

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

EVALUACION DE LA RESERVA OPTIMA DE GENERACION
DEL S.N.I. EN BASE AL COSTO DEL DEFICIT
DE ENERGIA ELECTRICA

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE
INGENIERO ELECTRICO EN LA ESPECIALIZACION DE POTENCIA

RAUL BERNARDO CARPIO SACOTO

Junio de 1990
Quito - Ecuador

CERTIFICADO

Certifico que el presente trabajo
ha sido realizado en su totalidad
por el Sr. Raúl B. Carpio S.

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Eduardo Cazco". The signature is written in a cursive style with a large loop at the beginning and a horizontal line at the end.

ING. EDUARDO CAZCO

DIRECTOR DE TESIS

	Pag.
III.2 Para los Sectores Comercial e Industrial	50
III.2.1 Método Directo.....	50
III.2.2 Método de correlación entre Varia- bles macroeconómicas y el consumo	56
III.2.3 Método de la Relación Intersectorial Insumo-Producto.....	63
III.3 Para otros sectores.....	72
III.3.1 Método Directo.....	72
III.4 Selección de los Métodos mas adecuados..	75
III.4.1 Sector Residencial.....	75
III.4.2 Sectores Comercial e Industrial..	77
 IV. RECOLECCION Y ANALISIS DE LA INFORMACION DE LOS SECTORES DE CONSUMO ELECTRICO	
IV.1 Definición de la Información requerida...	80
IV.2 Formularios de encuestas.....	83
IV.3 Recolección de la Información.....	83
IV.4 Análisis y depuración de la información..	85
 V. CALCULO DEL COSTO DE RESTRICCION DE ENERGIA ELECTR.	
V.1 Cálculo para los sectores.....	90
V.1.1 Residencial.....	90
V.1.2 Industrial.....	92
V.1.3 Comercial.....	97
V.1.4 Otros.....	98
V.2 Costo ponderado de todos los sectores.....	100

CAPITULO I

GENERALIDADES

I.1 INTRODUCCION

Las Empresas Eléctricas en general tienen como misión fundamental entregar la energía que requieren los consumidores en la magnitud, calidad y tiempo preciso en que estos lo soliciten y de la manera mas confiable y económica como sea posible. En una sociedad moderna en la que su nivel de vida y particularmente su industria demandan un servicio continuo y de buena calidad de energía eléctrica, es indispensable que las Empresas Eléctricas suministradoras aseguren de una manera técnica estas exigencias. Demás está decir que el hecho que esto no ocurra implica para el país o la región servida, un limitante en su progreso y desarrollo económico, como así tambien pérdidas en producción y trastornos en la población. (1)

Desde el punto de vista teórico, lo ideal sería que todos los sistemas brinden un 100 % de confiabilidad durante todo el tiempo, pero en la práctica esto no es posi-

ble debido a limitaciones de volumen, peso, complejidad y principalmente económicas. (2)

Esto lleva al planteo de una interrogante, por parte de los usuarios y de la Empresa Eléctrica en el sentido de cuan confiable debería ser el servicio eléctrico. Una evaluación cuantitativa de confiabilidad ayuda a responder la interrogante anterior.

La probabilidad de que los usuarios soporten interrupciones de servicio eléctrico pueden ser reducidas si existiera una mayor inversión en las fases de construcción y operación del sistema eléctrico. Una sobreinversión puede causar costos excesivos a la Empresa Eléctrica lo cual influye en un correspondiente incremento tarifario ; en el caso contrario, con una baja inversión son afectados los usuarios por los problemas derivados de no recibir un buen servicio eléctrico y la Empresa Eléctrica por la energía no vendida. Es importante entonces encontrar un balance entre la confiabilidad y el aspecto económico de un sistema eléctrico.

I.2 OBJETIVO

Las fallas de un Sistema Eléctrico de Potencia que causan mayores pérdidas son aquellas que se producen en el sistema de generación, porque afectan a mayor parte del

sistema eléctrico que las fallas que se producen en Transmisión y Distribución. Por lo tanto, la capacidad de reserva de generación de un sistema eléctrico debe ser planificada con el objeto de alcanzar un grado óptimo de seguridad del sistema. Para poder hacer la planificación de un Sistema Eléctrico de Potencia, sea a corto o largo plazo, uno de los aspectos fundamentales que hay que considerar es el referente a la Confiabilidad del Sistema de Generación. Por otra parte, es importante poder cuantificar las pérdidas causadas, en la economía del país por la restricción de energía eléctrica para un determinado nivel de seguridad, por lo cual se nota la necesidad de efectuar análisis económicos del sistema eléctrico con un examen de la variedad de elementos involucrados en la determinación de un margen de reserva óptimo en la generación de un sistema eléctrico.

Como consecuencia de esta necesidad, la presente tesis tiene como objetivo dar bases y herramientas necesarias en forma clara y directa de como llevar a cabo una evaluación de la reserva óptima de generación basada en los costos de restricción del servicio eléctrico aplicado al Sistema Nacional Interconectado, convirtiéndose en una ayuda poderosa en la etapa de planificación, al dar un criterio adicional a la selección de alternativas, que desde el punto de vista técnico-económico pueden resultar equivalentes. Desde esta perspectiva, el contenido de esta

tesis, es importante al determinar las reglas coherentes de evaluación con la intención de ayudar a las Empresas Eléctricas para seleccionar el sistema de generación que brinde un servicio eléctrico que satisfaga a los usuarios y que no requiera inversiones excesivas a dichas empresas.

Para tal efecto, en el Capítulo II se realiza una clasificación de los usuarios del país en varios sectores de consumo eléctrico para analizar la restricción de energía eléctrica. En el Capítulo III se explican varios métodos de cálculo del costo de dicha restricción para los sectores mencionados anteriormente. En el Capítulo IV se explican la recopilación y análisis de la información que proviene, por medio de muestreo, de los sectores de consumo con el fin de evaluar el costo de restricción, lo cual se realiza en el Capítulo V para los diferentes sectores de consumo y luego, en una forma global, para el país. A continuación, en el Capítulo VI se analiza la generación del S.N.I. para encontrar un nivel óptimo de confiabilidad en el cual se reduce a un mínimo la suma de los costos de equipamiento en generación y los costos de restricción debidos a fallas en generación, en los años 1990, 1995 y 2000. En el gráfico siguiente están representadas las curvas de costos de falla y de costo de equipamiento, en función de un índice de confiabilidad de servicio. El costo total es la suma de ambas curvas, y el método busca encontrar el nivel de confiabilidad que hace mínimo este valor.

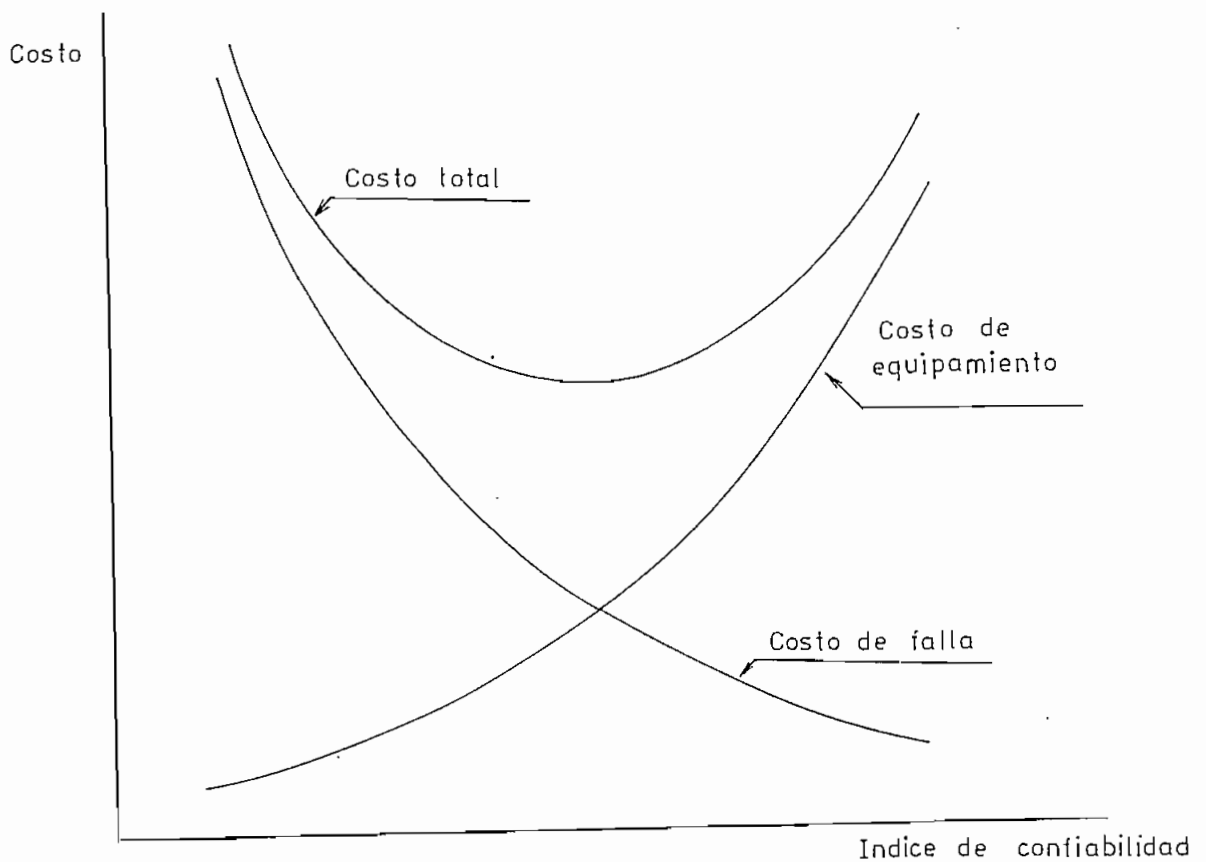


Fig. 1.1 Curvas de costos

I.3 DESCRIPCION DEL S.N.I.

El Sistema Nacional Interconectado está integrado por centrales de generación y por el Sistema Nacional de Transmisión, que abastecen a los sistemas regionales y los interconectan, estando estos encargados de la subtransmisión y la distribución de la energía eléctrica al consumidor. Las centrales de generación se han implementado considerando aspectos como: estrategias del sector eléctrico, disponibilidad de recursos hídricos y capacidad de financiamiento del Estado.(3)

Para facilitar el análisis de confiabilidad del

sistema de generación, el S.N.I. puede ser dividido en dos zonas: Norte y Sur.

Las características de las centrales de generación del S.N.I., disponibles en enero de 1990, son mostradas en el anexo 1. En los dos cuadros siguientes se indican la potencia instalada nominal y potencia firme a bordes de generador de las centrales del S.N.I. y de las Empresas Eléctricas : (4)

POTENCIA INSTALADA EN 1990 (KW)

	C.Hidroeléct.	C.Termoeléct.	Total
S.N.I.	725 200	375 500	1 100 700
S.Region.	171 630	431 350	602 980
Total	896 830	806 850	1 703 680

POTENCIA EFECTIVA EN 1990 (KW)

	C.Hidroeléct.	C.Termoeléct.	Total
S.N.I.	659 900	353 250	1 013 150
S.Region.	94 000	260 500	354 500
Total	753 900	613 750	1 367 650

La evolución de la disponibilidad de generación del país es la siguiente :

EVOLUCION DE LA DISPONIBILIDAD DE GENERACION DE
ENERGIA ELECTRICA (MW)

	1990	1992	1994	1996	1998	2000
Inst.	1703,7	2203,7	2333,7	2333,7	2543,7	2713,7
Efect	1383,8	1926,6	2056,6	2056,6	2226,6	2436,6

La decisión de no construir otro proyecto hidroeléctrico hasta el año 1995, la rehabilitación integral del parque térmico de generación del país, la suspensión de la construcción de la presa Mazar que forma parte del sistema hidroeléctrico Paute son algunos de los principales puntos que contiene el Plan Maestro de Electrificación para el período 1989-2000.

El documento señala que no será necesario ejecutar nuevas obras de generación hasta el año 1995, pues el país estará abastecido con los proyectos hidroeléctricos que actualmente funcionan y con los que operarán en los próximos años, además de las centrales de generación térmica que serán rehabilitadas.

El programa de energía eléctrica del INECEL estima que el crecimiento del consumo de la energía eléctrica en

los próximos veinte años, será entre 3 y 4 por ciento. En esta proyección se ha considerado las hipótesis básicas del desarrollo económico nacional: consumos residencial, comercial, industrial y otros, que corresponden a dos escenarios socioeconómicos de crecimiento del Producto Interno Bruto (P.I.B.), que son considerados como posibles por el CONADE. (5)

Así de esta forma, la proyección de consumo y generación de energía, con una tasa de crecimiento de la demanda de 4% es:

AÑO	CONSUMO (GWh)	GENERACION (GWh)
1990	5 043	6 088
1995	6 824	8 146
2000	8 930	10 565

El Sistema Nacional de Transmisión del país está integrado por un anillo de líneas de transmisión con un nivel de voltaje de 230 KV y por derivaciones, que provienen del anillo principal, compuestas por líneas a 138 KV. Las características principales de las líneas de transmisión son las siguientes :

LÍNEAS DE TRANSMISION	LONGITUD (Km)	CONDUCTOR(MCM)
a) Líneas a 230 KV		
Quito-Santo Domingo	78	1113
Santo Domingo-Quevedo	105	1113
Quevedo-Guayaquil	144	1113
Paute-Milagro	141	1113
Milagro-Guayaquil	42	1113
Quito-Ambato(Totoras)	105	1113
Paute-Totoras	205	1113
b) Líneas a 138 KV		
Guangopolo-Vicentina	7	477
Pucará-Quito	107	477
Pucará-Ambato	30	477
Quito-Ibarra	80	477
Santa Rosa-Vicentina	18	477
Salitral-Pascuales	17	477
Sto.Domingo-Esmeraldas	154	397,5
Quevedo-Portoviejo	107	397,5
Paute-Cuenca	70	397,5
Milagro-Babahoyo	47	397,5
Agoyán-Totoras	33	636
Baños-Puyo	53	266,8
Milagro-Machala	129	397,5
Cuenca-Loja	135	397,5
Pascuales-Las Juntas	45	397,5
Las Juntas-Sta.Elena	62	397,5
Las Juntas-Posorja	53	397,5

I.4 CONCEPTOS SOBRE LA RESERVA DE GENERACION DE UN SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA (2,6,7,8)

Puesto que, en este trabajo de tesis, se analiza la reserva de generación del S.N.I., a continuación se dan algunas definiciones sobre dicho tema :

Capacidad de Reserva Instalada o Estática : Es la potencia total de generación instalada, menos el pico máximo de la demanda. En esta tesis se va a evaluar la confiabilidad de generación del S.N.I., considerando la capacidad instalada, para obtener los valores de reserva estática necesarias para una confiabilidad aceptable.

Capacidad de Reserva Rotativa : Es la suma de las potencias de todas las unidades que están en giro en un determinado instante, menos la potencia que están suministrando al sistema en ese momento. La Reserva Rotativa debe ser planificada para cada condición de la curva de carga del sistema y en concordancia con lo recomendado por el despacho económico.

Capacidad Efectiva de Generación : Es la diferencia entre la Potencia Total Instalada de Generación, y aquella que no es útil por falta de capacidad de los componentes adyacentes o por vejez de los equipos.

Reserva Estática Disponible : Es la diferencia entre la Capacidad de Generación Disponible , y la demanda en el instante considerado.

Capacidad de Generación Disponible : Es un concepto instantáneo, dado por la diferencia entre Capacidad Efectiva de Generación y la capacidad que está en mantenimiento en el momento considerado.

Reserva de Generación del Sistema : Es la diferencia entre la Potencia Efectiva de Generación y la demanda máxima prevista.

Salida : Una salida describe el estado de un componente cuando este no es capaz de realizar su función específica debido a algún evento asociado con ese componente. Una salida puede o no causar una interrupción del servicio a consumidores dependiendo de la configuración del sistema analizado.

Salida de Generación : Es la disminución de la Capacidad Efectiva de Generación del sistema, causada por fallas o salidas forzadas de una o varias unidades.

Salida Forzada : Una salida forzada es una salida que resulta a partir de condiciones de emergencia directamente asociados con un componente que requiere ser puesto

fuera de servicio inmediatamente, o que salió de servicio de forma automática (por acción de las protecciones) o una salida causada por operación impropia de equipo o error humano.

Salida Programada : Una salida programada es una salida que resulta cuando un componente es deliberadamente puesto fuera de servicio a un tiempo elegido, usualmente por propósitos de construcción, mantenimiento preventivo o reparación. La prueba para determinar si una salida debe ser clasificada como forzada o como programada es la siguiente: si es posible diferir la salida cuando tal demora es deseable, la salida es una salida programada; de otro modo la salida es una salida forzada. Diferir una salida puede ser deseada, por ejemplo, para prevenir sobrecarga de los elementos o una interrupción de servicio a consumidores.

Salida Forzada por causa transitoria : Una salida forzada por causa transitoria es la salida de un componente, cuya causa es inmediatamente autodespejable, de tal manera que el componente afectado puede restablecerse al servicio bien sea automáticamente o tan pronto como un seccionador o un disyuntor pueda ser reconectado o un fusible reemplazado. Un ejemplo de una salida forzada por causa transitoria es una descarga atmosférica que no afecta permanentemente al componente sujeto a la descarga.

Salida Forzada por causa permanente : Una salida forzada por causa permanente es la salida de un componente cuya causa no es inmediatamente autodespejable, sino que tiene que ser corregida, ya sea eliminando el peligro o causa, o mediante la reparación o reemplazo del componente afectado, antes que pueda ser restaurado el servicio. Un ejemplo de este tipo de salida es la descarga atmosférica que perfora un aislador, afectando por lo tanto al componente hasta que se realice la reparación o el reemplazo del aislador.

Tasa de Salida Forzada (Tasa de Falla) : Es el número promedio de fallas de un componente por unidad de tiempo de exposición. Ordinariamente el tiempo de exposición se expresa en años y la tasa de salida forzada se da en fallas por año.

Duración de la Salida de Servicio : La duración de la salida de servicio es el período comprendido desde la iniciación de la salida de un componente, hasta que este está disponible otra vez para desempeñar adecuadamente su función específica.

Interrupción del Servicio Eléctrico : Es la pérdida de servicio de uno o mas abonados o equipos, resultante de la salida de servicio de uno o mas componentes, dependiendo de la configuración del sistema. Las interrupciones se

clasifican de acuerdo al tipo de salidas que las causan.

Interrupción Programada : Es una interrupción causada por una salida programada.

Interrupción Forzada : Es una interrupción causada por una salida forzada.

Duración de la interrupción : Es el período comprendido desde la iniciación de la interrupción al abonado o equipo hasta que se restablece el servicio. Además de la clasificación enunciada anteriormente, las interrupciones se las puede clasificar en base a su duración.

Interrupción Momentánea : Tiene una duración que se limita al período requerido para restablecer el servicio mediante alguna de las operaciones siguientes : maniobra automática, maniobra manual en lugares en los cuales un operador está disponible inmediatamente. Generalmente, esas operaciones se completan en pocos minutos.

Interrupción Sostenida : Las operaciones para restablecer el servicio cuando se ha producido una interrupción sostenida se completan en un tiempo de varias horas o aun días, dependiendo de la configuración del sistema y del tipo de falla. Generalizando, podemos decir que es cualquier interrupción no clasificada como momentánea.

Confiabilidad : Es la probabilidad de un dispositivo o de un sistema de desempeñar su función adecuadamente, por un período de tiempo determinado y bajo determinadas condiciones de operación.

Disponibilidad : La disponibilidad de un dispositivo reparable es la proporción de tiempo (dentro de un proceso estacionario) en que el dispositivo está en servicio o listo para el servicio.

Confiabilidad de servicio : Es la probabilidad de entregar al usuario un servicio continuo y de calidad satisfactoria. Esta última se refiere a que tanto la frecuencia como el voltaje deberán permanecer dentro de ciertos límites tolerables.

Probabilidad de Pérdida de Carga : Este método es conocido como LOLP (Loss of Load Probability). Es ampliamente usado para medir la confiabilidad de generación de un sistema.

LOLP es la probabilidad de no satisfacer la demanda de carga con la generación disponible.

Energía probablemente no abastecida (EPNA) : Es la cantidad de energía eléctrica probablemente no suplida por deficiencias en la capacidad de generación disponible, en

un período de tiempo determinado, que usualmente es un mes o un año.

Probabilidad de Pérdida de Energía : Este método es conocido por LOEP (Loss of Energy Probability). Sus resultados están dados en términos del cociente de la energía probablemente no suplida (EPNA), causada por deficiencias en la capacidad de generación disponible, y la energía de carga total necesaria para servir los requerimientos del sistema. Este cociente es usualmente mucho menor que 1 y la forma mas usual de expresar este índice de confiabilidad es restar esta cantidad de 1 y así se obtiene el probable cociente entre la energía de carga que será suplida y la energía total requerida por el sistema. Este último cociente es denominado como el Índice de Confiabilidad de Energía (Energy Index of Reliability EIR).

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

El modelo mas simple tiene dos estados (en servicio y en reparación) y puede llegarse a esta representación u-

utilizando el concepto de la "tasa de salidas forzadas" FOR (Forced Outage Rate).

$$\text{FOR} = \frac{\text{Horas de salida forzada}}{\text{Horas en servicio} + \text{Horas de salida forzada}}$$

En estado estacionario, es decir para largo tiempo, este índice equivale a la indisponibilidad \bar{A} .

Estos índices determinados estadísticamente corresponden a la indisponibilidad de la unidad y definen la probabilidad de falla de la misma.

En el presente trabajo, se emplearán fundamentalmente las definiciones sobre FOR, LOLP, LOEP, EPNA. Por esta razón, en el anexo 2, se presentan los valores de FOR usados en varios países para distintos tipos de centrales de generación, de cuyo análisis se han considerado aplicables para el Sistema Ecuatoriano, los siguientes :

TIPO DE CENTRAL	FOR (p.u.)
Gas	0,13
Diesel	0,1
Vapor	0,07
Hidroeléctricas	0,02

CAPITULO II

CLASIFICACION DE LOS SECTORES DE CONSUMO ELECTRICO PARA EL ANALISIS DEL COSTO DEL DEFICIT

II.1 CARACTERISTICAS DE LOS SECTORES :

Cada consumidor tiene un único conjunto de requerimientos de energía eléctrica y un nivel de pérdidas (económicas, de confort, etc) incurridas por una interrupción de servicio eléctrico. Estas varían extensamente (de manera uniforme) entre consumidores clasificados en casi idénticas actividades. Así, esta clasificación de consumidores reflejaría este rango de variabilidad. (9)

El valor de la potencia eléctrica confiable para un consumidor es dependiente de sus requerimientos de servicio y de sus pérdidas por corte percibidas. Estas, a su vez, son funciones de un número de factores independientes que incluyen condiciones de medio ambiente, diseño de los equipos, tiempo del día o año, factores geográficos, etc.

No es práctico, partir del punto de vista de eva-

luación de la norma de conducta nacional para intentar cuantificar las características de los consumidores individuales y las áreas de servicio. La mas práctica aproximación es clasificar consumidores en un manejable número de grupos definidos por características generales de uso de electricidad y valores de confiabilidad del servicio eléctrico. Tales conjuntos podrán facilitar la adquisición de datos y la modificación de datos existentes. La clasificación escogida para esta tesis se basa en la usada por las empresas eléctricas del país para la implementación de las tarifas del uso de energía eléctrica por la facilidad de obtención de datos de dichos sectores. Esta clasificación es la siguiente : abonados residenciales, comerciales, industriales y otros. Esta clasificación permitirá realizar posteriormente un muestreo para investigar el efecto de las interrupciones del servicio eléctrico.

II.1.1 RESIDENCIAL

Del "Reglamento para la Fijación de Tarifas de los Servicios Eléctricos" se ha tomado la siguiente definición para los abonados residenciales:

"Son los servicios destinados exclusivamente a usos domésticos en las habitaciones y anexos que normalmente constituyen la residencia de una unidad familiar. Se clasificará también en esta categoría a los abonados de pe-

queños consumos y bajos recursos económicos que tengan integrada a su vivienda una pequeña actividad de comercio o pequeños talleres de artesanía."

Las cargas que pertenecen a abonados de un mismo sector de consumo tienen, por lo general, curvas de carga diaria de forma parecida; se puede afirmar que los consumidores residenciales, en nuestro medio, tienen curvas de carga con el siguiente ciclo: el pico máximo ocurre cerca del anochecer (19h-20h); luego tienen una disminución constante hasta un valor mínimo entre las 2h-4h. Después hay un incremento a un pico mas bajo alrededor de las 9h-10h; posteriormente, una caída a un valor bajo cerca de la media tarde (14h-15h), hasta nuevamente alcanzar su pico máximo, completando su ciclo (10). Esto está representado a continuación :

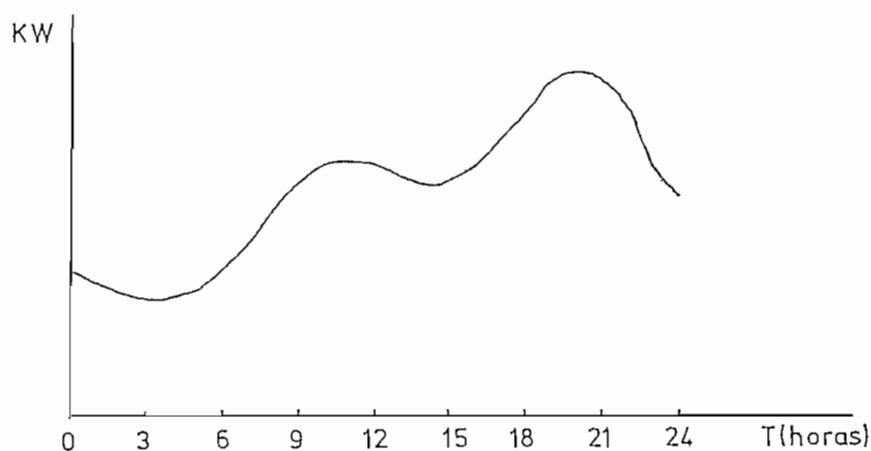


Fig. 2.1 Curva típica de carga residencial

El sector residencial del país, en Septiembre de 1989 comprendió 1 116 912 abonados, con una energía consumida en dicho mes de 136 687 MWh, que equivalen al 37,3 % de la energía total de facturación mensual del país. Estos datos provienen del Departamento de Estadísticas de INECEL.

II.1.2 INDUSTRIAL

El servicio de energía eléctrica para consumidores industriales es aquel "suministrado a locales tales como : fábricas, talleres, aserraderos, molinos, etc., destinados a la elaboración y/o transformación de productos, por medio de cualquier proceso industrial".

Esta definición, tomada del "Reglamento para la Fijación de Tarifas de Servicios Eléctricos", sirve para definir el conjunto muestral de los abonados industriales.

Los consumidores industriales presentan gran variación en sus características de carga, ya que cada industria tiene inmerso un proceso de producción específico y la maquinaria eléctrica usada difiere de una industria a otra. Debido a esto existe una alta variación en el consumo de energía.

Debido a lo anterior se ve la necesidad de subdividir el conjunto de consumidores industriales en grupos de

industrias, para una mejor recopilación y para tener menor variabilidad.

Una forma de clasificación, es la realizada en el Boletín del Banco Central, en la cual se incluye la porción del Producto Interno Bruto para cada subdivisión en millones de sucres de 1975 y su porcentaje sobre el P.I.B. total del país, es la que sigue a continuación: (11)

Tipo de Industria	P.I.B.	%
Alimentos ,Bebidas y Tabaco	10 756	6,7
Textiles,Cuero y Calzado	5 658	3,5
Madera y sus productos	1 759	1,1
Papel,Imprenta y Gráficos	2 124	1,3
Químicos,Carbón y Plásticos	1 891	1,2
Minerales no metálicos	3 651	2,3
Metálicos,Maquinaria y Equipo	1 142	0,7
Otros	1 308	0,8

Los datos de este cuadro pertenecen a 1987.

La división anterior puede ser reagrupada en un menor número de sectores, con el propósito de agilizar la toma de muestras, considerando una afinidad entre ciertos sectores en sus características de carga. La nueva división sería la siguiente :

Tipo de Industria	P.I.B.	%
Alimentos, Bebida y Tabaco	10 756	6,7
Textiles, Cuero y Calzado	5 658	3,5
Minerales metálicos y no metál., Maquinaria y Equipo.	4 793	3,0
Madera, Papel, Imprenta, Químicos, Carbón, Plásticos y Otros	7 082	4,4

Así de esta manera, las muestras que se recojan a partir de encuestas en el sector industrial serán agrupadas en cuatro divisiones de dicho sector.

