

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

Facultad de Ingeniería Eléctrica y
Electrónica



MODELO MATEMATICO PARA DERIVAR AREAS
DE SERVICIO Y CAPACIDAD OPTIMA DE
CENTROS DE TRANSFORMACION

TESIS

Para Optar el Título Profesional de

INGENIERO ELECTRICISTA

POMPEYO MARDONIO AGUIRRE PEREZ

Promoción 1985-II

**Lima - Perú
1994**

SUMARIO

El presente trabajo tiene por objetivo formular un modelo matemático para simular la ubicación, derivar sus áreas de servicio, determinar la capacidad, el momento de expansión o la construcción de un nuevo centro de transformación.

Se utilizó herramientas de optimización matemática orientado en la teoría de investigación de operaciones y el análisis de sistemas, que es la aplicación de técnicas y métodos científicos para dar soluciones óptimas a los problemas que se originan en la operación de un sistema eléctrico, las técnicas empleadas son; estadística, métodos de simulación, teoría de grafos, programación lineal y entera.

Se obtiene; los coeficientes tecnológicos del modelo, para cada centro de transformación se determina la ubicación, áreas de servicio y la configuración de un sistema económicamente adaptado. También se verificó la capacidad actual y su proyección al año 2000 para prevenir el incremento de capacidad, la transferencia de carga y la construcción de dos centros de transformación.

**MODELO MATEMATICO PARA DERIVAR AREAS
DE SERVICIO Y CAPACIDAD OPTIMA DE
CENTROS DE TRANSFORMACION**

unitarios que serán utilizados como coeficientes tecnológicos de la función objetivo y restricciones.

En el capítulo II, se presenta la formulación matemática de las funciones objetivos, para simular y determinar la ubicación, derivar sus áreas de servicio, su capacidad óptima y la transferencia de carga hacia otros centros con exceso de capacidad, considerando siempre la viabilidad de las soluciones a fin de garantizar el servicio oportuno, eficiente y seguridad preestablecido.

En el capítulo III, se presenta una aplicación práctica de los modelos formulados, el sistema elegido se encuentra ubicado en la zona norte de la área de concesión de Electrolima, el sistema cuenta actualmente con nueve centros de transformación de 60/10 kV, interconectado mediante un sistema secundario de transmisión. Dicha área tiene una extensión de 289 km², con una configuración diversificada de cargas existentes así como áreas libres y terrenos de cultivo.

Al final se presenta las conclusiones, recomendaciones y en los anexos se da una explicación detallada de algunos temas relevantes y el listado de resultados. Además se presentan los planos de configuración del sistema actual y el propuesto.

INDICE GENERAL

INTRODUCCION	01
CAPITULO I	04
COSTOS MARGINALES DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS	04
1.1 Introducción	04
1.2 Objetivo	05
1.3 Costos marginales en los servicios de electricidad	05
1.3.1 Costos marginales de corto plazo	05
1.3.2 Costos marginales de largo plazo	06
1.3.3 Costos totales	08
1.3.4 Equipamiento de las instalaciones en función del costo marginal	08
1.4 Costos de transformación y distribución	10
1.4.1 Introducción	10
1.4.2 Costos marginales	10
1.4.3 Leyes de cantidades de obra	12
1.4.4 Cálculo de costos marginales a partir de las leyes de cantidades de obra	14
1.5 Base de datos y procedimiento para determinar el costo marginal	17
1.5.1 Base de datos	17

1.5.2	Procedimiento para calcular los costos marginales	18
1.6	Aplicación del método para determinar el costo marginal	19
1.6.1	Datos	19
1.6.2	Determinación de los costos marginales	21
1.6.3	Resultados obtenidos	25
1.7	Análisis de los resultados	27
1.8	Conclusiones	28
CAPITULO II		33
AREAS DE SERVICIO Y CAPACIDAD OPTIMA DE CENTROS DE TRANSFORMACION		33
2.1	Introducción	33
2.2	Objetivo	34
2.3	Base de datos	34
2.4	Previsiones de demanda	35
2.4.1	Proyección de carga	36
2.4.2	Leyes de crecimiento de carga	46
2.5	Distancia mínima factible	37
2.5.1	Introducción	37
2.5.2	Formulación del algoritmo	37
2.5.3	Distancia del centro de transformación a la carga	38
2.6	Areas óptimas de servicio	39
2.6.1	Introducción	39
2.6.2	Formulación de la función objetivo	40
2.6.3	Definición de las restricciones	42

2.6.4	Descripción del algoritmo	43
2.7	Capacidad óptima	43
2.7.1	Introducción	43
2.7.2	Formulación de la función objetivo	44
2.7.3	Definición de las restricciones	45
2.7.4	Descripción del algoritmo	46
2.8	Transferencia óptima de carga	46
2.8.1	Introducción	46
2.8.2	Definición de las restricciones	47
2.8.3	Descripción del algoritmo	47
2.9	Conclusiones	48
CAPITULO III		52
DIMENSIONAMIENTO OPTIMO DE CENTROS DE TRANSFORMACION		52
3.1	Introducción	52
3.2	Objetivo	53
3.3	Alcance del estudio	53
3.4	Características de carga	54
3.4.1	Area de influencia	54
3.4.2	Tipos de cargas existentes	54
3.4.3	Densidad de carga	55
3.4.4	Tasa de crecimiento anual de carga	56
3.5	Proyección de la demanda	57
3.5.1	Introducción	57

3.5.2	Demanda máxima proyectada	57
3.5.3	Metodología	58
3.6	Distancia del centro de transformación a la carga	59
3.6.1	Introducción	59
3.6.2	Asignación de carga	59
3.6.3	Cálculo de las distancias mínimas	59
3.6.4	Aplicación	60
3.7	Areas óptimas de servicio	60
3.7.1	Introducción	60
3.7.2	Formulación de la función objetivo	60
3.7.3	Definición de las restricciones	61
3.7.4	Simulación del sistema actual	61
3.7.5	Simulación del sistema propuesto	63
3.8	Capacidad óptima de centros de transformación	65
3.8.1	Introducción	65
3.8.2	Costos unitarios	65
3.8.3	Demanda máxima	65
3.8.4	Planes de expansión	67
3.8.5	Formulación de la función objetivo	68
3.8.6	Definición de las restricciones	69
3.8.7	Aplicación	70
3.8.8	Interpretación de los resultados	70
3.9	Transferencia óptima de carga	75
3.9.1	Introducción	75
3.9.2	Base de datos	78

	XI	
3.9.3	Formulación de la función objetivo	79
3.9.4	Definición de las restricciones	79
3.9.5	Aplicación	79
3.9.6	Interpretación de los resultados	80
3.9.7	Conclusiones	80
3.10	Conclusiones	81
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	85
	ANEXOS	91
	BIBLIOGRAFIA	155
	PLANOS	157

INTRODUCCION

La energía es un elemento estratégico para el desarrollo económico y social de un país, siendo la electricidad un factor dinamizador por su comportamiento cercano a la evolución del producto bruto interno. Los gastos totales de inversiones del subsector inciden sobre las metas fiscales.

El servicio de electricidad esta sujeto como todos los servicios a las leyes del mercado, de libre oferta y la demanda, sin embargo en la etapa de distribución que por su naturaleza de orden técnico y geográfico, implica la existencia de monopolios naturales, debido a las características de abastecimiento local no están sujetos a las leyes del mercado. Para estos casos, la Ley de Concesiones Eléctricas establece un régimen de precios regulados y libres; calculados bajo el concepto de costos marginales, reconociendo sistemas económicamente adaptados y costos de operación y mantenimiento eficientes.

Las empresas concesionarias de Electricidad, con el nuevo marco legal tienen que tomar mayor énfasis en el concepto de que deben minimizarse los costos totales de los sistemas eléctricos, esto es, en la generación, transmisión, transformación y distribución de electricidad, de tal manera que los precios establecidos por los organismos reguladores garanticen costos reales de inversión, mantenimiento y operación a fin de dar el servicio, en

niveles de eficiencia y seguridad preestablecidos y competitividad en el negocio eléctrico.

