

INTRODUCCION

A medida que se incrementa el desarrollo industrial, demográfico y económico de un país, se requiere de mayor eficiencia en los servicios públicos, principalmente en el renglón de la electrificación. Es por esto que desde hace algunos años se ha venido cuando de una manera especial la electrificación, misma que se incrementa en algunas zonas de gran desenvolvimiento; tal es el caso de la zona fronteriza de la región noreste del estado de Coahuila, la cual presenta un crecimiento que sobresale al de toda la frontera. Más sin embargo, este desarrollo incrementa la demanda de energía eléctrica, planteando problemas técnicos en la generación y transportación de la misma; estos problemas deben ser analizados y resueltos en función de la economía y la calidad del servicio.

El problema de cubrir las necesidades de energía de una zona determinada es continuo, ya que una vez resuelta la demanda para un lapso de tiempo determinado, al finalizar éste, el problema se hará presente otra vez, dado que la demanda de energía se incrementa hasta alcanzar la capacidad de suministro de las instalaciones existentes.

Por otra parte, la realización de una nueva instalación desde el momento en que se decide iniciar el proyecto definitivo hasta su entrada en servicio, requiere de un período más o menos largo de tiempo, por tanto es necesario estudiar cuidadosamente el desarrollo más probable del Sistema Eléctrico para determinar con anticipación las obras que deberán ser construidas de manera que la capacidad del sistema sea siempre mayor a las necesidades del



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

momento.

El presente trabajo tiene el propósito de servir como una de tantas fuentes de ideas para la planeación de las obras necesarias en la red eléctrica de potencia de la Zona fronteriza de Piedras Negras en el período 1985 - 1994.

Al planear la expansión de la capacidad de un sistema eléctrico, se deben realizar básicamente tres tipos de estudios:

A) Pronóstico de la demanda de energía.

Consiste en analizar el crecimiento de la demanda de energía eléctrica y estimar las demandas futuras.

B) Estudio del funcionamiento a futuro del sistema.

Este estudio tiene por objeto investigar el efecto del crecimiento de la demanda de energía en la red actual del sistema, - en caso de ser necesario propone alternativas de expansión.

C) Estudio económico.

Se realiza con el objeto de escoger la alternativa económicamente más viable (dada la escasez de recursos para la realización de obras) y más rentable.

Desde luego este tipo de estudios se realiza para configuraciones supuestas de la red en función de un cierto pronóstico de crecimiento y desarrollo de la misma; no obstante lo anterior, la planeación se puede ver afectada por factores que muchas veces caen fuera del control técnico y que pueden afectar seriamente el desarrollo de un sistema, algunos de estos factores son principalmente de índole económica o política, y en algunos otros una mezcla de estos.

Por último, es importante recordar que al planear la expansión de la red eléctrica de potencia, se debe conocer la operación real

del sistema eléctrico actual de la zona de estudio, poniéndose especial atención en el análisis de la configuración actual a fin de aprovechar todos sus recursos y localizar sus deficiencias.

CAPITULO 1

LOCALIZACION GEOGRAFICA Y GENERALIDADES DE LA ZONA PIEDRAS NEGRAS-NAVA.

La zona de Piedras Negras-Nava, se encuentra localizada en la región noreste de nuestro país, en el estado de Coahuila, dentro de los municipios de Piedras Negras y Nava, a una altura de 305 metros sobre el nivel del mar; limita al noreste con Estados Unidos de América, al sur con los municipios de Guerrero y Villa Unión, y al este con los municipios de Morelos y Zaragoza.

Sus principales vías de acceso son: la carretera Monclova - Piedras Negras y las vías del ferrocarril Saltillo - Piedras Negras y Allende - Acuña.

La fuente de ingresos de la población está concentrada principalmente en el comercio, la industria maquiladora, la agricultura y la explotación de minas de carbón.

La localización de la zona por estudiar dentro del país se muestra en la figura 1 donde además se observa la localización de las principales centrales generadoras del país, y la red correspondiente a 400 y 230 KV del Sistema Interconectado Nacional.

En la figura 2 se hace un acercamiento a la zona y la localización de los municipios correspondientes, vías de comunicación y ciudades importantes.

UBI CACION DE LA ZONA DE ESTUDIO EN EL TERRITORIO NACIONAL,

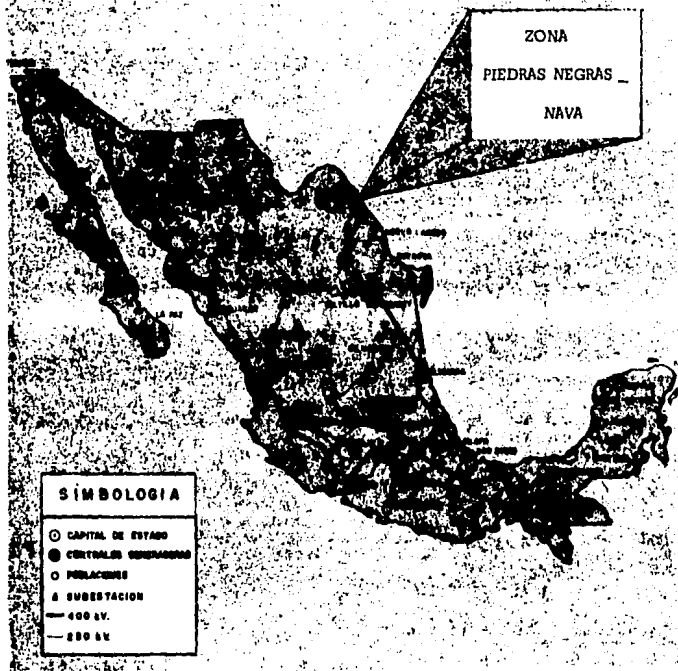


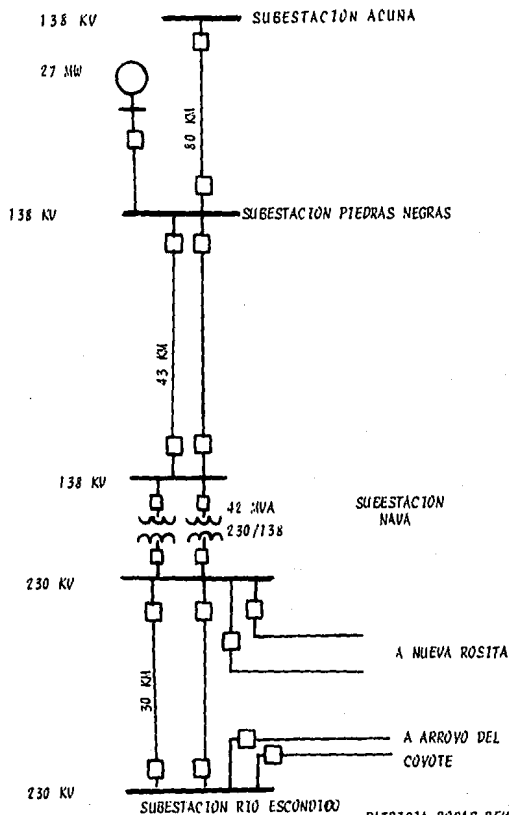
FIG. 1

DESCRIPCION DE LA RED DE POTENCIA ACTUAL

Como se observa en el diagrama unifilar de la zona (fig. 3) la energía eléctrica que recibe toda esta región procede en su mayor parte de la Central termoeléctrica José López Portillo (Río - Escondido), que es una de las más importantes fuentes de generación en el noreste del país, siendo la primera termoeléctrica del país - que utiliza en gran escala carbón mineral no coquizable como com bustible. La central está compuesta principalmente por cuatro uni dades generadoras de 300 MW cada una, de las cuales se encuentran funcionando actualmente dos unidades que entregan su energía a las barras de 230 KV, y una tercera unidad en la parte de 400 KV, la cuarta unidad entrará en operación en el año de 1987 y estará co nectada a la parte de 400 KV, hasta completar un total de 1200 MW de capacidad instalada. Los generadores de esta planta consumen - 163 ton/hora de carbón por unidad, para alimentarlos se cuenta con un sistema de transportadores de carbón con capacidad hasta de - 1000 ton/hora y se cuenta con una pila de almacenamiento para 60 días de operación a plena capacidad.