La curva de carga correspondiente al Sector Industrial puede ser generalizada de la siguiente forma: (12)

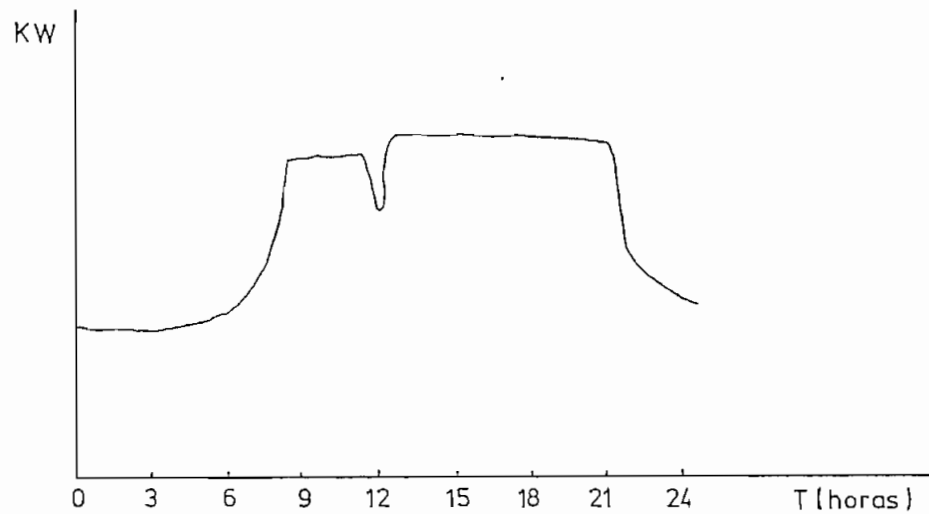


Fig. 2.2 Curva típica de carga industrial

Se observa que la demanda pico tiene una duración mayor que la de otros sectores.

El sector industrial del país en Septiembre de 1989 comprendió 17 975 abonados, que consumieron una energía de 124 472 MWh, que equivalen al 34 % de la energía total de facturación mensual del país. (D. Estadísticas de INECEL)

II.1.3 COMERCIAL

De acuerdo al "Reglamento para la Fijación de Tarifas de Servicios Eléctricos" se define al servicio para abonados comerciales como "los servicios de energía eléctrica suministrados a casas, edificios, departamentos, etc., destinados por el abonado y/o sus inquilinos para fines de negocios y actividades profesionales, y a locales destinados a cualquier otra actividad por la cual sus propietarios y/o sus arrendatarios perciban alguna remuneración del público que a ellos concurra. Se clasificará, por lo tanto, dentro del servicio comercial, el suministro de energía a tiendas, almacenes, salas de cine, hoteles y afines y clínicas particulares, embajadas y todos aquellos usuarios que no puedan considerarse como residencias o industrias".

Este concepto permite definir el conjunto muestral de los consumidores comerciales. Para fines de muestreo

debe considerarse que las unidades de muestra seleccionadas presenten características de carga aproximadas a las indicadas como típicas para este conjunto de usuarios como curvas de carga, hora de ocurrencia del pico, factor de carga, puesto que estos serán los únicos parámetros referenciales en los cuales se basa la representatividad de la muestra.

Los consumidores comerciales tienen una curva de carga como la representada en el siguiente gráfico: (12)

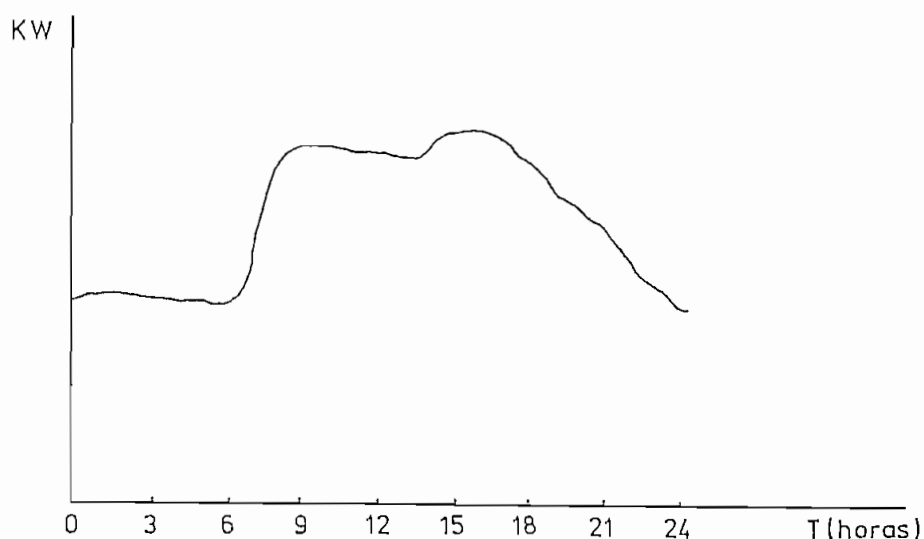


Fig. 2.3 Curva típica de carga comercial

Se observa que su pico de carga ocurre de manera simultánea con el pico de carga de los consumidores residenciales.

El sector comercial del país, en Septiembre de 1989 comprendió 154 907 usuarios, con un consumo de energía de 54 381 MWh, equivalente al 14,85 % de la energía total de facturación mensual del país. (D. Estadísticas de INECEL)

II.1.4 OTROS SECTORES

El servicio de energía eléctrica destinado a otros sectores es aquel destinado a los abonados que no están comprendidos en los sectores residencial, comercial e industrial, ya definidos anteriormente, según el "Reglamento para la Fijación de Tarifas de Servicios Eléctricos". Para nuestro país estos sectores comprenden a Entidades Oficiales y Alumbrado Público.

Otros sectores, en el país, en Septiembre de 1989, tuvo un consumo de energía de 50 256 MWh, dividido en : Entidades Oficiales con 25 234 MWh, con 10 961 abonados y Alumbrado Público con 25 022 MWh. Los porcentajes sobre la energía total de facturación mensual son 6,89 % y 6,83 % respectivamente. (D. Estadísticas de INECEL)

II.2 ANALISIS DE LA DURACION Y LA FRECUENCIA DE OCURRENCIA DE LA RESTRICCIÓN DE ENERGIA ELECTRICA (13,14)

Acerca de la duración de ocurrencia de la restricción de la energía eléctrica, se puede afirmar que cuanto

mas larga sea la duración de una interrupción mayores serán los costos causados a los usuarios afectados. Es decir dichos costos son directamente proporcionales a la duración de la interrupción.

Por lo pronto, se tiene que recalcar que la variación de los costos debida a la duración puede ser no lineal. Por ejemplo, hay industrias en las cuales la materia prima empleada en los procesos de producción, se deteriora tras varias horas de interrupción del servicio eléctrico.

Acerca de la frecuencia de las ocurrencias de restricción de energía eléctrica, es lógico que si los cortes de energía eléctrica ocurren con frecuencia, es probable que los usuarios tomen medidas preventivas en el sentido de atenuar sus impactos, por ejemplo, adquirir generadores de energía eléctrica para usarlos en caso de emergencia. Estas medidas tienden a reducir los costos de interrupciones posteriores. No obstante, a partir de cierto punto y en situaciones vistas por los usuarios como tendiendo a persistir, los aumentos de frecuencia pueden no ocasionar reducciones de costos, una vez que los consumidores tienen fuentes de energía alternativas, que tienen mayor costo de producción.

Se distinguen, por lo menos , tres tipos generales de restricción eléctrica, considerando la duración, la

frecuencia y la magnitud.

- a) Pequeña magnitud y duración.
- b) Gran magnitud y duración.
- c) Programada a largo plazo.

En el primer grupo están aquellas fallas relativamente frecuentes en los sistemas y que afectan durante pocos instantes y parcialmente al servicio. El costo inmediato que este tipo de restricción pueda tener, ya sea en el aspecto producción o bienestar de la población es pequeño. Sin embargo si la frecuencia de estas fallas es alta, el costo futuro para el país puede llegar a ser alto, ya que el consumidor se protegerá del mal servicio efectuando inversiones ineficientes en equipo auxiliar, protecciones, etc.

En el segundo grupo, están aquellas restricciones de importancia que es necesario programar para los distintos sectores consumidores, debido a falta de capacidad de generación : atraso en las nuevas instalaciones, baja seguridad de diseño del sistema ante eventuales fallas hidrológicas y mecánicas, etc. En este caso, se supone que hay una estructura productiva que requiere del insumo eléctrico para mantener sus niveles de producción, por lo que una restricción tiene un costo inmediato medible justamente por la pérdida originada en dicha actividad. Por ello, y

si las condiciones de operabilidad del Sistema lo permite existirá un criterio de selectividad que distribuirá la restricción total entre los sectores de modo de se aminore los efectos de ella.

El tercer grupo corresponde al caso en el cual por estrategia, dentro de la planificación nacional se dá preferencia al desarrollo de sectores de menor consumo específico de energía eléctrica, por ejemplo, el sector agrícola, y se desanima al consumidor eléctrico mediante la tarifa y/o medidas restrictivas directas. En este caso el país utiliza sus recursos básicos de producción en forma tal vez menos óptima, dado el alto rendimiento económico que tiene el uso de formas energéticas, y la pérdida no será directamente de producción sino de rendimiento de dichos factores básicos (en un modelo lineal de la economía, la pérdida de rendimiento quedará medida por los costos reducidos de las variables producción). Estas pérdidas son bastante inferiores a las anteriores por lo cual los dos primeros tipos de restricciones son considerados en este trabajo de tesis.

CAPITULO III

METODOS DE CALCULO DEL COSTO DE LA RESTRICCIÓN DE ENERGIA ELECTRICA

III.1 PARA EL SECTOR RESIDENCIAL:

III.1.1 METODO DIRECTO (1,15)

Si bien el Método Directo se lo describe como parte de los métodos del Sector Residencial, es también aplicable a los otros tipos de consumidores (comerciales, industriales, etc.) para los cuales se deben realizar precisiones particulares, las que se describen al tratar cada uno de esos tipos de usuarios.

En el Método Directo se valoran las pérdidas debidas a cortes de energía eléctrica, mediante los costos reales que significan para los consumidores la falta de energía.

Para lograr este objetivo es preciso encuestar directamente a los consumidores, a fin de que ellos valoren

la influencia y el uso de la electricidad en sus respectivas actividades. Los resultados que de aquí se obtengan, procesados con una técnica estadística adecuada, representarán en forma bastante aproximada los costos de la restricción de energía eléctrica.

Esta metodología requiere previamente de la formulación de algunas hipótesis, sobre las cuales debe existir una clara definición. Sintéticamente estas deben expresar:

- En este análisis no es factible considerar los costos que por trastornos de naturaleza meramente psicológica ocasionen los apagones.

- Otra hipótesis que es necesario recalcar, es el hecho de considerar sólo las restricciones forzadas y no las programadas puesto que estas últimas requieren de una metodología o técnica distinta, y en todo caso sus costos deben ser menores que los costos de los primeros.

- Los usuarios del sistema eléctrico están divididos en distintos sectores, dependiendo estos, del uso que le den a la energía. Se deduce, por lo tanto, que el costo de la restricción depende del tipo de consumidor.

- Los costos de una restricción dependerán de la magnitud y duración que esta tenga, lo que infiere que el

costo dependerá de la potencia restringida y de la duración del apagón .

De acuerdo a las hipótesis planteadas, es posible deducir que los costos de restricción pueden ser calculados como un costo variable regido por la potencia y por el tiempo de duración de la falla. De esta forma los resultados pueden expresarse en dólares/KWh para la energía racionada o en sucres/KWh (\$/KWh).

Por potencia entendemos el promedio de las capacidades mensuales ocurridas durante un año y por energía no entregada, el producto de la potencia por el período de corte de energía.

Como los costos debidos a apagones son una función de tiempo, es preciso expresarlos de manera que cubran diferentes períodos, es así que estos se puedan expresar de la siguiente forma :

Para los primeros 30 min.	\$ (0,5 C ₁)
Para la primera hora	\$ (0,5 C ₁ + 0,5 C ₂)
Para las primeras 2 horas	\$ (0,5 C ₁ + 0,5 C ₂ + C ₃)
Para las primeras 2 horas y las siguientes (n-1) horas	\$ [0,5 C ₁ + 0,5 C ₂ + C ₃ + (n-2)C ₄]

Los coeficientes C₁, C₂, C₃ y C₄ representan los

costos por hora para cada uno de los períodos expuestos.

La metodología a seguir, requiere de:

- 1) Delimitación y Descripción de la Zona de Análisis:
Cualquier tipo de análisis necesita tener delimitado su radio de acción .

Efectivamente, el análisis requiere de antecedentes fidedignos en cuanto a la magnitud física del sistema, demandas globales y parciales de potencia y energía, clases de consumidores, cantidad de usuarios, características del sistema eléctrico, etc.

- 2) Sectorización de los consumidores :

Sectorizar la población es una técnica muestral común y en el Capítulo II se exponen las razones para hacerlo.

Para una división de la población de k sectores se tiene:

$$N = \sum_{n=1}^k N_n = N_1 + N_2 + \dots + N_k$$

Donde N_n es el número de usuarios de cada sector.

El Método Directo es aplicable a diferentes sectores de consumo eléctrico con la correspondiente particula-

rización de los formularios de encuesta para cada sector.

3) Teoría Estadística a aplicarse:

En el análisis mediante encuestas a los distintos sectores se aplica un muestreo aleatorio simple.

Para esto es necesario tomar en forma separada una muestra de tamaño N'_n para cada uno de los sectores, de forma que N'_n represente al total de los consumidores de ese sector. Esto es:

$$\sum_{n=1}^k N'_n = N'_1 + N'_2 + \dots + N'_k = N'$$

Donde N' es el tamaño total de la muestra de la región en estudio.

La selección de los consumidores, que integren estas muestras debe realizarse aleatoriamente, es decir al azar, de manera que representen fielmente a sus respectivos sectores de consumo eléctrico.

Respecto a la elección del tamaño de la muestra que garantice una representatividad de la población analizada, la misma debe considerar ciertos aspectos, entre los cuales mencionamos los siguientes:

a) Se debe encontrar alguna ecuación que relacione el tamaño de la muestra n , con la precisión deseada. Esta lógicamente variará con el tipo de muestreo aplicado y la forma de la recolección de los datos.

b) Esta ecuación tendrá como parámetros ciertas propiedades desconocidas de la población, las mismas que deberán estimarse para obtener resultados específicos.

c) En encuestas por muestreo, generalmente se mide más de un atributo. Si se estipula un grado de precisión para cada uno, los cálculos llevan a una serie de valores del tamaño de la muestra, los mismos que deben ser correlacionados a través de algún método o en su defecto a través de ciertas consideraciones particulares según los objetivos que se persigan con el muestreo.

d) Un aspecto de mucha importancia en la determinación del tamaño de la muestra es el análisis de los recursos disponibles para llevar adelante la investigación. Se debe estimar costo, tiempo, recursos humanos y materiales, etc. En ciertas ocasiones, debe reducirse drásticamente lo que conduce a la decisión de proceder a un muestreo más pequeño (que reduce la precisión) o bien abandonar los esfuerzos hasta contar con los recursos suficientes.

La decisión final se debe tomar una vez calculado

el tamaño muestral por algún procedimiento estadístico y analizada la influencia de los factores precisión y costo de la encuesta.

En general se puede considerar que las muestras poblacionales se encuentran distribuidas normalmente. Muchos resultados de estadísticas que son estrictamente ciertos sólo cuando la población es "normal" son también válidos y de gran utilidad para poblaciones que se aproximan a la distribución normal.

Previo a la recolección de datos, se hace necesaria la estimación anticipada del tamaño de la muestra. La descripción de la ecuación de "n" es la siguiente:

El tamaño de la muestra "n" que se necesita sacar para tener un nivel de confianza "z" de que el error en la media de la muestra " μ " no va a sobrepasar el valor "E", con una desviación standard del universo muestral " σ ", está dada por la siguiente ecuación :

$$n = \frac{z^2 \sigma^2}{E^2} \quad (3.1)$$

El nivel de confianza "z", se puede determinar de forma estadística con una tabla que muestre las áreas debajo de la curva que está formada en una distribución nor-

mal. Por ejemplo, para un nivel de confianza de 90% el valor de z es $\pm 1,65$, para 95% $z = \pm 1,96$.

El error "E" es igual a :

$$E = \bar{X} - \mu \quad (3.2)$$

donde \bar{X} = la media del universo muestral.

μ = la media de la muestra.

La desviación standard "s" de un conjunto muestral está dada por la ecuación:

$$s^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2}{n-1} \quad i=1,2,\dots,n \quad (3.3)$$

La desviación standard del universo muestral " σ " puede ser aproximado a la desviación standard de un conjunto muestral "s" que tenga más de 30 muestras.

El desarrollo teórico, arriba indicado, se aplicará en la preparación de la investigación por muestreo (Capítulo IV) y en el cálculo de la restricción de energía que se presentará en el Capítulo V.

Como el resultado que se pretende evaluar el costo de una restricción, el enfoque de las encuestas ha de ser

similar para todos los sectores. Pero como para todos los consumidores y especialmente para cada sector la importancia de la electricidad no es la misma, van a existir diferencias en los formularios de encuestas para cada sector de consumo eléctrico.

En general, sin considerar el sector de consumo, los formularios de encuesta han de presentar dos tipos de preguntas que son :

a) Preguntas de tipo general : Abarcan la información referente al usuario como son : nombre, dirección, consumo de energía mensual.

b) Preguntas sobre las pérdidas causadas por un corte de energía eléctrica : El usuario valora las pérdidas económicas que sufre, a causa de una interrupción de servicio, para distintos períodos de tiempo. A partir de las respuestas se calcula el costo de la restricción de energía de cada usuario .

El formulario de encuesta para el usuario del Sector Residencial se preparó analizando la experiencia en las investigaciones realizadas, por medio de encuestas, en otros países, y está mostrado a continuación :

III.1.2 METODO DE VALORACION DE LOS USOS DE LA ENERGIA ELECTRICA (16)

Este método consiste en un procedimiento teórico explícito para evaluar los costos causados al sector residencial debidos a interrupciones del servicio eléctrico

En resumen se sostiene que el principal costo impuesto por un apagón a una familia es la pérdida del disfrute de distracciones en sus momentos libres durante las horas de la tarde y noche, cuando la electricidad es esencial, porque durante el día se puede reorganizar la ejecución de actividades domésticas que son interrumpidas en el apagón, tales como lavado y limpieza.

El valor monetario marginal de esta pérdida de disfrute de distracciones es igual a la relación beneficio-ingreso efectivo neto en la base de la labor o distracción escogida del consumidor.

Es conveniente adoptar la aproximación de tratar a una familia como una unidad productiva que emplea entradas tales como el tiempo de los miembros de una familia y bienes de mercado que son aparatos eléctricos, energía eléctrica, etc. para producir salidas tales como distracciones y nutrición que proveen utilidad. El costo de un apagón no

esperado (los efectos de apagones conocidos o planeados son despreciados porque los costos pueden ser minimizados mediante una reorganización de actividades), puede estimarse en términos de entradas deterioradas o desperdiciadas, es decir costos de oportunidad, como en el caso de los usuarios comercial e industrial.

Por lo tanto, se considera a una típica familia que maximiza el servicio de electricidad U , el cual se expresa como una función del tipo de distracción S , que depende de la electricidad, distracción tipo V , independiente de la electricidad y la entrada I (entrada neta de gastos incurridos para disfrutar de la distracción) la cual representa todos los demás consumos:

$$U = U (S, V, I) \quad (3.4)$$

Después, la distracción tipo S se especifica como una función de las entradas: tiempo t (horas), consumo de electricidad e (KWh), el flujo de servicios z a partir del stock de electricidad al usar equipos (TV) y otras entradas representadas por x :

$$S = S (t, e, z, x) \quad (3.5)$$

Similarmente, la distracción tipo V es una función del tiempo θ y otras entradas representadas por m :

$$V = V (\theta, m) \quad (3.6)$$

Además, e y z pueden escribirse como funciones del stock de electricidad usando el capital k (el valor de las anualidades de los aparatos en su tiempo de vida útil) y del tiempo t, una medida de intensidad de uso. Por esto :

$$e = e (k, t)$$

$$z = z (k, t)$$

El presupuesto de la familia es escrito como :

$$I = w (H - t - \theta) - p e - b k - c x - r m \quad (3.7)$$

Donde :

w = Razón de ganancias de salario neto (por hora).

H = Número máximo factible de horas de trabajo en el período de tiempo.

p = Precio por KWh de energía eléctrica.

b = Ingreso esperado equivalente por unidad de k en el período de tiempo.

c = Costo por unidad de otras entradas x usadas.

r = Costos por unidad de otras entradas m usadas.

Para maximizar el servicio de electricidad, que está ajustado a un presupuesto lineal, se maximiza la si-

guiente expresión :

$$L = U (S, V, I) - \tau [H - t - \theta - (I + p e + b k + c x + r m)/w]$$

Como se muestra en el anexo 3, al manipular las condiciones de primer orden, para maximizar, se produce una expresión que involucra la relación marginal de sustitución de entrada para distracciones que dependen de electricidad, conservando el servicio constante, como se origina a partir de la decisión de los consumidores.

$$MRS_{1,s} dS = w dt + p de + b dk + c dx \quad (3.8)$$

$MRS_{1,s}$ mide el valor monetario de las distracciones dependientes de electricidad, es decir es el incremento de entrada que compensaría al consumidor suficientemente para este tipo de distracción prevista al margen.

Ahora, al considerar el efecto de un apagón no esperado durante las horas de la tarde cuando la distracción tipo s es disfrutada por la familia. Sobre el período de corto tiempo del apagón, se razona que e y z dependen solamente del tiempo t , es decir, se asume un tipo de relación entre k , e y z . Por ejemplo, en el uso de la electricidad de corto plazo puede ser directamente proporcional al tiempo. Por tanto, es posible escribir :

$$e = \Phi (t)$$

Usando las expresiones anteriores para evaluar la ecuación (3.8) y reemplazar dS por ΔS , y así, se tiene :

$$MRS_{1,s} \Delta S = (w + p \frac{\delta \Phi}{\delta t}) \Delta t + c \Delta x + b \Delta k \quad (3.9)$$

Así el lado izquierdo de la ecuación (3.9) representa la disminución de bienestar total dado a una pérdida incrementada de distracción ΔS resultante a partir de un apagón no esperado de duración Δt , mientras el lado derecho es una medida del valor de las entradas que son requeridas para producir la distracción.

Sin embargo, la cuenta de electricidad de la familia sería reducida por la cantidad $p (d\Phi/dt) \Delta t$ dada por KWh no consumido durante el apagón. Por tanto, la pérdida neta de bienestar o costo por apagón no esperado de duración Δt puede ser escrito:

$$\begin{aligned} OC &= MRS_{1,s} \Delta S - p \frac{\delta \Phi}{\delta t} \Delta t \\ &= w \Delta t + c \Delta x + b \Delta k \end{aligned} \quad (3.10)$$

La relación marginal de sustitución de renta (también explicada en el anexo 3) para distracciones indepen-

dientes de electricidad, conservando el servicio constante ($MRS_{1,v}$) es:

$$MRS_{1,v} \Delta V = w \Delta \theta + r \Delta m \quad (3.11)$$

Donde ΔV ha sido usado en lugar de dV .

La ecuación (3.11) es análoga a la ecuación (3.9) y mide el cambio de bienestar dado por un cambio incremental en la disponibilidad de las distracciones independientes de la electricidad ΔV , en términos del valor de las entradas, por ejemplo, el tiempo Δt y otra entrada Δm , la cual es requerida para producir esta distracción.

Como se mencionó anteriormente, la estimación empírica de costos por apagones residenciales es particularmente difícil a causa de la naturaleza no mercantil de las salidas de una familia producidas al usar electricidad. A partir de un práctico punto de vista, los datos de salarios y rentas son más fáciles de obtener que la información sobre el uso de aparatos y otras entradas. Afortunadamente, en la mayoría de los casos el término dominante en la ecuación (3.10) sería el término de salarios.

Por tanto, en la práctica, la ecuación siguiente es usada como una buena aproximación de la ecuación (3.10) :

$$\frac{\Delta OC}{\Delta t} \approx w$$

Razonando de una manera parecida, el término sobre salarios está posiblemente dominando el segundo término en el lado derecho de la ecuación (3.11), por lo cual, sería posible encontrar otra relación aproximada:

$$MRS_{1,v} \frac{\Delta V}{\Delta \theta} \approx w$$

Por tanto, los valores monetarios incrementales de los tipos de distracciones dependientes e independientes de la electricidad por unidad de tiempo son aproximadamente igual a la relación de salario.

En términos prácticos, el enlace teórico derivado entre los dos tipos de distracción y la relación de entrada de ingresos es tranquilizador a causa de que las distracciones dependientes de electricidad y las horas de trabajo no pueden ser sustitutos físicos, uno del otro.

El cuestionario de encuesta usado en este método, para analizar y calcular el costo de restricción de energía eléctrica de consumidores del Sector Residencial, es el siguiente :

ENCUESTA PARA EL SECTOR RESIDENCIAL

1. ¿Cual fue su consumo mensual de electricidad promedio durante los tres últimos tres meses?

_____ KWh por mes _____ sucres por mes

2. Usted siente que :

¿Su servicio eléctrico es bueno? ___ Si ___ No

¿Hubieron varios apagones? ___ Si ___ No

3. a) En promedio, ¿cuantos minutos de apagones no esperados por mes ha usted experimentado durante los últimos tres meses? _____ minutos por mes

b) ¿Durante que horas la electricidad es esencial para el disfrute de sus distracciones? _____

c) ¿Aproximadamente que fracción de apagones sucedieron durante esas horas críticas? _____ %

4. Si un apagón no esperado ocurriera durante esas horas críticas mientras ustedes está disfrutando de su distracciones (por ejemplo, ver TV, escuchar la radio, leer, etc), cuanto dinero extra estaría dispuesto a pagar para evitar :

Un minuto de interrupción _____ sucres
 5 minutos de interrupción _____ sucres
 30 minutos de interrupción _____ sucres
 60 minutos de interrupción _____ sucres
 90 minutos de interrupción _____ sucres
 2 horas de interrupción _____ sucres

5. Si un apagón no esperado ocurriera durante horas diferentes a las de 3b. (por ejemplo, durante limpieza de casa) cuanto dinero extra estaría dispuesto a pagar en su cuenta de electricidad para evitar :

Un minuto de interrupción _____ sucres
 5 minutos de interrupción _____ sucres
 30 minutos de interrupción _____ sucres
 60 minutos de interrupción _____ sucres
 90 minutos de interrupción _____ sucres
 2 horas de interrupción _____ sucres

6. Usted siente que:

¿La electricidad es un servicio importante?

_____ Si _____ No

¿El servicio es muy bueno? _____ Si _____ No

7. En promedio, ¿como emplea sus horas de distracción de la tarde y la noche?

Viendo TV	_____	horas
Escuchando la radio	_____	horas
Leyendo	_____	horas
Comiendo	_____	horas
En conversación	_____	horas
Saliendo afuera	_____	horas
Otros	_____	horas

8. ¿A que hora normalmente duerme usted? _____

9. Si nosotros redujeramos la incidencia de apagones no esperados a la mitad del presente nivel, ¿cuanto dinero extra estaría dispuesto a pagar en su cuenta mensual de la electricidad? _____ sucres/mes

10. ¿Cuántas personas viven en su casa ? _____

11. ¿Cuales son sus principales fuentes de ingreso ?

¿Cual fue la entrada promedio mensual de su familia durante los tres últimos meses? _____ sucres por mes

12. Si el nivel de apagones no esperados fuera el doble del actual, ¿que reducción de su cuenta mensual de la energía eléctrica considera justa?

_____ sucres por mes

III.2 PARA LOS SECTORES COMERCIAL E INDUSTRIAL :

III.2.1 METODO DIRECTO

Tiene la misma metodología que el Método Directo, que se explicó para el sector residencial (punto III.1.1). Hay cambios en lo referente a los formularios de encuesta.

Para estos dos sectores se aumenta un tipo de preguntas que evalúen la importancia que le da el consumidor a un aumento o disminución de la calidad de servicio del Sistema.