La planificación de los sistemas eléctricos ha evolucionado de tal manera que mucho de los métodos y procedimientos tradicionales han sido complementados con el avance de la tecnología, la informática complementándose con las herramientas de optimización matemática orientado en la teoría de investigación de operaciones y el análisis de sistema, que es la aplicación de técnicas y métodos científicos para dar soluciones óptimas a los problemas que se originan en la operación de un sistema. La investigación de operaciones es una ciencia de administración, sus técnicas incluyen estadística, métodos de simulación, programación lineal, teoría de colas, cibernética y teoría de la información.

Dicha metodología ha sido aplicado en un caso real para determinar la ubicación, áreas de servicio, capacidad y transferencia de carga hacia otros centros de transformación, considerando restricciones de confiabilidad a fin de desarrollar una expansión ordenada y coherente de un sistema eléctrico.

Para la aplicación de esta metodología se ha considerado todos los parámetros que intervienen en el proceso de planificación de un centro de transformación, tales como; demanda, capacidad instalada, costos de inversión, operación y mantenimiento, tasas de crecimiento así como la configuración del sistema.

Toda la información utilizada se ha recopilado de la empresa Electrolima S.A. Departamento de Ingeniería de Distribución y Planeamiento.

Un agradecimiento especial al Ing. Carlos Huayllasco M., quién me apoyo y dedico su valioso tiempo en el asesoramiento y en la revisión de los borradores de la presente Tesis.

Asimismo agradezco la colaboración de los siguientes profesionales e instituciones:

Ing. Miguel Bustinza R.

Ing. Jorge Sáenz.

Ing. Juvenal Pando.

Ing. Enrique Montañés.

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS.

COMISION DE TARIFAS ELECTRICAS.

ELECTROLIMA S.A., en especial el Departamento de Ingenieria de Distribución y Planeamiento.

CAPITULO I COSTOS MARGINALES DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS

1.1 Introducción

El bienestar que una sociedad puede alcanzar, dada una cierta cantidad de ingreso, depende de los precios de los diferentes bienes y servicios que se encuentra en el mercado.

El máximo bienestar es posible de alcanzar cuando se fijan los precios con base en costos marginales, puesto que éstos estarían indicando a la comunidad cual es el costo que para ella representa producir una unidad adicional o lo que podría ahorrar si se produjera una unidad menos. La fijación de precios al costo marginal, permite así dar información adecuada a los usuarios acerca del costo que su consumo ocasiona, quienes al escoger la solución económicamente más ventajosa para ellos, estarán escogiendo también la más ventajosa para la sociedad.

Para el caso de algunas actividades económicas que por su naturaleza de orden técnico, económico ó geográfico, como es el caso de los servicios de electricidad, implica la existencia de monopolios llamados naturales, que por sus características de abastecimiento local no están ligados a mercados externos, por ser bienes no transables, por lo que es necesario que los precios reflejen la estructura de producción interna.

Es el caso que nos ocupa el presente estudio, donde la electricidad en la etapa de distribución constituye un monopolio natural, por lo que es necesario

realizar las estimaciones para determinar el precio en función del costo marginal en que se incurre para asegurar el suministro regular y que esté de acuerdo con el objetivo de bienestar social a través de una eficiente asignación de recursos.

1.2 Objetivo

El objetivo del presente capítulo es determinar los costos unitarios anualizados de distribución (US \$-Año/kW), para lo cual se definen los conceptos elementales de los costos marginales, así como los parámetros y relaciones que definen los valores agregados de los sistemas de transformación y distribución.

1.3 Costos marginales en los servicios de electricidad

1.3.1. Costos marginales de corto plazo

Debido a las características de los sistemas eléctricos donde la demanda varía ampliamente durante las horas del día, habrá momentos en que esta puede ser abastecida con las instalaciones existentes, en este caso el costo marginal será la variación en los costos cuando aumenta en una unidad la cantidad suministrada con las instalaciones existentes. Estos son llamados "Costos Marginales de Corto Plazo".

En la figura 1.1 se representa la curva de costos y la curva de oferta del productor. El productor que enfrenta en el mercado un precio P_0 , está dispuesto a producir y vender cantidades adicionales de energía, siempre y cuando esta producción adicional le reporte un beneficio extra, por cada unidad de potencia producida va a tener que utilizar recursos adicionales como mano de obra, materiales y otros. Este costo adicional es el que

llamamos costo marginal, tal como se presenta en la figura 1.1 por la curva

C_{mg} .

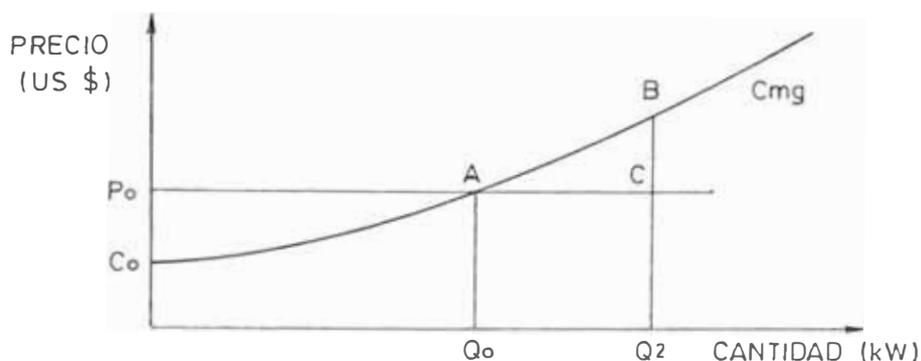


Figura 1.1 : Costo marginal de corto plazo.

Al productor le va a convenir aumentar su producción hasta el punto donde su costo marginal sea igual al precio, que es la medida de su ingreso marginal, es decir en P_0 , Q_0 , puesto que, cualquier variación de este nivel de producción, se traducen en una disminución de los beneficios que obtiene, por ejemplo, un incremento en la producción por encima de Q_0 , digamos Q_2 , implica una disminución de los beneficios igual al área ABC. Mientras que el área formada por P_0AC_0 será el excedente del productor.

1.3.2 Costos marginales de largo plazo

En aquellos momentos en que la demanda presiona la capacidad del sistema, horas de punta, cualquier incremento en la demanda exigirá una inversión adicional en las instalaciones existentes, para no incurrir en riesgo de falla en el suministro. En consecuencia el costo marginal incluirá un componente asignado a estas nuevas inversiones. Son los llamados "Costos Marginales de Largo Plazo".

Para ver con claridad la relación en la fijación del precio de la electricidad, supongamos que tenemos un sistema compuesto por un conjunto de equipos e instalaciones, además que la curva CT_1 , en la figura 1.2 representa la curva de costos totales para dichas instalaciones. El rendimiento óptimo de estas instalaciones será Q_1 .

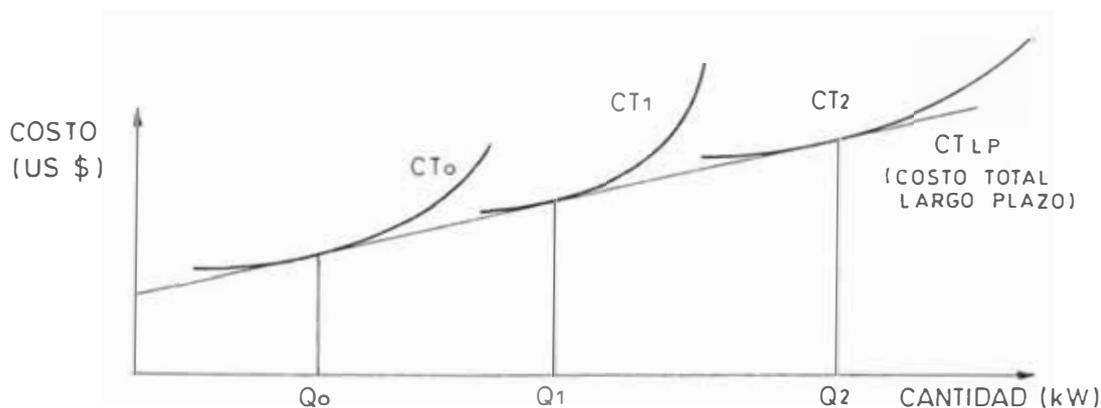


Figura 1.2 : Costos marginales de largo plazo.