Existe también una pequeña unidad turbogeneradora en la sub estación Piedras Negras, con una capacidad de 27 MW; esta unidad - utiliza una combinación de diesel (90%) y bunker (10%) como combus tible, el cual por su alto costo hace que se incremente el precio por kilowatt/hora, por tanto, su operación será limitada y solo - se utiliza en casos de contingencia.

La tensión de la central de Río Escondido (230 KV), llega - hasta el punto de la subestación Nava, a partir de la cual se tie - ne una transmisión en 138 KV, que comprende el total de dicha zona.



PATRICIA ROSAS REYES
 ZONA PIEDRAS NEGRAS-NAVA
 CONFIGURACION ACTUAL
 FIG. 3

Esta subestación dispone de dos transformadores de 42 MW cada uno con una relación de transformación de: 230/138 KV; de la barra de 138 KV se alimentan las cargas de la subestación Piedras Negras y la subestación Villa Acuña.

La tensión de transmisión de esta zona (138 KV) está considerada como una tensión restringida, dado que únicamente existe en una porción fronteriza del área Noreste, lo que representa ciertas desventajas para el sistema eléctrico en general, entre otras podría citarse el mayor costo que representa el equipo de transformación y transmisión en 138 KV en comparación con otras tensiones más generalizadas, como serían para este caso 230 KV y 115 KV.

Las características principales de las líneas de transmisión de esta zona se detallan a continuación:

+ Línea Río Escondido - Nava:

Longitud 30 km, tensión de transmisión 230 KV, calibre del conductor 900 MCM, 1 circuito, 1 conductor por fase, 2 circuitos.

+ Línea Nava - Piedras Negras:

Longitud 43 km, tensión de transmisión 138 KV, calibre del conductor 477 MCM, 1 circuito, 1 conductor por fase.

+ Línea Piedras Negras - Villa Acuña:

Longitud 80 km, tensión de transmisión 138 KV, calibre del conductor 477 MCM, 1 circuito, 1 conductor por fase.

PRINCIPALES CARACTERISTICAS DE LOS ELEMENTOS DE LA RED ELECTRICA DE POTENCIA
DE LA ZONA PIEDRAS NEGRAS-NAVA

<p>▣ Río Escondido</p> <p>* Piedras Negras</p>	<p>UNIDADES GENERADORAS</p> <p>4 generadores de 300 MW cada uno; 2 unidades conectadas en las barras de 400 KV y las restantes en 230 KV</p> <p>1 unidad de 27 MW cuya utilización se da solo en casos de contingencia.</p>
<p>Nava</p>	<p>SUBESTACIONES</p> <p>2 transformadores de 42 MW cada uno; con una relación de transformación 230/138 KV</p>
<p>Río Escondido-Nava</p> <p>Nava-Piedras Negras</p> <p>Piedras Negras-Villa Acuña</p>	<p>LINEAS DE TRANSMISION</p> <p>Longitud 30 km, Tensión de transmisión 230 KV, 2 circuitos; 1 conductor por fase; calibre del conductor 900 MCM</p> <p>Longitud 43 km; tensión de transmisión 138 KV 1 circuito; 1 conductor por fase; calibre del conductor 477 MCM</p> <p>Longitud 80 km; tensión de transmisión 138 KV; 1 circuito; 1 conductor por fase; calibre del conductor 477 MCM</p>
	<p>INTERRUPTORES</p> <p>Se supone un interruptor con un tiempo de apertura de 3-6 ciclos/seg. con carga</p>

PARTICULARIDADES DEL SISTEMA ELECTRICO ACTUAL DE LA ZONA

El objeto de describir la red eléctrica actual de la zona es el de aprovechar al máximo sus recursos y detectar sus deficiencias.

De la observación crítica del diagrama unifilar se pueden enumerar algunas características propias de la red:

- + La continuidad del servicio depende exclusivamente de la subestación Nava y del auxilio que pueda brindar la unidad de Piedras Negras (27 MW).
- + La carga demandada por Piedras Negras y Ciudad Acuña está por encima de la capacidad de generación de la unidad de Piedras Negras, y se prevee por tanto una pérdida en el suministro de energía en el caso de falla en el circuito Piedras Negras - Nava o por la salida de alguno de los bancos de la subestación Nava.

Al preveer un incremento en la demanda de energía eléctrica de la zona, se deben tomar en consideración las observaciones anteriores.

CAPITULO 2

IMPORTANCIA DE LA PREDICCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA.

Es ampliamente reconocido el hecho de que la disponibilidad de energía eléctrica es vital para la industrialización y desarrollo general de una región o país, y es evidente por consiguiente, el gran perjuicio económico que ocasionaría toda deficiencia en el suministro de energía eléctrica en las cantidades y lugares en que se requiera.

Por otra parte, el adelantar las instalaciones aumentando la capacidad de un sistema eléctrico a un ritmo más acelerado que el de la demanda de energía en la zona de suministro, implica tener ociosas unidades generadoras, líneas de transmisión y redes de distribución que representan grandes inversiones de capital, lo cual significaría también grandes pérdidas económicas. En particular - los países con recursos limitados, tienen como objetivo fundamental distribuir estos recursos en forma equilibrada entre los diferentes sectores de la economía, incluyendo el sector de suministro de energía eléctrica.

Se justifica económicamente, por tanto, una amplia inversión de tiempo y esfuerzo para determinar aproximadamente las cifras de consumo y demanda de energía que regirán las magnitudes y fechas de instalación de los proyectos de expansión de un sistema eléctrico de potencia, sobre todo cuando se piensa en términos del desarrollo económico de la región estudiada. Evidentemente esas cifras influirán indirectamente en el costo de la energía suministrada a los consumidores y en la medida en que las predicciones presten su contribución para asegurar la disponibilidad de energía a bajo costo, será la medida en que influyan en el desarrollo inte

gral de la región considerada.

La estimación de cifras futuras en la demanda de energía implica naturalmente un cierto grado de incertidumbre en el que influyen gran cantidad de factores técnicos, económicos y sociales que hacen del análisis un problema particularmente intrincado, lo que ha dado lugar a la creación de múltiples métodos de pronóstico, por lo que no se puede anticipar cual de ellos será el más conveniente para un caso dado, pero se puede afirmar que los métodos complejos solo deben aplicarse en base a una información abundante y confiable, que generalmente en los países en vías de desarrollo no existe, dado que el pasado industrial no es muy extenso, - por lo cual estos datos son muy deficientes; para mercados eléctricos jóvenes, carentes de pasado histórico, deben usarse métodos de pronóstico sencillos y apartarse de otros métodos cuyo rigor tiene significado real sólo si los antecedentes usados lo poseen.

Cualquiera que sea el procedimiento que se decida emplear para estimar valores futuros de los parámetros que definen las características de la demanda de energía eléctrica, es fundamental contar con el conocimiento práctico del sistema, de las características socio-técnico-económicas de la región estudiada y del proceso de crecimiento y desarrollo de la región.

Los procedimientos o métodos empleados para llevar a cabo las estimaciones pueden ser de aplicación general, en cuanto a filosofía o criterio de predicción y también en cuanto a técnicas matemáticas empleadas como herramientas del cálculo involucrado, pero por lo que respecta a la secuencia de operación y a la interpretación de resultados parciales o totales, cada problema debe considerarse como caso único.

Asimismo, se hace incapié en recordarse que antes de aplicar cualquier método de pronóstico, deben evaluarse todos aquellos factores que pudieran afectar los resultados de este método. Los principales antecedentes a considerar en el análisis del crecimiento de la demanda de energía eléctrica, son:

- a). Información histórica respecto al comportamiento de las magnitudes que caracterizan la demanda en el sistema considerado.
- b). Información sobre tendencias generales y límites probables de consumo unitario de energía eléctrica para fines industriales, comerciales y domésticos.
- c). Planteamiento de gráficas para el crecimiento de la demanda de energía eléctrica y localización del estado actual de la demanda de la zona de interés en las gráficas anteriores.
- d). Información sobre el estado actual y las tendencias en los diferentes aspectos del desarrollo económico y social del área de servicio considerada.
- e). Información sobre planes y proyectos específicos de desarrollo del área considerada.
- f). Información sobre los métodos desarrollados para el análisis de la demanda y para la predicción de demandas futuras.