Este tipo de preguntas, aunque no se requiere específicamente para evaluar el costo de un apagón, permitirá saber si los usuarios aceptarían una mejora o una disminución de la calidad del suministro eléctrico, con un aumento o disminución de sus tarifas.

Además se investiga sobre el equipo propio de generación de energía del usuario, en el caso de que lo tenga.

Los formularios de encuestas para los usuarios de los Sectores Comercial e Industrial fueron preparados en base de investigaciones realizadas en otros países y son los siguientes :

ENCUESTAS PARA USUARIOS DEL SECTOR COMERCIAL

Nombre del usuario : _____

Dirección : _____

Fecha : _____

¿Hay algún generador de emergencia presto a funcionar si hay cortes de energía eléctrica?

Si _____ No _____ Potencia _____

Suponiendo que un corte ocurre en las horas normales de trabajo. ¿Cual debe ser la mínima duración para que afecte las actividades normales de su firma?

_____ minutos

Para las horas normales de trabajo, estime las pérdidas (pérdida de ganancia neta) que se producen en su empresa por un apagón de las siguientes duraciones:

10-30 minutos _____ sucres

30-60 minutos _____ sucres

1-2 horas _____ sucres

2-4 horas _____ sucres

4-8 horas _____ sucres

ENCUESTA PARA USUARIOS DEL SECTOR INDUSTRIAL

1. Características de la industria

Fecha : _____

Nombre de la industria: _____

Nombre del encuestado : _____

Tipo de industria : _____

Dirección : _____

Horas de trabajo : _____

Horario : 1er.turno Horas: De _____ Hasta _____

2do.turno Horas: De _____ Hasta _____

3er.turno Horas: De _____ Hasta _____

4to.turno Horas: De _____ Hasta _____

2. Instalaciones y uso de la energía eléctrica

Carga Instalada Total : _____ KVA(KW)

¿Habrán futuras ampliaciones en la planta?:

Si ___ No ___

Capacidad futura de la ampliación : _____ KVA(KW)

¿Cual es el consumo de energía ? : _____ KWh/mes

¿Hay equipo propio de generación de energía? :

Si ___ No ___

Indique la razón por la cual tienen dicho equipo:

-Baja confiabilidad del sistema : _____

-Tarifas de consumo altas : _____
 -Emergencia : _____
 -Otros : _____

Potencia instalada del equipo propio : _____ KW
 Tipo de generación : _____
 Tipo de combustible : _____
 Horas de operación promedio : _____ mensual

3. Evaluación económica de los costos por apagones

Un apagón resulta dañino para la producción normal industrial. Los costos debidos a un corte de energía son de dos tipos:

- a) Costos por pérdidas de producción (definidas como el precio del producto menos el costo de la materia prima)
- b) Costos producidos por daños en las maquinas de la planta y en la materia prima.

Calcule en base al uso normal de la capacidad de su industria los costos por un corte de energía considerando los dos tipos de costos mencionados anteriormente, para las duraciones:

Duración	C. de producc.	C.en maquin.-mat.prima
3-10 min.	_____sucres	_____ sucres
10-30 min.	_____	_____

III.2.2 METODO DE CORRELACION ENTRE VARIABLES MACRO- ECONOMICAS Y EL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA (13)

Existe una marcada interrelación entre las variables que miden el desarrollo económico y la demanda de electricidad de un país. Esta relación se puede representar a través de correlaciones estáticas o dinámicas según intervenga o no el tiempo como variable explícita en la función de dichas correlaciones.

Desde el punto de vista teórico una correlación estática es objetable, ya que siendo, el desarrollo económico y la demanda eléctrica función del tiempo, podría encontrarse una alta correlación aparente entre ellas, aunque en la realidad no exista. Sin embargo, como hay una lógica relación de causa - efecto entre ambas variables, especialmente en el sector industrial, parece perfectamente aceptable trabajar en algunos casos con las correlaciones estáticas.

Partiendo de estadísticas confiables es posible estudiar el ajuste de diversas expresiones o funciones, de modo de elegir la que dé un mayor coeficiente de correlación. Las relaciones del tipo geométrico y exponencial son las que han tenido mayor uso por su facilidad de aplicación y por su flexibilidad para representar tendencias

convexas, lineales o cóncavas, según sea el valor de los exponentes.

La principal limitación que tienen las funciones exponenciales es que, para facilitar su aplicación logarítmica, no incluyen término libre, es decir suponen una relación que parte del origen de coordenadas, lo que no siempre es adecuado para un período dado de la historia (ver gráfico 3.1)

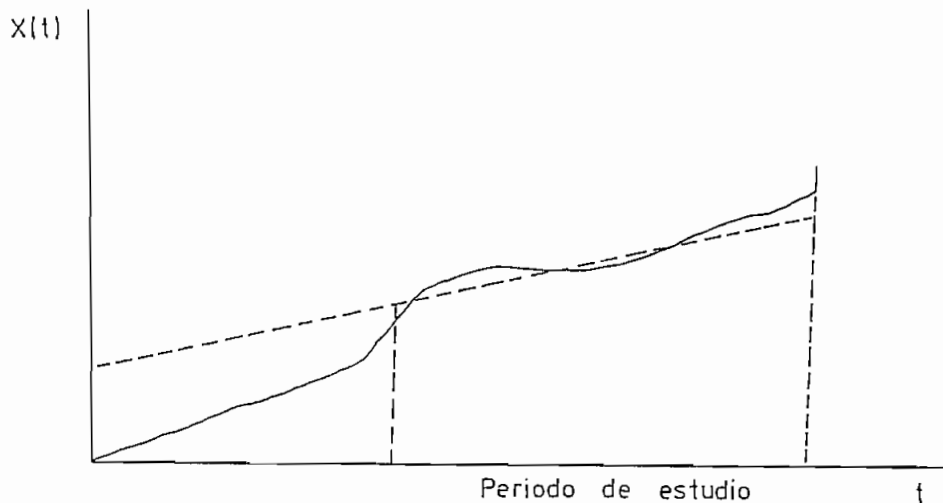


Fig 3.1 Función de correlación.

Por lo anterior, es preferible a veces sacrificar la comodidad y entrar a la aplicación de expresiones mixtas, es decir a lo que se llaman funciones modificadas.

que en la práctica existen formas de energía sustitutivas y una posible acomodación de los medios productivos a la falta de seguridad del servicio eléctrico) si se llama K el factor correctivo del valor medio de la pérdida, la pérdida marginal estará dado por las expresiones:

$$K = 1 / c \quad (\text{Elasticidad producción-insumo})$$

$$\frac{dP}{dE} = K \frac{P}{E} \quad (3.15)$$

2) Función geométrica modificada: En forma análoga a lo señalado en el punto anterior, la expresión usada es :

$$E = a + b P^c \quad (3.16)$$

El ajuste a una función de este tipo puede darse por la siguiente expresión :

$$\log (E-a) = c \log P \quad (3.17)$$

Aplicando un ajuste de mínimos cuadrados que considera distintos valores del parámetro "a", hasta lograr la mejor correlación. En general, se ha constatado que la función no modificada corresponde a un mejor ajuste, salvo que la estadística, sea muy extensa.

Logicamente, tanto para los gradientes, como para la medida de las pérdidas marginales sigue siendo válido el método anterior, dando origen respectivamente a las expresiones :

$$G_e = c (E - a) G_p \quad (3.18)$$

$$K = \frac{1}{c} (E - a)$$

$$\frac{dP}{dE} = K \frac{P}{E} \quad (3.19)$$

b) Correlaciones dinámicas :

Este tipo de correlación considera el tiempo como función exponencial, lo que indudablemente presenta dos ventajas: mejora la correlación y discrimina mejor sobre lo que es crecimiento vegetativo de las variables. Son de gran utilidad especialmente si la muestra estadísticamente es extensa.

1) Función Geométrico-Exponencial : Con la simbología anterior, pero llamando "e" a la constante de Neper y "T" al tiempo, se tiene :

$$E = b P^c e^{a T} \quad (3.20)$$

El ajuste a esta expresión, es decir la determinación de los tres coeficientes de ella, se logra en forma similar a los casos anteriores, con la regresión lineal a:

$$\text{Log } E = \log b + c \log P + d T \quad (3.21)$$

La expresión (3.20) significa aceptar una relación lineal entre los gradientes dinámicos, o tasas de crecimiento continuo de las variables: G_e y G_p respectivamente. Dicha relación se obtiene en el anexo 5.

$$G_e = c G_p + d \quad (3.22)$$

Conviene recalcar que estas tasas de crecimiento son continuas, es decir, algo inferiores a las tasas anuales con las que se acostumbra a trabajar.

De las mismas relaciones, es fácil demostrar que la pérdida marginal también corresponde a una corrección de la pérdida media, y está dada por :

$$K = \frac{G_p}{c G_p + d} = \frac{1}{c} \left(1 - \frac{d}{G_e} \right) \quad (3.23)$$

Se observa que en la pérdida marginal tienen influencia las tasas de crecimiento, es decir el dinamismo del proceso.

1) Función Geométrica Exponencial Modificada : En la misma forma que en las correlaciones estáticas, la expresión modificada queda de la siguiente forma:

$$E = a + b P^c e^{dT} \quad (3.24)$$

Se logra el ajuste mediante la parametrización de "a" en la expresión :

$$\log (E-a) = \log b + c \log P + d T \quad (3.25)$$

Las relaciones de gradiente y pérdida marginal se deducen en forma similar al caso estático, llegándose a las siguientes relaciones :

$$G_e = (E-a) (c G_p + d) \quad (3.26)$$

$$K = \frac{1}{c} \left(\frac{E}{Ea} - \frac{d}{G_e} \right)$$

$$\frac{dP}{dE} = K \frac{P}{E} \quad (3.27)$$

Otro tipo de correlaciones : Logicamente existe un gran número de funciones aplicables a correlaciones de este tipo, especialmente polinomiales y combinaciones de estas con geométricas y exponenciales; sin embargo, los buenos resultados obtenidos generalmente con estas últimas y

su fácil aplicación analítica, así como la aproximación usada, no justifican mayor complejidad de aplicación.

Otro aspecto que es posible incluir en la representación de la demanda global de electricidad es la autocorrelación de distinto grado que pueda existir. Esta autocorrelación puede resultar negativa cuando una recesión en los consumos ha significado una fuerte recuperación posterior o positiva cuando la demanda pasada representa una capacidad de consumo del sistema. Para cuantificar este aspecto es necesario tener información extensa y de muy buena calidad.

Por lo cual, en este método, se aplica una función de correlación a la serie histórica de producción interna Bruta y Consumo Eléctrico de los sectores Comercial e Industrial para determinar el consumo específico medio y la elasticidad Producción-Insumo de dichos sectores.

III.2.3 METODO DE LA RELACION INTERSECTORIAL

INSUMO-PRODUCTO (13,17)

El modelo insumo-producto hace varios supuestos especiales :

- Un producto dado es suministrado únicamente por un sector.

- No existen coproductos.

- La cantidad de cada uno de los insumos usados en producción por un sector está totalmente determinada por el nivel de producción de dicho sector.

Las relaciones fundamentales en que se basa este método son las siguientes :

Se dispone de las matrices de relaciones intersectoriales:

A: Matriz $n \times n$ de coeficientes técnicos de producción
(son considerados n sectores)

R: Matriz $n \times n$ de coeficientes de valor agregado.
(con m factores básicos de producción) para los n sectores considerados.

B: Matriz de coeficientes de requisitos directos e indirectos. (b_{ij} es el incremento de producción bruta del sector i necesaria para poder satisfacer un aumento unitario de la demanda final del sector j).

Aceptando que la linealidad de las relaciones insumo-producto-demanda sea válida para los incrementos o decrementos marginales, las relaciones básicas son :

Para un aumento de la demanda final de los n sectores representada por el vector Y ($n,1$), el incremento necesario de la producción de los n sectores está dado por:

$$X = B Y \quad (3.28)$$

donde X ($n,1$) es el vector de producción bruta.

El incremento de producción bruta X origina el empleo de factores básicos de producción (trabajo, capital, etc.) que está medido por el aumento de valor agregado que se provoca. Este aumento sería :

$$V = R X \quad (3.29)$$

donde V ($m,1$) mide el mayor uso de cada uno de los m factores básicos de producción.

Si los factores básicos de producción son valorizados a precios sociales y el vector S ($1,m$) representa el conjunto correctivo de los precios de mercado, el valor total que representa para el país el incremento original de demanda final, está dado :

$$P = S V \quad (3.30)$$

donde P (1) es la valorización a costo social.

Medición de la Gradiente de Producción Sectorial :

Suponiendo un incremento de la demanda final (proporcional a la estructura de la demanda existente) representado por Y de acuerdo a (3.28) el aumento necesario será :

$$X = B Y$$

Si inicialmente se acepta una proporcionalidad total entre los insumos y la producción, es decir una elasticidad producción-insumo igual a 1. El gradiente de producción con respecto a disponibilidad del insumo j está dado por :

$$\frac{\delta X}{\delta X_j} = (X_i/X_j) \quad i=1,2,\dots,n \quad (3.31)$$

Esta derivada será un vector columna cuyo componente j será unitaria. Si se consideran elasticidades E_{ij} que midan la disminución de la producción del sector i para una disminución de producción y disponibilidad del insumo j (se supone que no hay discriminación en la producción de un insumo repercute igualmente en los sectores compradores), el gradiente corregido estará dado en forma aproximada por :

$$\frac{\delta X^o}{\delta X_j} = I E \frac{\delta X}{\delta X_j} \quad (3.32)$$

donde I es la matriz identidad y E es el vector columna de las elasticidades.

Donde I es la matriz identidad y E es el vector columna de las elasticidades.

La pérdida de producción bruta por una disminución de la producción del sector j pero medida al costo de factores, está dada , según (3.29) por :

$$\frac{\delta V}{\delta X_j} = R \frac{\delta X^o}{\delta X_j} \quad (3.33)$$

De acuerdo a (3.30), si esta pérdida se quiere valorar al costo social del país, ella estará dada por :

$$\frac{\delta P}{\delta X_j} = S \frac{\delta V}{\delta X_j} \quad (3.34)$$

Este último valor mide la pérdida que se provoca en la economía cuando la producción de un sector j no aumenta en lo necesario para satisfacer el incremento unitario de demanda final homogénea, es decir mide la productividad

del sector considerado.

Valorización de la Energía Eléctrica suministrada a cada sector de consumo :

Siendo "e" es el subíndice representativo del sector electricidad, $\delta P / \delta X_e$ será la pérdida causada por una disminución infinitesimal de la producción y ventas de energía eléctrica a los sectores productivos del país. Esta pérdida no es otra cosa que la suma ponderada de las pérdidas originadas en cada uno de los sectores.

Será necesario encontrar un sistema de "precios" que midan el valor estratégico que tiene el insumo de la electricidad para cada sector.

Estos deben ser proporcionales a la importancia del sector como consumidor de energía eléctrica y también a la importancia económica de él, es decir a su productividad. Además la suma de las cantidades de energía eléctrica consumidas por cada sector ponderadas según el sistema de precios, debe ser igual al valor $\delta P / \delta X_e$.

Por lo tanto, se deben cumplir relaciones del tipo:

$$P_j = \alpha C_j \frac{\delta P}{\delta X_j} \quad j = 1, 2, \dots, n$$

$$\sum C_j P_j = \frac{\delta P}{\delta X_e} \quad j = 1, 2, \dots, n \quad (3.35)$$

Donde P_j son los precios buscados, α es una constante de proporcionalidad y C_j la proporción de la producción eléctrica asumida por el sector j .

Sin embargo, dentro de los sectores que consumen la energía eléctrica, es necesario considerar el sector de la demanda final. Debe aceptarse además que para ningún sector el valor de la energía eléctrica puede ser inferior a su costo, ya que este representa el valor agregado empleado en producir esa energía eléctrica. Es necesario modificar las relaciones f en ambos sentidos.

En primer lugar es necesario medir la pérdida que se origina al no entregar energía al sector demanda final, es decir, la productividad de dicho sector. Esto se obtiene aplicando las relaciones (3.28), (3.29) y (3.30) pero a una demanda marginal sólo de electricidad, la que podemos determinar \bar{Y} .

Si disminuye la demanda final de electricidad en un valor marginal \bar{Y} , la disminución de la producción bruta será:

$$X = B \bar{Y}$$

Incluyendo el sector demanda final en el índice j , donde $j = 1, 2, \dots, n+1$ y reemplazando p_j de la primera relación en la segunda, se obtiene :

$$\alpha = \frac{\delta P / \delta X_e - T}{\delta P / \delta X_e} \frac{1}{\sum C_j^2}$$

Pero, $\delta P / \delta X_e$ es la pérdida que se produce al disminuir la producción eléctrica medida en valor económico y no en unidades físicas será T veces aquella, por lo que se tendrá :

$$P_j = \left[1 + C_j \frac{\delta P}{\delta X_j} \frac{(\delta P / \delta X_e) - 1}{\delta P / \delta X_j} \frac{1}{\sum C_j^2} \right] T$$

El valor T que se debe considerar es el costo del mercado corregido según las hipótesis que se adopten y que están implícitas en el sector s . Es fácil visualizar que la corrección de costo o tarifa de mercado de la electricidad, es justamente el valor $\delta P / \delta D_f$ calculado mediante la relación (3.36), luego finalmente, el valor del KWh restringido a cada uno de los sectores j será :

$$P_j = 1 + C_j \left[\frac{\delta P}{\delta X_j} \frac{(\delta P / \delta X_e) - 1}{\delta C_j^2 \delta P / \delta X_j} \right] \frac{\delta P}{\delta D_f} T$$

Donde T es el costo de mercado del KWh y P_j estará

medido en las mismas unidades.

Con este método se puede medir el costo de la restricción de energía eléctrica para los sectores Comercial e Industrial, ya sea como pérdida del P.I.B., del Ingreso Nacional o a costo Social, es decir excluyendo las transferencias y corrigiendo los precios de mercado de los factores básicos de producción.

III.3 PARA OTROS SECTORES

III.3.1 METODO DIRECTO

El Método Directo se aplica de igual manera que el Método Directo empleado y que ya se explicó en el Sector Residencial (punto III.1.1).

Donde se presentan mayores dificultades para realizar este tipo de encuestas es, principalmente, en el Sector de consumo Entidades Oficiales puesto que sus costos de restricción se rigen por criterios subjetivos que la mayoría de las veces no es posible evaluar. Así mismo en Alumbrado Público se presentan dificultades para evaluar el costo de restricción.

El formulario de encuesta, para Entidades Oficiales, fue confeccionado considerando la experiencia en otras investigaciones y es mostrado a continuación :

diendo del tamaño de la muestra.

b) Método de Valorización de los Usos de Energía Electr.

Tiene la ventaja de tener mayor precisión en sus resultados. Las desventajas que tiene pueden afectar esa precisión y son las que siguen a continuación : (16)

- Primero, cuando se asume que las personas que trabajan pueden variar sus horas de trabajo al comparar su salario con el valor marginal de sus tiempos de distracciones. Prácticas de trabajo tradicionales como la semana de 40 horas, restricciones de unión en las horas de trabajo o insuficientes alternativas de entretenimiento pueden alterar los resultados. Si los trabajadores son incapaces de trabajar tanto como ellos quisieran hacerlo, su salario sobreestima el valor de las distracciones perdidas. Segundo, el costo por un apagón para personas de una familia que no tenga ingresos es ignorado, porque sólo se considera a los que trabajan para representar a una familia como una unidad de ingreso de dinero. Por ejemplo, el valor del tiempo de la ama de casa puede ser estimado en término de la relación de ingresos de mujeres que trabajan, aunque el correspondiente costo por apagón no será muy exacto a causa de las grandes posibilidades de sustitución entre distracciones y trabajo para amas de casa, así como por las diferencias de productividad entre amas de casa y mujeres que trabajan.

- Tercero, los consumidores residenciales pueden desarrollar una expectación por los apagones, presuntamente a causa de la frecuencia de tales ocurrencias en el pasado, de tal forma que la probabilidad de cortes en el suministro de electricidad sería considerada al realizar decisiones de labor o pasatiempos. El costo por el apagón será menor que en casos donde no hay expectación por apagones.

- Cuarto, si alguna distracción es disfrutada fuera de la casa que es afectada por el apagón entonces idealmente, este caso debería ser tratado en forma aparte.

Estas dificultades indican que la evaluación de los costos por apagones, deducidos por este método, tendrían que ser independientemente verificados.

Considerando las ventajas y desventajas de los dos métodos anteriores se ve la conveniencia de considerar el Método Directo para aplicar al sector Residencial.

III.4.2 PARA LOS SECTORES COMERCIAL E INDUSTRIAL :

a) Método Directo (1,13)

Tiene las mismas ventajas y desventajas explicadas para los sectores Comercial e Industrial .

b) Método de Correlación de Variables Macroeconómicas y el Consumo Eléctrico (13,18)

Tiene las siguientes ventajas :

- Es de fácil aplicación.
- Los resultados tienen un punto de vista nacional.

Y tiene las desventajas :

- Hay que basarse en hipótesis simplificadoras que no son siempre justificadas.

- Hay peligro de usar las correlaciones en forma descuidada o imprecisa.

- Implica una relación tecnológica estricta entre el consumo eléctrico y la rama industrial. Tanto mas válida cuanto mayor sea el nivel de desagregación.

c) Método de Relación Intersectorial Insumo-Producto

Tiene las siguientes ventajas : (13)

- Evalúa el costo en términos de cada sector de la economía analizada.

- Los estimados son reales y directos.

CAPITULO IV

RECOLECCION Y ANALISIS DE LA INFORMACION DE LOS SECTORES DE CONSUMO ELECTRICO

IV.1 DEFINICION DE LA INFORMACION REQUERIDA

Para la determinación del costo de la restricción de energía eléctrica se va a aplicar el Método Directo, explicado en el Capítulo III, para los sectores Residencial, Comercial e Industrial.

El método Directo utiliza el sistema de muestreo por medio de encuestas las cuales se realizaron, por razones económicas y de tiempo, en el área de influencia de la Empresa Eléctrica Quito y se asumió que los resultados son representativos del país. Para su realización se necesita planificar lo siguiente:

1) Número de encuestas a realizarse

a) En el sector residencial se realizaron 250 encuestas con la fin de estimar la desviación standard del

$$n = \frac{z^2 \sigma^2}{E^2}$$

$$= \frac{1,65^2 \cdot 1103^2}{101,4^2} = 324 \text{ encuestas}$$

Por razones de tipo económico y de tiempo se resolvió que la muestra consista de las 180 encuestas. El grado de seguridad que se obtiene es la siguiente :

$$z = \frac{E \sqrt{n}}{\sigma}$$

$$= \frac{101,4 \sqrt{180}}{1103} = 1,233$$

Este valor de "z" corresponde a un grado de seguridad del 78 %.

c) En el Sector Industrial, a causa de la dificultad que representa acceder a los usuarios de este sector, se realizaron las encuestas con ayuda del Departamento de Clientes Especiales de la Empresa Eléctrica Quito, por lo cual se presentó la oportunidad de investigar a industrias grandes, de tal forma que la suma de sus consumos de energía en Septiembre de 1990 es 3 509,5 MWh que representan el 11,5 % de la energía facturada industrial en la EEQSA y el 2,8 % de la energía total facturada del sector indus-

trial en el país, por lo cual su consumo promedio es superior al consumo promedio del sector industrial del país.

2) Zonas de obtención de las muestras

a) Para el Sector Residencial, las encuestas se realizaron en Carcelén, San Carlos, Mariscal, Villaflora, Valle de Tumbaco, en Agosto y Septiembre de 1989.

b) Para el Sector Comercial, las encuestas se realizaron en esta ciudad, con consumidores de Iñaquito, Mariscal, Chaupicruz, en Agosto y Septiembre de 1989.

c) Para el Sector Industrial, las encuestas se hicieron en industrias situadas en la Panamericana Sur, Calderón, Av. 6 de Diciembre, en Julio de 1989.

IV.2 FORMULARIOS DE ENCUESTA PARA LOS SECTORES

Los formularios de las encuestas realizadas están mostrados en los puntos III.1.1 y III.2.1 que explican el Método Directo para el cálculo del costo de restricción.

IV.3 RECOLECCION DE LA INFORMACION

En la realización de las encuestas, se debe considerar que su éxito depende de la calidad y cantidad de

representen fielmente a sus respectivos sectores. Para esta tesis hay que recalcar que no se realizaron encuestas en zonas rurales por problemas económicos y de tiempo, además que los usuarios rurales tienen baja influencia en el costo global de la restricción de la energía eléctrica del país. En el sector comercial, se presentaron algunos problemas porque hubieron comercios donde se negaron a contestar las encuestas por falta de tiempo, desconfianza, etc. por lo cual el muestreo no fue tan aleatorio como hubiera sido deseable realizar.

En el anexo 6 se incluyen, a manera de ejemplo, varias de las encuestas realizadas en los distintos sectores de consumo.

IV.4 ANALISIS Y DEPURACION DE LA INFORMACION

Una vez obtenida la respuesta a las encuestas de parte de los consumidores interrogados, se hace necesaria esta etapa.

Un primer paso en el procesamiento de la información ha de ser una revisión y confrontación de las respuestas dadas a dichas encuestas.

Luego habrá que procesar los resultados para obtener los costos de falla por KW y por unidad de tiempo

para cada consumidor encuestado, agrupando posteriormente a todos los que pertenezcan a un mismo sector. Se comparan los resultados de cada sector para descartar algunos resultados que se aparten en forma exagerada del rango formado por el resto de resultados.

Lo anteriormente explicado se realizó en esta tesis y comparando los resultados se encuentra lo siguiente :

a) En el Sector Comercial, se muestra la distribución de los consumos de las encuestas de dicho sector :

NºESTR.	ESTRATO	Nº ENCUESTAS	PORCENTAJE
1	Menor a 100 KWh	7	3,8 %
2	100 - 199 KWh	50	27,7 %
3	200 - 299 KWh	48	26,6 %
4	300 - 399 KWh	37	20,5 %
5	400 - 499 KWh	20	11,1 %
6	500 - 599 KWh	7	3,8 %
7	Mayor a 600 KWh	11	6,1 %
	TOTAL	180	

El promedio de las encuestas de los valores de consumo de energía es de 341,7 KWh/mes, el cual se compara con el promedio de la energía facturada en el sector comercial a nivel nacional para el mes de Septiembre de 1989

que fue igual a 351 KWh/mes; por lo tanto se deduce que la muestra tomada al Sector Comercial es representativa de dicho sector de consumo.

Respecto a los costos de restricción ocupan un rango desde \$ 217/KWh hasta \$ 5053/KWh, y se tiene que el 72 % de los valores de costos está concentrado en el rango \$ 1500/KWh - \$ 3000/KWh y hay 13,8 % de valores tanto en el rango superior a \$ 3000/KWh como en el rango inferior a \$ 1500/KWh.

En el 24 % de los comercios encuestados cuentan con planta de generación eléctrica propia.

Respecto al tiempo mínimo de corte de energía que afectaría a cada comercio, el promedio general de las encuestas es de 15,1 minutos.

b) Para el Sector Residencial, se encuentra que los costos de la restricción ocupan un rango de \$57/KWh hasta \$997,1/KWh, el 65 % de los valores de restricción están situados en el rango \$100/KWh - \$200/KWh, 24,6 % en el rango superior a \$200/KWh y el 11,4 % tienen valores inferiores a \$100/KWh. Respecto a los valores de consumo de energía mensual, en la siguiente tabla se puede ver su distribución por estratos :

NºESTR.	ESTRATO	Nº ENCUESTAS	PORCENTAJE
1	Menor a 100 KWh	37	13,2 %
2	100 - 150 KWh	92	32,8 %
3	150 - 199 KWh	66	23,6 %
4	200 - 249 KWh	36	12,8 %
5	250 - 299 KWh	13	4,6 %
6	300 - 349 KWh	11	3,9 %
7	350 - 399 KWh	11	3,9 %
8	Mayor a 400 KWh	14	4,6 %
	TOTAL	280	

El promedio de los consumos mensuales de las encuestas es de 178,8 KWh/mes. El promedio del consumo del Sector Residencial del país correspondiente al mes de Septiembre de 1989 es de 122,4 KWh. Esta diferencia es debida a que las encuestas se realizaron con abonados del sector urbano que generalmente consumen mayor energía.

El 100 % de los abonados residenciales encuestados manifestaron que sufren mayores molestias por cortes de energía eléctrica si estos acontecen en el lapso de tiempo que va desde 18 h. a 21 h.