Si la producción requerida fuese Q_0 , los gastos son disminuidos en la magnitud de aquellos que se pueden evitar (ahorrar), al disminuir la producción de Q_1 a Q_0 . Si la producción requerida fuese Q_2 se tendría que realizar gastos adicionales, es obvio que se producirá al mínimo costo con las instalaciones existentes en el nivel de Q_1 , una cantidad mayor o menor costará por definición más que si tuviese la libertad de alterar la capacidad de las instalaciones para cada nivel de producción.

Así tenemos que para el nivel de producción Q_0 le corresponderá un tamaño óptimo de las instalaciones representado por CT_0 y para Q_2 por CT_2 .

Es decir a cada nivel de producción le corresponde un tamaño óptimo de las instalaciones y una curva de costos de largo plazo determinados por ésta.

1.3.3 Costos totales.

En la curva de costos marginales de largo plazo representado en la figura 1.2, se tiene una envolvente que se llama la curva de costos totales de largo plazo, CT_{LP} . Este representaría los gastos efectivamente proyectados si se pudiesen adaptar las instalaciones al tamaño óptimo para cada nivel de producción.

En cada punto de esta curva hay una particularidad, que la tangente de la curva de costo total de corto plazo (CT_{CP}) es igual a la tangente de la curva de largo plazo (CT_{LP})

La tangente del costo total de corto plazo es por definición la variación que se tiene en el costo cuando varía en una unidad la cantidad suministrada con las instalaciones existentes, o sea el costo marginal de corto plazo. Mientras que la tangente de la curva de costo total de largo plazo es el costo marginal de largo plazo, en una situación en que los ajustes de la capacidad son posibles.

En conclusión puedo afirmar que cuando las instalaciones están en su utilización óptima los costos marginales de corto y largo plazo son los mismos.

1.3.4 Equipamiento de las instalaciones en función del costo marginal

En la realidad y es característica de los sistemas eléctricos, la expansión de los equipos e instalaciones no es continua sino discreta. Supongamos que en la figura 1.3 están representadas las curvas de costos marginales de corto y largo plazo correspondientes a los costos totales de la figura 1.2.

Donde Q_1 , Q_2 , Q_3 son las capacidades óptimas para los diferentes tamaños de las instalaciones. Cuando la capacidad utilizada es menor que la óptima,

el costo marginal de corto plazo es inferior al costo marginal de largo plazo y cuando la capacidad utilizada es mayor que la óptima el costo de corto plazo es mayor que el de largo plazo.

Como las instalaciones se van desarrollando por etapas, va dando origen a una curva de costos marginales en forma de diente de sierra, como la mostrada en la figura 1.3 la que es cortada por la curva (A,B) de costos marginales de largo plazo.

Si se fijan los precios de acuerdo a los costos marginales de corto plazo los precios sufrirían fluctuaciones en el tiempo, dando señales equivocadas a los usuarios y el productor de electricidad en algunas períodos tendría déficit y en otros excedentes, por lo que es necesario desde el punto de vista del productor y consumidor fijar los precios como si las instalaciones fuesen óptimas.

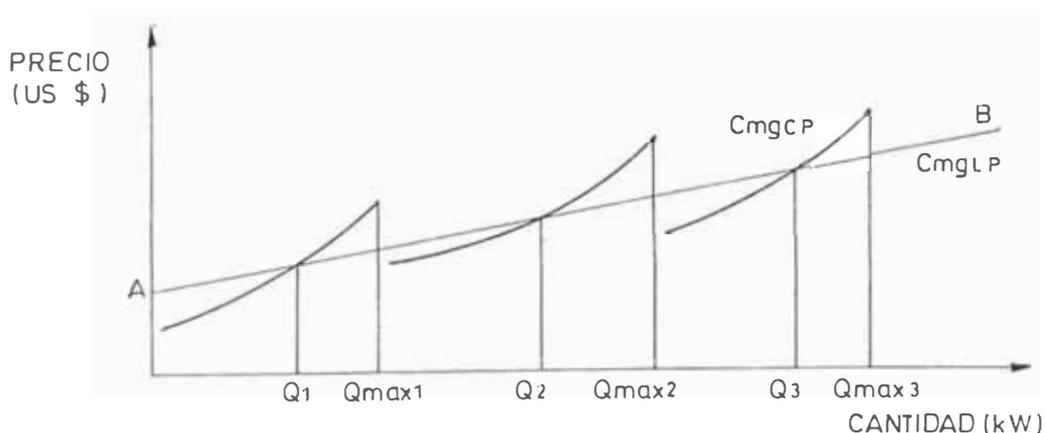


Figura 1.3 : Curvas de costos marginales de corto y largo plazo.

Esto sirve de base para que los cálculos realizados en el presente estudio se estimen para el año adaptado en el que se suponen que se está haciendo un uso óptimo de las instalaciones; y la separación que se realiza para el cálculo de los costos marginales de energía y potencia.

1.4 Costos de transformación y distribución

1.4.1 Introducción

En esta parte se presenta la metodología de cálculo de costos marginales de transformación y distribución, partiendo del centro de transformación, que involucra la media y baja tensión, con el método de la Ley de Cantidades de Obra, aplicados a los sistemas eléctricos.

El método de Leyes de Cantidades de Obra, está basado en correlaciones y regresiones de las cantidades físicas de redes, subestaciones y potencia de transformación respecto a la energía distribuida durante el período de análisis.

1.4.2 Costos marginales

a. **Definición**

Los costos marginales son definidos como el cociente entre los gastos totales que ocasiona el aumento de la producción y la cantidad producida, tal como se indica en la siguiente relación:

$$C_m' = \text{Min} \left[\frac{\partial D(t)}{\partial Q} \right]$$

Donde:

C_m' : costo marginal

$D(t)$: gastos totales

Q : cantidades producidas

Estos costos se convierten así en una medida que relacionará las unidades a producirse en el futuro y los gastos que se deberán efectuar, por lo tanto la obtención de sus valores está relacionada con las previsiones, tanto de la cantidad de producción como de los gastos resultantes.

La restricción más importante a tomarse en cuenta en tales previsiones, es que el aumento de los gastos debe ser el mínimo posible, compatible con los patrones técnicos aceptables para suministro del servicio, de modo que los incrementos de la demanda sean cubiertos al mínimo costo.

Otra restricción es que la capacidad óptima de producción debe ser igual a la demanda del sistema, respetando las seguridades contra fluctuaciones de carga, confiabilidad, reservas técnicas, etc; con lo que, teóricamente, no habría demanda insatisfecha, ni exceso de capacidad instalada. Lo dicho anteriormente significa, que un aumento de la demanda solicitada P conlleva siempre un aumento de inversión I .

b. Previsión de la demanda

Las previsiones de la demanda se pueden efectuar usando dos métodos:

- i) Cuantitativas, sobre el crecimiento de la demanda que son relativamente simples de determinar mediante algún tipo de curva exponencial. Las premisas de base varían desde los comportamientos pasados, tendencias actuales y las situaciones futuras esperadas.
- ii) Cualitativas, se actúa en la tarifa, induciendo una variación en el comportamiento de la demanda, de tal manera que la forma de la curva de carga tiende a modificarse y ésta modificación puede ser realimentada a las tarifas, proporcionando un cierto grado de administración del comportamiento de la forma de la curva de carga.

La previsión de la demanda, que sirve como punto de partida de las demás previsiones, es un dato de entrada para el cálculo de los costos marginales de transformación y distribución.

c. Previsión de los gastos

Para las líneas aéreas, cables subterráneos, subestaciones, y transformadores de potencia, los gastos resultan de los costos de inversión (financiamiento y amortización), de operación y mantenimiento.

La previsión de las inversiones se hace generalmente a partir de la previsión de la demanda. De ahí que para un análisis adecuado de previsiones en el sistema de transformación y distribución en media tensión, se consideran zonas en donde estén localizados los centros de consumo. Una opción práctica es estudiar el crecimiento de las cantidades de cierto tipo de obra (por ejemplo: 1 km de línea de 10 kV) con el crecimiento del consumo asociado. Con ello se consigue una ley de crecimiento representativo, teniendo al consumo como variable independiente.

Estas leyes, que representan tendencias, describen el comportamiento esperado de las inversiones.