TERMINOS MAS COMUNES USADOS EN EL ESTUDIO DE LA ESTIMACION
DE LA DEMANDA FUTURA DE ENERGIA ELECTRICA.

Con el propósito de solidificar los conceptos básicos para el estudio de mercado eléctrico, definiremos los términos más empleados.

+ DEMANDA.- Es la potencia requerida de una instalación generadora por el conjunto de elementos consumidores conectados a dicha instalación, durante un intervalo de tiempo definido.

+ DEMANDA MAXIMA.- Es la demanda de mayor carga producida por una planta o por el conjunto de plantas que forman parte de un sistema eléctrico interconectado, en un período de tiempo establecido. Se llama demanda máxima maximorum a la demanda máxima instantánea de un año.

+ DEMANDA MEDIA.- Es el valor medio de las demandas registradas durante un período de tiempo definido.

Demanda media = $\frac{\text{KWH durante el intervalo considerado}}{\text{No. de horas del intervalo considerado}}$

+ GENERACION NECESARIA.- Es la generación que requiere un mercado para satisfacer sus necesidades.

+ CAPACIDAD INSTALADA.- Es la capacidad instalada nominal o de placa de un equipo.

+CAPACIDAD FIRME.- Es la capacidad instalada, menos la capacidad instalada en la unidad mayor.

+CURVA DE DEMANDA MAXIMA.- Es la gráfica en la cual se registran los valores de demanda máxima, correspondientes a lapsos de tiempo definidos, cubriendo un período de tiempo también determinado. Normalmente se presentan curvas correspondientes a varios -

METODOS EXISTENTES PARA HACER LAS ESTIMACIONES DE DEMANDAS FUTURAS DE ENERGIA ELECTRICA.

Para el análisis general del estudio de mercado eléctrico, - se han desarrollado los siguientes métodos de pronóstico:

- Métodos intuitivos.
- Métodos causales
- Métodos de extrapolación formal directa o indirecta
- Método mixto

METODOS INTITUIVOS.-

Incluyen todos aquellos procedimientos que se basan en forma casi exclusiva en la experiencia y en el sentido común; los cálculos correspondientes a estos métodos abarcan procedimientos aritméticos simples, tales como: establecer directamente los valores-dinamiales para diferentes lapsos de tiempo, aplicar tasas anuales de crecimiento, considerar incrementos anuales constantes, tomar promedios aritméticos, etc. En estos métodos se utiliza como información de referencia los valores registrados en los últimos años y generalmente se da un mayor peso a la información más reciente.

Conviene aclarar que cuando se trata de sistemas eléctricos-muy pequeños y la demanda está supeditada en parte a la posibilidad de atender solicitudes de servicio, estos métodos resultan tan convenientes como otros más elaborados e inclusive pueden producir mejores resultados.

METODOS CAUSALES.-

Son métodos que toman en cuenta las causas que determinan el crecimiento de la demanda de energía eléctrica entre los parámetros característicos del desarrollo socio-técnico-económico de la

región estudiada. La metodología que emplean se basa en establecer relaciones aritméticas simples entre las magnitudes de estos parámetros y los correspondientes a la demanda de energía eléctrica; investigar las condiciones futuras esperadas o planeadas para el estado de desarrollo de la región considerada; finalmente, con base a estas condiciones y a las relaciones aritméticas establecidas se efectúan las predicciones respecto a la demanda de energía eléctrica.

El método más divulgado consiste en clasificar a los consumidores y para cada tipo de consumidor definir las características de su consumo y calcular la demanda por unidad (unidad industrial, unidad habitacional, unidad comercial, unidad de bienes y servicios). El crecimiento de los diferentes tipos de poblaciones consumidoras y las demandas unitarias de cada tipo, origina el crecimiento de la demanda de energía y las formas de consumo de los diferentes tipos de consumidores establecen las características de la demanda de energía eléctrica de la zona. Con base a la información proporcionada por los organismos privados y oficiales y los programas de desarrollo de la región considerada, se estiman las magnitudes de las cargas futuras, las demandas por unidad consumidora y las formas de consumo. A partir de estas estimaciones se integran los valores y características de las demandas futuras de energía eléctrica.

MÉTODOS DE EXTRAPOLACION FORMAL DIRECTA O INDIRECTA.-

Abarca todas aquellas metodologías que parten de la información registrada durante un período suficientemente largo, a partir del cual se hace un análisis matemático de las tendencias manifestadas por los parámetros en estudio, a través de dicha información

y considerando que esas tendencias prevalecerán hacia el futuro, se llevan a cabo extrapolaciones que proporcionan los valores futuros requeridos.

En la extrapolación directa los parámetros que definen la demanda de energía son los analizados matemáticamente. En cambio, en la extrapolación indirecta, los parámetros analizados matemáticamente son aquellos que definen el desarrollo de los sectores económicos que originan la demanda de energía eléctrica y los que establecen las relaciones entre éstos y los parámetros asociados a dicha demanda.

METODO MIXTO.-

En la gran mayoría de los casos, los métodos intuitivo, matemático y causal, no son utilizados en su forma pura; en la práctica, se ha buscado aunar las ventajas y eliminar las desventajas de cada uno, creando así el método mixto.

ESTIMACION DE LAS NECESIDADES DE ENERGIA ELECTRICA EN LA ZONA.

Debido a su cercanía con los Estados Unidos de Norteamérica, en la zona de Piedras Negras - Nava se prevee un desarrollo económico y demográfico de las más altas perspectivas, de acuerdo con los datos históricos registrados en el período 1980 - 1984, donde se manifiesta un crecimiento promedio en demanda del 5.26% y del 6.61% en energía, lo que caracteriza a esta zona con índices de crecimiento por encima de la mayoría de las zonas del área noreste del sistema eléctrico nacional, fundamentalmente por el desarrollo que representa el complejo carbonífero de "MICARE", el cual provee de combustible a la planta generadora de Río Escondido.

En las tablas 2.1 y 2.2 se detalla el desarrollo histórico de la demanda máxima y la energía de la zona; observándose en forma especial el crecimiento de los consumidores más importantes.

El procedimiento escogido para preveer la demanda de energía, abarca dos pasos importantes:

- + La consulta directa con las empresas industriales (al menos las más importantes).
- + El análisis matemático de las tendencias probables del desarrollo normal de la zona.

Tomando como base la metodología planteada anteriormente en las tablas 2.3 y 2.4 se hace una estimación de la energía necesaria y la demanda máxima para el período 1985 - 1994.

DESCRIPCION DEL PROCEDIMIENTO ARITMETICO EMPLEADO.

Para la realización de este trabajo, se aplicará el método - del incremento o porcentaje acumulativo, mismo que está comprendi do dentro de los métodos de extrapolación directa; se ha escogido este procedimiento tomando en consideración la carencia de datos- estadísticos confiables.

El procedimiento de este método consiste en lo siguiente:

- a) Se tabulan los valores de demanda máxima.
- b) Se determina la tendencia de crecimiento.
- c) Se calculan los incrementos promedio de la demanda por medio - de la ecuación del porcentaje acumulativo. la cual se expresa:

$$i_c = n-1 \sqrt{\frac{D_f}{D_i}} - 1$$

D_f = valor final

D_i = Valor inicial

n = Número de años en el período considerado

i_c = Porcentaje acumulativo.

DEDUCCION DE LA ECUACION DEL PORCENTAJE ACUMULATIVO.