El tiempo promedio de apagón que afecta a los consumidores residenciales entrevistados es de 11,3 minutos.

c) Para el Sector Industrial, se encontró que los costos de restricción varían de \$384/KWh hasta \$4650/KWh. La distribución de los consumos de energía de las industrias encuestadas son mostradas en el siguiente cuadro :

NOESTR.	ESTRATO	NO ENCUESTAS	PORCENTAJE
1	Menos de 100 MWh	9	47,5 %
2	100 - 200 MWh	4	21,0 %
3	200 - 300 MWh	2	10,5 %
4	300 - 400 MWh	2	10,5 %
5	Mayor a 400 MWh	2	10,5 %
	TOTAL	19	

Se encontró que el 63 % de las industrias encuestadas cuentan con equipo de generación eléctrica propia, para casos de emergencia.

Todos los abonados industriales entrevistados manifestaron que no desean cambios en la calidad del servicio ni en las tarifas de consumo eléctrico. La razón de dicha actitud es debida a que las tarifas les parecen suficientemente altas.

CAPITULO V

CALCULO DEL COSTO DE RESTRICCION DE ENERGIA ELECTRICA

V.1 CALCULO DEL COSTO DE LA RESTRICCION PARA :

V.1.1 EL SECTOR RESIDENCIAL

Se procesan los datos provenientes de los usuarios residenciales de la siguiente forma : se obtiene el costo individual de restricción de cada usuario encuestado por unidad de tiempo (\$/hora) del costo para el lapso 30-60 minutos (ver formulario de encuesta). Este costo individual es dividido para la demanda máxima del usuario (KW) para así de esta manera sacar su costo de restricción por unidad de energía (\$/KWh). La demanda máxima es calculada previamente en base al consumo mensual de energía del usuario y a un factor de carga conveniente para los abonados residenciales (35 %).

La gran mayoría de los consumidores residenciales entrevistados incurrieron en gastos extraordinarios, cuan-

do hubo un apagón, en iluminación. Estos costos de restricción residenciales no incluyen las pérdidas que pueden tener los usuarios cuando se restablece el servicio, después de un apagón, y hay daños en artefactos eléctricos.

El costo de restricción del sector es calculado al realizar un promedio de los costos individuales de las 280 encuestas, usando la siguiente fórmula :

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^n C_i}{n} \quad (5.1)$$

Donde : $n = 280$

C_i = costo de restricción de cada abonado.

\bar{X} = costo promedio de las n encuestas.

El resultado es $\bar{X} = \$ 169,7/\text{KWh}$, usado posteriormente en el cálculo de la restricción global del país.

Luego el costo de restricción para el Sector Residencial buscado es igual a $\$ 169,7/\text{KWh}$ que equivalen a 0,294 dólares/KWh, con la cotización del dólar del mes de Septiembre de 1989 : 1 dólar equivale a $\$ 576,66$.

A continuación se presentan los costos de restricción de energía eléctrica del Sector Residencial resultantes de otras investigaciones actualizados a enero de 1990

con una tasa del 8 % anual para el dólar (usada en la Dirección de Planificación del INECEL)

COSTOS DE RESTRICCIÓN DEL SECTOR RESIDENCIAL

ZONA	COSTO (DOLARES/KWh 1990)	AÑO
New England(19)	5,75	1976
Estados Unidos(20)	5,1	1977
Argentina(21)	4,85	1986
Brasil(22)	4,4	1976
Finlandia(18)	3,19	1980
Perú(23)	1,46	1989
Suecia(18)	0,99	1980
Pacific Northwest(20)	0,4	1977
<u>Ecuador (tesis)</u>	<u>0,3</u>	<u>1989</u>
Colombia(24)	0,133	1986
Chile(1)	0,129	1973
Ontario Hydro(9)	0,102	1974

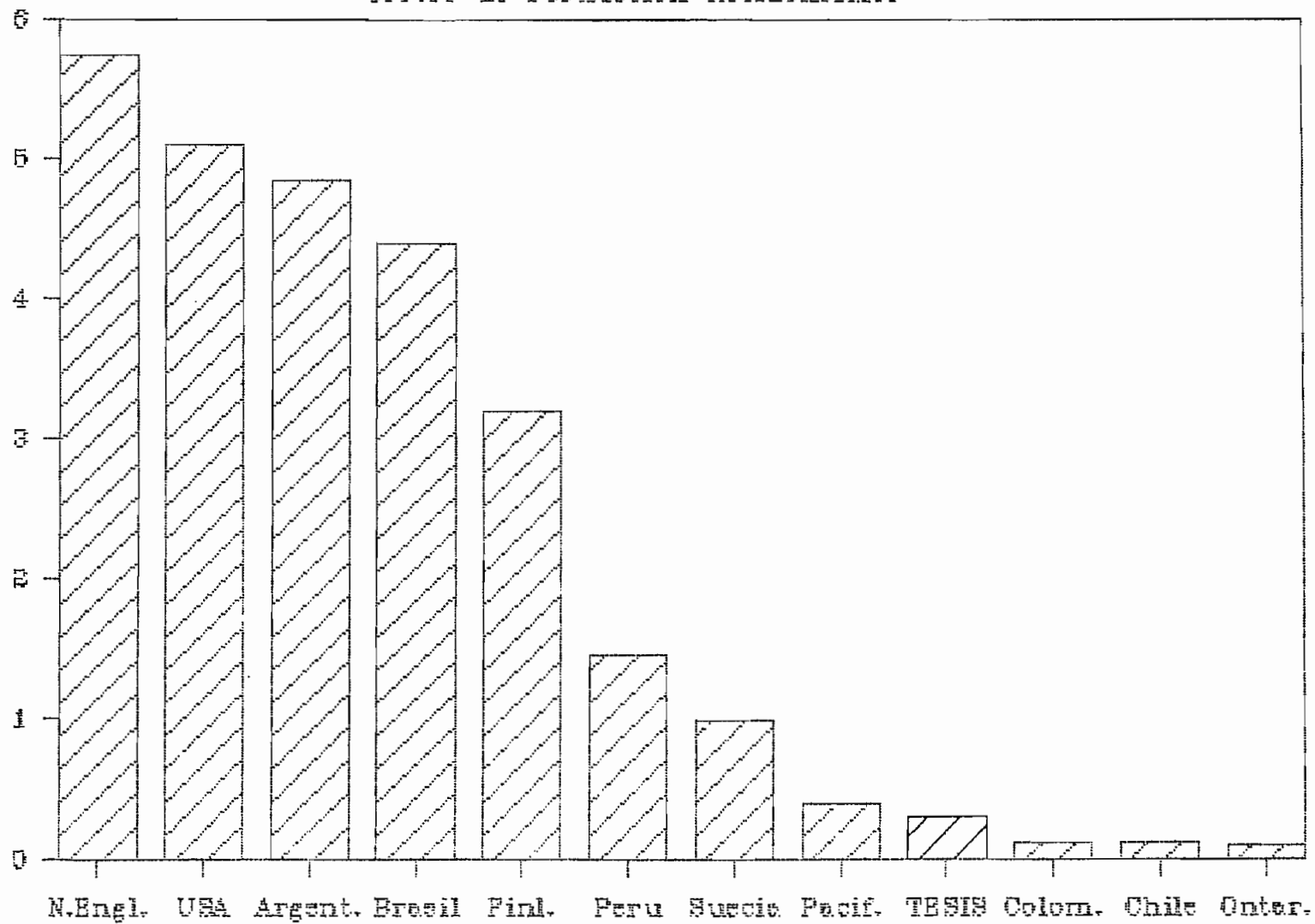
Este cuadro se representa en el gráfico 5.1.

V.1.2 EL SECTOR INDUSTRIAL

En el Sector Industrial se realizaron 19 encuestas, cuyos datos fueron procesados así : los costos totales del usuario (costos por pérdida de producción mas los costos causados en máquinas-materias primas) por hora (\$/h), que

GRAFICO 5.1

Costos de restriccion Residenciales



proviene del costo en el lapso de 30-60 minutos de la encuesta, son divididos para la máxima demanda del usuario (obtenida en la encuesta) para obtener el costo de restricción por unidad de energía (\$/KWh). Se obtienen los costos promedio de cada rama industrial (explicadas en II.1.2) con la fórmula (5.1) y dichos resultados son mostrados, con el porcentaje de participación de cada rama industrial en el PIB nacional (11), a continuación :

RAMA IND.	# Encuestas	\bar{X} (rama)	PIB (nacional)
Textil	4	\$1209/KWh	3,5 %
P.Minerales	4	\$2476/KWh	3,0 %
Alim.,Beb.y Tab.	6	\$1056/KWh	6,7 %
Otros	5	\$ 853/KWh	4,4 %
Total	19		17,6 %

No se consideró a la industria petrolera porque el valor agregado de la electricidad en el precio del petróleo es relativamente pequeño.

Para determinar el costo de restricción del sector en forma ponderada se hizo el siguiente cálculo :

$$\bar{X} = 1209 \frac{3,5}{17,6} + 2476 \frac{3,0}{17,6} + 1056 \frac{6,7}{17,6} + 853 \frac{4,4}{17,6}$$

= \$ 1278/KWh

Luego el costo de restricción para el Sector Industrial buscado es igual a \$1278/KWh que son equivalentes a 2,21 dólares/KWh. A continuación se presentan valores de costo de restricción encontrados en otras investigaciones realizadas para el Sector Industrial :

COSTOS DE RESTRICCIÓN DEL SECTOR INDUSTRIAL

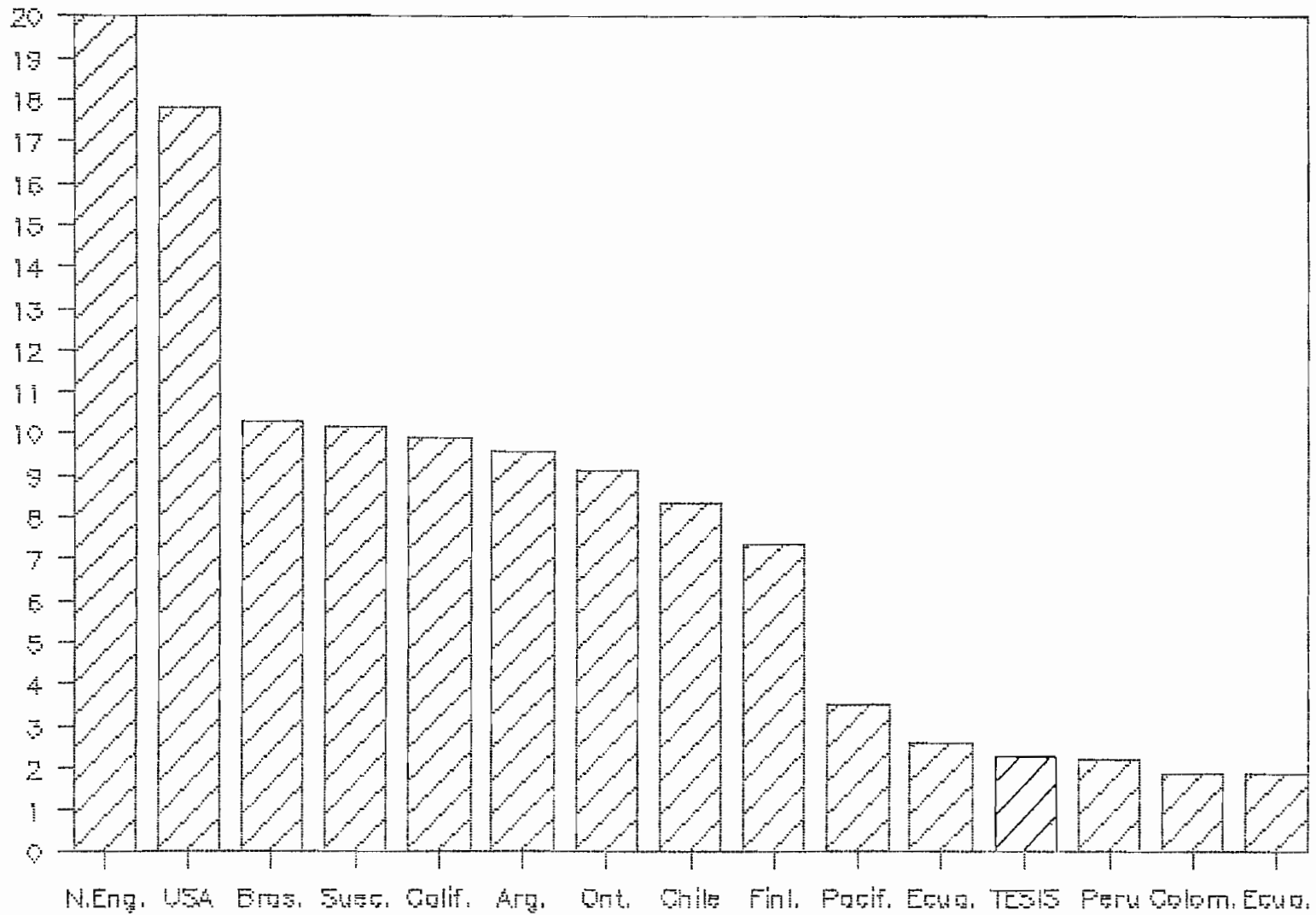
ZONA	COSTO (DOLARES 1990/KWh)	AÑO
New England(19)	20	1976
Estados Unidos(20)	17,8	1977
Brasil(22)	10,3	1976
Suecia(18)	10,14	1980
California(9)	9,9	1973
Argentina(21)	9,57	1986
Ontario Hydro(9)	9,14	1974
Chile(1)	8,28	1973
Finlandia(18)	7,34	1980
Pacific Northwest(20)	3,5	1977
Ecuador(13)	2,59	1973
<u>Ecuador (tesis)</u>	<u>2,27</u>	<u>1989</u>
Perú(23)	2,18	1989
Colombia(24)	1,86	1986
Ecuador(13)	1,85	1975

Este cuadro está representado en el gráfico 5.2.

Dolares 1990 / kWh

GRAFICO 5.2

Costos de restriccion Industriales



V.1.3 EL SECTOR COMERCIAL

Los datos provenientes de las 180 encuestas se procesaron de la siguiente forma : en base al consumo mensual de energía y al número de horas de trabajo de cada consumidor se calculó su demanda máxima en (KW). Después se obtiene el costo de restricción por unidad de energía individual (\$/KWh) cuando el costo de restricción por unidad de tiempo (\$/hora), obtenido en la encuesta (costo para el lapso 30-60 minutos), se divide para la demanda máxima. Así de esta forma se obtienen 180 costos de restricción individuales.

En el cálculo del costo de restricción del sector se emplea la fórmula (5.1) con $n = 180$ considerando los costos de restricción obtenidos anteriormente en (\$/KWh) y el costo promedio de la muestra, que representa al sector, tiene el valor de \$ 2028/KWh que son equivalentes a 3,51 dólares/KWh.

A continuación se presentan varios valores de costos de restricción, con nivel de precios de 1990, que se han obtenido en otras investigaciones realizadas en el Sector Comercial :

COSTOS DE RESTRICCIÓN DEL SECTOR COMERCIAL

ZONA	COSTO (DOLARES 1990/KWh)	AÑO
California(9)	25,0	1973
Suecia(18)	23,1	1980
Finlandia(18)	6,83	1980
Chile(1)	3,88	1973
Ecuador(13)	3,77	1973
<u>Ecuador (tesis)</u>	<u>3,6</u>	<u>1989</u>
Ontario Hydro(9)	3,52	1974
Estados Unidos(20)	1,17	1977
Ecuador(13)	1,16	1975
Perú(23)	0,73	1989
Pacific Northwest(20)	0,71	1977
Colombia(24)	0,379	1986
New England(19)	0,223	1976

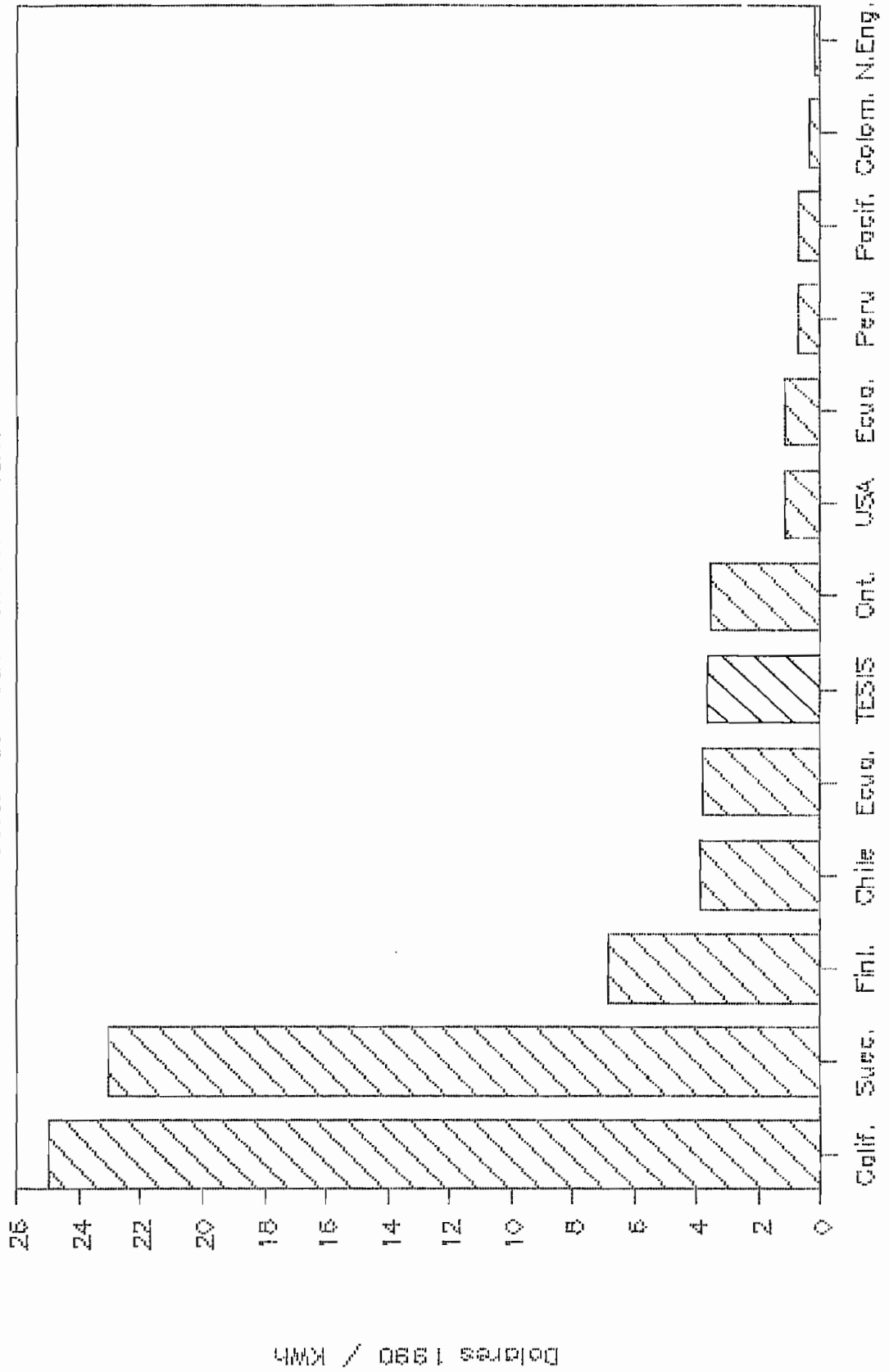
Este cuadro se representa en el gráfico 5.3.

V.1.4 OTROS SECTORES

De los sectores Entidades Oficiales y Alumbrado Público no se obtuvieron datos, debido básicamente a las dificultades que se presentan para realizar este tipo de encuestas, puesto que sus costos de restricción se rigen por criterios subjetivos, que la mayoría de las veces no es posible evaluar.

GRAFICO 5.3

Costos de restricción Comerciales



V.2 COSTO PONDERADO DE TODOS LOS SECTORES

Los costos de restricción, determinados anteriormente, corresponden al área de la EEQ, pero se asume que son costos a nivel nacional, lo cual no es exacto. Para lograr mayor exactitud, habría que hacer investigaciones a nivel nacional. Entonces, el costo de la restricción de energía eléctrica global, a nivel nacional, es calculado a partir de los siguientes datos sobre los sectores :

	Sector de consumo	Energía (MWh)	Porcentaje sobre el total nacional
1	Residencial	136 687	37,34 %
2	Comercial	54 381	14,85 %
3	Industrial	124 472	34,0 %
	Subtotal (1+2+3)		86,2 %
4	Entidades Oficiales	25 234	6,9 %
5	Alumbrado Público	25 022	6,8 %
	Total Nacional	365 999	100,0 %

Los porcentajes de consumo del SNI corresponden al mes de Septiembre de 1989.

El cálculo del costo de restricción global del país es el siguiente :

$$C = 169,7 \frac{37,34}{86,2} + 2028 \frac{14,85}{86,2} + 1278 \frac{34,0}{86,2}$$

$$= \$ 926,7/\text{KWh}$$

El costo de la restricción ponderado equivalente en dólares es 1,6 dólares/KWh. A continuación, se presentan varios valores del costo de restricción global determinados en otras investigaciones.

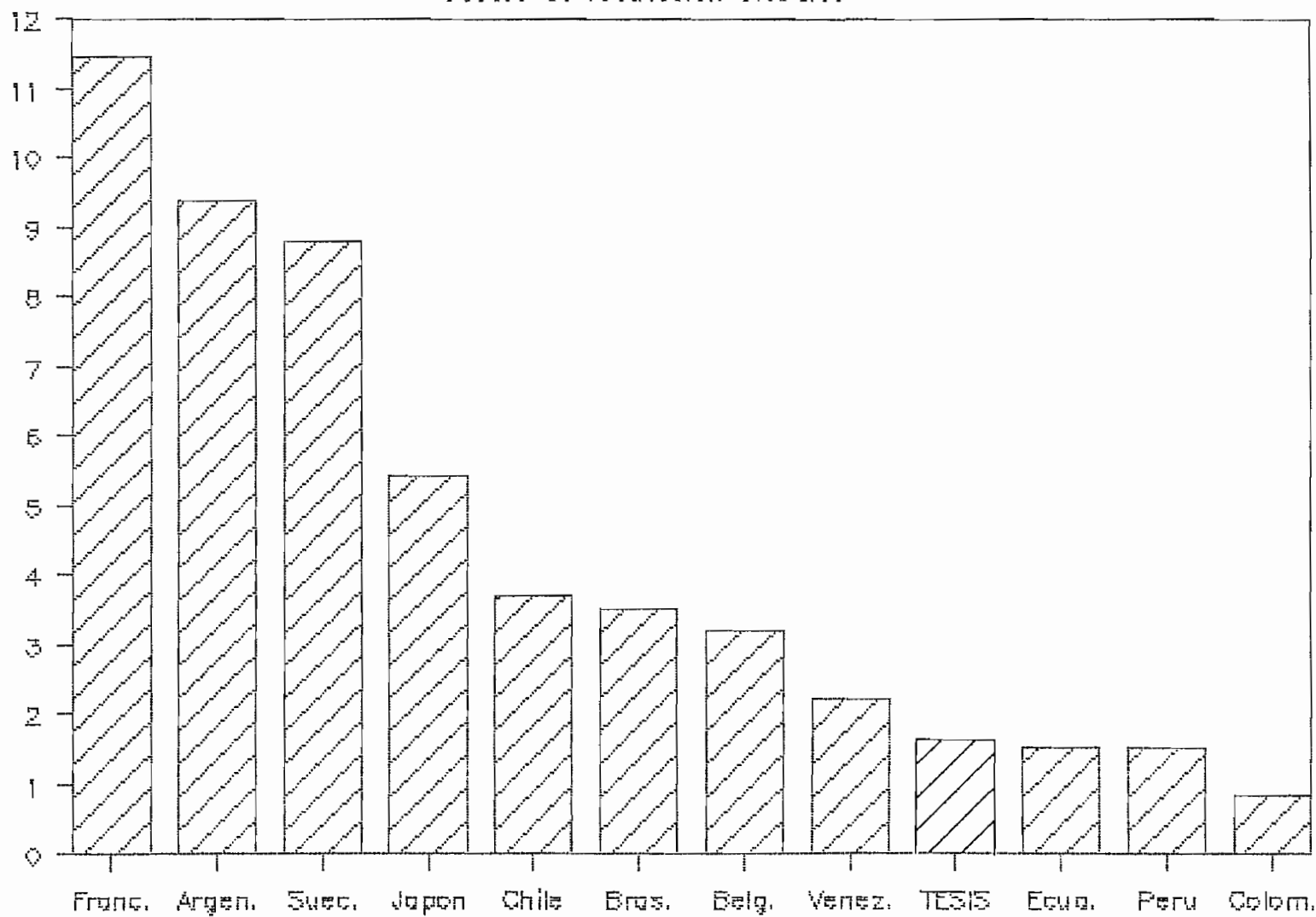
COSTOS DE RESTRICCIÓN GLOBALES

ZONA	COSTO (DOLARES 1990/KWh)	AÑO
Francia(18)	11,46	1961
Argentina(21)	9,4	1986
Suecia(18)	8,84	1980
Japón(18)	5,45	1979
Chile(1)	3,73	1973
Brasil(22)	3,52	1976
Bélgica(18)	3,23	1980
Venezuela(18)	2,22	1973
<u>Ecuador (tesis)</u>	<u>1,64</u>	<u>1989</u>
Ecuador(13)	1,52	1975
Perú(23)	1,51	1989
Colombia(24)	0,83	1986

Dolares 1990 / kWh

GRAFICO 5.4

Costos de restriccion Globales



CAPITULO VI

APLICACION DEL COSTO DE RESTRICCIÓN PARA LA DEFINICIÓN DE LA RESERVA ÓPTIMA DE GENERACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

VI.1 COSTOS DE INVERSIÓN Y OPERACIÓN DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN

En el punto I.2 se explicó la forma de determinar un nivel óptimo de confiabilidad de la generación del país considerando sus costos de equipamiento y de falla, por lo cual, en este punto se trata acerca de los costos de inversión y operación & mantenimiento de las centrales de generación que constan en el Plan Maestro de Electrificación del período 1989-2000. Esta alternativa de equipamiento de generación es considerada en este trabajo de tesis dado que fue escogida para dicho Plan como resultado de análisis técnico-económico de recursos energéticos.

Las centrales del Plan Maestro de Electrificación 1989-2000 son descritas a continuación, con la fecha de la entrada de servicio, de acuerdo a la información proporcionada por la Dirección de Planificación de INECEL.

NOMBRE	TIPO	FECHA	POTENCIA	ESTADO
Paute "C"	Hidro	Oct-1990	200 MW	Construcción
Paute "C"	Hidro	Mar-1991	300 MW	Construcción
Daule-Peripa	Hidro	Oct-1993	130 MW	Licitación
Quito	Gas-D	Oct-1996	60 MW	Planificac.
S.Francisco	Hidro	1997	210 MW	Estud.Factib.
Chespi	Hidro	1999	170 MW	Estud.Factib.

CUADRO 6.1

Este programa de inversiones definido en el Plan corresponde a obras actualmente en ejecución y al equipamiento futuro que permitirá cubrir la demanda para el escenario de menor crecimiento económico para el país. La alternativa de crecimiento de mínimo costo es el equipamiento descrito anteriormente.

Los costos de inversión (en generación y transmisión) de las centrales, anteriormente descritas, con nivel de precios de Enero de 1990, son los siguientes :

CENTRAL	Millones de dólares
Fase "C" Paute	150,1
Daule-Peripa	156,9
Central de Gas (Quito)	28,28
San Francisco	254,24
Chespi	232,13

Los costos anuales de inversión y de operación de las centrales de generación descritas anteriormente, con nivel de precios de 1990, son dados a continuación :

CENTRAL	C.INVERSION (millones dólares/año)	C.OPERACION	VIDA UTIL
Fase "C" Paute	4,9	3,0	50 años
Fase "C" Paute	7,35	4,5	50 años
Daule - Peripa	12,62	1,95	50 años
Quito	3,3	2,54	15 años
San Francisco	20,78	3,4	50 años
Chespi	18,97	2,5	50 años

CUADRO 6.2

Para el cálculo de las anualidades de los costos de inversión de las centrales anteriores, se usa la fórmula :

$$A = C \left[\frac{(1 + i)^n * i}{(1 + i)^n - 1} \right] \quad (6.1)$$

Donde : A = anualidad.

i = tasa de interés del dólar = 8%

n = años de vida útil de la central.