1.4.3 Leyes de cantidades de obra

Es evidente que el aumento de demanda ocasiona un aumento en la oferta o en la cantidad de obra necesaria para atenderle. Lo que no es evidente es cuales son los parámetros que relacionan dicho aumento.

Las Leyes de kelvin y Santorelli, R. Juricic (Dirección de EDF-Francia) proporcionan un modelo que muestra la existencia de relaciones simples entre el volumen de conductores y número de subestaciones de transformación de una red que alimenta una área caracterizada por su superficie y su densidad de carga.

Estas relaciones son:

$$\frac{V}{S} = K \left(\frac{P}{S} \right)^\alpha$$

$$\frac{N}{S} = K_1 \left(\frac{P}{S} \right)^\alpha$$

Donde :

- N : Número de Subestaciones
- V : Volúmen mínimo de conductores
- P : Demanda máxima para superficie S
- S : Superficie electrificada

K, K₁, α: Parámetros

Existe un proceso para la determinación de las cantidades de obra a partir de estas relaciones, que se constituye una aplicación directa de las leyes de Juricic.

Este proceso, procura modificar las ecuaciones de tal modo que se utilicen datos que habitualmente existen en las empresas del sector eléctrico. Asimismo, las variables son expresadas en función del tiempo.

Las evoluciones de la demanda y de la superficie electrificada, en general tienen un comportamiento como el que se muestra en el anexo 2

La experiencia muestra que ambos crecimientos presentan alta correlación con predicciones del tipo exponencial, siempre que se tome del último valor registrado y que las demandas o superficies electrificadas no estén muy alejadas en el tiempo.

Aceptando estas consideraciones, P y S se expresan en función del tiempo:

$$P(t) = P_0 e^{gt} \quad (1)$$

$$S(t) = S_0 e^{mt} \quad (2)$$

Donde : P_0 , S_0 , g y m son constante

Si consideramos a "X" como uno de los dos tipos de agregado, que sigue el comportamiento dado por las leyes de Juricic (por ejemplo: 1 km de red) tendremos:

$$\frac{X}{S} = K \left(\frac{P}{S} \right)^\alpha \quad (3)$$

De las ecuaciones (1), (2) y (3), haciendo sustituciones y simplificaciones, se obtienen la siguiente expresión:

$$X(t) = K [P(t)]^\alpha \quad (4)$$

Donde : K y α son parámetros.

El detalle de las leyes de catidad de obra se presenta en el anexo 2

1.4.4 Cálculo de costos marginales a partir de las leyes de cantidades de obra

a. Costos unitarios de energía

Los gastos totales en las redes, que pueden ser asignados en función de la cantidad de kW, son obtenidos anualizando los gastos de inversión y explotación. El factor que se usa para ello es un valor "A", tal que:

$$A = (CR + D) * I_0 \quad (5)$$

Donde:

- A : Valor de los gastos de inversión de un agregado de obra para el año t.
- CR: Factor de recuperación de capital
- D : Relación entre el costo unitario de operación y mantenimiento, y el respectivo costo unitario de inversión; en p.u.

I_0 : Costo unitario de inversión.

Tomando en cuenta la fórmula que define los costos marginales:

$$C_m^* = \frac{\partial D(t)}{\partial Q}$$

y usando la aproximación: $D(t) = A \cdot \Delta X$ siendo ΔX la cantidad de obra asociada al aumento de la demanda P , se obtiene:

$$C_m^* = A \frac{\Delta X}{P}$$

De acuerdo con la ecuación (4), cualquier obra de distribución "X" tendrá el siguiente comportamiento:

$$X = K (P)^\alpha$$

entonces:
$$\frac{\Delta X}{\Delta P} = \alpha \frac{X}{P}$$

Por lo tanto:

$$C_m^* = \alpha * A * \frac{X}{P} \quad (6)$$

Esta ecuación muestra al costo marginal en función de la demanda (P), y es utilizada en sistemas de generación, transmisión, transformación y distribución. Sin embargo, es práctico relacionar con el consumo de energía (E) del siguiente modo:

$$C_m^* = \alpha * A * \frac{X}{E} \quad (7)$$

Donde:

C_m^* : Costo marginal expresado en unidades de energía

Exponente de la ecuación correspondiente a las Leyes de Cantidades de Obra.

E Consumo de energía.

A fin de homogenizar con los costos marginales de los demás componentes del sistema, estos costos son convertidos en costos marginales por unidad de potencia utilizando el procedimiento que se explica en el siguiente acápite.

b. Costos marginales por unidad de potencia

Para pasar los costos marginales por unidad de energía a costos marginales por unidad de potencia, se define la variable "H" como el número de horas de utilización de la demanda máxima D_m , equivalentes a una energía consumida E, en un período de tiempo t (por ejemplo: un año), es decir:

$$E = D_m * H$$

Por otro lado, teniendo en cuenta que:

$$E = D * t = f_c * D_m * t$$

siendo D y f_c la demanda media y el factor de carga, respectivamente; se llega a:

$$H = f_c * t$$

Para $t = 8760$ horas (un año), se tiene: $H = 8760 f_c$. Luego, de las ecuaciones (6) y (7) se deduce que:

$$C_m = C_m' * H \quad (8)$$

1.5 Base de datos y procedimiento para determinar el costo marginal

1.5.1 Base de datos

Dado que el cálculo de los costos marginales se basa en informaciones estadísticas, se debe recurrir a datos históricos del sistema. En este caso, se considera que 10 años son suficientes para obtener un buen índice del comportamiento de las variables.

Por lo que para cada año se debe tener los siguientes datos:

a. Sistema de baja tensión

E1 : Consumo de energía en B.T.

X1 : Extensión de red en B.T.

X1 : Número de subestaciones de transformación MT/BT.

X1 : Capacidad instalada en transformación MT/BT.

b. Sistema de media tensión

E1 : Consumo de energía en BT + MT.

X1 : Extensión de red en M.T.

X1 : Número de subestaciones de transformación AT/MT.

X1 : Capacidad instalada en transformación AT/MT.

c. Datos adicionales

De acuerdo a la ecuación (5), se debe tener los siguientes costos unitarios promedio de inversión:

De 1 km de red de B.T. y M.T.

De una subestación de transformación MT/BT y AT/MT, sin incluir los transformadores.

De 1 kVA instalado en la transformación MT/BT y AT/MT.

Asimismo, para cada uno de ellos, se debe tener la relación entre el costo anual de mantenimiento y operación, y el de inversión correspondiente a una misma fecha.

Los factores de recuperación de capital se obtendrán a partir de la tasa de interés de capital y vidas útiles de cada componente del sistema de distribución.

Con todos estos datos se obtiene el costo marginal por unidad de energía. Para convertir en unidades de potencia, se debe conocer el factor de carga para los sistemas de BT y MT.

1.5.2 Procedimiento para calcular los costos marginales

Obtener las leyes de cantidades de obras (LCO), de crecimiento de consumo (LCC) y de crecimiento de agregados de obras (LCADO), a partir de las regresiones, utilizando los datos históricos, para todas las cantidades físicas "X" y consumo "E" con los datos enumerados en el numeral 1.5.1.

Los ajustes se hacen considerando los siguientes tipos de ecuaciones:

$$X(t) = K E(t)^\alpha \quad \text{Para las LCO}$$

$$E(t) = E_0 (g)^{(t-t_0)} \quad \text{Para las LCC}$$

$$X(t) = X_0 (h)^{(t-t_0)} \quad \text{Para las LCADO}$$

En donde "g" y "h" representan las tasas de crecimiento exponencial a lo largo del tiempo, del consumo y de las cantidades físicas de obras respectivamente; "t₀" es el año base inicial o el primer año en la relación de datos históricos; y "t", el año para el cual se desea evaluar el costo marginal.

Con las últimas dos leyes, se obtiene por extrapolación los valores de "E" y "X" para cualquier año t.

1.6 Aplicación del método para determinar el costo marginal

1.6.1 Datos

De acuerdo lo descrito en el numeral 1.5.1, se utilizará la siguiente información:

a. Datos históricos

La información fue obtenida del anuario Estadístico de Electrolima para el período 1980-1990, el mismo que se presenta en el cuadro No. 1.1, referente a la evolución de la energía eléctrica facturada en baja y media tensión, del desarrollo de las redes subterráneas y aéreas en baja y media tensión, del crecimiento de las subestaciones de distribución y centros de transformación, en número y potencia instalada.

b. Costos unitarios

Los costos unitarios de inversión, de operación y mantenimiento de los distintos componentes del sistema eléctrico fueron tomados de los archivos del Departamento de Ingeniería Distribución de Electrolima. Estos datos se presenta en los cuadros, No.1.2 y No.1.3, respectivamente.