Partimos de un año conocido que llamaremos "D₁"

Para el primer año tenemos: $D_1 = D_1$

Para el segundo año: $D_2 = D_2 + D_1 i_c$

$$D_2 = D_1 (1+i_c)$$

Para el tercer año: $D_3 = D_1 + D_1 i_c + D_1 (1+i_c) i_c$

$$= D_1 + D_1 i_c + D_1 i_c + D_1 i_c^2$$

$$= D_1 + 2D_1 i_c + D_1 i_c^2$$

$$= (D_1 + i_c)^2$$

Para el año "n" resulta:

$$D_n = D_1 (1+i_c)^{n-1} \quad (+)$$

D₁ = Demanda del primer año del período considerado

D_n = Demanda del último año al período considerado

n = Número de años al período considerado

i_c = Incremento acumulativo

Despejando a i_c de la ecuación (+) se tiene:

$$\frac{D_n}{D_1} = (1+i_c)^{n-1}$$

De donde:

$$i_c = \sqrt[n-1]{\frac{D_n}{D_1}} - 1$$

ZONA PIEDRAS NEGRAS-NAVA
 DEMANDA MAXIMA (MW) REGISTRADA EN LOS AÑOS
 1980-1984

TIPO DE CONSUMO	AÑO/CARGAS REGISTRADAS				
	1980	1981	1982	1983	1984
DESARROLLO NORMAL	40	42	46	49	49
CARGAS IMPORTANTES:					
Minas 1 y 2	1	4	4	4	5
Carboeléctrica J.L.P.	3	4	4	2	2
Mina Carbón II	0	0	0	0	0
Acueducto Río Escondido	0	0	1	1	3
Aparatos Eléctricos Acuña	0	2	2	2	2
Transportador Micare	0	0	0	2	1
Otras industrias	0	0	0	0	0
TOTAL CARGAS IMPORTANTES	4	10	11	11	13
TOTAL ZONA	44	52	57	60	62

TABLA 2.1

ZONA PIEDRAS NEGRAS-NAVA
ENERGIA DEMANDADA (GWH) EN LOS AÑOS 1980-1984

TIPO DE CONSUMO	AÑO/ENERGIA DEMANDADA				
	1980	1981	1982	1983	1984
DESARROLLO NORMAL	178	197	214	203	228
CARGAS IMPORTANTES:					
Minas 1 y 2	6	15	15	19	17
Carboeléctrica J.L.P.	11	15	15	12	10
Mina Carbón II	0	0	0	0	0
Acueducto Río Escondido	0	0	0	8	5
Aparatos eléctricos Acuña	0	9	9	9	10
Transportador Micare	0	0	0	5	6
Otras Industrias	0	0	0	0	0
TOTAL CARGAS IMPORTANTES	17	39	47	53	48
TOTAL ZONA	195	236	261	256	276

TABLA 2.2

ZONA PIEDRAS NEGRAS-NAVA
 PRONOSTICOS DE DEMANDA MAXIMA (MW) EN EL PERIODO 1985-1994

TIPO DE CONSUMO	AÑO/DEMANDA PRONOSTICADA									
	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
DESARROLLO NORMAL	56	61	65	69	74	79	85	91	97	104
CARGAS IMPORTANTES:										
Minas 1 v 2	5	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Carboeléctrica J.L.P.	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mina carbón II	0	2	2	2	3	4	7	7	7	7
Acueducto Río Escondido	3	3	3	3	3	4	7	7	7	7
Aparatos Eléctricos Acuña	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3
Transportador MICARE	2	2	4	4	4	6	6	6	6	6
Otras industrias	0	0	0	0	0	0	2	7	14	20
TOTAL CARGAS IMPORTANTES	14	15	19	19	21	25	30	35	42	48
TOTAL ZONA	70	76	84	88	95	104	115	126	139	152

TABLA 2.3

ZONA PIEDRAS NEGRAS - NAVA
PRONOSTICOS DE ENERGIA (GWH) EN EL PERIODO 1985-1994

TIPO DE CONSUMO	AÑO/ENERGIA PRONOSTICADA									
	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
DESARROLLO NORMAL	248	266	284	304	325	348	373	399	426	456
CARGAS IMPORTANTES:										
Minas 1 y 2	23	23	37	37	37	37	37	37	37	37
Carboeléctrica J.L.P.	8	8	0	0	0	0	0	0	0	0
Mina Carbón II	0	2	6	7	9	19	21	21	21	21
Acueducto Río Escondido	8	8	8	8	8	8	16	16	16	16
Aparatos Eléctricos Acuña	11	11	11	11	17	17	17	17	17	17
Transportador Micare	6	6	12	12	12	18	18	18	18	18
Otras industrias	0	0	0	0	0	0	7	28	51	77
TOTAL CARGAS IMPORTANTES	56	58	74	75	83	99	116	137	160	186
TOTAL ZONA	304	324	358	379	408	447	489	536	586	642

TABLA 2.4

CAPITULO 3

BASES TEORICAS PARA LA SIMULACION
DEL FUNCIONAMIENTO DE UN SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA.

Al planear las mejoras y expansión de un sistema de potencia, es necesario efectuar estudios de flujos de potencia. Estos estudios son fundamentales al planear el desarrollo futuro del sistema, pues su operación solo podrá hacerse satisfactoria, si se conocen con anterioridad los efectos que causará la futura interconexión, instalación de líneas de transmisión o aumento de cargas conectadas al sistema.

La utilidad de este tipo de estudios se aplica al determinar la mejor forma de operar el sistema a futuro, cuando por necesidad o falla quede fuera de operación alguna planta generadora o línea de transmisión; en general se puede considerar cualquier cambio - que modifique las características de operación en régimen permanente del sistema.

Los análisis de flujos de potencia consisten en la determinación de tensiones, potencia activa, potencia reactiva o factor de potencia, en diversos puntos y elementos de una red eléctrica bajo condiciones existentes o supuestas de operación en régimen permanente. Lo anterior es útil cuando se requiere conocer la mejor forma de operar el sistema o planear su desarrollo futuro.

Las magnitudes anteriores son fácilmente obtenibles si se resuelve primero la red, o sea, si se determinan tensiones y corrientes a través del sistema bajo ciertas condiciones de operación especificadas.

Cualquier método de análisis de una red eléctrica está basado en las dos leyes de Kirchhoff, representativas a su vez, de la

relación existente entre las características topológica (geométrica) y energética (física) de la red, con su naturaleza (parámetros de la red).

Los programas desarrollados para el análisis de flujos de potencia por computadora digital, inicialmente se ajustaron a dos modelos matemáticos distintos, sin embargo, uno de ellos resultó ser superior al otro en su adaptabilidad al problema en cuestión. El método que rápidamente fué hecho a un lado, conocido como método matricial o de mallas, no dió resultados satisfactorios al tratar de ponerlo en práctica mediante computadoras digitales, pues solo al procesar sistemas muy pequeños era económicamente susceptible de ser comparado al otro método conocido como método nodal (mientras en el análisis del sistema no se hicieran ciertos cambios, como líneas o posición de los derivadores en los transformadores).

El método comúnmente adoptado por los ingenieros de sistemas, debido a los resultados satisfactorios obtenidos de su aplicación en distintas compañías eléctricas, es el método nodal convencional de aproximaciones sucesivas o de Gauss-Seidel.

La finalidad de este trabajo consiste en analizar la necesidad de expansión de la red eléctrica de potencia de la zona Piedras-Negras-Nava, puesto que el análisis de flujos de potencia abarca un horizonte muy amplio (desarrollo de métodos computacionales, bases teóricas, aplicaciones prácticas, etc.). Solo se plantearán los lineamientos generales, ya que su desarrollo se encuentra fuera del alcance de esta tesis.

ANALISIS, COMENTARIOS Y SIMULACION
DEL FUNCIONAMIENTO ELECTRICO ACTUAL DE LA ZONA
PIEDRAS NEGRAS - NAVA

El objeto de simular el comportamiento actual de la red eléctrica de potencia es el de detectar alguna anomalía que debiera ser resuelta inmediatamente. Con este fin se realiza el análisis del siguiente caso:

* Estudio del comportamiento de la zona en demanda máxima.

El estudio de la demanda máxima es de vital importancia, ya que de esta manera se prevee que la capacidad de las instalaciones de la red eléctrica de la zona sea mayor a la demanda máxima; nunca igual o menor, puesto que en caso de falla de algún elemento, la continuidad del servicio no se puede garantizar.

Al realizar el estudio se deben comparar los resultados con los datos de operación real; de tal manera que tengamos bases reales y confiables para el estudio

Al mencionar las particularidades del sistema eléctrico actual de la zona, se hizo incapié que, debido a las características de la red eléctrica de potencia, la subestación Nava juega un papel importante en la zona, debido a que es el único punto de conexión con la planta generadora de Río Escondido.