C = inversión total.

Los datos de costos de inversión total y de operación - mantenimiento fueron proporcionados por la Dirección de Planificación del INECEL.

Los valores de vida útil de las centrales fueron consultados en el "Reglamento para la Fijación de Tarifas de Servicios Eléctricos".

VI.2 ANALISIS DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE GENERACION

La metodología básica para evaluar la confiabilidad de un sistema de generación es desarrollar modelos probabilísticos para la capacidad en salida y para la demanda y calcular la probabilidad de pérdida de carga por la convolución de los dos modelos.

Para simplificar la evaluación de la reserva de capacidad de generación, se asume lo siguiente :

- Solamente se incluyen las centrales de generación.

- El resto del sistema es perfectamente confiable. Es decir, que la red de Transmisión es capaz de transportar energía, desde un punto de generación a alguna configuración de carga, por tanto, el sistema funciona mientras está disponible la potencia para abastecer la carga. De este modo, el criterio por el cual falla o se mantiene exitoso un sistema, está dado por: si se puede satisfacer la demanda, el sistema se mantiene exitoso, de lo contrario ha fallado.(25)

VI.2.1 MODELO PROBABILISTICO DE SALIDA DE GENERACION

El propósito de este modelo de capacidad de generación es reconocer la naturaleza probabilística de la disponibilidad de la capacidad de generación de energía eléctrica. El modelo está en la forma de niveles discretos de capacidad disponible (o no disponible) y sus probabilidades. Este tipo de modelo es suficiente para calcular índices de confiabilidad en términos de probabilidad, horas o días esperados de pérdida de carga y energía probablemente no servida.(26)

La estadística básica usada en desarrollar este modelo es la probabilidad de una unidad de generación de estar en salida forzada. Esta estadística es conocida como el F.O.R. y es definida en el punto I.4.

La Tabla de Probabilidad de Salida de Generación TPSG describe las probabilidades de los estados de un sistema de generación (27,28). Dichas probabilidades son representadas como $p(x)$.

Considerando, por ejemplo, que se tiene un sistema de generación formado por tres centrales A,B y C, cuyos datos están expuestos a continuación :

UNIDAD	CAPACIDAD	FOR	PROBAB.DE SERVICIO
A	100 MW	0,01	0,99
B	150 MW	0,02	0,98
C	200 MW	0,03	0,97

Entonces la TPSG de las tres centrales está representada en el cuadro (6.3) :

FUERA DE SERVICIO		EN SERVICIO		PROBABILIDAD X MW
Unidad	X MW	Unidad	MW	NO SERVIDOS p(x)
-	0	A,B,C	450	0,941094
A	100	B,C	350	0,009506
B	150	A,C	300	0,019206
C	200	A,B	250	0,029106
A,B	250	C	200	0,000194
A,C	300	B	150	0,000294
B,C	350	A	100	0,000594
A,B,C	450	-	0	0,000006

CUADRO 6.3

A partir de los datos de esta tabla, se puede formar la Tabla de Probabilidad de Salida de Generación Acumulada (TPSGA), mostrada en el cuadro (6.4) :

X MW	PROBABILIDAD DE TENER X MW O MAS FUERA DE SERVICIO P(x)
0	1,000000
100	1,000000 - 0,941094 = 0,058906
150	0,058906 - 0,009506 = 0,0494
200	0,049400 - 0,019206 = 0,030194
250	0,030194 - 0,029106 = 0,001088
300	0,001088 - 0,000194 = 0,000894
350	0,000894 - 0,000294 = 0,0006
450	0,000600 - 0,000594 = 0,000006

CUADRO 6.4

La TPSGA describe las probabilidades $P(x)$ de tener X MW o mas fuera de servicio en lugar de describir la probabilidad $p(x)$ de tener exactamente X MW fuera de servicio, como lo hace la TPSG.

La TPSGA puede ser construída con la aplicación de la siguiente ecuación : (26,27)

$$P(x) = (1-FOR) * P'(x) + FOR * P'(x-c) \quad (6.2)$$

Donde : $P'(x)$ y $P(x)$ son las probabilidades del estado de salida X antes y después de la adición de una nueva central. C es la capacidad de la unidad que se añade.

La ecuación (6.2) es inicializada, con la primera unidad de generación, al poner $P(0)=1,0$ y $P(c)=FOR$. Cuando $x < c$ entonces $P(x-c)=1,0$.

Es conveniente desarrollar el modelo de probabilidad de salida de generación usando iguales incrementos de capacidad en salida (por ejemplo, 10 MW). Cuanto menor sea este incremento, es mayor la precisión obtenida en desarrollar el modelo para un sistema práctico. Estudios de sistemas prácticos han mostrado que hay un error despreciable cuando se usa un incremento de capacidad en salida de 5 MW (29).

VI.2.2 MODELO DE LA CARGA

El propósito del Modelo de la Carga en la evaluación de la Confiabilidad es representar las tendencias horarias, diarias, mensuales, estacionales de la carga a través de un año.

El modelo de carga, considerado en este trabajo de tesis, para el cálculo del LOLP y del LOEP incluye 1 curva diaria de carga por mes para así calcular la probabilidad de pérdida de carga y la Energía Probablemente No Abastecida para ese mes y sacar un resultado global para el año en estudio, considerando sus doce meses.

En el siguiente gráfico, se puede apreciar la curva de demanda de carga a lo largo de un día de un sistema que sirve de ejemplo :

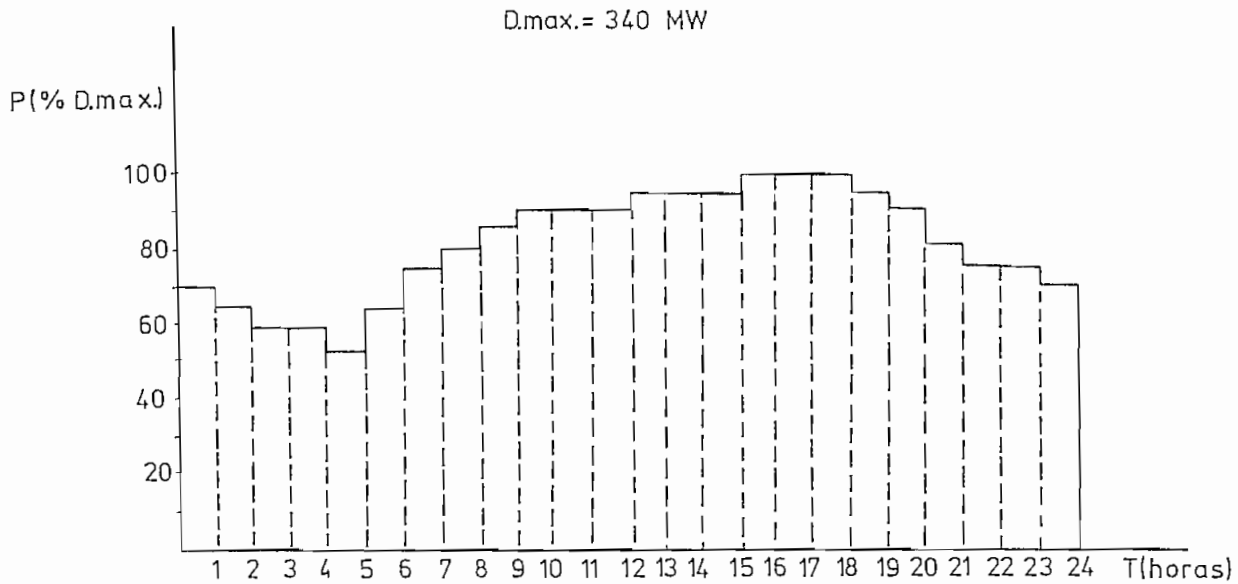


Fig 6.1 Curva de Carga.

VI.2.3 CALCULO DE LOS INDICES DE CONFIABILIDAD (26)

Los modelos probabilístico de salida de generación y de carga son combinados para calcular índices de confiabilidad para un período de tiempo dado. Los índices de confiabilidad considerados en este trabajo de tesis son los siguientes :

a) Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP) :

La probabilidad de pérdida de carga para un especificado nivel de carga L horaria es $P(x)$ donde :

$x = (\text{Capacidad Efectiva de Generación} - \text{Carga } L)$
 $= \text{Reserva } R$

$P(x) = \text{Probabilidad de } X \text{ MW o mas fuera de servicio}$

El cálculo de LOLP , horas/día, sería el siguiente:

$$\text{LOLP} = \sum_{i=1}^n P_i(x) \quad i = 1, 2, \dots, 24$$

b) Energía probablemente no abastecida (EPNA) :

La Energía probable no abastecida, MWh/día es:

$$\text{EPNA} = \sum_{i=1}^n \sum_{x=R}^{x=R+L} (x - R) * p_i(x) \quad i = 1, \dots, 24$$

Donde $L = \text{Demanda de carga horaria en el período.}$

$R = \text{Capacidad Efectiva de Generac.} - \text{Carga } L.$

$p(x) = \text{Probabilidad de } X \text{ MW fuera de servicio.}$

c) Probabilidad de Pérdida de Energía (LOEP) :

Es la relación entre la Energía probable no servida (EPNA) y la energía total requerida por el sistema.

$$\text{LOEP} = \frac{\text{EPNA}}{E_T}$$

donde E_T es la energía total requerida.

Se muestran las demandas horarias L, reservas R, Probabilidades de Pérdida de Carga (LOLP) y Energía Probablemente No Abastecida (EPNA) del ejemplo, a continuación:

HORA	CARGA	RESERVA	LOLP	EPNA
1	238 MW	212 MW	0,001088	0,116644
2	221 MW	229 MW	0,001088	0,098148
3	204 MW	246 MW	0,001088	0,079652
4	204 MW	246 MW	0,001088	0,079652
5	187 MW	187 MW	0,000894	0,063678
6	221 MW	229 MW	0,001088	0,098148
7	255 MW	195 MW	0,030194	0,280670
8	272 MW	178 MW	0,030194	0,793968
9	289 MW	161 MW	0,030194	1,307266
10	306 MW	144 MW	0,0494	1,9358
11	306 MW	144 MW	0,0494	1,9358
12	306 MW	144 MW	0,0494	1,9358
13	323 MW	127 MW	0,0494	2,7756
14	323 MW	127 MW	0,0494	2,7756
15	323 MW	127 MW	0,0494	2,7756
16	340 MW	110 MW	0,0494	3,6154
17	340 MW	110 MW	0,0494	3,6154
18	340 MW	110 MW	0,0494	3,6154
19	323 MW	127 MW	0,0494	2,7756
20	306 MW	144 MW	0,0494	1,9358
21	272 MW	178 MW	0,030194	0,793968
22	255 MW	195 MW	0,030194	0,28067
23	255 MW	195 MW	0,030194	0,28067
24	238 MW	212 MW	0,001088	0,116644
	-----		-----	-----
	6647 MW		0,731986	34,081578

Los cálculos de índices fueron realizados así :

- Primera hora : L = 238 MW R = 212 MW

P.Pérdida carga = $P(212 \text{ MW o mas}) = 0,001088$ (Cuadro 6.4)

E.P.no abastec.= $(250-212)*0,000194 + (300-212)*0,000294 +$
 $+ (350-212)*0,000594 + (450-212)*0,000006$
 $= 0,111644 \text{ MWh}$

- Segunda hora : L = 221 MW R = 229 MW

P.Pérdida carga = P(229 MW o mas) = 0,001088 (Cuadro 6.4)

E.P.no abastec.= (250-229)*0,000194 + (300-229)*0,000294 +
+ (350-229)*0,000594 + (450-229)*0,000006
= 0,098148 MWh

- Tercera hora : L = 204 MW R = 246 MW

P.Pérdida Carga = P(246 MW o mas) = 0,001088 (Cuadro 6.4)

E.P.no abastec.= (250-246)*0,000194 + (300-246)*0,000294 +
+ (350-246)*0,000594 + (450-246)*0,000006
= 0,079652 MWh

Para las siguientes horas el cálculo tiene el mismo procedimiento. La Energía total de la curva de carga es 6647 MWh.

Los resultados totales de los índices son :

LOLP = 0,731986 horas/día

EPNA = 34,081578 MWh/día

LOEP = 34,081578 / 6647 = 0,005127

EIR = 1 - 0,005127 = 0,994872

VI.2.4 APLICACION AL S.N.I.

Este cálculo de índices de confiabilidad se realiza para el Sistema Nacional Interconectado con la ayuda de un

programa de computación descrito en el Anexo 7. Para lo cual, respecto a generación son consideradas las centrales de generación del S.N.I. descritas en el punto I.3, para un nivel de confiabilidad actual y las centrales descritas en VI.1, las cuales se añaden una a continuación de otra, en el mismo orden de VI.1, para así tener 6 niveles de confiabilidad adicionales para análisis.

Respecto a la carga se consideran 12 curvas de carga del S.N.I., de un día de trabajo de cada mes, de los años 1990, 1995 y 2000. Estas curvas de carga son normalizadas con respecto a la demanda pico diaria de la siguiente manera :

HORA	% DEM.MAX.	HORA	% DEM.MAX.
1	55,3	13	75,3
2	55,3	14	75,4
3	52,5	15	76,9
4	52,5	16	76,7
5	53,7	17	75,5
6	59,0	18	78,7
7	61,8	19	100,0
8	66,5	20	99,9
9	74,0	21	92,1
10	76,3	22	81,4
11	77,8	23	69,7
12	78,2	24	60,5

Las demandas máximas mensuales del S.N.I. para el período 1990-2000, que se consideran en el análisis, fueron proporcionadas por la Dirección de Planificación del INECEL y están mostradas en el anexo 8.

Los resultados de EPNA y LOLP, para los 7 niveles de confiabilidad considerados fueron :

1990	EPNA (MWh/año)		LOLP (días/año)		LOEP
R ₀	67,49		0,085		1,5 E-05
R ₁	0,151		0,00012		3,3 E-08
R ₂	6,68	E-06	9,68	E-09	1,4 E-12
R ₃	1,4225	E-07	2,24	E-10	3,1 E-14
R ₄	2,15	E-08	3,89	E-11	4,7 E-15
R ₅	4,78	E-10	1,83	E-13	1,0 E-16
R ₆	3,55	E-12	7,3	E-15	7,7 E-19

1995	EPNA (MWh/año)		LOLP (días/año)		LOEP
R ₀	62870,0		27,8		0,0107
R ₁	3100		2,54		0,00053
R ₂	1,85		0,0024		3,2 E-07
R ₃	0,0448		0,0002		7,7 E-09
R ₄	0,0074		4,89	E-05	1,3 E-09
R ₅	1,5	E-04	9,53	E-07	2,5 E-11
R ₆	1,08	E-06	1,65	E-08	1,8 E-13

2000	EPNA (MWh/año)		LOLP (días/año)		LOEP
R ₀	5,15	E+05	130,8		0,072
R ₁	1,2	E+05	39,65		0,0168
R ₂	10070		5,72		0,00124
R ₃	857,4		0,705		1,2 E-04
R ₄	318,48		0,288		4,5 E-05
R ₅	6,89		0,00678		9,6 E-07
R ₆	0,17		0,00021		2,4 E-08

R₀ es el nivel de confiabilidad del sistema actual.

R₁ es el nivel de confiabilidad del sistema anterior aumentada con 200 MW de la fase "C" de Paute.

R₂ : Nivel de confiabilidad del sistema anterior aumentada con 300 MW de la fase "C" Paute .

R₃ : Nivel de confiabilidad del sistema anterior

aumentada con la central Daule-Peripa.

R₄ : Nivel de confiabilidad del sistema anterior aumentada con la central de gas ubicada en Quito.

R₅ : Nivel de confiabilidad del sistema anterior aumentada con la central San Francisco.

R₆ : Nivel de confiabilidad del sistema anterior aumentada con la central Chespi.

VI.3 CALCULO DE LA RESERVA OPTIMA DE GENERACION

La planificación y diseño tradicionales de un sistema de potencia han sido basados en el principio de minimizar los costos de suministro requeridos para satisfacer una cierta demanda. Hasta hace poco, la idea de investigar los efectos, en el campo de los usuarios, concernientes al valor económico de la confiabilidad, ha tenido poca atención, principalmente a causa de las dificultades de medir los beneficios de una calidad de servicio mejorada. Si el nivel de confiabilidad es considerado como una variable a ser optimizada, antes que ser un criterio impuesto arbitrariamente (por ejemplo, el valor de LOLP = 0,1 día/año es ampliamente usado), entonces un método social de costo-beneficio puede ser adoptado para evaluar el cambio entre el incremento en costos de suministro del sistema de potencia requeridos para lograr un alto nivel de confiabilidad y la correspondiente disminución en los costos por interrupciones de servicio. En este método, varias alter-

nativas de expansión de un sistema eléctrico pueden ser comparadas entre sí con el fin de seleccionar la que implique menores costos (22). En otras palabras, el costo total TC relativo al sector eléctrico puede ser disminuido para el nivel de confiabilidad que minimiza la suma de : (a) los costos de inversión y operación SC anuales de la empresa eléctrica y (b) costos OC anuales de las interrupciones de potencia. Luego :

$$TC = SC + OC$$

Este nivel óptimo de confiabilidad puede ser encontrado gráficamente al dibujar el costo total TC versus un índice de la confiabilidad de servicio.

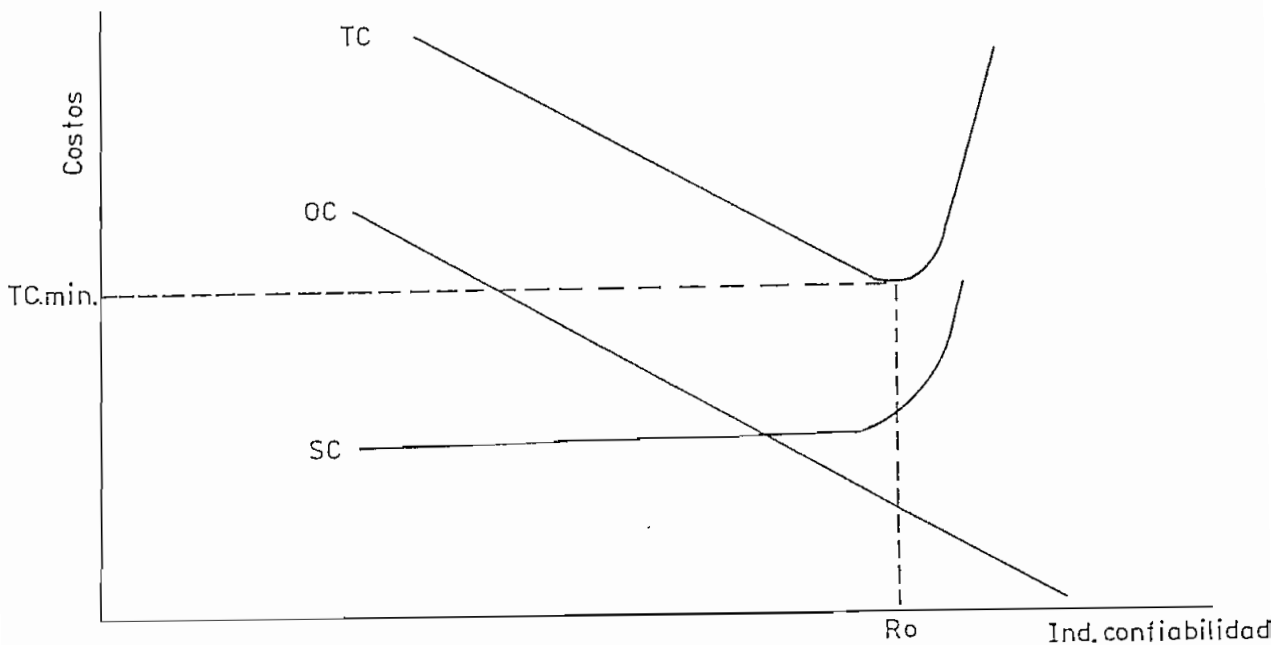


Fig 6.3 Curvas de costos

En la figura 6.3, se muestran las curvas de costos de falla OC y costos del sistema SC, en función de un índice de confiabilidad. A medida que la confiabilidad mejora, disminuye el costo de falla, y aumenta el costo del sistema. El nivel de confiabilidad óptimo es R_0 con el cual los costos totales TC son mínimos (TC min.).

A continuación se muestra la aplicación de un método social de costo-beneficio para determinar el nivel óptimo de confiabilidad de generación al S.N.I. El análisis de confiabilidad es realizado con el método LOEP explicado en I.4. Este método es escogido porque otros como el LOLP y el FAD (frecuencia y duración) se concentran en calcular la cantidad esperada de tiempo en el cual hay un déficit de generación, sin enfocar la gravedad del evento.(30)

La función OC del S.N.I. es construida considerando el costo de la restricción global calculado en V.2 y que es 1,64 dólares/KWh. Entonces se tiene que :

$$OC = 1,64 * EPNA \quad (\text{dólares/año})$$

La función SC del S.N.I. es construida con los costos anuales de inversión y operación de las centrales de generación consideradas en el Plan Maestro de Electrificación 1989-2000 (ver numeral VI.1). Entonces :

$$SC = IA + GO\&M$$

IA : anualidad de la inversión.

GO&M : gastos anuales de operación y mantenimiento.

En el gráfico 6.4 se muestra la evolución de SC versus la potencia efectiva de generación.

VI.3.1 AÑO 1990

En este año, la demanda máxima anual proyectada es 1130.5 MW. (ver anexo 8)

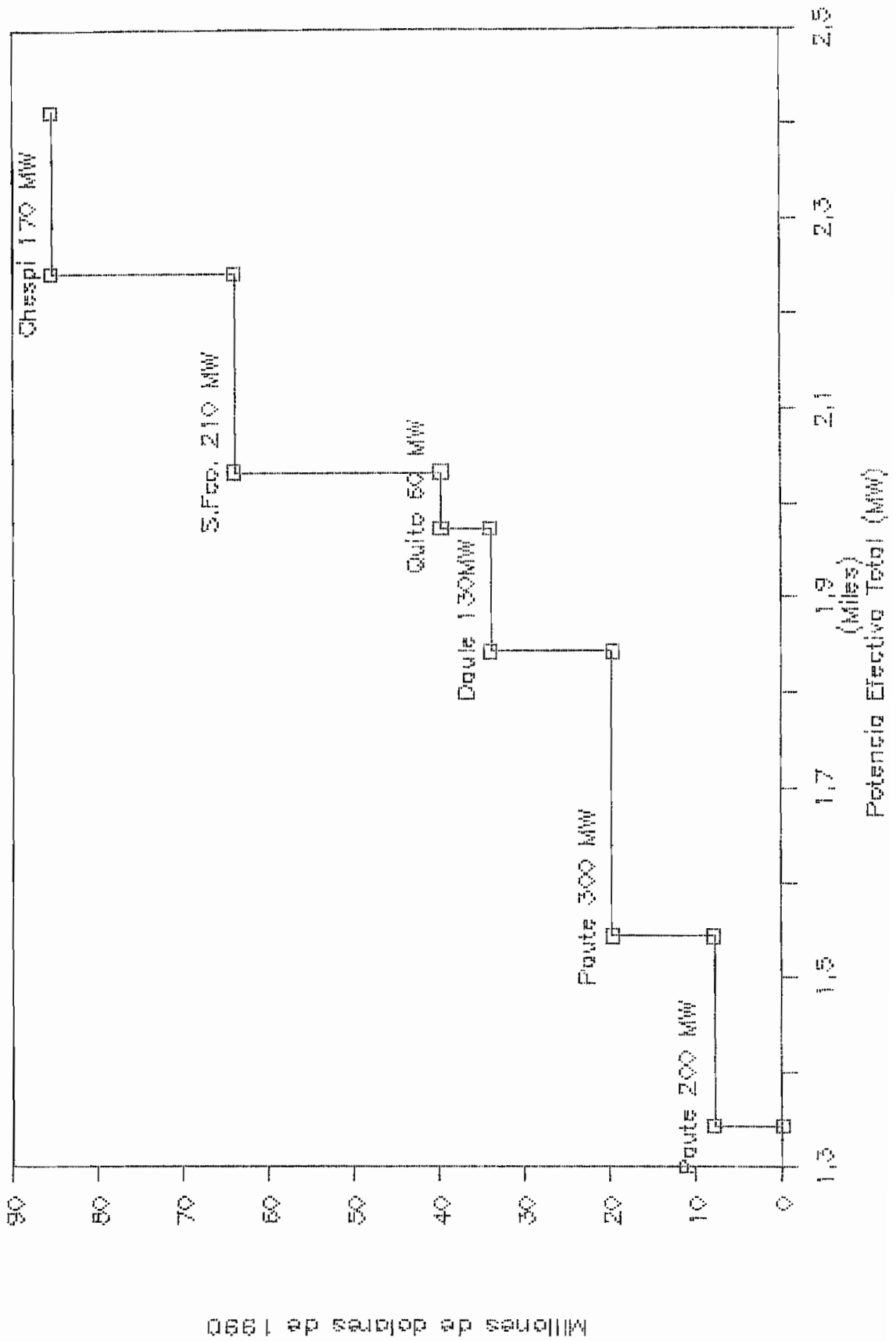
Para el análisis de este año, se cuentan con los siguientes valores de costos (millones de dólares 1990) :

ESTADO DE GENERACION	SC	OC	TC
Sistema actual	--	0,11	0,11
Adición:Paute 200 MW	7,9	0,00088	7,90088
Adición:Paute 300 MW	19,75	0	19,75
Adición:Daule 130 MW	34,02	0	34,02
Adición:C.Gas 60 MW	39,86	0	39,86
Adición:S.Fco. 210 MW	64,04	0	64,04
Adición:Chespi 170 MW	85,51	0	85,51

En el gráfico 6.5 se representan las funciones de costos versus los niveles de confiabilidad.

GRAFICO 6.4

Funcion de Costos SC



Se observa que con el sistema de generación actual se tienen los menores costos totales TC para 1990. Adicionalmente al proceso seguido en 1990, se analiza 1992 y 1993 de lo que se constata que esta situación se mantiene hasta 1992. En 1993, los costos TC₁, al aumentar 200 MW de Paute "C", son menores a TCo del sistema actual. Es decir que, según el punto de vista de confiabilidad de generación del S.N.I., el año conveniente de puesta en servicio de la Fase "C" del Paute es 1993, con las dos primeras unidades, es decir, 200 MW. (Mayor detalle en el anexo 9)

VI.3.2 AÑO 1995

En este año, la demanda máxima anual proyectada es 1438,3 MW. (ver anexo 8). Se obtuvieron los siguientes costos en millones de dólares de 1990 :

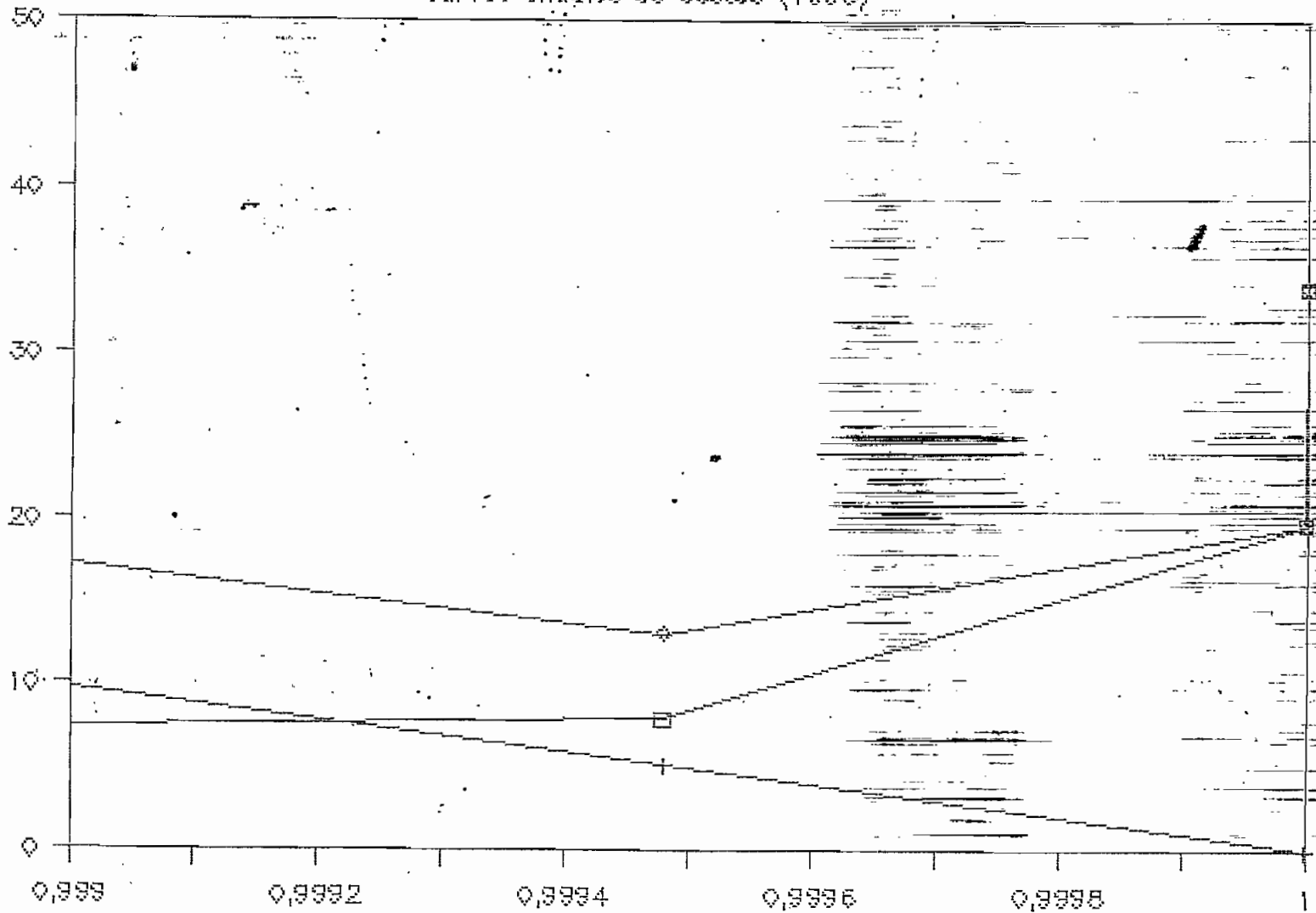
ESTADO DE GENERACION	SC	OC	TC
Sistema actual	--	103,1	103,1
Adición:Paute 200 MW	7,9	5,1	13,0
Adición:Paute 300 MW	19,75	0,003	19,75
Adición:Daule 130 MW	34,02	0	34,02
Adición:C.Gas 60 MW	39,86	0	39,86
Adición:S.Fco. 210 MW	64,04	0	64,04
Adición:Chespi 170 MW	85,51	0	85,51

Este cuadro se representa en el gráfico 6.6.