CUADRO No. 1.2

COSTOS UNITARIOS DE INVERSION Y EXPLOTACION

RED BAJA TENSION	COSTOS UNITARIOS		
	CR	D	I _o
kM DE RED	0,133879	0,00248	40,06
#SUBE.MT/ BT	0,127500	0,00275	5,71
kVA MT/BT	0,127500	0,00207	36,25

CUADRO No. 1.3

COSTOS UNITARIOS DE INVERSION Y EXPLOTACION

RED MEDIA TENSION	COSTOS UNITARIOS		
	CR	D	I_0
KM DE RED	0,133879	0,00614	47,07
#SUBE.AT/ MT	0,127500	0,00680	1 087,00
kVA AT/MT	0,127500	0,00041	9,72

CR : Factor de recuperación de capital, siendo "i" la tasa de interés y "n" la vida útil del componente.

$$CR = \left\{ \frac{[(1+i)^n] * i}{[(1+i)^n] - 1} \right\}$$

D : Relación entre el costo unitario anual promedio de mantenimiento de la red de BT o MT, y el respectivo costo unitario de inversión, así como la relación entre el costo unitario anual promedio de mantenimiento y operación, y el respectivo costo unitario de inversión; para las subestaciones (excluyendo los transformadores) y para los transformadores, según corresponde, en p.u.

I_0 : Costo promedio de inversión de la red de BT o MT, en dólares/m, así como la relación costo promedio de inversión de las subestaciones MT/BT o AT/MT, sin considerar los transformadores (en miles de dólares); y de los transformadores MT/BT o AT/MT (en dólares/kVA).

c. Vidas útiles

Se ha considerado las siguientes vidas útiles:

Para cables subterr. y líneas aéreas BT y MT	: 20 años
Para subestaciones MT/BT y AT/MT	: 25 años.
Para transformadores MT/BT y AT/MT	: 25 años.

d. Factores de carga

Los factores de carga promedio han sido tomados del estudio de caracterización de la carga realizada por Electrolima en 1988, siendo sus valores:

A nivel de B.T. : 0,653.

A nivel de M.T. : 0,724.

1.6.2 Determinación de los costos marginales

a. Cálculo del valor agregado de obra

A partir de los datos históricos obtenido del Departamento de Ingeniería de Distribución de Electrolima, resumido en el cuadro No. 1.1, se ha obtenido los siguientes resultados:

El crecimiento de las cantidades de obras expresados en función del crecimiento de la energía, es decir que el aumento del consumo ocasiona un aumento en la cantidad de obra necesaria para atenderle.

El crecimiento de los agregados de obras, que representa el comportamiento de las cantidades físicas de las obras ejecutadas en función del tiempo.

El crecimiento de consumo, que representa a la cantidad de energía consumida en función del tiempo

Estas tres leyes expresados en términos y unidades correspondientes, representan tendencias y describen el comportamiento esperado de los costos de inversión y explotación, que serán utilizados para calcular los costos marginales, los mismos que se presentan en los cuadros, No. 1.4, No. 1.5 y No. 1.6, con sus respectivas Leyes y sus coeficientes de determinación.

CUADRO No. 1.4
LEYES DE CANTIDADES DE OBRA

DESCRIPCION	ECUACION
kM RED B.T. vs. GWh B.T.	$L(t) = 39,62733 \times E(t)^{0,617251}$ $R^2 = 0,765254$
kM RED M.T. vs. GWh (B.T. + M.T.)	$L(t) = 0,967933 \times E(t)^{0,997619}$ $R^2 = 0,765025$
# SSEE.MT/BT. vs. GWh B.T.	$N(t) = 0,000006 \times E(t)^{2,656934}$ $R^2 = 0,806784$
# SSEE.AT/MT. vs. GWh (B.T. + M.T.)	$N(t) = 0,000324 \times E(t)^{1,390962}$ $R^2 = 0,755805$
kVA SSEE.MT/BT. vs. GWh B.T.	$K(t) = 0,698226 \times E(t)^{1,8292887}$ $R^2 = 0,704940$
kVA SSEE.AT/MT. vs. GWh (B.T. + M.T.)	$K(t) = 0,622730 \times E(t)^{1,7483155}$ $R^2 = 0,738210$

CUADRO No. 1.5
LEYES DE CRECIMIENTO DE CONSUMO

DESCRIPCION	ECUACION
GWh B.T. vs. AÑO	$E(t) = 2\,210,242 \times 1,015509^{(t-t_0)}$ $R^2 = 0,784973$
GWh(B.T.+M.T.) vs. AÑO	$E(t) = 3\,051,242 \times 1,018939^{(t-t_0)}$ $R^2 = 0,795906$

CUADRO No. 1.6
LEYES DE CRECIMIENTO DE AGREGADO DE OBRA

DESCRIPCION	ECUACION
KM RED B.T. vs. AÑO	$L(t) = 4\,351,079 \times 1,018792^{(t-t_0)}$ $R^2 = 0,982205$
KM RED M.T. vs. AÑO	$L(t) = 2\,725,985 \times 1,02931^{(t-t_0)}$ $R^2 = 0,982951$
# SSEE.MT/BT. vs. AÑO	$N(t) = 4\,235,301 \times 1,069298^{(t-t_0)}$ $R^2 = 0,964043$
# SSEE.AT/MT. vs. AÑO	$N(t) = 20,39317 \times 1,045881^{(t-t_0)}$ $R^2 = 0,900524$
kVA SSEE.MT/BT. vs. AÑO	$K(t) = 806\,891,8 \times 1,050545^{(t-t_0)}$ $R^2 = 0,940631$
kVA SSEE.AT/MT. vs. AÑO	$K(t) = 679\,612,3 \times 1,054986^{(t-t_0)}$ $R^2 = 0,959948$

R^2 : Coeficiente de determinación.

t : Año para el cual se efectúa el estudio.

t_0 : Año base o de inicio.

El detalle de la aplicación de la regresión lineal y el análisis de varianza se presenta en el anexo 3.

b. Cálculo de los costos marginales

Tomando los datos de los costos unitarios de inversión, mantenimiento y operación de los sistemas de transformación y distribución. Considerado una tasa de interés del 12 % según la Ley de Concesiones Eléctricas que da como máximo valor al capital invertido, y sus vidas útiles correspondientes para cada sistema, se ha calculado los costos anualizados de las inversiones de cada componente en sus respectivas unidades.

Además se ha evaluado las cantidades físicas de obras y el crecimiento del consumo para el año de estudio 1993. Estos resultados se presenta en los cuadros, No. 1.7 y No. 1.8, respectivamente.

CUADRO No. 1.7

COSTOS MARGINALES DE TRANSFORMACION Y DISTRIBUCION

RED BAJA TENSION	A(t)	α	X(t)	E(t)
KM DE RED	5,462500	0,617251	5 440,3	2 658,5
# SUBEST MT/BT	0,885050	2,656934	9 464,0	2 658,5
kVA MT/BT	4,696900	1,829289	1 458 113,1	2 658,5

CUADRO No. 1.8

COSTOS MARGINALES DE TRANSFORMACION
Y DISTRIBUCION

RED MEDIA TENSION	A(t)	α	X(t)	E(t)
KM DE RED	6,5907	0,997619	3 855,4	3 821,6
# SUBEST AT/MT	139,0380	1,390962	34,0	3 821,6
kVA AT/MT	1,2433	1.748316	1 291 878,3	3 821,6

A(t) : Valor anualizado de I_0 , en sus respectivas unidades; para el año 1993.

α : Exponente de la ecuación correspondiente a las Leyes Cantidades de Obras

X(t) : Longitud de la red BT o MT, en km; número de subestaciones MT/BT o AT/MT, y potencia instalada en las subestaciones MT/BT o AT/MT, en kVA. todos ellos para el año 1993.