Siendo poco probable la pérdida de las dos líneas de transmisión Río Escondido - Nava (lo que ocasionaría una falta total de energía en la zona, repercutiendo principalmente en las minas de car

bón que alimentan a la central termoeléctrica de Río Escondido), se prevee que el caso más crítico de falla del trayecto Río Escondido Nava es la pérdida de una línea de transmisión; más sin embargo, - se encontró que con una carga de 285.8 Mw la línea tiene un factor de utilización del 62%. Por las cifras calculadas en el estudio de mercado, la carga que se prevee no sobrepasa los 152 Mw, por lo que la falla de una línea no representa ciertamente un problema.

La observación del diagrama unifilar (Fig. 2) muestra que la carga total demandada por Piedras Negras y Ciudad Acuña, supera en mucho a la capacidad de generación de la unidad de Piedras Negras - y dado que la única fuente de alimentación es la subestación Nava, la pérdida de uno de los bancos de ésta (42 Mw) ocasiona la operación al límite del otro banco, siempre y cuando se cuente con el a poyo de la unidad de Piedras Negras.

Por otra parte, la falla de una línea de Piedras Negras - Nava, con una capacidad de transmisión de 80 Mw c/u al 100% (se recuerda que en la práctica el diseño de una línea de transmisión pue de ser operable al 100% de su capacidad, por un periodo de tiempo - no mayor de 3 horas, con una pérdida del 25% de la capacidad total de transmisión), lo que implica una capacidad real de transmisión - de 60 Mw de carga, por un periodo no mayor de 3 horas. Consultando las cantidades previstas para el estudio de mercado, hacia 1987 se llega al límite de esta capacidad, pero se cuenta en este año con la entrada de la central hidroeléctrica de la Amistad (33 Mw) y el apoyo de la planta generadora de Piedras Negras (27 Mw); lo que a poya la continuidad del servicio en caso de pérdida de una línea.

Lógicamente la pérdida de la línea Piedras Negras - Acuña oca sionaría la pérdida del suministro de energía en la subestación -

Acuña.

En la tabla 3.3 se resumen los resultados del estudio eléctrico de flujos de potencia correspondientes a 1985 y 1986, los cuales se obtuvieron en base a un programa ya desarrollado y utilizado solo como herramienta para la presentación de este trabajo.

También se menciona el factor de utilización (f.u.) de cada elemento, el cual no es más que el porcentaje de utilización de la capacidad total del elemento.

ZONA PIEDRAS NEGRAS-NAVA
 PRONOSTICOS DE DEMANDA MAXIMA (MW) EN EL PERIODO 1985-1994
 AJUSTES A LA ZONA

Año	SUBESTACION CONSIDERADA			TOTAL
	NAVA	PIEDRAS NEGRAS	VILLA ACUÑA	
1985	18	28	16	62
1986	20	30	18	68
1987	22	32	20	74
1988	23	34	22	79
1989	26	36	24	86
1990	30	39	25	94
1991	34	42	28	104
1992	35	45	34	114
1993	36	53	37	126
1994	38	58	41	137

TABLA 3.1

ZONA PIEDRAS NEGRAS-NAVA
 PRONOSTICOS DE DEMANDA MAXIMA (MW) EN EL PERIODO 1985-1994
 DETALLE AL AJUSTE DE ZONA

PUNTO DE MEDICION CONSIDERADO	AÑO									
	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
Subestación Nava 13.8	9	10	11	12	13	15	15	16	17	18
Micare	9	10	11	11	13	15	19	19	19	20
TOTAL NAVA	18	20	22	23	26	30	34	35	36	38
Subestación Piedras Negras	28	30	32	34	36	39	42	45	47	49
Subestación Villa Acuña	15	17	19	20	22	23	25	27	29	31
Aparatos eléctricos de Acuña	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2
Otras industrias estimadas	0	0	0	0	0	0	1	5	12	17
TOTAL PIEDRAS NEGRAS-VILLA ACUÑA	44	48	52	56	60	64	70	79	90	99
TOTAL ZONA	62	68	74	79	86	94	104	114	126	137

TABLA 3.2

ZONA PIEDRAS NEGRAS-NAVA

RESULTADO DE FLUJOS DE POTENCIA PARA LA SIMULACION DEL FUNCIONAMIENTO
ELECTRICO ACTUAL DE LA RED DE POTENCIA EN DEMANDA MAXIMA

ELEMENTO OBSERVADO	A R O S	
	POTENCIA TRANSMITIDA (MW) POR EL ELEMENTO OBSERVADO	
	1985	1986
Banco subestación Nava (2x42MVA 230/138 KV)	62.3 75%	68.5 90%
Línea Nava-Piedras Negras 2 circuitos - 138 Kv	44.3 25%	48.4 29%
Línea Piedras Negras-Acuña 1 circuito - 138 Kv	16.1 17%	18.2 21%

TABLA 3.3

SIMULACION DEL FUNCIONAMIENTO ELECTRICO A FUTURO SISTEMA

Una vez que se han establecido las características del funcionamiento eléctrico actual de la red de potencia, se procederá con la segunda parte del estudio al simular el comportamiento de la red de potencia hasta el año de 1994, teniendo en mente el incremento en la carga y las obras que se prevén en ese intervalo de tiempo.

El objetivo de este análisis es el de localizar el año en el cual algún elemento de la red llegará al límite de su capacidad, - por lo que es necesario realizar una ampliación.

El procedimiento para la simulación de la operación futura, - analiza el comportamiento en demanda máxima para cada año, hasta detectar el punto en el cual alguno de los elementos de la red presenta un factor de utilización alto (más del 85%), lo que implica que su operación no es totalmente segura.

Una vez detectado el año en el que pudiera ocurrir la posible saturación de algún elemento de la red, se simulan las fallas de más alta probabilidad de ocurrencia o bien que se consideran estratégicas para garantizar la continuidad del servicio.

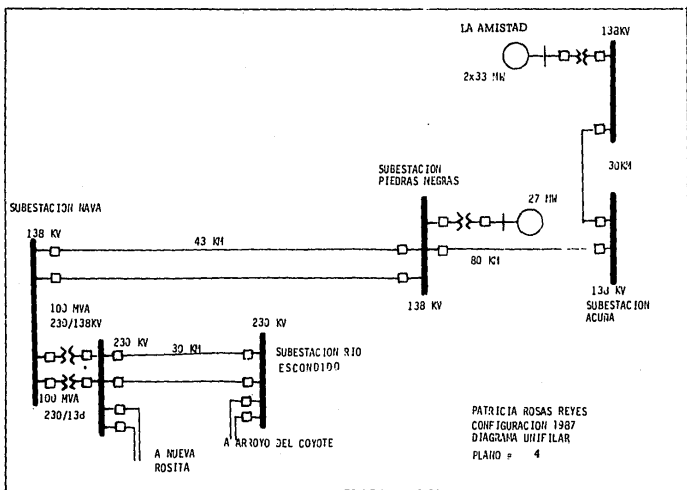
En base al análisis realizado en párrafos anteriores, las fallas más importantes y más probables, se resumen en:

- + Pérdida de un banco de la subestación Nava (42MVA),
- + Falla de la línea de transmisión Nava-Piedras Negras,
- + Falla en la línea de transmisión Piedras Negras-Acuña,
- + Falla en la línea de transmisión Acuña-La Amistad (a partir de 1987).

(Se debe mencionar que todas las fallas propuestas se suponen en estado estable).

El posible retraso de la entrada de operación de una unidad de la central hidroeléctrica La Amistad, en base a los reportes de construcción, nos obliga a analizar el caso de la operación con solo una unidad; se prevee un máximo retraso de la obra hasta 1990. En la tabla 3.4 se resumen los resultados del estudio de flujos de potencia, comparando los casos de operación con una o dos unidades.

De los resultados del análisis anterior, se puede observar que hacia el año 1990 se presenta una saturación de los bancos de la subestación Nava hasta al 85%, considerando la entrada de una unidad de la central La Amistad, llegando al 101% para 1991 con el auxilio de las 2 unidades, por lo que procederemos a simular la operación del sistema en caso de falla, previendo un año antes el punto crítico de operación. Estos datos se resumen en las tablas 3.5-3.8. Posteriormente se comentan los resultados del análisis del funcionamiento eléctrico a futuro (tabla 3.9).



