformadores del caso base y se finalizan estos datos con un 999 en las columnas 4-6 999
4		le siguen los datos de Barra y Patron de Distribucion de la Demanda y se finaliza estos datos con un 999 en las columnas 4-6 999
5		Ordena el cambio de las constantes del programa
	EPL	ALPHA BETHA ALPHB BETHB JSORT VARCA MAXIT
6		Ordena realizar la simulacion y prepara el reporte de salida
7		Ordena finalizar la lectura del archivo de datos y la corrida del programa

EJECUCION DEL PROGRAMA EGPT EN EL SISTEMA 4341

pasos para la ejecución del programa EGPT son:

Crear el archivo de datos. El nombre del archivo puede ser cualquier conjunto de 8 caracteres alfanumérico. El tipo de archivo tiene que ser necesariamente DATOS. El modo del archivo es asumido como A.

Introducir los datos del sistema de potencia tal como se explicó en la sección anterior.

Elegir el nombre del archivo donde se grabarán los resultados de la ejecución del programa. El nombre de este archivo puede ser cualquier conjunto de 8 caracteres alfanumérico. El tipo del archivo es asumido como EGPT.

El programa EGPT se ejecuta de la siguiente manera. En modo CMS, en la línea de comando digite:

EGPT \backslash (nombre del archivo de datos) \backslash (nombre del archivo
donde se grabarán los resultados)

y presione la tecla ENTER.

Ejemplo: Si el nombre elegido para el archivo de datos es ENTRADA y el nombre para el archivo donde se grabarán los resultados es SALIDA. En modo CMS, en la línea de comando, se digita:

EGPT \backslash ENTRADA \backslash SALIDA

A continuación se presiona la tecla ENTER, inmediatamente se comienza a ejecutar el programa y después de un pequeño lapso aparecerá los resultados; al final de la ejecución se mostrará en la pantalla los resultados grabados en el archivo denominado SALIDA EGPT.

Si se desea mandar a imprimir sus resultados, use el comando PRINTCC de la siguiente manera. Si se encuentra en modo CMS, digite FLIST y de ENTER. Ubique el cursor en el archivo que contiene los resultados y digite PRINTCC y presione la tecla ENTER. Retire sus listados en CESERCOMP.

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

1. E.F. HILL AND W.D. STEVENSON, JR., An improved method of determining incremental loss factors from power system admittances and voltages, IEEE transactions on power apparatus and systems, Vol. Pas-87, No.6, June 1968.
2. E.F. HILL and W.D. STEVENSON, JR., A new method of determining loss coefficients, IEEE transactions, Vol. Pas-87, No.7, July 1968, 1548-1553 p.
3. E. E. GEORGE, Intrasystem transmission losses, AIEE trans., Vol. 62, 153-158 p., March 1943.
4. L. K. KIRCHMEYER, Economic operation of power systems, John Willey Sons, New York, 1958, 116-128 p.
5. R. E. WATSON and W. O. STADLIN, The calculation of incremental transmission losses and the general transmission loss equation, AIEE trans., Vol. 78, 12-18 p., April 1959.
6. E. D. EARLY, R. E. WATSON and G. L. SMITH, A general transmission loss equation, AIEE trans. Vol. 74, 510-520 p., June 1955.
7. J. R. TUDOR and W. A. LEWIS, Transmission losses and economy loading by the use of admittance constants, IEEE trans., Vol. 82, 676-683, October 1963.
8. L.K. KIRCHMEYER, Economic control of interconnected power systems, John-Wiley Sons, New York, 1958.

9. O. L. ELGERD, Electric energy system theory, McGraw Hill, 1971.
10. W. D. STEVENSON, Jr., Elements of power system analysis, second edition, McGraw Hill, 1962.



A.F. 141527