GRAFICO 6.6

Curvas anuales de costos (1995)

Millones de dolares 1991



La alternativa de menor costo TC es contar con 200 MW de la fase Paute "C", que ya fueron instalados en 1993. Adicionalmente al proceso seguido en 1995, se hace el análisis en 1996 y se constata que esta situación cambia en ese año porque el sistema de generación que tiene menor TC es contar con los 300 MW restantes de Paute "C".(Anexo 9)

Hay que notar que el costo de la restricción global (1,64 dólar./KWh) tiene un papel importante en la reserva de generación óptima, por lo cual, se ha considerado conveniente hacer un análisis de sensibilidad, en los cálculos anteriores. Se asume que el costo de restricción es 100 % mayor al anterior : 3,28 dólares/KWh. Se tienen los siguientes costos en millones de dólares de 1990 :

ESTADO DE GENERACION	SC	OC	TC
Sistema actual	--	206,2	206,2
Adición:Paute 200 MW	7,9	10,2	18,1
Adición:Paute 300 MW	19,75	0,006	19,756
Adición:Daule 130 MW	34,02	0	34,02
Adición:C.Gas 60 MW	39,86	0	39,86
Adición:S.Fco. 210 MW	64,04	0	64,04
Adición:Chespi 170 MW	85,51	0	85,51

También en este caso, la alternativa de menor costo es aumentar 200 MW al sistema actual.

VI.3.3 AÑO 2000

En este año, la demanda máxima anual proyectada es 1754,9 MW (ver anexo 8). Se obtuvieron los siguientes costos en millones de dólares de 1990 :

ESTADO DE GENERACION	SC	OC	TC
Sistema actual	--	844,6	844,6
Adición:Paute 200 MW	7,9	196,8	204,7
Adición:Paute 300 MW	19,75	16,53	36,28
Adición:Daule 130 MW	34,02	1,4	35,42
Adición:C.Gas 60 MW	39,86	0,52	40,38
Adición:S.Fco. 210 MW	64,04	0,011	64,05
Adición:Chespi 170 MW	85,51	0,0002	85,51

Este cuadro se representa en el gráfico 6.7.

El nivel de confiabilidad con menores costos TC es R₃, es decir que, desde el punto de vista de confiabilidad de generación del S.N.I., el sistema de generación óptimo para el año 2000 es obtenido al aumentar la central Daule-Peripa al sistema de generación que existe desde 1996.

Al aplicar un análisis de sensibilidad en la función costos por fallas poniendo el costo de restricción como 3,28 dólares/KWh, se obtienen los costos siguientes, en millones de dólares de 1990 :

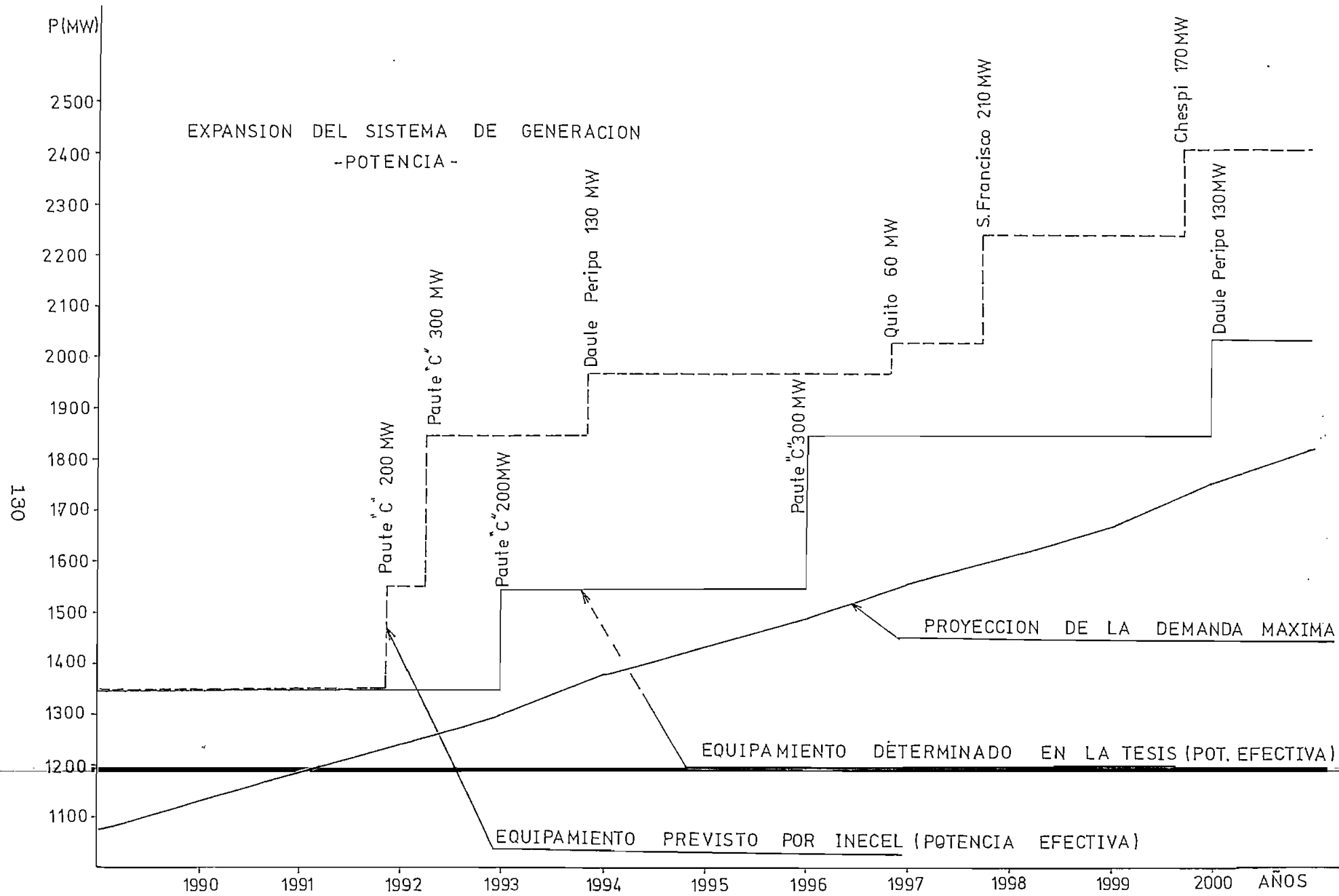
ESTADO DE GENERACION	SC	OC	TC
Sistema actual	--	1689,2	1689,9
Adición:Paute 200 MW	7,9	393,6	401,5
Adición:Paute 300 MW	19,75	33,06	52,81
Adición:Daule 130 MW	34,02	2,8	36,82
Adición:C.Gas 60 MW	39,86	1,04	40,9
Adición:S.Fco. 210 MW	64,04	0,022	64,06
Adición:Chespi 170 MW	85,51	0,0004	85,51

También la mejor alternativa es aumentar la central Daule-Peripa en el año 2000.

El resumen del plan de expansión del sistema de generación del país propuesto, desde el punto de vista del nivel óptimo de confiabilidad de generación, está mostrado en el siguiente cuadro :

AÑO	ADICION CENTRAL	CAPACIDAD DE LA CENTRAL (MW)	POTENCIA TOTAL(MW)	DEMANDA MAX. (MW)	RESERVA %
1990	---	---	1343	1130,5	18,84
1993	Paute"C"	200	1498	1296,0	15,6
1996	Paute"C"	300	1790	1492,7	19,9
2000	Daule-Per.	130	1881	1754,9	7,2

En el gráfico 6.8 se muestran las curvas de equipamiento de expansión del sistema de generación previsto por INECEL y el determinado en este trabajo de tesis.



Hay que recalcar que la determinación de la reserva óptima de generación, realizada en esta tesis, considera el equipamiento de potencia. Para el análisis de expansión de generación hay que considerar los equipamientos de potencia y de energía. Este último no es incluido en el alcance de esta tesis.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1) CONCLUSIONES

El presente trabajo de tesis, ha descrito la metodología requerida para llevar a cabo la determinación de la reserva de generación óptima (potencia óptima) para el Sistema Nacional Interconectado a partir del costo de restricción de energía eléctrica y de la confiabilidad de las unidades de generación componentes del sistema.

Dentro de este contexto, se han explicado detalladamente varios métodos de evaluación de los costos causados por déficit de energía eléctrica y de la evaluación técnica de la confiabilidad de generación, de tal forma que, cualquiera de ellos puede ser aplicado de acuerdo a la disponibilidad de la información.

En lo referente al análisis de costos, los métodos propuestos son útiles para cuantificar los costos debidos a cortes o fallas en el servicio eléctrico a los distintos sectores. En este trabajo fue aplicado el Método Directo de encuestas, para las que hubo falta de cooperación por parte de varios usuarios interrogados, quienes contestaron

las preguntas de las encuestas con desconfianza y/o desinterés y además hubieron personas que se negaron a colaborar por lo cual el muestreo no fue estrictamente aleatorio. Lo anteriormente explicado conduce a una pequeña imprecisión en los resultados. El costo global de la restricción referido al mes de Enero de 1990 resultó ser 1,64 dolares/KWh, valor que es similar a los obtenidos en Colombia, Venezuela y Perú. También dicho costo es aproximado al determinado, por otros métodos, en el país (referencia 13) en 1973. Los costos de los países del Tercer Mundo son menores a los de países desarrollados, lo que indica que dichos costos tienen una relación con el grado de desarrollo del país analizado.

Respecto al análisis de confiabilidad, fue aplicado a la generación del S.N.I. con el método LOEP, con datos estadísticos de falla de centrales de generación (F.O.R.- tasa de salidas forzadas) experimentados o usados en otros países, porque no se cuenta con datos suficientes en el país. Se consideraron todas las centrales de generación existentes y futuras, al igual que las centrales que terminan su vida útil entre 1990-2000. Se observa que la confiabilidad actual de generación, desde el punto de vista de potencia instalada, es excelente y las probables en el futuro también lo son.

La expansión del sistema de generación propuesto está mostrado a continuación :

AÑO	ADICION CENTRAL	CAPACIDAD DE LA CENTRAL (MW)	POTENCIA TOTAL(MW)	DEMANDA MAX. (MW)	RESERVA %
1990	---	---	1343	1130,5	18,84
1993	Paute"C"	200	1498	1296,0	15,6
1996	Paute"C"	300	1790	1492,7	19,9
2000	Daule-Per.	130	1881	1754,9	7,2

Sin embargo, se nota que la reserva en el año 2000 es pequeña, por lo cual se podría pensar en aumentar la central de gas de 60 MW desde octubre de dicho año, porque entre octubre-diciembre hay un aumento de la máxima demanda mensual con respecto a los restantes meses del año. Además se considera que para años venideros ya se necesitaría dicha instalación. En este trabajo sólo se ha considerado el equipamiento por potencia y no el equipamiento por la energía, habiendo que analizar potencia y energía para la expansión de un sistema de generación.

2) RECOMENDACIONES

Es recomendable que la evaluación técnico-económica de la confiabilidad de generación del S.N.I. sea realizada en la fase de planificación, cuyo análisis tiene gran im-

portancia en la selección de alternativas, con el fin de reducir los costos relativos a potencia instalada al conseguir un nivel óptimo de confiabilidad.

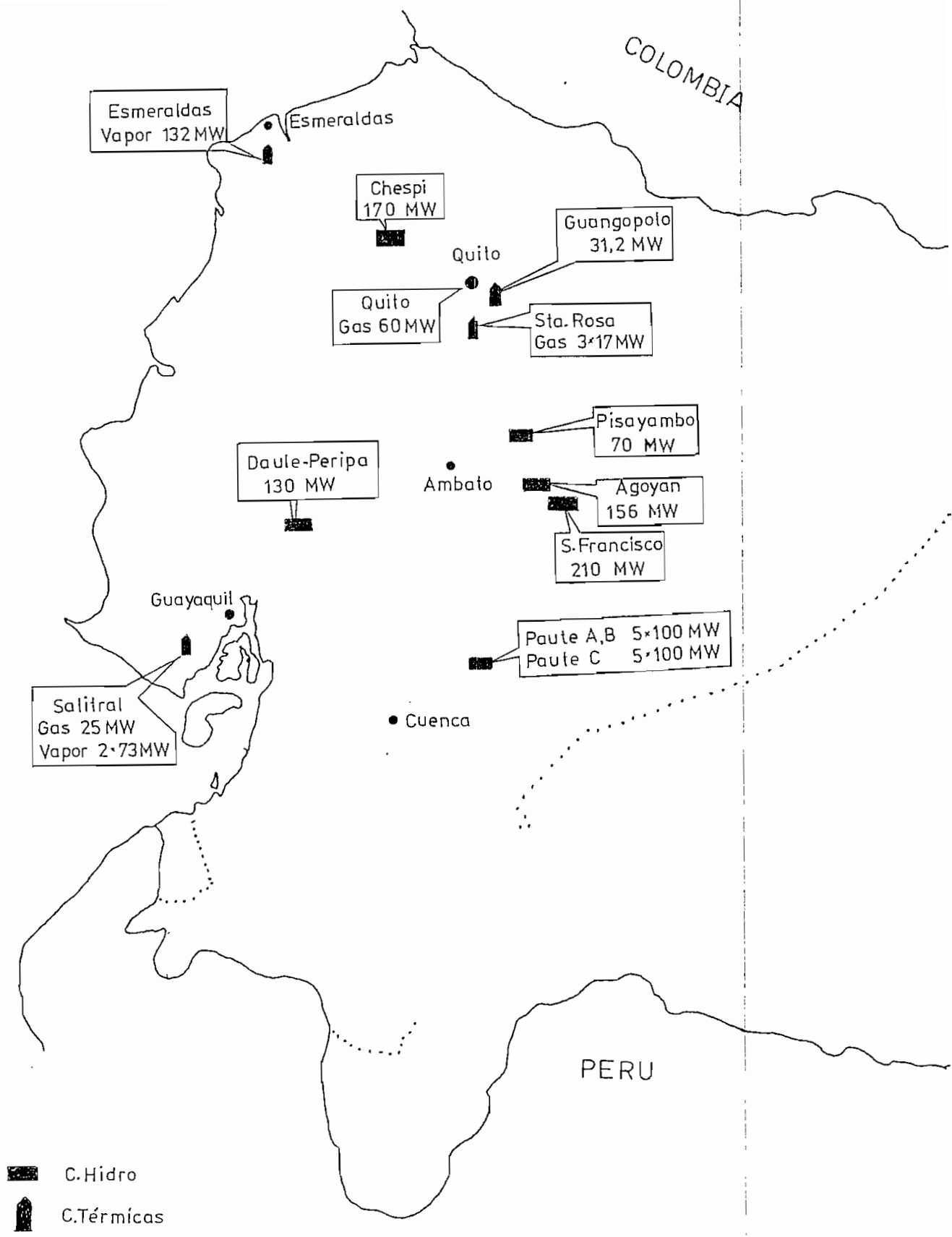
Para conseguir resultados mas precisos, que los obtenidos en esta tesis, de los costos de restricción, INECEL y las empresas eléctricas podrían hacer investigaciones (encuestas) en los sectores consumidores de su área de influencia. Estas entidades cuentan con recursos económicos y tienen mayor facilidad de acceder a los usuarios.

En esta tesis se ha considerado la confiabilidad óptima de Generación del S.N.I.; para trabajos futuros sería recomendable integrar los otros componentes del Sistema Eléctrico de Potencia, y especialmente la Transmisión como un complemento a lo realizado aquí.

Los datos estadísticos sobre las fallas de las unidades de generación, son necesarias para este tipo de análisis, por lo cual es importante que el INECEL y las Empresas Eléctricas continuen recopilando dichos datos, ampliando la cobertura y la frecuencia, y efectuando además un análisis de consistencia de la información.

ANEXO 1

DESCRIPCION DE LAS CENTRALES DEL S.N.I.



	Escuela Politécnica Nacional	Tesis de grado
	CENTRALES DE GENERACION	Dib. por Carpio R.
	DEL SNI (PRINCIPALES) 2000	Aprob. por:
		20 - Junio - 1990

DESCRIPCION DE LAS CENTRALES DE GENERACION DEL S.N.I.

CENTRALES TERMOELECTRICAS

CENTRAL	UNID.	TIPO	P. INST. TOT. (MW)	P. EFECT. TOT. (MW)	FOR
a) ZONA NORTE					
S. Francisco	1	D-D	2,5	1,8	0,06
El Sagrario	1	D-D	0,9	-	0,06
Luluncoto	3	D-D	7,5	-	0,06
G. Hernandez	6	D-B	34,32	31,2	0,06
Guangopolo	1	G-D	27,3	-	0,08
	6	D-B	31,2	25,2	0,06
Sta. Rosa	3	G-D	47,7	46,65	0,08
El Calvario	1	D-D	1,575	1,2	0,06
Batán	1	D-D	0,75	0,5	0,06
	1	D-D	2,98	2,2	0,06
Riobamba	2	D-D	2,24	-	0,06
	3	D-D	7,5	2,0	0,06
	1	D-D	0,77	0,5	0,06
Esmeraldas	1	V-B	125,0	117,5	0,05
S. Vainas	3	D-D	7,5	2,0	0,06
	1	D-D	1,2	-	0,06
S. Lorenzo	1	D-D	0,75	0,5	0,06
Quinindé	1	D-D	0,77	0,4	0,06
La Propicia	2	D-B	8,83	6,0	0,06

CENTRALES TERMoeLECTRICAS (CONTINUACION)

CENTRAL	UNID.	TIPO	P. INST. TOT. (MW)	P. EFECT. TOT. (MW)	FOR
b) ZONA SUR					
Monay	2	D-D	3,0	1,0	0,06
	2	D-D	4,75	4,0	0,06
El Descanso	4	D-B	19,2	18,4	0,06
Catamayo	2	D-D	2,56	0,9	0,06
	1	D-D	1,14	0,72	0,06
	2	D-D	3,15	0,9	0,06
	2	D-D	5,76	-	0,06
	3	D-D	7,5	1,5	0,06
S. Cayetano	1	D-D	0,5	-	0,06
Miraflores	4	D-B	13,6	7,5	0,06
	4	D-B	12,0	4,0	0,06
	10	D-D	25,0	10,0	0,06
Libertad	4	D-D	10,0	2,0	0,06
	2	D-D	1,2	0,8	0,06
	2	D-D	5,68	2,2	0,06
	2	D-B	8,88	4,3	0,06
Babahoyo	2	D-D	5,68	-	0,06
	1	D-D	2,5	1,0	0,06
Vinces	2	D-D	0,44	-	0,06
Milagro	6	D-D	15,0	4,7	0,06
	2	D-D	3,0	1,8	0,06

CENTRALES TERMoeLECTRICAS (CONTINUACION)

CENTRAL	UNID.	TIPO	P.INS.TOT. (MW)	P.EFECT.TOT. (MW)	FOR
Tenguel	2	D-D	0,7	-	0,06
Guayaquil	1	V-B	5,0	4,7	0,05
	1	V-B	10,0	9,5	0,05
	1	G-D	13,5	13,0	0,08
	1	V-B	33,0	31,5	0,05
	2	G-D	42,5	40,0	0,08
	2	G-D	45,0	40,0	0,08
	2	V-B	146,0	138,8	0,05
	1	G-D	25,6	25,1	0,08
Machala	1	D-D	2,14	1,0	0,06
	1	D-D	2,5	-	0,06
El Cambio	2	D-B	8,17	-	0,06
	2	D-B	10,9	6,8	0,06

D-D: Centrales Diesel a diesel

D-B: Centrales Diesel a bunker

G-D: Centrales de Gas a diesel

V-B: Centrales de Vapor a bunker.

Las razones por las cuales se adoptaron los diferentes valores de FOR para las centrales eléctricas del país están expuestas en el Anexo 2.

CENTRALES HIDROELECTRICAS

CENTRAL	UNID.	POT. INSTALADA (MW)	POT. EFECTIVA (MW)	FOR
a) Z. NORTE				
Agoyán	2	156	156	0,02
Pisayambo	2	69,2	65,4	0,02
S. Miguel	1	2,95	0,8	0,02
La Playa	3	1,32	0,8	0,02
El Ambi	2	8	0,67	0,02
Cumbayá	4	40	29	0,02
Nayón	2	29,7	21,7	0,02
Guangopolo	4	17,52	9,0	0,02
Pasochoa	2	4,5	2,3	0,02
Los Chillos	1	1,76	0,86	0,02
Machachi	1	2	0,98	0,02
Illuchi	2	9,4	3,0	0,02
Miraflores	3	1,25	0,3	0,02
La Península	1	3,0	1,0	0,02
Alao	4	10,77	7,08	0,02
Cordovez	1	0,68	0,15	0,02
Chimbo	1	1,55	0,6	0,02
b) Z. SUR				
Paute-Molino	5	500,0	438,5	0,02
Saymirin	4	6,43	4,5	0,02
Saucay	4	24,0	10,0	0,02
S. Francisco	1	2,4	-	0,02

No se incluyen pequeñas centrales con capacidades PI menores a 500 KW.

No se incluyen "municipios" (2,64 MW instalados y 0,87 MW garantizados).

No se incluyen "autoproductores" (14,6 MW instalados y 12,4 MW garantizados).

No se incluyen las centrales pequeñas que operan en el Oriente (0,48 MW instalados y 0,24 MW garantizados).

ANEXO 2

VALORES DE LA TASA DE SALIDAS FORZADAS (F.O.R.)

VALORES DE LA TASA DE SALIDAS FORZADAS (F.O.R.)

ESTADISTICAS DEL F.O.R.

VALORES DE F.O.R. POR TIPO DE CENTRAL

PAIS	FOSIL (0-60 MW)	FOSIL (60-89MW)	FOSIL (90-129MW)	FOSIL (130-199MW)
Argentina		0,014		
Argentina	0,017	0,003	0,023	
Argentina	0,0002		0,171	0,357
Bolivia				
Brasil		0,467		
Brasil	0,056	0,204		0,0133
Brasil		0,382		
Brasil			0,055	0,592
Chile	0,387	0,042		
Chile	0,011			
Ecuador	0,003			
Paraguay	0,546			
Perú				
Uruguay	0,231	0,136	0,005	
Promedio	0,1564	0,201	0,0592	0,32

ESTADISTICAS DEL F.O.R.

VALORES DE F.O.R. POR TIPO DE CENTRAL

PAIS	HIDRO (0-60 MW)	HIDRO (60-199MW)	GAS	DIESEL
Argentina	0,029		0,065	0,55
Argentina			0,042	0,23
Argentina			0,415	
Bolivia	0,005		0,197	0,157
Brasil		0,0849		
Brasil	0,0003	0,0001		
Brasil	0,0284	0,0455		
Brasil	0,031	0,073	0,845	
Brasil	0,003	0,005	0,998	
Brasil	0,009	0,023		
Chile	0,004			
Chile	0,0007	0,0018		
Ecuador			0,005	0,164
Paraguay		0,008	0,692	
Perú		0,05		
Uruguay	0,054		0,352	
Promedio	0,01647	0,0268	0,4012	0,275

Fuente : CIER, Estadísticas de Desconexiones en Sistemas de Potencias del año 1975, Montevideo 1977.

ESTADISTICAS DEL F.O.R.

TIPO DE CENTRAL	FOR
Centrales de Gas	0,787
Centrales de Vapor	0,06
Centrales Diesel	0,045
Centrales Hidroeléctricas	0,0156

Fuente : The Edison Electric Institute, Report on Equipment Availability for the Ten Year Period 1968 - 1977
 Publication Nº 78-85, Diciembre de 1978.

VALORES DE F.O.R. USADOS EN CANADA

EMPRESA ELECTRICA : Nova Scotia Power Corporation

TIPO DE CENTRAL	Nº DE AÑOS	FOR
Turbinas de Gas 30 MW	Vida útil	0,09
50 MW	Vida útil	0,11
Térmicas (oil fired) 150 MW	Primer año	0,06
Hidroeléctricas	Vida útil	0,01

EMPRESA ELECTRICA : Ontario Hydro

TIPO DE CENTRAL	Nº DE AÑOS	FOR
Turbinas de Gas (0-200 MW)	Vida útil	0,09
Térmicas (oil fired)	Vida útil	0,11

VALORES DE F.O.R. USADOS EN CANADA

EMPRESA ELECTRICA : Hydro Quebec

TIPO DE CENTRAL	Nº DE AÑOS	FOR
Hidroeléctricas (0-400 MW)	Primer año	0,036
	Segundo año	0,036
	Tercer año	0,036
	Cuarto año	0,012
	Quinto año	0,012
Turbinas de Gas	Vida útil	0,095
Centrales térmicas (0-300 MW)	Primer año	0,115
	Segundo año	0,11
	Tercer año	0,1
	Cuarto año	0,09
	Quinto año	0,08

EMPRESA ELECTRICA : Manitoba Hydro

TIPO DE CENTRAL	Nº DE AÑOS	FOR
Térmicas	Vida útil	0,03
Hidroeléctricas (0-90 MW)	Vida útil	0,008
	(Mayor de 90 MW)	Vida útil

Fuente : Billinton R., Reliability criteria used by Canadian Utilities in Generating Capacity Planning and Operation, IEEE, Transactions on PAS, Vol PAS-97, May-Jun 1978.

$$\frac{\delta L}{\delta I} = \frac{\delta U}{\delta I} + \frac{\tau}{w} = 0 \quad (\text{a.4})$$

$$\frac{\delta L}{\delta \theta} = \frac{\delta U}{\delta V} \frac{\delta V}{\delta \theta} + \tau = 0 \quad (\text{a.5})$$

$$\frac{\delta L}{\delta m} = \frac{\delta U}{\delta V} \frac{\delta V}{\delta m} + \frac{\tau}{w} r = 0 \quad (\text{a.6})$$

$$\begin{aligned} \frac{\delta L}{\delta \tau} &= - \left[H - t - \theta - \frac{I}{w} (I + p e + b k + c x + r m) \right] \\ &= 0 \end{aligned} \quad (\text{a.7})$$

Multiplicando las ecuaciones (a.1), (a.2) y (a.3) por dt, dk y dx, respectivamente, sumando las tres ecuaciones resultantes y reordenando términos :

$$\begin{aligned} &\frac{\delta U}{\delta S} \left[\left(\frac{\delta S}{\delta t} + \frac{\delta S}{\delta e} \frac{\delta e}{\delta t} + \frac{\delta S}{\delta z} \frac{\delta z}{\delta t} \right) dt + \right. \\ &+ \left. \left(\frac{\delta S}{\delta e} \frac{\delta e}{\delta k} + \frac{\delta S}{\delta z} \frac{\delta z}{\delta k} \right) dk + \frac{\delta S}{\delta x} dx \right] + \\ &+ \frac{\tau}{w} \left[\left(w + p \frac{\delta e}{\delta t} \right) dt + \left(p \frac{\delta e}{\delta k} + b \right) dk + c dx \right] = 0 \end{aligned}$$

Simplificando, se obtiene :

$$\frac{\delta U}{\delta S} dS + \frac{\tau}{w} (w dt + p de + b dk + c dx) = 0 \quad (\text{a.8})$$

ENCUESTA A LOS USUARIOS RESIDENCIALES

Nombre : IVAN VARGAS

Dirección : JOAQUIN SOTO # 33

¿Entre que horas afecta mayormente a su hogar un corte de energía eléctrica?