ZONA PIEDRAS NEGRAS-NAVA
 RESULTADO DE FLUJOS DE POTENCIA PARA LA SIMULACION DEL FUNCIONAMIENTO
 ELECTRICO A FUTURO DE LA RED DE POTENCIA EN DEMANDA MAXIMA

ELEMENTO OBSERVADO	AÑOS											
	POTENCIA TRANSMITIDA POR EL ELEMENTO OBSERVADO											
	* 1987	* 1987	* 1988	* 1988	* 1989	* 1989	* 1990	* 1990	* 1991	* 1992	* 1993	* 1994
1) Banco subestación Nava 2x42 MVA 230/138 KV	23.1 35%	48.2 62%	28.0 40%	53.2 69%	35.0 49%	60.3 78%	42.9 60%	68.3 85%	78.4 101%	88.5 116%	100.7 128%	111.9 145%
2) Línea Nava-Piedras Negras 2 circuitos 138 KV	1.0 4%	26.1 15%	4.9 5%	30.2 17%	8.9 7%	34.2 20%	12.9 10%	38.2 21%	44.3 26%	53.5 32%	64.6 38%	73.9 44%
3) Línea Piedras Negras Acuña 1 circuito 138 KV	-30.9 34%	-5.8 8%	-28.9 32%	-3.8 7%	-27.0 30%	-1.8 7%	-26.0 29%	-1.0 7%	1.2 5%	3.2 6%	5.2 7%	7.2 9%
4) Línea Acuña-La Amistad 1 circuito 138 KV	-51.8 56%	-25.7 28%	-51.8 56%	-25.8 29%	-51.8 56%	-25.8 29%	-51.8 56%	-25.8 29%	-25.8 30%	-25.8 30%	-25.8 30%	-25.8 31%

* Se consideran las 2 unidades de la central hidroeléctrica La Amistad (2 x 33 MW)
 + Se considera una unidad de la central hidroeléctrica La Amistad (33 MW)

TABLA 3.4

ZONA PIEDRAS NEGRAS-NAVA
 RESULTADO DE FLUJOS DE POTENCIA PARA LA SIMULACION DEL FUNCIONAMIENTO
 ELECTRICO A FUTURO DE LA RED DE POTENCIA EN CASO DE FALLA DE UN BANCO
 EN LA SUBESTACION NAVA

ELEMENTO OBSERVADO	AÑOS		
	POTENCIA TRANSMITIDA (MW) POR EL ELEMENTO OBSERVADO FACTOR DE UTILIZACION (F.U.)		
	1989	1990	1992
1) Banco subestación Nava 1 x 42 MVA 230/138 KV	35 84%	43 121%	63 86%
2) Línea Nava-Piedras Negras 2 circuitos 138 KV	8.9 7%	12.9 9%	27.9 34%
3) Línea Piedras Negras-Acuña 1 circuito 138 KV	-27.0 30%	-26.0 29%	-22.1 25%
4) Línea Acuña-La Amistad 1 circuito 138 KV	-51.8 56%	-51.8 57%	-51.8 57%

* Se consideran 2 unidades de la central hidroeléctrica La Amistad (33 MW)

TABLA 3.5

ZONA PIEDRAS NEGRAS-NAVA
 RESULTADO DE FLUJOS DE POTENCIA PARA LA SIMULACION DEL FUNCIONAMIENTO
 ELECTRICO A FUTURO DE LA RED DE POTENCIA EN CASO DE FALLA EN UNA LINEA
 NAVA-PIEDRAS NEGRAS

ELEMENTO OBSERVADO	A Ñ O S		
	POTENCIA TRANSMITIDA (MW) POR EL ELEMENTO OBSERVADO FACTOR DE UTILIZACION (F.U.)		
	1989	1990	1992
1) Banco subestación Nava 1 x 42 230/138 KV	35.0 84%	43.0 60%	63.0 173%
2) Línea Nava-Piedras Negras 1 circuito 138 KV	9.0 7%	13.0 20%	27.9 17%
3) Línea Piedras Negras-Acuña 1 circuito 138 KV	-27.0 30%	-26.0 29%	-22.1 25%
4) Línea Acuña-La Amistad 1 circuito 138 KV	-51.8 57%	-51.8 56%	-51.8 57%

TABLA 3.6

ZONA PIEDRAS NEGRAS-NAVA
 RESULTADO DE FLUJOS DE POTENCIA PARA LA SIMULACION DEL FUNCIONAMIENTO
 ELECTRICO A FUTURO DE LA RED DE POTENCIA EN CASO DE FALLA EN LA LINEA
 PIEDRAS NEGRAS-ACUÑA

ELEMENTO OBSERVADO	AÑOS		
	POTENCIA TRANSMITIDA (MW) POR EL ELEMENTO OBSERVADO FACTOR DE UTILIZACION (F.U.)		
	1989	1990	1992
1) Banco subestación Nava 2 x 42 MVA 230/138 KV	62.1 75%	69.1 89%	89.3 114%
2) Línea Nava-Piedras Negras 2 circuitos 138 KV	36.0 20%	39.0 23%	50.2 31%
3) Línea Piedras Negras-Acuña 1 circuito 138 KV	0 0%	0 0%	0 0%
4) Línea Acuña-La Amistad 1 circuito 138 KV	24.0 26%	-25.0 27%	34.0 40%

TABLA 3.7

ZONA PIEDRAS NEGRAS-NAVA
 RESULTADO DE FLUJOS DE POTENCIA PARA LA SIMULACION DEL FUNCIONAMIENTO
 ELECTRICO A FUTURO DE LA RED DE POTENCIA EN CASO DE FALLA EN LA LINEA
 ACUÑA-LA AMISTAD

ELEMENTO OBSERVADO	AÑOS		
	POTENCIA TRANSMITIDA (MW) POR EL ELEMENTO OBSERVADO FACTOR DE UTILIZACION (F.U.)		
	1989	1990	1992
1) Banco subestación Nava 2 x 42 MVA 230/138 KV	86.9 115%	95.0 124%	115.6 158%
2) Línea Nava-Piedras Negras 2 circuitos 138 KV	60.8 37%	64.9 39%	80.5 52%
3) Línea Piedras Negras-Acuña 1 circuito 138 KV	24.3 30%	25.4 30%	29.6 38%
4) Línea Acuña-La Amistad 1 circuito 138 KV	0 0%	0 0%	0 0%

TABLA 3.8

BREVE ANALISIS DE LA SIMULACION DEL FUNCIONAMIENTO DE LA RED ELECTRICA DE LA
ZONA DE PIEDRAS NEGRAS-NAVA

AÑO	OBSERVACIONES
1988	No se presenta problema alguno bajo cualquier condición, al considerar que se cuenta con el apoyo de la generación turbogas ubicada en Piedras Negras.
1990	En este año la falla más severa representa la pérdida de la línea de transmisión - Villa Acuña-La Amistad, que con el apoyo de la generación turbogas únicamente se presentaría una sobrecarga de 104% en los bancos de la subestación Nava, lo cual es factible soportar durante un periodo prolongado, sin el menoscabo de la vida útil de estos mismos.
1992	Con la falla del banco de Nava se presentan sobrecargas de 136%, la cual es aliviada con el turbogas en una magnitud aproximada de 14 MW. Así también con la falla de la línea Villa Acuña-La Amistad, aún de contar con la generación turbogas se presenta una sobrecarga del 112% en los bancos de Nava, lo que representa posiblemente cortes de carga en un orden de 9 MW.
1994	Para este año, ya en la operación normal, los bancos de Nava se encuentran prácticamente al 100% (81 MVA). La falla de un banco en Nava presenta sobrecargas del 193% y 143%, sin y con turbogas respectivamente del banco restante, lo que obligaría a cortar carga por 17 MW aproximadamente. Finalmente, la pérdida de la línea Villa Acuña-La Amistad, a pesar de la contribución de la generación turbogas se presentan sobrecargas del 140%, que significa un probable corte de carga de 32-MW.