E(t) : Energía entregada en BT y total (BT+MT), en GWh; para el año 1993.

1.6.3 Resultados obtenidos

Aplicando la relación siguiente, definido en el paso anterior:

$$C_m^* = \frac{\alpha * X(t) * I_0}{E(t)} [CR + D]$$

En donde t, corresponde el año para el cual se efectúa dicho estudio, en este caso para el año 1993. Desarrollando con sus valores para cada componente se obtienen los siguientes resultados de los costos marginales; en unidades de energía (US\$/kWh) x 10 E-3, el que se presenta en el cuadro No. 1.9.

COSTOS MARGINALES RESULTANTES

CUADRO No. 1.9

COSTOS MARGINALES EN (US \$/kWh) x 10 E-3

SISTEMA B.T.	REDES	6,9971
	SSEE.MT/BT	8,3709
	POTENCIA MT/BT	4,7122
	TOTAL	19,7122
SISTMA M.T.	REDES	6,6331
	SSEE.AT/MT	1,7679
	POTENCIA AT/MT	0,7347
	TOTAL	9,1357
TOTAL GENERAL		29,1185

Para obtener el costos marginal en función de la potencia se empleará la relación siguiente:

$$C_m = C_m' \cdot H$$

Donde:

C_m : Costo marginal en US\$-AÑO/kW

H : Horas de utilización.

C_m' : Costo marginal en US\$/kWh.

Los resultados se presenta en el cuadro No. 1.10.

CUADRO No. 1.10
COSTOS MARGINALES EN (US\$-AÑO/kW)

	REDES	39,4682
SISTEMA B.T.	SSEE.MT/BT	47,8838
	POTENCIA MT/BT	26,9551
	TOTAL	114,3071
SISTMA M.T.	REDES	42,0687
	SSEE.AT/MT	11,2124
	POTENCIA AT/MT	4,6596
	TOTAL	57,9407
TOTAL GENERAL 172,2478		

1.7 Análisis de los resultados

Las ecuaciones; Ley de Crecimiento de Obra (LCO), Ley de Crecimiento de Consumo (LCC) y Ley de Crecimiento de Agregado de Obra (LCADO), que describen las tendencias y el comportamiento esperado de las inversiones, se puede afirmar que son buenas, los coeficientes de correlación son aceptables para cada caso. De otra parte los resultados obtenidos de los costos unitarios para cada componente del sistema tienden aproximarse a los resultados obtenidos por la Consultora SYNEX por encargo del Banco Mundial en el Proyecto de Garantía Tarifaria elaborado para la Comisión de Tarifas Eléctricas, cuyo resultado se presenta en el anexo 4.

La aproximación del costo marginal de largo plazo de distribución por el costo medio de una red que sirve una área típica es real, pues puede notarse que la ecuación de costo total de largo plazo (costo total de capital a partir del

valor nuevo de reemplazo más costo de explotación) en función de la potencia máxima atendida se aproxima razonablemente bien por una recta, su derivada del costo marginal de largo plazo es también el costo medio de largo plazo. Por lo tanto, si se anualiza dichos valores, la recta que representa a éstos costos pasará por el origen del plano formado por el costo (US\$-Año) y la potencia (kW), que es lo que representa a los costos unitarios anualizados (US\$-Año/kW).

Estos costos unitarios serán utilizados como coeficientes tecnológicos de la función objetivo y restricciones.

Los costos totales de las empresas distribuidoras de Chile se presenta en el anexo 4.

1.8 Conclusiones

a. El costo marginal de corto plazo es la variación en los costos cuando aumenta en una unidad la cantidad suministrada con las instalaciones existentes. Es decir cualquier incremento en la demanda puede ser abastecida con las instalaciones existentes, sin hacer ninguna inversión adicional.

Para el caso de los sistemas eléctricos los costos marginales serían los costos que se incurren al producir una unidad adicional de un kilovatio-hora (kWh), o los que se ahorrarían al producir una unidad menos, ayudando así a establecer condiciones de eficiencia económica en el servicio eléctrico.

b. El costo marginal de largo plazo, se define como la demanda que presiona a la capacidad del sistema, es decir, cualquier incremento en la demanda

exigirá una inversión adicional en las instalaciones existentes, en consecuencia el costo marginal incluirá una componente asignado a estas nuevas inversiones.

- c. En el mercado, desde el punto de vista del productor y del consumidor es necesario fijar el precio cuando las instalaciones están en condiciones óptimas, oportunidad en que los costos marginales de corto y largo plazo son iguales.
- d. La metodología de Leyes de Cantidades de Obra, consiste en relacionar el desarrollo físico de las redes, subestaciones y centros de transformación en número y en potencia respecto a la energía distribuida en un período de tiempo. De esta manera se puede estimar los costos marginales de distribución, asociando la cantidad de obra que será necesario desarrollar para atender un incremento en la demanda.
- e. La información necesaria para aplicar esta metodología es del tipo estadística primaria sobre consumo de energía, longitud de redes, número de subestaciones, capacidad de transformación y costos unitarios de materiales y explotación; todos ellos, tanto en baja como en media tensión para un período de 10 años
- f. Con esta información se determinan correlaciones y regresiones de forma potencial con la energía entregada y exponencial con el tiempo, para proyectar la longitud de las redes, la cantidad y la capacidad de las subestaciones, teniendo en cuenta el crecimiento del consumo en baja y media tensión.

Luego para cada componente de las redes de distribución se determinan sus correspondientes costos marginales mediante la ecuación genérica de Leyes de Cantidades de Obra, de Crecimiento de Agregados de Obra y el Crecimiento de Consumo, considerando la anualidad de las inversiones para cada caso

- g. Los resultados de los costos marginales están expresadas en unidad de energía y potencia. El costo marginal por unidad de potencia puede ser aproximado a una recta que pasa por el origen, que corresponde a su derivada del costo marginal de largo plazo y que representa el costo medio de largo plazo.

Los resultados obtenidos de los costos unitarios para cada componente del sistema tienden aproximarse a los resultados obtenidos por la Consultora SYNEX por encargo del Banco Mundial en el Proyecto de Garantía Tarifaria elaborado para la Comisión de Tarifas Eléctricas, cuyo resultado se presenta en el anexo 4

- h. El procedimiento seguido para el cálculo de los costos marginales de transformación y distribución, se resume en el cuadro No. 1.11.

CUADRO No. 1.1

**DATOS HISTORICOS CORRESPONDIENTES A ELECTROLIMA S.A.
PERIODO 1980 - 1990**

AÑO	ENERGIA ENTREGADA (GWh)			LONGITUD RED B.T. (Km)			LONGITUD RED M.T. (Km)			SUBESTACION MT/BT		SUBESTACION AT/MT	
	B.T.	M.T.	TOTAL	SUBT.	AEREA	TOTAL	SUBT.	AEREA	TOTAL	CAN.	KVA.IN.	CAN.	KVA.IN.
1980	2 158,8	835,5	2 994,3	3 825,4	639,7	4 465,1	2 173,6	531,1	2 704,7	4 288	803 822	23	725 256
1981	2 242,1	928,2	3 170,3	3 880,6	651,0	4 531,6	2 239,9	608,1	2 848,0	4 574	838 778	23	745 157
1982	2 332,0	969,1	3 301,1	3 958,7	664,2	4 622,9	2 335,4	666,7	3 002,1	5 408	980 267	23	848 257
1983	2 344,6	867,9	3 212,5	4 025,9	673,2	4 699,1	2 434,5	716,5	3 151,0	5 734	1 031 027	24	840 447
1984	2 377,7	921,9	3 299,6	4 072,8	680,9	4 753,7	2 467,3	750,3	3 217,6	6 324	1 089 997	24	873 267
1985	2 476,5	926,1	3 402,6	4 097,4	689,1	4 786,5	2 489,6	796,7	3 286,3	6 296	1 106 496	25	915 467
1986	2 542,7	1 052,3	3 595,0	4 179,3	723,6	4 902,9	2 514,5	846,0	3 360,5	6 799	1 156 860	27	920 234
1987	2 666,9	1 157,4	3 824,3	4 269,9	759,7	5 029,7	2 539,6	898,3	3 437,9	7 343	1 168 410	28	1 023 445
1988	2 702,0	1 172,6	3 874,6	4 348,2	797,7	5 145,9	2 565,2	953,8	3 519,0	7 931	1 218 660	32	1 134 566
1989	2 486,9	1 079,2	3 566,1	4 435,2	837,6	5 272,8	2 596,4	1 012,8	3 609,2	8 211	1 336 860	34	1 211 140
1990	2 391,6	1 037,9	3 429,4	4 523,9	879,5	5 403,3	2 601,9	1 075,5	3 677,4	8 320	1 351 180	34	1 226 340