De 19 h. a 22 h.

En las horas anteriores, ante un apagón, cual es el gasto total causado por dicho corte, para las siguientes duraciones:

10-30 minutos	<u>45</u>	suces
30-60 minutos	<u>90</u>	suces
1-2 horas	<u>180</u>	suces
2-4 horas	<u>360</u>	suces
4-8 horas	<u>720</u>	suces

¿Que duración debe tener un apagón para que afecte las actividades de su hogar? 20 minutos

¿Cual es su consumo de energía? 95 kWh/mes

Encuestador 

ENCUESTA A LOS USUARIOS RESIDENCIALES

Nombre : JOSE GARCIA
Dirección : YAGUACHI 1-81

¿Entre que horas afecta mayormente a su hogar un corte de energía eléctrica?


De 19 h. a 21 h.

En las horas anteriores, ante un apagón, cual es el gasto total causado por dicho corte, para las siguientes duraciones:

10-30 minutos	<u>90</u>	suces
30-60 minutos	<u>180</u>	suces
1-2 horas	<u>360</u>	suces
2-4 horas	<u>720</u>	suces
4-8 horas	<u>DIFICIL SABER</u>	suces

¿Que duración debe tener un apagón para que afecte las actividades de su hogar? 10 minutos

¿Cual es su consumo de energía? 500 KWh/mes

Encuestador 

ENCUESTA A LOS USUARIOS RESIDENCIALES

Nombre : VICTOR GARCIA
Dirección : AV. LA GASCA

¿Entre que horas afecta mayormente a su hogar un corte de energía eléctrica?

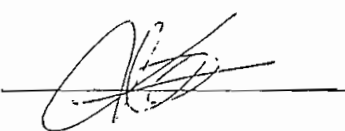
De 18 h. a 22 h.

En las horas anteriores, ante un apagón, cual es el gasto total causado por dicho corte, para las siguientes duraciones:

10-30 minutos	<u>75</u>	sucres
30-60 minutos	<u>150</u>	sucres
1-2 horas	<u>300</u>	sucres
2-4 horas	<u>600</u>	sucres
4-8 horas	<u>NO SABE</u>	sucres

¿Que duración debe tener un apagón para que afecte las actividades de su hogar? 10 minutos

¿Cual es su consumo de energía? 260 KWh/mes

Encuestador 

ENCUESTAS PARA USUARIOS DEL SECTOR COMERCIAL

Nombre del usuario : ALMACEN DAMPNA
Dirección : CCNU Av. Naciones Unidas
Fecha : 17 - Agosto - 1989

¿Hay algún generador de emergencia presto a funcionar si hay cortes de energía eléctrica?

Si _____ No X Potencia _____

Suponiendo que un corte ocurre en las horas normales de trabajo. ¿Cual debe ser la mínima duración para que afecte las actividades normales de su firma?

15 minutos

Para las horas normales de trabajo, estime las pérdidas (pérdida de ganancia neta) que se producen en su empresa por un apagón de las siguientes duraciones:

10-30 minutos	<u>500</u>	suces
30-60 minutos	<u>1000</u>	suces
1-2 horas	<u>2000</u>	suces
2-4 horas	<u>4000</u>	suces
4-8 horas	<u>8000</u>	suces

¿Cuántas horas por semana se trabaja en su empresa?

48 horas

¿Cuál es su consumo mensual de energía?

84,5 KWh

¿Cuál es su demanda máxima de potencia ?

0,44 KW

Finalmente los costos por la calidad del servicio eléctrico deben ser sostenidos parcialmente por la comunidad. Considerando los costos incurridos por un apagón estarían ustedes dispuestos a pagar :

i) Mayor tarifa para obtener mejor calidad de servicio.

Si _____ No X

ii) Menor tarifa para obtener menor calidad de servicio.

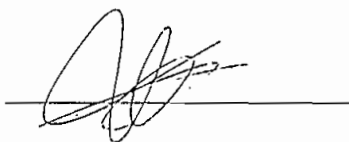
Si _____ No X

iii) Iguales tarifas con igual calidad de servicio.

Si X No _____

Si no desea cambios en la tarifa y en la calidad, dé una razón de su opinión : LAS TARIFAS SON ALTAS

Encuestador



ENCUESTAS PARA USUARIOS DEL SECTOR COMERCIAL

Nombre del usuario : POLLOS GUS
Dirección : AV 10 DE AGOSTO Y COLON
Fecha : 30 - Agosto - 1989

¿Hay algún generador de emergencia presto a funcionar si hay cortes de energía eléctrica?

Si _____ No X Potencia _____

Suponiendo que un corte ocurre en las horas normales de trabajo. ¿Cual debe ser la mínima duración para que afecte las actividades normales de su firma?

15 minutos

Para las horas normales de trabajo, estime las pérdidas (pérdida de ganancia neta) que se producen en su empresa por un apagón de las siguientes duraciones:

10-30 minutos	<u>1200</u>	suces
30-60 minutos	<u>2400</u>	suces
1-2 horas	<u>4800</u>	suces
2-4 horas	<u>9600</u>	suces
4-8 horas	<u>NO SABE</u>	suces

¿Cuántas horas por semana se trabaja en su empresa?

60 horas

¿Cuál es su consumo mensual de energía?

1178 KWh

¿Cuál es su demanda máxima de potencia ?

545 KW

Finalmente los costos por la calidad del servicio eléctrico deben ser sostenidos parcialmente por la comunidad. Considerando los costos incurridos por un apagón estarían ustedes dispuestos a pagar :

i) Mayor tarifa para obtener mejor calidad de servicio.

Si _____ No X

ii) Menor tarifa para obtener menor calidad de servicio.

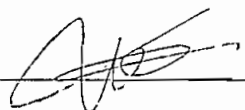
Si _____ No X

iii) Iguales tarifas con igual calidad de servicio.

Si X No _____

Si no desea cambios en la tarifa y en la calidad, dé una razón de su opinión : EL GERENTE TIENE LA DECISION

Encuestador



ENCUESTAS PARA USUARIOS DEL SECTOR COMERCIAL

Nombre del usuario : LUIGI PIZZERIA
Dirección : AV. LOS SHYRIS Y G. VILLARROEL
Fecha : 11-JULIO-1989

¿Hay algún generador de emergencia presto a funcionar si hay cortes de energía eléctrica?

Si _____ No X Potencia _____

Suponiendo que un corte ocurre en las horas normales de trabajo. ¿Cual debe ser la mínima duración para que afecte las actividades normales de su firma?

5 minutos

Para las horas normales de trabajo, estime las pérdidas (pérdida de ganancia neta) que se producen en su empresa por un apagón de las siguientes duraciones:

10-30 minutos	<u>835</u>	suces
30-60 minutos	<u>1670</u>	suces
1-2 horas	<u>3340</u>	suces
2-4 horas	<u>6680</u>	suces
4-8 horas	<u>15000</u>	suces

¿Cuántas horas por semana se trabaja en su empresa?

56 horas

¿Cuál es su consumo mensual de energía?

315 KWh

¿Cuál es su demanda máxima de potencia ?

114 KW

Finalmente los costos por la calidad del servicio eléctrico deben ser sostenidos parcialmente por la comunidad. Considerando los costos incurridos por un apagón estarían ustedes dispuestos a pagar :

i) Mayor tarifa para obtener mejor calidad de servicio.

Si _____ No X

ii) Menor tarifa para obtener menor calidad de servicio.

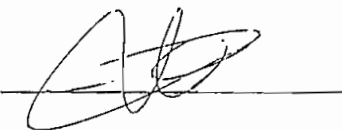
Si _____ No X

iii) Iguales tarifas con igual calidad de servicio.

Si _____ No X

Si no desea cambios en la tarifa y en la calidad, dé una razón de su opinión : NO HAY APAGONES

Encuestador



ENCUESTA PARA USUARIOS DEL SECTOR INDUSTRIAL

1. Características de la industria

Fecha : 15 - Agosto - 1989

Nombre de la industria: PINTEX 1

Nombre del encuestado : SR. RODRIGO DELGADO

Tipo de industria : TEXTIL

Dirección : AV. LA PRENSA

Horas de trabajo : 120 horas/semana

Horario : 1er.turno Horas: De 6 Hasta 14

2do.turno Horas: De 14 Hasta 22

3er.turno Horas: De 22 Hasta 6

4to.turno Horas: De Hasta

2. Instalaciones y uso de la energía eléctrica

Carga Instalada Total : 945 KVA(KW)

¿Habrán futuras ampliaciones en la planta?:

Si No X

Capacidad futura de la ampliación : KVA(KW)

¿Cual es el consumo de energía ? : KWh/mes

¿Hay equipo propio de generación de energía? :

Si No X

Indique la razón por la cual tienen dicho equipo:

-Baja confiabilidad del sistema :

-Tarifas de consumo altas : _____
 -Emergencia : _____
 -Otros : _____

Potencia instalada del equipo propio : _____ KW
 Tipo de generación : _____
 Tipo de combustible : _____
 Horas de operación promedio : _____ mensual

3. Evaluación económica de los costos por apagones

Un apagón resulta dañino para la producción normal industrial. Los costos debidos a un corte de energía son de dos tipos:

- a) Costos por pérdidas de producción (definidas como el precio del producto menos el costo de la materia prima)
- b) Costos producidos por daños en las maquinas de la planta y en la materia prima.

Calcule en base al uso normal de la capacidad de su industria los costos por un corte de energía considerando los dos tipos de costos mencionados anteriormente, para las duraciones:

Duración	C. de producc.	C.en maquin.-mat.prima
3-10 min.	_____ sucres	_____ sucres
10-30 min.	<u>250 000</u>	<u>300 000</u>

30-60 min.	<u>500 000</u>	<u>600 000</u>
1-2 hor.	<u>1000 000</u>	<u>600 000</u>
2-4 hor.	<u>2 000 000</u>	<u>600 000</u>

Finalmente los costos por la calidad del servicio eléctrico deben ser sostenidos parcialmente por la comunidad. Considerando los costos incurridos por un apagón estarían ustedes dispuestos a pagar :

i) Mayor tarifa para obtener mejor calidad de servicio.

Si _____ No X

ii) Menor tarifa para obtener menor calidad de servicio.

Si _____ No X

iii) Iguales tarifas con igual calidad de servicio.

Si X No _____

Si no desea un cambio en la tarifa ni en la calidad, por favor dé una razón de su opinión : HAY POCOS APAGONES (UNO CADA 15 DIAS)

Observaciones : _____

Encuestador : 

ENCUESTA PARA USUARIOS DEL SECTOR INDUSTRIAL

1. Características de la industria

Fecha : 17 - Agosto - 1989

Nombre de la industria : CABLES

Nombre del encuestado : ING. FAUSTO LUDENA

Tipo de industria : PRODUCTOS METALICOS

Dirección : PANAMERICA SUR Km 7 1/2

Horas de trabajo : 48 horas/semana

Horario : 1er.turno Horas: De 7:30 Hasta 12:30

2do.turno Horas: De 13:00 Hasta 16:00

3er.turno Horas: De _____ Hasta _____

4to.turno Horas: De _____ Hasta _____

2. Instalaciones y uso de la energía eléctrica

Carga Instalada Total : 704 KVA(KW)

¿Habrán futuras ampliaciones en la planta?:

Si _____ No X

Capacidad futura de la ampliación : _____ KVA(KW)

¿Cual es el consumo de energía ? : _____ KWh/mes

¿Hay equipo propio de generación de energía? :

Si X No _____

Indique la razón por la cual tienen dicho equipo:

-Baja confiabilidad del sistema : _____

-Tarifas de consumo altas : _____
 -Emergencia : X
 -Otros : _____

Potencia instalada del equipo propio : 700 KW
 Tipo de generación : _____
 Tipo de combustible : DIESEL
 Horas de operación promedio : 50/año mensual

3. Evaluación económica de los costos por apagones

Un apagón resulta dañino para la producción normal industrial. Los costos debidos a un corte de energía son de dos tipos:

- a) Costos por pérdidas de producción (definidas como el precio del producto menos el costo de la materia prima)
- b) Costos producidos por daños en las maquinas de la planta y en la materia prima.

Calcule en base al uso normal de la capacidad de su industria los costos por un corte de energía considerando los dos tipos de costos mencionados anteriormente, para las duraciones:

Duración	C. de producc.	C.en maquin.-mat.prima
3-10 min.	<u> 125 000 </u> sucres	_____ sucres
10-30 min.	<u> 375000 </u>	_____

30-60 min.	<u>750 000</u>	_____
1-2 hor.	<u>1500 000</u>	_____
2-4 hor.	<u>3000 000</u>	_____

Finalmente los costos por la calidad del servicio eléctrico deben ser sostenidos parcialmente por la comunidad. Considerando los costos incurridos por un apagón estarían ustedes dispuestos a pagar :

i) Mayor tarifa para obtener mejor calidad de servicio.

Si _____ No X

ii) Menor tarifa para obtener menor calidad de servicio.

Si _____ No X

iii) Iguales tarifas con igual calidad de servicio.

Si X No _____

Si no desea un cambio en la tarifa ni en la calidad, por favor dé una razón de su opinión : SE CUENTA CON EQUIPO PROPIO DE GENERACION

Observaciones : _____

Encuestador :  _____

ENCUESTA PARA USUARIOS DEL SECTOR INDUSTRIAL

1. Características de la industria

Fecha : 9-Agosto-1989

Nombre de la industria: INCASA

Nombre del encuestado : ING. FELIPE ZAMBRANO

Tipo de industria : OTROS MANUFACTUREROS

Dirección : PAJAMERICANA SUR 7 1/2 Km

Horas de trabajo : 120 horas / semana

Horario : 1er.turno Horas: De 6 Hasta 14

2do.turno Horas: De 14 Hasta 22

3er.turno Horas: De 22 Hasta 6

4to.turno Horas: De Hasta

2. Instalaciones y uso de la energía eléctrica

Carga Instalada Total : 2400 ~~KVA~~(KW)

¿Habrán futuras ampliaciones en la planta?:

Si No X

Capacidad futura de la ampliación : KVA(KW)

¿Cual es el consumo de energía ? : KWh/mes

¿Hay equipo propio de generación de energía? :

Si No X

Indique la razón por la cual tienen dicho equipo:

-Baja confiabilidad del sistema :

-Tarifas de consumo altas : _____
 -Emergencia : _____
 -Otros : _____

Potencia instalada del equipo propio : _____ KW
 Tipo de generación : _____
 Tipo de combustible : _____
 Horas de operación promedio : _____ mensual

3. Evaluación económica de los costos por apagones

Un apagón resulta dañino para la producción normal industrial. Los costos debidos a un corte de energía son de dos tipos:

- a) Costos por pérdidas de producción (definidas como el precio del producto menos el costo de la materia prima)
- b) Costos producidos por daños en las maquinas de la planta y en la materia prima.

Calcule en base al uso normal de la capacidad de su industria los costos por un corte de energía considerando los dos tipos de costos mencionados anteriormente, para las duraciones:

Duración	C. de producc.	C.en maquin.-mat.prima
3-10 min.	<u>250 000</u> sucres	_____ sucres
10-30 min.	<u>250 000</u>	<u>250 000</u>

30-60 min.	<u>500 000</u>	<u>500 000</u>
1-2 hor.	<u>1 000 000</u>	<u>500 000</u>
2-4 hor.	<u>2 000 000</u>	<u>500 000</u>

Finalmente los costos por la calidad del servicio eléctrico deben ser sostenidos parcialmente por la comunidad. Considerando los costos incurridos por un apagón estarían ustedes dispuestos a pagar :

i) Mayor tarifa para obtener mejor calidad de servicio.

Si _____ No X

ii) Menor tarifa para obtener menor calidad de servicio.

Si _____ No X

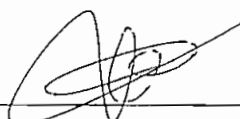
iii) Iguales tarifas con igual calidad de servicio.

Si X No _____

Si no desea un cambio en la tarifa ni en la calidad, por favor dé una razón de su opinión : _____

LAS TARIFAS DE ELECTRICIDAD SON ALTAS

Observaciones : DESPUES DE UN APAGON, SE NECESITAN 45 MINUTOS PARA REINICIAR LA PRODUCCION

Encuestador : 

MANUAL DE USO DEL PROGRAMA DE COMPUTACION LOEP.EXE

A.1 OBJETIVO :

El objetivo del programa LOEP.EXE es calcular los índices de confiabilidad : LOEP, LOLP, EPNA y EIR (explicados en I.4), para un sistema de generación dado.

A.2 ALCANCE :

- Este programa es capaz de analizar un sistema de generación que contenga un máximo de 80 centrales. No hay limitaciones en el número de unidades de generación que puedan disponer cada central.

- El modelo de la carga admite como máximo a 30 valores de demanda de la curva de carga. Para el análisis de la curva diaria de carga, que es lo realizado en este trabajo de tesis, el número de demandas es 24.

- Como datos se requieren el número de centrales de generación, sus características : número de unidades, FOR y potencia efectiva de cada unidad, incremento de potencia de la tabla de salida de generación, las demandas de carga del modelo considerado, el número y duración de tiempo de dichas demandas y el número de intervalos del análisis.

A.3 DESCRIPCION DEL PROGRAMA

Este programa consta de un programa principal, de 3 subrutinas y una función de soporte.

El programa está codificado en el lenguaje de programación Fortran 77 y puede ser ejecutado en cualquier computador IBM o compatible.

A continuación se hace una descripción general del programa principal y de las subrutinas, con sus diagramas de flujo respectivos.

Programa Principal : El programa principal se encarga de realizar la lectura de los datos, calcular EPNA y LOLP y leer los datos de las centrales que se añaden, una por una, al sistema analizado.

Subrutina VALUES : La finalidad de esta subrutina calcular LOEP, EIR ,LOLP parcial y EPNA parcial, en base a la tabla de probabilidad de salida.

Subrutina TABLE : Esta subrutina forma la tabla de probabilidad de salida de generación, considerando todas las centrales cuyos datos se han leído. Esta subrutina fue tomada de la tesis "Confiabilidad del Proyecto Paute mediante el concepto LOLP" de C.Maldonado y fue modificada para su aplicación en este programa.

Subrutina CENTRAL : Esta subrutina recoge los datos de cada central para formar una tabla de salida de generación de esa central. También esta subrutina fue tomada de la referencia anterior y aplicada con algunos cambios.

A.4 DIAGRAMAS DE FLUJO :

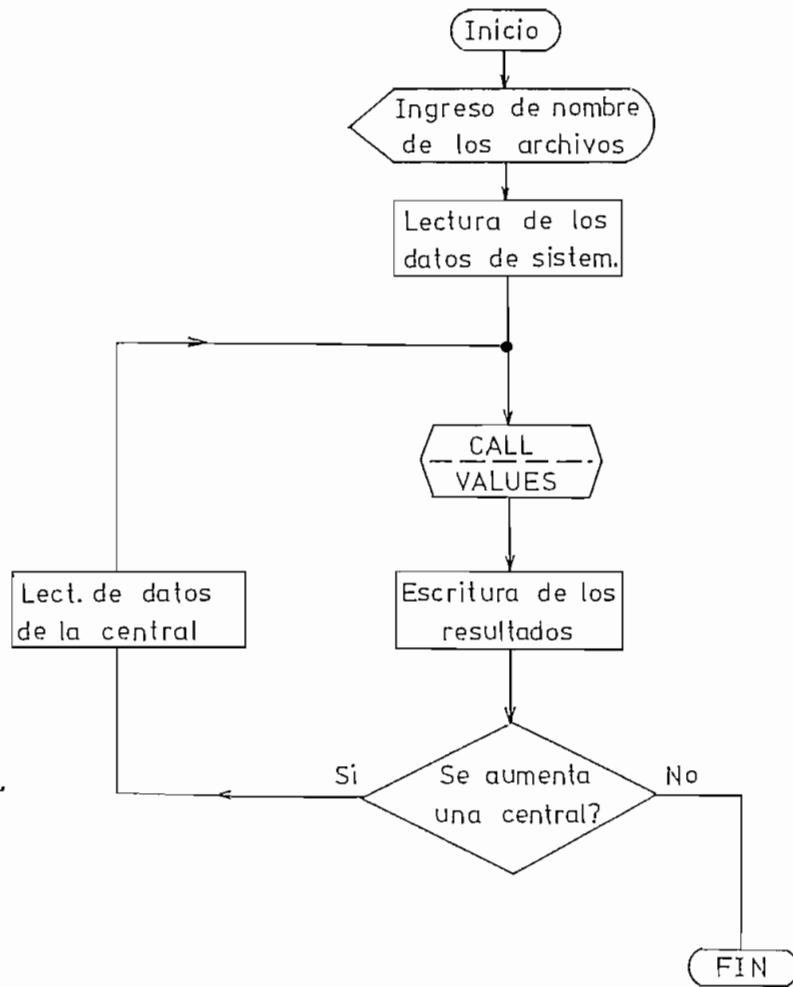
La representación gráfica de los diagramas de flujo se encuentran en la páginas siguientes :

A.5 METODO :

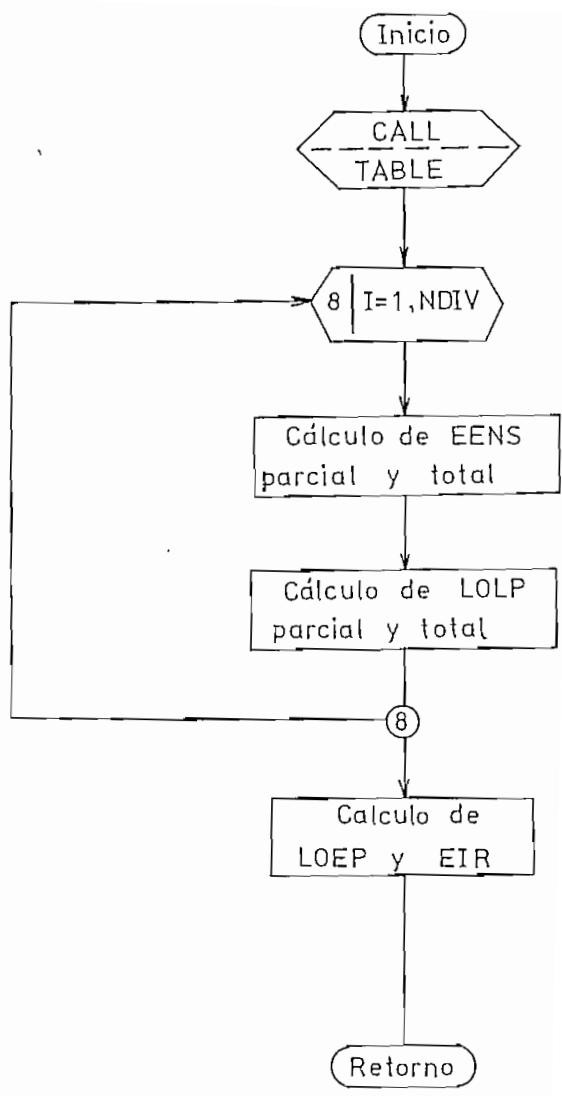
Se forma la TPSG (explicada en VI.2) añadiendo cada central, hasta terminar. En el cálculo del LOEP, EPNA y EIR, para la demanda de cada división de la curva de carga se evalúa la energía probable no servida con los elementos $p(x)$ de la tabla de salida de generación. En el cálculo del LOLP, para cada demanda se evalúa la probabilidad de pérdida de carga considerando los $p(x)$.

El archivo de datos es escrito en el procesador de textos Word Perfect con un nombre determinado, el cual, en el momento de la ejecución del programa, debe ingresarse.

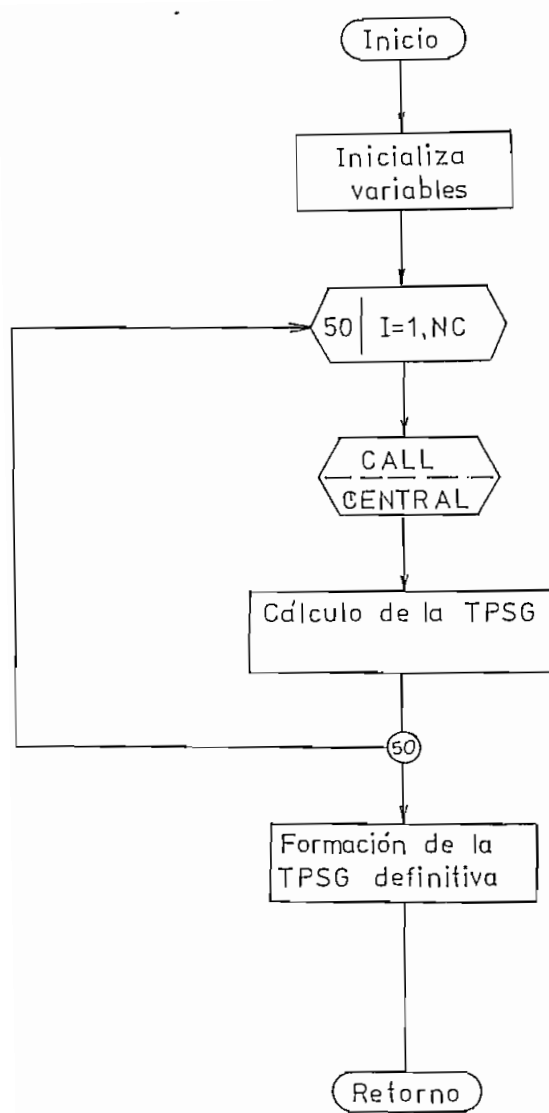
El archivo de resultados es creado por el programa con el nombre que se eligió en la ejecución y después de la misma debe ser leída con el Word Perfect, como un archivo de texto (en código ASCII) con <Ctrl> - <F5>.



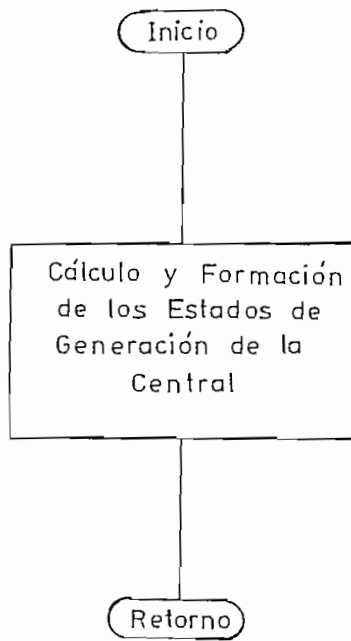
PROGRAMA LOEP
Programa Principal



PROGRAMA LOEP
Subrutina Values



PROGRAMA LOEP
Subrutina Table



PROGRAMA LOEP
Subrutina Central

Para que se inicie la ejecución del programa LOEP se digita LOEP y se entra <ENTER>. A continuación, el programa hace la siguiente pregunta :

Nombre del archivo de datos? (8 caracteres) :

Se ingresa el nombre pedido, el cual debe tener un máximo de 8 caracteres, con <ENTER>. A continuación el programa pregunta :

Nombre del archivo de resultados? (8 caracteres) :

Se ingresa el nombre elegido para dicho archivo con <ENTER> y empieza la lectura de datos.

Cuando termina la ejecución del programa, aparece el mensaje en la pantalla del monitor : FIN DE EJECUCION.