TABLA 3.9

CONCLUSIONES DEL ANALISIS ELECTRICO

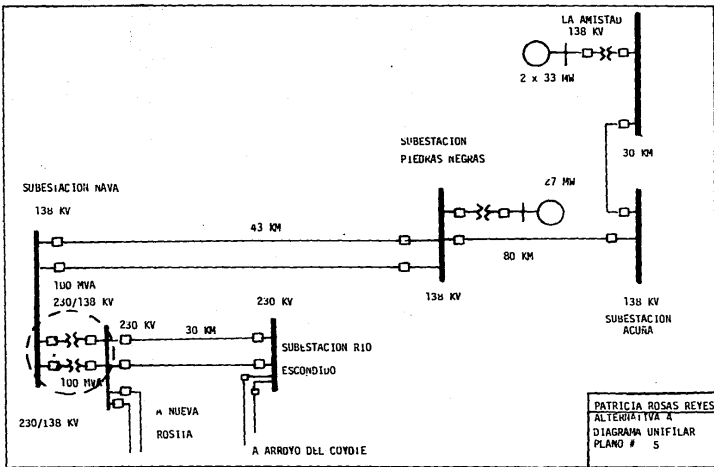
De estos primeros resultados se pueden establecer algunos elementos para el análisis global; considerando como premisas la entrada en operación de la Central Hidroeléctrica "La Amistad", a partir del año 1987, aunque es importante aclarar que es relativamente incierto establecer la capacidad disponible de esta planta, de tal manera que se puede considerar que únicamente se podrá contar con el 50% de su capacidad disponible.

Se debe mencionar también que en la actualidad se encuentra averiada la unidad generadora de Piedras Negras, bajo estas condiciones se observa que la contingencia más severa para la zona sería la pérdida de un banco de 42 MVA de 230/138 KV en la subestación Nava, a partir del año 1989, lo que ocasionaría que el banco restante tenga que soportar una sobrecarga del 152%, haciéndose este caso más severo a medida que la demanda de energía aumenta.

La segunda contingencia en grado de severidad, sería la pérdida de la línea de transmisión Acuña-La Amistad, que provoca una sobrecarga del 86.9%, a partir del año de 1989, en los bancos de la subestación Nava.

Lo anterior establece que a partir del año 1989 se tenga una operación crítica en la red de la zona, si se mantiene la configuración actual; es por esto que deberán proponerse alternativas de solución al problema.

CAPITULO 4



ZONA PIEDRAS NEGRAS-NAVA

RESULTADO DE FLUJOS DE POTENCIA PARA LA SIMULACION DEL ELECTRICO A FUTURO DE LA RED DE POTENCIA EN CASO DE FALLA EN LA LINEA ACURA-LA AMISTAD Y CAMBIO EN LA CAPACIDAD DE LOS BANCOS DE NAVA.

ELEMENTO OBSERVADO	AÑOS					
	POTENCIA TRANSMITIDA POR EL ELEMENTO OBSERVADO (MW) FACTOR DE UTILIZACION (F.U.)					
	1984	1990	1991	1992	1993	1994
1) Banco subestación Nava 2 x 100 MVA 230/138 KV	86.9 47%	94.9 49%	105.2 56%	115.6 63%	127.9 68%	139.4 75%
2) Línea Nava-Piedras Negras 2 circuitos-138 KV	60.9 38%	64.9 39%	71.2 44%	80.5 51%	91.9 57%	101.3 65%
3) Línea Piedras Negras-Acuña 1 Circuito-138KV	24.4 30%	25.4 30%	27.4 34%	29.5 38%	31.6 39%	33.7 43%
4) Línea Acuña-La Amistad 1 CIRCUITO-138 KV	0	0	0	0	0	0

ZONA PIEDRAS NEGRAS-NAVA

RESULTADO DE FLUJOS DE POTENCIA PARA LA SIMULACION DEL FUNCIONAMIENTO ELECTRICO A FUTURO DE LA RED DE POTENCIA EN CASO DE FALLA EN LA LINEA NAVA-PIEDRAS NEGRAS Y CAMBIO EN LA CAPACIDAD DE LOS RANCOS DE NAVA.

ELEMENTO OBSERVADO	AÑOS		
	POTENCIA TRANSMITIDA POR EL ELEMENTO OBSERVADO (MV)		
	FACTOR DE UTILIZACION (F.U.)		
1) Banco subestación Nava 2 x 100 MVA 230/138	89 46%	1014 51%	112.9 59%
Línea Nava-Piedras Negras 1 CIRCUITO-138 KV	54.1 61%	65.5 74%	75 90%
3) Línea Piedras Negras-Acuña 1 CIRCUITO -138KV	3.2 12%	5.2 12%	7.2 9%
4) Línea Acuña-La Amistad 1 CIRCUITO -138 KV	25.6 33%	25.6 32%	25.6 32%

* Se considera en este caso la operación de la central hidroeléctrica de la Amistad con solo una unidad de 33 MW de capacidad.

ALTERNATIVA B.

En esta alternativa se propone construir una línea de -- transmisión de 230 KV de Río Escondido a Piedras Negras y am-- pliar la subestación de Piedras Negras una capacidad hasta 2 X 100 MVA y una relación de transformación 230/138 a partir del año 1990. Ver fig. 3.2.

La alternativa "B" toma en consideración que el centro de carga de la zona prácticamente se manifiesta en los nodos de Piedras Negras y de Cd. Acuña. Planteando que es en ese sentido en donde deberfan de ampliarse las instalaciones.

Esta alternativa muestra algunas ventajas como:

- a).- Se crea un anillo de 230-138KV entre los nodos de Río Escondido-230 Nava 230/138 y Piedras Negras -- 230 KV, lo que aumenta notablemente la confiabilidad en la zona.
- b).- Se tiene con este esquema una doble alimentación -- lo que mejora notablemente la operación de la red y sobre todo tomando en consideración la carga actual y futura del complejo carbonifero de Micare.
- c).- Los bancos de la Subestación Nava permanecen instalados, hasta que realmente la cara misma pueda demandar algunas ampliación la que se presentaría a -- largo plazo

d).- Esta alternativa nos permite reubicar la generación existente en Piedras Negras. Lo que representa también un alto costo de rescate.

Se puede observar como una relativa desventaja sería la elevada inversión que se requiere en la nueva subestación de -- Piedras Negras (100 MVA) y la línea en 230 KV precede de Río Escondido (21 Km); más los detalles de la misma se darán en el siguiente capítulo.

Esta alternativa crea una doble alimentación de la subestación Piedras Negras al proveer de una línea directamente de -- Río Escondido con una capacidad de transmisión de 210 MW al 100% por tanto el análisis eléctrico estará orientado hacia posible pérdida de la línea Piedras Negras-Nava y salida de una o dos unidades de la Amistad, a fin de probar la capacidad de subestación y el enlace.

En la simulación de la operación de alternativa B se estudian los siguientes casos:

- o Operación sin el soporte de una unidad de La Amistad
- o Operación con la pérdida de la línea Villa Acuña-La Amistad.
- o Operación con una unidad de La Amistad y pérdida de un circuito de Nava-Piedras Negras.
- o Salida de la línea Villa Acuña-La Amistad y pérdida de

los dos circuitos Nava-Piedras Negras
o Salida de una unidad de La Amistad y pérdida de un
circuito de Nava-Piedras Negras.

ZONA PIEDRAS NEGRAS -NAVA

RESULTADO DE FLUJOS DE POTENCIA PARA LA SIMULACION DEL FUNCIONAMIENTO ELECTRICO A FUTURO DE LA RED DE POTENCIA USANDO LA ALTERNATIVA B CON FALLA EN LA LINEA NAVA-PIEDRAS NEGRAS.