CUADRO No. 11

RESUMEN DEL PROCEDIMIENTO CALCULO DE COSTOS MARGINALES DE TRANSFORMACION Y DISTRIBUCION

I. DATOS HISTORICOS (1980-1990)

- ENREGIA ENTREGADA (Gwh)
B.T.
M.T.
- LONGITUD DE REDES (km)
SUBTERRANEO Y AEREO
B.T.
M.T.
- SUBESTACIONES MT/BT (#)
CANTIDAD vs. kVA INSTALADO
AT/MT
MT/BT
- COSTO PROMEDIO DE INVERSION I
REDES
SS.EE.
TRANSFORMADORES

II. LEYES DE CANTIDADES DE OBRA

$$x(t) = x_0 E(t)^\alpha$$

 $x(t)$

$L(t)$: KM DE RED
 $N(t)$: NUMERO SS.EE.
 $K(t)$: kVA DE TRANSFORMADORES
 x_0, α : PARAMETROS DE CORRELACION
 $E(t)$: ENERGIA

III. LEYES DE CRECIMIENTO DE AGREGADOS DE OBRA

$$x(t) = x_0 G^{(t-t_0)}$$

 $x(t)$

$L(t)$: KM DE RED
 $N(t)$: NUMERO SS.EE.
 $K(t)$: KVA DE TRANSFORMADORES
 t_0 : AÑO BASE
 t : AÑO DE PROYECCION
 x_0, G : PARAMETROS DE REGRESION

IV. LEYES DE CRECIMIENTO DE CONSUMO

$$x(t) = x_0 G^{(t-t_0)}$$

 x_0, G : PARAMETROS DE REGRESION

V. COSTO MARGINAL

$$C_m = \frac{\alpha x(t) * I}{E(t)} [CR + D]$$

 C_m

C_mL : REDES
 C_mN : SS.EE.
 C_mK : TRANSFORMADORES

CAPITULO II

AREAS DE SERVICIO Y CAPACIDAD OPTIMA DE CENTROS DE TRANSFORMACION

2.1 Introducción

Las prácticas actuales en la planificación de sistemas eléctricos han evolucionado de tal manera que mucho de los métodos y procedimientos tradicionales han sido complementados cada vez más con procedimientos de optimización más rigurosos, debido al avance de la tecnología, la era de la informática complementándose con ello las herramientas de optimización matemática orientado, en la teoría de investigación de operaciones y su derivado el análisis de sistemas, que son las estrategias de sistemas más importantes que tienen actualmente un impacto directo en los niveles de la administración, planificación y en los procesos industriales en general.

La teoría de investigación de operaciones es la aplicación de técnicas y métodos científicos, orientados para dar soluciones óptimas a los problemas que se originan en la operación de un sistema. Es por ello, que puede definirse como una ciencia de la administración y que es aplicada para la toma de decisiones en circunstancias de incertidumbre. Sus técnicas incluyen estadística, métodos de simulación, programación lineal, teoría de colas, cibernética y teoría de la información.

La programación lineal, que es la metodología de optimización para problemas específicos, será abordado con mayor detalle en el presente

estudio para obtener las formulaciones matemáticas que representarán como modelos para la simulación en el proceso de planificación de los centros de transformación. En la planificación de dichos centros, la simulación es una técnica decisiva para las previsiones de la demanda de electricidad que van variando de corto, mediano y largo plazo, para ello es necesario, prevenir y predecir el comportamiento futuro de las cargas a ser demandadas. Por otro lado, se requiere efectuar grandes inversiones en la ampliación o construcción de nuevos centros de transformación, para asegurar el suministro regular de energía. Dichas inversiones serán efectuadas para un sistema económicamente adaptado.

La base conceptual de la teoría de investigación de operaciones se presenta en el Anexo 1.

2.2 Objetivo

Formular un modelo matemático aplicando la técnica de optimización matemática de investigación de operaciones para determinar la ubicación, áreas de servicio, capacidad y transferencia de carga de los centros de transformación, considerando restricciones de confiabilidad, a fin de desarrollar una expansión ordenada y coherente, a la vez proveer una planificación con beneficio máximo en los sistema de transformación y distribución

2.3 Base de datos

El objetivo de la planificación de los centros de transformación, es para diseñar sistemas de distribución que puedan satisfacer demandas locales que crecen con el tiempo, de una manera ordenada, eficiente, económica y confiable, considerando no solamente que se diseñe un buen sistema para un

nivel particular de demanda de carga, sino que se consideren los efectos del crecimiento de la demanda.

En la metodología que presento se aprecia la planificación de corto, mediano y largo plazo, utilizando el concepto del período de estudio que representa una elección adecuada del tiempo de inicio y final. Los datos necesarios para la simulación se describe a continuación:

Configuración del sistema actual.

Tasa de crecimiento de carga.

Predicción de carga para el período correspondiente.

Costo de inversión, mantenimiento y operación.

Planes de expansión.

Para el planeamiento de corto plazo se considera la demanda de carga al nivel inicial o actual. Para el mediano plazo se considera el efecto de crecimiento de carga, proyectándola al año preestablecido considerando la tasa de crecimiento. Para el período final de estudio, el sistema debe ser capaz de satisfacer la demanda proyectada. Al final debe quedar claramente identificado el número de centros de transformación para cada período de estudio, constituyéndose una serie de expansiones desde el año cero hasta el período final de estudio.

2.4 Previsiones de la demanda

La demanda de energía eléctrica está determinada por muchos factores externos, tales como, la evolución de la economía, cambios en la política macroeconómica del país, la situación socioeconómica de la población, la ampliación de la frontera eléctrica y el nivel de industrialización entre otros.

Por otro lado, en el corto plazo se considera que las modificaciones estructurales de la demanda son relativamente lentas, esto es, en el nivel como en la forma de consumo. Por consiguiente una proyección de demanda de energía eléctrica está asociado a la incertidumbre, es decir que pasaría si lo previsto ocurre.

2.4.1 Proyección de carga

Las previsiones de carga pueden efectuarse de dos maneras:

- i) Cuantitativas, la demanda son relativamente simples de determinar, mediante algún tipo de curva exponencial. Estas previsiones de base, varían desde los comportamientos pasados, tendencias actuales y las situaciones futuras esperadas, dependiendo todas ellas de la información que se tenga disponible.
- ii) Cualitativas, se hacen induciendo en el comportamiento de la demanda, esto es, aplicando políticas tarifarias que de alguna manera tienden a modificar la curva de carga, dicha modificación puede ser realimentada a las tarifas, proporcionando así un cierto grado de administración del comportamiento de la forma de curva de carga, permitiendo que las instalaciones existentes puedan entregar la energía requerida sin sobrepasar su capacidad actual.

2.4.2 Leyes de crecimiento de carga

Para las previsiones de carga a mediano y largo plazo es necesario efectuar proyecciones de carga mediante una ley que debe obedecer el comportamiento futuro. Esta ley puede ser aquella de los mínimos cuadrados que entra en la serie geométrica, como se presenta en la siguiente relación:

$$Y = AB^n$$

Sujeta a la restricción

$$\sum_{k=1}^N SL_{kn} = P_n$$

Donde: P_n = Potencia pico del sistema para el año n

SL_k = Carga del centro de transformación.

Para este caso particular, se efectuará las proyecciones tendenciales o cuantitativas utilizando un análisis del desarrollo histórico de las variables, considerando un enfoque de carácter sectorial.

2.5 Distancia mínima factible

2.5.1 Introducción

El problema de la distancia mínima puede ser modelado y resuelto por medio de la teoría de grafos, es decir calcular la distancia mínima de un vértice (nodo) a otro. La condición es que C_{ij} debe ser siempre mayor o igual a cero y representa el costo unitario del arco E_{ij} que va del vértice V_i al vértice V_j . El algoritmo que determina tal cadena de arcos más cortos de la fuente al destino de un grafo, es el de DIJKSTRA.