A.6 ENTRADA DE DATOS :

Las variables de entrada son las siguientes :

NCEN : Número de centrales de generación del sistema analizado. $NCEN \leq 80$.

NU : Vector que contiene el número de unidades de cada central. Almacena un máximo de 80 valores.

P : Vector con la Potencia Efectiva de cada unidad de la central. También tiene un máximo de 80 valores. Los valores deben ser dados en MW.

FOR : Vector que contiene los valores de FOR de las unidades de generación de cada central, los cuales están en p.u. Máximo : 80 valores.

INCR : Es el valor del incremento de potencia de la tabla de probabilidad de salida. Para el S.N.I. es 5 MW.

DEMAX : Es el valor de la demanda pico, en MW, de la curva de carga considerada.

NDIV : Es el número de divisiones de demanda de la curva de carga. Para el caso de la curva diaria es 24.

T : Es la duración de cada división de la curva de carga. Para el caso de la curva de carga $T = 1$ hora.

CARGA : Es el vector que almacena los valores de demanda de la curva de carga. Contiene NDIV valores, que deben estar dados en MW.

NINTERV : Es el número de intervalos de cálculo del LOLP en el período de estudio. En este trabajo de tesis dicho período es un mes, por lo cual $NINTERV = 21$.

La forma en que se deben ingresarse los datos está mostrada en la hoja de codificación siguiente :

A.7 SALIDA DE RESULTADOS :

Las variables de salida son las siguientes :

EPNA : Energía probable no abastecida. Hay dos resultados en MWh/intervalo y MWh/período, respectivamente.

LOEP : Un resultado adimensional.

EIR : Un resultado adimensional.

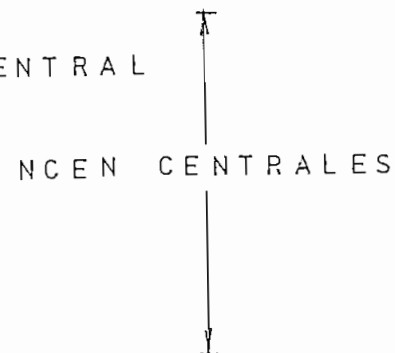
LOLP : Probabilidad de pérdida de carga. Hay dos resultados en horas/día y horas/período, respectivamente.

A.8 EJEMPLO DE APLICACION DEL PROGRAMA.

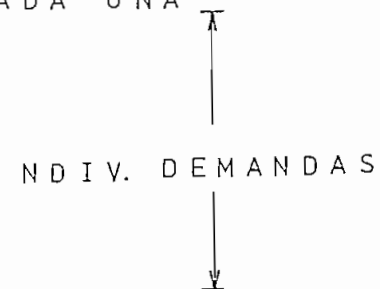
El sistema de generación del punto 6.2.3 va a servir como ejemplo de aplicación.

En la siguiente hoja de codificación, está codificado el archivo de datos. Y después, hay un ejemplo de la salida de datos.

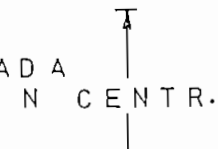
I 4
NUMERO DE CENTRALES
I 4 F 6.2 F 4.3 9 A 2
NUMERO DE UNIDADES, POTENCIA Y F.O.R., NOMBRE Y TIPO DE LA CENTRAL



F 4.1
INCREMENTO DE POTENCIA DE LA T.P.S.G.
F 8.3
DEMANDA MAXIMA DE LA CURVA DE CARGA
I 4 5X I 4
NUMERO DE DEMANDAS DE LA CURVA DE CARGA Y DURACION DE CADA UNA
F 8.4
PRIMERA DEMANDA



I 4
NUMERO DE INTERVALOS DE CALCULO DE LOLP
I 4
INDICE QUE ADVIERTE SI HAY AUMENTO DE UNA CENTRAL
I 4 F 6.2 F 4.3 9 A 2
NUM DE UNIDADES, POTENC. Y F.O.R., NOMBRE Y TIPO DE LA CENTRAL AUMENTADA



EJEMPLO DE LA SALIDA DE RESULTADOS

***** DATOS DEL SISTEMA *****

NUMERO DE CENTRALES = 3

Nº	NOMBRE	TIPO	NºUNID.	POTENCIA	F.O.R.	POTENCIA TOTAL
1	CENTRAL 1	HIDRO	1	100.00 MW	.010	100.00 MW
2	CENTRAL 2	HIDRO	1	150.00 MW	.020	150.00 MW
3	CENTRAL 3	HIDRO	1	200.00 MW	.030	200.00 MW

INCREMENTO DE POTENCIA DE LA T.SALIDA.GEN.= 1.0 MW

NUMERO DE DEMANDAS DE LA CURVA DE CARGA = 24

LA DURACION DE CADA DIVISION ANTERIOR = 1 HORA(S)

NUMERO DE INTERVALOS DE CALCULO DEL LOLP = 260 1/PERIODO

LA POTENCIA TOTAL DE GENERACION EFECTIVA = 450.00 MW

DEMANDA DE CARGA Nº 1 = 238.0 MW

DEMANDA DE CARGA Nº 2 = 221.0 MW

DEMANDA DE CARGA Nº 3 = 204.0 MW

DEMANDA DE CARGA Nº 4 = 204.0 MW

DEMANDA DE CARGA Nº 5 = 187.0 MW

DEMANDA DE CARGA Nº 6 = 221.0 MW

DEMANDA DE CARGA Nº 7 = 255.0 MW

DEMANDA DE CARGA Nº 8 = 272.0 MW

DEMANDA DE CARGA N ^o	9	=	289.0	MW
DEMANDA DE CARGA N ^o	10	=	306.0	MW
DEMANDA DE CARGA N ^o	11	=	306.0	MW
DEMANDA DE CARGA N ^o	12	=	306.0	MW
DEMANDA DE CARGA N ^o	13	=	323.0	MW
DEMANDA DE CARGA N ^o	14	=	323.0	MW
DEMANDA DE CARGA N ^o	15	=	323.0	MW
DEMANDA DE CARGA N ^o	16	=	340.0	MW
DEMANDA DE CARGA N ^o	17	=	340.0	MW
DEMANDA DE CARGA N ^o	18	=	340.0	MW
DEMANDA DE CARGA N ^o	19	=	323.0	MW
DEMANDA DE CARGA N ^o	20	=	306.0	MW
DEMANDA DE CARGA N ^o	21	=	272.0	MW
DEMANDA DE CARGA N ^o	22	=	255.0	MW
DEMANDA DE CARGA N ^o	23	=	255.0	MW
DEMANDA DE CARGA N ^o	24	=	238.0	MW

***** RESULTADOS *****

L.O.E.P. DEL SISTEMA =	0.5127E-02	p.u.
E.I.R. DEL SISTEMA =	.9948726	
E.P.N.A. DEL SISTEMA =	0.3408E+02	MWh/INTERVALO
E.P.N.A. DEL SISTEMA =	0.8861E+04	MWh/PERIODO
L.O.L.P. DEL SISTEMA =	0.3050E-01	DIAS/INTERVALO
L.O.L.P. DEL SISTEMA =	0.7930E+01	DIAS/PERIODO

***** SE AUMENTA UNA NUEVA CENTRAL *****

NUMERO DE CENTRALES = 4

Nº	NOMBRE	TIPO	NºUNID.	POTENCIA	F.O.R.	POTENCIA TOTAL
4	CENTRAL 4	HIDRO	1	50.00 MW	.010	50.00 MW

LA POTENCIA TOTAL DE GENERACION EFECTIVA = 500.00 MW

***** RESULTADOS *****

L.O.E.P. DEL SISTEMA =	0.1456E-02	p.u.
E.I.R. DEL SISTEMA =	.9985443	
E.P.N.A. DEL SISTEMA =	0.9676E+01	MWh/INTERVALO
E.P.N.A. DEL SISTEMA =	0.2516E+04	MWh/PERIODO
L.O.L.P. DEL SISTEMA =	0.1452E-01	DIAS/INTERVALO
L.O.L.P. DEL SISTEMA =	0.3775E+01	DIAS/PERIODO

A.9 LISTADO DEL PROGRAMA

```

C  PROGRAMA DE CALCULO DEL LOEP, LOLP, EPNA Y EIR DE UN
C  SISTEMA DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA
    REAL P(80),FOR(80),PICO(30),CARGA(30)
    DIMENSION NOMB(80,9)
    INTEGER NU(80),T
    CHARACTER*8 NAME(2)
    WRITE(*, '(A)') ' NOMBRE DEL ARCHIVO DE DATOS? (8 CARACTERES):'
    READ(*, '(A8)')NAME(1)
    WRITE(*, '(A)') ' NOMBRE DEL ARCHIVO DE RESULTADOS? (8 CARACTERES):'
    READ(*, '(A8)')NAME(2)
    OPEN(1, FILE=NAME(1), ACCESS='SEQUENTIAL', BLANK='ZERO')
    OPEN(3, FILE=NAME(2), STATUS='NEW')
    * READ(1,110)NCEN
110   FORMAT(I4)
    WRITE(3,10001)
10001  FORMAT(///,20X,'***** DATOS DEL SISTEMA ***** ',///)
    WRITE(3,10000)NCEN
10000  FORMAT(/,10X,'NUMERO DE CENTRALES =',I4,/)
    WRITE(3,500)
500    FORMAT(10X,'Nº',1X,'NOMBRE',6X,'TIPO',3X,'NºUNID.',2X,'POTENCIA',
    *3X,'F.O.R.',2X,'POTENCIA TOTAL')
    DO 77 J=1,NCEN
    READ(1,120)NU(J),P(J),FOR(J),(NOMB(J,I),I=1,9)
120    FORMAT(I4,5X,F6.2,4X,F4.3,6X,9A2)
    POTT= P(J) * NU(J)
    WRITE(3,501)J,(NOMB(J,I),I=1,9),NU(J),P(J),FOR(J),POTT
501    FORMAT(/,8X,I3,2X,9A2,1X,I4,5X,F6.2,1X,'MW',3X,F4.3,6X,F6.2,2X,
    *'MW')
77     CONTINUE
    READ (1,130)INCR
130    FORMAT(F4.1)
    WRITE(3,30000)INCR
30000  FORMAT(///,10X,'INCREMENTO DE POTENCIA DE LA T.SALIDA.GEN.=',7X,
    *F4.1,2X,'MW')
    READ (1,140)DEMAX
140    FORMAT(F8.3)
    READ(1,150)NDIV,T
150    FORMAT(I4,5X,I4)
    WRITE(3,50000)NDIV
50000  FORMAT(/,10X,'NUMERO DE DEMANDAS DE LA CURVA DE CARGA =',5X,I4)
    WRITE(3,60000)T
60000  FORMAT(/,10X,'LA DURACION DE CADA DIVISION ANTERIOR =',5X,I4,
    *4X,'HORA(S)')
    DO 78 J=1,NDIV
    READ(1,160)CARGA(J)
160    FORMAT(F8.4)
78     CONTINUE

```

```

170      READ(1,170)NINTERV
        FORMAT(I4)
        WRITE(3,6000)NINTERV
6000    FORMAT(/,10X,'NUMERO DE INTERVALOS DE CALCULO DEL LOLP  =',5X,
*I4,4X,'1/PERIODO')
        L=0
1963    PT=0.0
        DO 76 I=1,NCEN
          NUNID=NU(I)
          UNI=FLOAT(NUNID)
          POTENC=P(I)
76      PT=PT+POTENC*UNI
          WRITE(3,20040)PT
20040  FORMAT(/,10X,'LA POTENCIA TOTAL DE GENERACION EFECTIVA  =',4X,
*F8.2,1X,'MW',//)
          CALL VALUES(P,FOR,NDIV,NU,INCR,NCEN,DEMAX,CARGA,XLOLP,ER,L)
          ERI=ER*T
          WRITE(3,7001)ERI
7001  FORMAT(/,10X,'E.P.N.A. DEL SISTEMA =',3X,E11.4,4X,'MWh/INTERVALO')
          ERIT=ERI*NINTERV
          WRITE(3,8000)ERIT
8000  FORMAT(/,10X,'E.P.N.A. DEL SISTEMA =',3X,E11.4,4X,'MWh/PERIODO')
          XLOLP=(XLOLP*T)/24.0
          WRITE (3,100)XLOLP
100   FORMAT(/,10X,'L.O.L.P. DEL SISTEMA =',3X,E11.4,4X,'DIAS/INTERVA
*LO')
          XLOLP=XLOLP*NINTERV
          WRITE (3,200)XLOLP
200   FORMAT(/,10X,'L.O.L.P. DEL SISTEMA =',3X,E11.4,4X,'DIAS/PERIODO')
          READ(1,201)INDICE
201   FORMAT(I4)
          IF(INDICE.EQ.0)GO TO 1999
          NCEN=NCEN+1
          L=L+1
          READ(1,300)NU(NCEN),P(NCEN),FOR(NCEN),(NOMB(NCEN,I),I=1,9)
300   FORMAT(I4,5X,F6.2,4X,F4.3,6X,9A2)
          WRITE(3,290)
290   FORMAT(////,15X,'***** SE AUMENTA UNA NUEVA CENTRAL ***** ',//)
          WRITE(3,291)NCEN
291   FORMAT(/,10X,'NUMERO DE CENTRALES =',I4,////)
          WRITE(3,505)
505   FORMAT(10X,'Nº',1X,'NOMBRE',6X,'TIPO',3X,'NºUNID.',2X,'POTENCIA',
*3X,'F.O.R.',2X,'POTENCIA TOTAL')
          POTT= P(NCEN) * NU(NCEN)
          WRITE (3,506) NCEN, (NOMB(NCEN,I),I=1,9),NU(NCEN), P(NCEN),
*FOR(NCEN),POTT
506   FORMAT(/,8X,I3,2X,9A2,1X,I4,5X,F6.2,1X,'MW',3X,F4.3,6X,F6.2,2X,
*'MW',//)
          GO TO 1963
1999  INDICE=INDICE-1
        WRITE(*,1626)

```

```

SUBROUTINE VALUES(P, FOR, NDIV, NU, INCR, NCEN, DEMAX, CARGA, XLLOLP, ER, L)
  INTEGER NU(80)
  REAL P(80), FOR(80), PICO(30), PROBSA(2500)
  REAL CARGA(30), INCR, I1R,
  CALL TABLE(P, FOR, NU, INCR, NCEN, NETS, PROBSA, L)
  ET=0.0
  ER=0.0
  XLLOLP=0.0
  DO 8 I=1,NDIV
  IF(PICO(NDIV).NE.0)GO TO 1789
  PICO(I)=DEMAX*CARGA(I)/100.
  WRITE(3,2000)I,PICO(I)
2000  FORMAT(/,10X,'DEMANDA DE CARGA No',I4,3X,'=' ,2X,F6.1,5X,'MW')
1789  ET=ET+PICO(I)
  DO 30 I1=1,NETS
  IF(PROBSA(I1).LT.0.000001)GO TO 30
  I1R=FLOAT(I1)
  I2=(I1R-1.0)*INCR
  IF(I2.GE.PICO(I))GO TO 30
  DEFIC=PICO(I)-I2
  ER=ER+DEFIC*PROBSA(I1)
  XLLOLP = XLLOLP + PROBSA (I1)
30    CONTINUE
8     CONTINUE
  WRITE(3,8000)
8000  FORMAT(///,20X,'***** RESULTADOS *****',/)
  XLOEP=ER/ET
  WRITE(3,101)XLOEP
101   FORMAT(/,10X,'L.O.E.P. DEL SISTEMA =' ,3X,E11.4,4X,'p.u.')
  EIR=1.0-XLOEP
  WRITE(3,111)EIR
111   FORMAT(/,10X,'E.I.R. DEL SISTEMA =' ,4X,F9.7,3X)
  RETURN
  END

```

```

SUBROUTINE TABLE(P, FOR, NUN, INCR, NC, NETS, PROBSA, L)
  INTEGER NUN(100)
  REAL P(100), FOR(100), PROBSA(2500), INCR, LEVEL
  REAL CAPACID (2500), PROBAB(2500), PROBA1(2500), PROBA0(2500)
  IF(L.NE.0)GO TO 503
  DO 51 I=1,2500
  PROBAB(I)=0.0
  PROBA1(I)=0.0
  PROBA0(I)=0.0
51    CONTINUE
  EPSLON=0.000001
  PROBA0(1) = 1.0
  NTABLA = 0
  NETS = 1
503   DO 50 I=1,NC
  IF(L.EQ.0)GO TO 502
  IF(I.LT.NC)GO TO 501

```

```

502 CALL CENTRAL(P(I),FOR(I),NUN(I),CAPACID,PROBAB)
DO 52 J=1,NETS
52 PROBA1(J)=PROBA0(J)*PROBAB(1)
NCENT1 = NUN(I)+1
DO 53 J=2,NCENT1
IF(PROBAB(J).LT.EPSLON) GO TO 53
NINCR=IFIX(CAPACID(J)/INCR)
LEVEL=((NINCR+1)*INCR-CAPACID(J))/INCR
DO 54 K=1,NETS
K1=K+NINCR
K2=K1+1
IF(PROBA0(K).LT.EPSLON) GO TO 54
IF (K2.GT.NETS)GO TO 1990
NTABLA=NETS
GO TO 1991
1990 NTABLA=K2
1991 PROBA1(K1)=PROBA1(K1)+PROBA0(K)*PROBAB(J)*LEVEL
PROBA1(K2)=PROBA1(K2)+PROBA0(K)*PROBAB(J)*(1.0-LEVEL)
54 CONTINUE
53 CONTINUE
NETS=NTABLA
DO 55 J=1,NETS
PROBA0(J)=PROBA1(J)
PROBAB(J)=0.0
CAPACID(J)=0.0
55 PROBA1(J)=0.0
501 L=L+0
50 CONTINUE
DO 56 I=1,NETS
56 PROBSA(I)=PROBA0(I)
RETURN
END

```

```

SUBROUTINE CENTRAL (POT,F,N,CAPACID,PROBAB)
REAL CAPACID(2500),PROBAB(2500)
IF (N.NE.1) GO TO 60
CAPACID(1) = 0.0
CAPACID(2) = POT
PROBAB(1)= F
PROBAB(2)= 1.0 -F
RETURN

```

```

C
60 K=N+1
N1=2*N
F1 = F
F3 = 1.0
F2 = F**N
DO 61 I=1,K
K1=K-I+1
PROBAB(I) = F2*F3*(1/(FACTO(I)*FACTO(K1)))*FACTO(K)
F3 = F3*(1.0 - F)
F2 = F2/F1
61 CONTINUE

```

```
        SUM=0.0
        DO 62 I=1,K
        CAPACID(I)=SUM
        SUM=SUM+POT
62      CONTINUE
        RETURN
        END

        FUNCTION FACTO(K)
        FACTO=1
        IF(K.GT.2)GO TO 2
        RETURN
2       DO 1 K1=3,K
1       FACTO=FACTO * (K1-1)
        RETURN
        END
```


DEMANDA MAXIMA MENSUAL MODIFICADA

Anexo 1

Hoja 2

PERIODO 1988 - 2010

HORA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1988	928.2	938.4	947.6	950.1	952.7	947.1	924.7	926.7	935.4	966.4	983.2	1018.9
1989	971.9	982.5	992.1	994.8	997.5	991.6	968.1	970.3	979.3	1011.9	1029.5	1066.8
1990	1029.9	1041.2	1051.4	1054.2	1057.0	1050.8	1025.9	1028.2	1037.8	1072.3	1090.9	1130.5
1991	1075.6	1087.4	1098.1	1101.0	1104.0	1097.5	1071.5	1073.8	1083.9	1119.9	1139.4	1180.7
1992	1131.5	1143.9	1155.1	1158.2	1161.3	1154.4	1127.1	1129.6	1140.2	1178.0	1198.5	1242.0
1993	1180.7	1193.6	1205.3	1208.5	1211.8	1204.6	1176.1	1178.7	1189.7	1229.3	1250.6	1296.0
1994	1257.3	1271.1	1283.5	1286.9	1290.4	1282.8	1252.4	1255.2	1266.9	1309.0	1331.8	1380.1
1995	1310.3	1324.7	1337.6	1341.2	1344.8	1336.9	1305.3	1308.1	1320.4	1364.2	1388.0	1438.3
1996	1359.8	1374.8	1388.2	1391.9	1395.7	1387.5	1354.6	1357.6	1370.3	1415.8	1440.5	1492.7
1997	1417.1	1432.6	1446.6	1450.5	1454.4	1445.8	1411.6	1414.7	1427.9	1475.4	1501.1	1555.5
1998	1468.3	1484.4	1498.9	1502.9	1506.9	1498.1	1462.6	1465.8	1479.5	1528.7	1555.3	1611.7
1999	1522.4	1539.1	1554.1	1558.3	1562.5	1553.3	1516.5	1519.9	1534.1	1585.0	1612.6	1671.1
2000	1598.7	1616.3	1632.1	1636.4	1640.8	1631.2	1592.6	1596.1	1611.0	1664.5	1693.5	1754.9
2001	1660.5	1678.7	1695.1	1699.7	1704.2	1694.2	1654.1	1657.7	1673.2	1728.8	1758.9	1822.7
2002	1718.0	1736.8	1753.8	1758.5	1763.2	1752.9	1711.4	1715.1	1731.2	1788.7	1819.8	1885.8
2003	1781.7	1801.3	1818.9	1823.8	1828.7	1817.9	1774.9	1778.8	1795.4	1855.1	1887.3	1955.8
2004	1842.0	1862.2	1880.4	1885.4	1890.5	1879.4	1834.9	1838.9	1856.1	1917.8	1951.1	2021.9
2005	1915.4	1936.4	1955.3	1960.6	1965.8	1954.3	1908.0	1912.2	1930.1	1994.2	2028.9	2102.5
2006	1982.9	2004.6	2024.2	2029.7	2035.1	2023.1	1975.3	1979.6	1998.1	2064.5	2100.4	2176.6
2007	2048.9	2071.4	2091.7	2097.3	2102.9	2090.5	2041.1	2045.6	2064.7	2133.3	2170.4	2249.1
2008	2129.6	2152.9	2174.0	2179.8	2185.7	2172.8	2121.4	2126.0	2145.9	2217.2	2255.8	2337.6
2009	2194.4	2218.5	2240.2	2246.2	2252.2	2239.0	2166.0	2190.8	2211.3	2284.7	2324.5	2408.8
2010	2295.0	2320.2	2342.9	2349.2	2355.5	2341.6	2286.2	2291.2	2312.6	2389.5	2431.0	2519.2

COSTOS TOTALES TC DEL S.N.I.

Los costos TC, aquí presentados, están en un nivel de precios de 1990. (millones de dólares)

<u>AÑO 1993</u>			
ESTADO DE GENERACION	SC	OC	TC
Sistema actual	--	9,4	9,4
Adición:Paute 200 MW	7,9	0,18	8,08
Adición:Paute 300 MW	19,75	0,0001	19,75
Adición:Daule 130 MW	34,02	0	34,02
Adición:C.Gas 60 MW	39,86	0	39,86
Adición:S.Fco. 210 MW	64,04	0	64,04
Adición:Chespi 170 MW	85,51	0	85,51

<u>AÑO 1996</u>			
ESTADO DE GENERACION	SC	OC	TC
Sistema actual	--	141,4	141,4
Adición:Paute 200 MW	7,9	12,24	20,14
Adición:Paute 300 MW	19,75	0,008	19,758
Adición:Daule 130 MW	34,02	0,00002	34,02
Adición:C.Gas 60 MW	39,86	0	39,86
Adición:S.Fco. 210 MW	64,04	0	64,04
Adición:Chespi 170 MW	85,51	0	85,51

BIBLIOGRAFIA

- (1) C.LARRAIN, D.MACLEAN, Determinación del Costo de las Restricciones Forzadas de Suministro, CIER, Subcomité de Planificación de SEP, Chile, Octubre de 1975.
- (2) M.NEIRA, Confiabilidad de Sistemas Eléctricos, Tesis, Escuela Politécnica Nacional, 1977.
- (3) C.AVILA, Estudio Técnico-Económico para el Suministro de energía eléctrica a las estaciones de bombeo del Oleoducto Transecuatoriano, Tesis, EPN, 1987.
- (4) INECEL, Disponibilidades de Generación Eléctrica de INECEL y Sistemas Regionales a Diciembre de 1988, Dirección de Planificación, Agosto de 1989.
- (5) Diario Hoy, La Electricidad hasta el 2000, Quito, Lunes 5 de Febrero de 1990.
- (6) IEEE COMMITTEE REPORT, Proposed Definitions of Terms for Reporting and Analyzing Outage of Electrical Transmission and Distribution Facilities and Interruptions, IEEE Transactions on PAS, Vol PAS-87, Mayo de 1968.
- (7) J.ENDRENYI, Reliability Modeling in Electric Power Systems, John Wiley & Sons, Chichester 1978.
- (8) A. MENA, Confiabilidad de Sistemas de Potencia, EPN, Quito, 1983.
- (9) M.SAMSA, K.HUB, G. KROHM, Electrical Service Reliability: The Customer Perspective, Argonne National Laboratory, preparado por U.S.Department of Energy, Sept. 1978.

- (10) G.CALVO, Comparación de Demandas de Diseño en Sistemas Eléctricos de Distribución : Aplicación al área urbana de Quito, Tesis, EPN, 1980.
- (11) BANCO CENTRAL DEL ECUADOR, Cuentas Nacionales Nº 7, División Técnica del Banco Central, Quito, Marzo 1987.
- (12) EDITOR OF POWER, Power Generation Systems, McGraw Hill Engineering, New York USA, 1978.
- (13) M.CARRILLO, H. CAMPERO, Costo Social de la Restricción de Energía Eléctrica, CIER, Subcomité de Planificación de SEP, Ecuador, Octubre de 1975.
- (14) EMPRESAS ELECTRICAS DEL BRASIL, Custo do Déficit: Implicações no Planejamento de Sistemas Elétricos, CIER, Subcomite de Planejamento de Sistemas Elétricos, 1989.
- (15) N.GILBERT, Estadística, Mexico Interamericana, 1980
- (16) M.MUNASINGUE, Costs Incurred by Residential Electricity Consumers Due to Power Failures, Journal of Consumer Research, Vol.6 Marzo 1980.
- (17) B.CHENERY, P.CLARK, Economía Interindustrial, Fondo de Cultura Económica, Mexico 1963.
- (18) G.GONZALEZ, Metodología de cálculo y aplicaciones del costo de falla en Planificación de SEP, CIER, Subcomité de Planificación de SEP , Venezuela, 1989.
- (19) P.POORE, S.GREENE, M.KULIASHA, Consumer Interruption Costing for Reliability Cost/Benefit Evaluation, IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-102, Nº5, Mayo de 1983.
- (20) G.MARKS, Reliability Economics, IEEE Tutorial Course, 82 EHO 195-8-PWR, IEEE Power Engineering Society, 1982

- (21) J.SANZ, R.GALLO, Experiencias de Agua y Energía en Evaluación del costo de falla, CIER, Subcomité de Planificación de SEP, Argentina, 1989.
- (22) M.MUNASINGUE, A New Approach to Power System Planning, IEEE Transactions on PAS, Vol.PAS-99, N°3, Mayo 1980
- (23) J.PANDO, Evaluación del Costo Social de las Interrupciones de energía eléctrica en Lima, CIER, Subcomité de Planificación de SEP, Perú, 1989.
- (24) J.DIAZ, M.LUZ, Costo de racionamiento de energía para los sectores residencial, comercial e industrial en el Sistema Eléctrico Colombiano, CIER, Subcomité de Planificación de SEP, Colombia, 1989.
- (25) MORALES, Evaluación de la Confiabilidad del Proveedor Paute mediante el concepto de Frecuencia y Duración, Tesis, EPN, 1985.
- (26) M.BHAVARAJU, Generating System Reliability Evaluation, IEEE Tutorial Course, 82 EHO 195-8-PWR, IEEE Power Engineering Society, 1982.
- (27) E.CAZCO, Planificación de SEP, Curso dictado, Octubre 1987 - Marzo 1988, F.de Ingeniería Eléctrica, EPN.
- (28) C.MALDONADO, Confiabilidad del Proyecto Paute mediante el concepto de (LOLP), Tesis, EPN, 1983.
- (29) R.BILLINTON, Power System Reliability Evaluation, Gordon and Breach, 1970.
- (30) M.TELSON, The Economics of Reliability for Electric Generation Systems, Massachusetts Institute of Technology Energy Laboratory Report MIT-EL 73-106, Mayo de 1973.