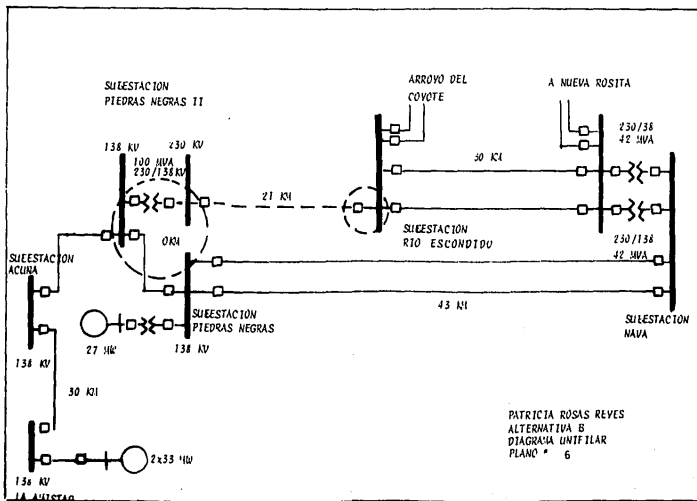
ELEMENTO OBSERVADO	AÑOS					
	POTENCIA TRANSMITIDA POR EL ELEMENTO OBSERVADO (MW)					
	FACTOR DE UTILIZACION (F.U.)					
	1989	1999	1991	1992	1993	1994
1) BANCO NAVA 2 x 40 NVA 230/138 KV	25.8	29.8	33.8	34.8	35.7	37.7
2) BANCO S.E. PIEDRAS NEGRAS a x 100 MVA 230/138 KV	60.6 66%	64.6 67%	70.7 76%	79.8 88%	90.9 97%	100 109%
3) LINEA RIOS ESCONDIDO P. NEGRAS 1 CIRCUITO-138 KV	60.3	64.2	70.3	79.5	90.6	96.8
4) LINEA NAVA-PIEDRAS NEGRAS 2 CIRCUITOS -138 KV	0	0	0	0	0	0
5) LINEA PIEDRAS NEGRAS-ACUÑA 1 CIRCUITO - 138 KV	24.4	25.5	27.5	29.6	31.7	33.6
6) LINEA ACUÑA-LA AMISTAD 1 CIRCUITO-138 KV	25.8	25.6	25.6	25.6	25.6	25.6

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

ZONA PIEDRAS NEGRAS-NAYA

RESULTADO DE FLUJOS DE POTENCIA PARA LA SIMULACION DEL FUNCIONAMIENTO ELECTRICO A FUTURO DE LA RED DE POTENCIA USANDO LA ALTERNATIVA B Y ANALIZANDO UNA FALLA EN LA LINEA ACURALA AMISTAD.

	AOS					
	POTENCIA TRANSMITIDA POR EL ELEMENTO OBSERVADO (MW)					
	FACTOR DE UTILIZACION (F.V.)					
	1989	1990	1991	1992	1993	1994
1) Banco subestación Nava 2 x 40 MVA 230/138 KV S.E.	39.1	44.1	50.7	55.8	61.3	67.4 86%
2) Banco Piedras Negras	47.4	50.3	53.8	58.8	65.4	70.4
1 x 100 MVA 230/138 KV						72%
3) Línea Río Escondido-Piedras Negras 1 CIRCUITO -230 KV	46.9	49.9	53.4	58.4	64.9	70
4) Línea Nava-Piedras Negras 1 CIRCUITO 230 KV	13.0	14.0	16.6	20.8	25.2	29.3
5) Línea Piedras Negras-Acuña 1 CIRCUITO 138 KV	24.0	25.5	27.5	29.6	31.7	33.7
6) Línea Acuña-La Amistad 1 CIRCUITO 138 KV	0	0	0	0	0	0



CONCLUSIONES DEL ANALISIS ELECTRICO DE LAS ALTERNATIVAS

ALTERNATIVA A

Esta alternativa propone cambiar los dos bancos de A RMVA actuales por dos bancos de 100 MVA; para simular un caso desfavorable se hizo el análisis sin el auxilio de la planta La Amistad encontrándose que:

- + Para el año 1994 los bancos de subestación Nava (100 MVA) llegan a tener un factor de utilización del 75%.
- + Para el año 1992 la línea de transmisión Nava-Piedras Negras (2 circuitos - 138 KV) se carga al 51% de su capacidad.
- + Si en el período 1992-1994 falla un circuito de la línea Nava-Piedras Negras y se pierde el apoyo de una unidad en La Amistad dicha línea opera el 90% de su capacidad.

Esta alternativa tiene la ventaja de que las obras necesarias -- son mínimas; ya que consisten solo en cambiar los transformadores actuales (40 MVA) por otros con capacidad de 100 MVA desaprovechándose los primeros.

ALTERNATIVA B

Con la construcción de una línea Río Escondido-Piedras Negras II (circuito 230 KV) y la construcción de una subestación reductora (Piedras Negras II 100 MVA, 230/138 KV) se prevee que

el caso más desfavorable es la pérdida de una o dos circuitos de la Amistad o de uno o dos circuitos, de la línea Nava-Piedras - Negras. En el desarrollo del análisis se encontro que:

o La subestación Piedras Negras II trabaja al 76% con el apoyo de una unidad de la Amistad y sin el auxilio de la línea Nava Piedras Negras para 1994; sin la ayuda de la Amistad alcanzado 109% de su capacidad para este año.

o La subestación Nava trabaja al 80% de su capacidad y Piedras Negras II al 78% en el caso de que La Amistad opera con una unidad y se opere un circuito de Nava-Piedras Negras.

Al comparar la severidad de estas fallas en relación con las analizadas para la alternativa A se observa que esta alternativa permite mayor confiabilidad y flexibilidad en la operación aun en el peor de los casos.

Las consideraciones hechas en el análisis anterior muestran a la alternativa "B" como la más atractiva técnicamente aún sin embargo la decisión debe de considerar el buscar un -- término de equilibrio en lo económico.

ALTERNATIVA "A"

RESUMEN TOTAL

	COSTO UNITARIO	TOTAL
Subestación Nava		
2 transformadores trifásicos de 100 MVA con una relación 230/138	\$ 505,469	\$ 1,010,938
		TOTAL \$ 1,010,938

ALTERNATIVA " B "

RESUMEN TOTAL

	COSTO UNITARIO		TOTAL	
Subestación Río Escondido Alim-230 KV (ampliación)	\$	159,867	\$	159,867
Subestación Piedras Negras II				
1T - 3Ø - 100 MVA 2J0/138 KV		505,469		505,469
1 Alim - 230 KV		224,449		224,449
2 Alim - 138 KV		112,388		244,776
LT - 230 KV - 21 Km - 900 ACSR		9,352		196,192
			TOTAL >	1,330,951

CONCLUSIONES

Para el estudio de la expansión de la red eléctrica de potencia de la zona Piedras Negras-Nava, en principio se simuló únicamente el funcionamiento de la operación normal de la red, teniendo en mente el incremento de la carga, dado el desarrollo de la región.

Si se considera que el Factor de Utilización de cualquier elemento de una red eléctrica no debe sobrepasar del 85% de su capacidad, considerando el incremento natural en la demanda esta cifra se presentaría cuando los bancos de la subestación Nava llegan a ese límite, aún tomando en cuenta el apoyo de la central hidroeléctrica "La Amistad".

Al efectuar un breve análisis de contingencias, se ha observado que el año de 1992 es el límite para una operación segura de la red eléctrica actual de la zona.

En base a los estudios anteriores se plantearon tres alternativas de solución, y se analizaron en función de las contingencias más severas.

Examinando los costos de cada una de las alternativas, tenemos:

RESUMEN DE COSTOS

ALTERNATIVA	COSTO (miles de pesos)
"A"	\$ 1,010,938
"B"	1,330,953

Con relación al análisis eléctrico efectuado para el desarrollo o expansión de la red de 138 KV en el periodo 1985 - 1994, se sugiere sea adoptada la alternativa "B", que resuelve en un menor plazo de tiempo y en forma integrada los problemas planteados por la red.

La diferencia de costo (320 millones de pesos) con respecto a la alternativa "A", que sería la de menor inversión, - debe de interpretarse prácticamente como el costo de tener una red con mayor confiabilidad y flexibilidad en la operación de la zona Piedras Negras-Nava.

BIBLIOGRAFIA

- 1.- ELECTRICAL TRANSMISSION AND DISTRIBUTION REFERENCE BOOK
by Westinghouse Electric Corporation, East Pittsburgh.
Fourth. Edition (1964)
- 2.- TEORIA Y PROBLEMAS DE ESTADISTICA
Editorial Mc. Graw-Hill
Murray R. Spiegel
- 3.- INFORMES FINANCIEROS Y DE OPERACION
Comisión Federal de Electricidad
- 4.- ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO DEL SISTEMA NORESTE
Comisión Federal de Electricidad
Gerencia de Planeación y Programa 1985
- 5.- DESARROLLO DEL MERCADO ELECTRICO
Comisión Federal de Electricidad 1985.
Gerencia de Estudios.