La aplicación de este tipo de problemas de optimización se ubica sobre todo, en las redes eléctricas donde los vértices representan a los puntos de consumo y a la fuente mientras que los arcos podrían ser las líneas de transmisión.

2.5.2 Formulación del algoritmo

Sea $G = (V,E)$ un grafo y sea $C(i,j)$ igual a la longitud o costo del arco (i,j) .

El costo total del camino representado por $P = i_1 i_2 \dots i_k$ es :

$$C(i,j) = \sum_{j=1}^{k-1} C(i,j_{j+1})$$

Si consideramos el problema de única fuente y todos los destinos, donde i_1 es la fuente e i_k es el destino entonces podemos definir en forma general el algoritmo de Dijkstra así:

$$C(i,j) = \text{Min} \{ C^{k-1}(i,j), C^{k-1}(i,k) + C^{k-1}(k,j) \}$$

La solución de este algoritmo nos permite determinar los caminos más cortos del vértice V_i a los otros vértices del grafo G . La condición es que todos los $C(i,j)$ deben ser positivos.

2.5.3 Distancia del centro de transformación a la carga

El algoritmo que diseñó Dijkstra sirve para determinar la ruta más corta entre la fuente (centro de transformación) y el destino (carga) de una red eléctrica. El algoritmo de Dijkstra considera que los arcos de una red pueden pertenecer solo, a uno de los siguientes conjuntos, mutuamente excluyentes

- a.- El arco pertenece a un árbol.
- b.- El arco no pertenece a un árbol.

Al principio los arcos no pertenecen al árbol. En cada iteración el algoritmo incrementa en uno el número de arcos en el árbol, hasta llegar a $n-1$ arcos, donde n es el número de vértices de la red. Cuando el árbol queda formado por $n-1$ arcos, el algoritmo llega a fin y determina la solución del problema.

Los pasos a seguir son :

Paso 1 Sea V_s el vértice fuente (C.T.), entonces $L'_{sk} = C_{sk}$ para todo E_{sk} que esté definido en la red: el vértice V_s pasa a ser un elemento del árbol: se define $L_{ss} = 0$.

- Paso 2 : Sea $L_{sr} = \min_k \{L'_{sk}\} = \min_k [L_{sj} + C_{jk}]$
 donde V_k son todos los vecinos (adyacentes) a los vértices del árbol.
- Paso 3 El arco E_{jk} pasa a ser un elemento del árbol. Se marca al vértice V_r con (L_{sr}, V_j) .
- Paso 4 : Si el árbol tiene $n-1$ arcos, pare, la solución óptima ha sido encontrada. En caso contrario continúe con el Paso 5.
- Paso 5 Sea $L'_{sk} = \min_k [L'_{sk}: L_{sr} + C_{rk}]$
 para todos los vértices V_k vecinos (adyacentes) a los vértices del árbol. Regrese al Paso 2.

Cuando un costo no está definido, se toma a este como infinito. (no existe arco entre los dos vértices).

2.6 Áreas óptimas de servicio

2.6.1 Introducción

Para determinar las áreas de servicio de cada centro de transformación, se tiene como dato las cargas para cada sector y la distancia del centro a cada sector de carga potencial. La área se divide en cuadrículas, llamados "Sectores de Consumo", cada una de ellas, con una área aproximada de 1 km². La carga para cada sector se obtiene de los datos de proyección de demanda, facturación mensual o de las mediciones en áreas con suministro. El tamaño de dicha área para la ubicación de la demanda depende si la zona es rural, urbana, industrial o el nivel de detalle requerido.

La tarea es establecer los límites de los centros de transformación, de tal manera que todos los sectores sean servidos sin sobrecargar la capacidad de

cada centro. Para ello es necesario tener presente las siguientes consideraciones:

La demanda total en una área pequeña (1 km^2) se representa por la concentración de la densidad de carga, en el centro de gravedad de la cuadrícula.

La distancia mínima entre la fuente y la demanda.

El costo de transferir carga por un segmento de línea es estimado por una función lineal.

Dentro del modelo, se considera dos tipos de centros de transformación, existentes y los nuevos.

Un centro de transformación existente está representada como una fuente y puede suministrar energía a un costo unitario variable, hasta un límite superior establecida.

El planificador especificará los sitios potenciales para la ubicación de los centros de transformación a fin de que el modelo determine si serán abiertas o cerradas. El término abierto significa, que puede suministrar energía, a un costo unitario variable hasta su límite superior de capacidad. Si es cerrado, entonces no será necesario la construcción o la operación del centro.

2.6.2 Formulación de la función objetivo

Para el presente modelo un grafo, quiere decir, un conjunto de vértices y arcos, donde un arco puede ser un segmento de línea que conecta a los dos vértices. Podemos construir un modelo de grafo de un sistema eléctrico, al tratar las fuentes y las concentraciones de carga como vértices y a los

alimentadores que unen dichos vértices como arcos. Cada centro de transformación se conecta al vértice i por un arco, este arco tiene un límite inferior si el centro de transformación es cerrada, o un límite superior igual a su máxima capacidad, si está abierta.

El modelo que representa a ésta función objetivo, es el método simplex correspondiente al algoritmo de transporte, que consiste en M fuentes, cada una con un suministro a_i , y con N destinos, cada destino con demanda b_j . El modelo usual requiere que el suministro sea igual a la demanda, pero para nuestro propósito, el destino N_j es un sector falso con una demanda igual a la suma de la capacidad sobrante en todos los centros de transformación. Esto permite que la capacidad total del centro de transformación exceda la suma de las demandas, como lo sería en un caso real. La distancia mínima factible desde todas las fuentes hasta el sector falso se define como cero (0).

Se definen las siguientes anotaciones:

- Vértice fuente (centro de transformación)
- j - Vértice demanda (ubicación de carga)
- N = Número total de destinos (carga)
- M - Número total de fuentes (centro de transformación)
- a_i - Suministro de potencia en el vértice i , para $i \in M$
- b_j - Demanda de potencia en el vértice j , para $j \in N$
- C_{ij} = Costo unitario de transferir potencia del vértice i al vértice j .
- X_{ij} - Cantidad de potencia transferida de i a j , donde $i \in M$ y $j \in N$.

Esta matriz almacena las demandas de los sectores N servidas desde los centros de transformación M . La cantidad que el algoritmo de transporte

minimiza, es la suma de los productos de las demandas servidas y los costos unitarios.

Hay dos condiciones especiales que satisfacen las C_{ij} :

- $C_{ii} = 0$; para todo $i \in M$ ($i=j$), esto es, el costo (distancia) de retener el exceso de energía en el vértice i es cero (0), para todo i .
- $C_{ij} = \infty$; si ningún arco conecta los vértices i y j , en realidad, dicho costo (distancia) infinito nunca se ingresan como datos.

La forma matemática del modelo se define de la siguiente manera:

$$\text{Minimice } - \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^N C_{ij} X_{ij} \dots \dots \dots (1)$$

2.6.3 Definición de las restricciones

En el modelo de transporte es necesario establecer las restricciones de capacidad de cada centro de transformación y las demandas de cada área o sector de consumo definidos.

Por capacidad:

$$\sum_{j=1}^N X_{ij} = a_i, \text{ para } i = 1;2;3;\dots N \dots \dots (2)$$

Por demanda:

$$\sum_{i=1}^M X_{ij} = b_j, \text{ para } j = 1;1;3;\dots M \dots \dots (3)$$

Donde la relación 2 especifica que la sumatoria de toda las demandas (sectores de consumo) son iguales a los suministros (potencia instalada de los centros de transformación), y en la relación 3 se especifica que la sumatoria de todos los suministros son iguales a las demandas de los sectores de consumo. Estas igualdades determinan la configuración del sistema y el área óptima de cada centro de transformación.

2.6.4 Descripción del algoritmo

El valor de la función objetivo en el punto de solución es útil para comparar planes alternativos. Además de esta solución se obtienen dos tipos de resultados

Un listado para cada centro, indicando su capacidad y demanda.

Areas de servicio individuales y la ubicación.

Cuando la capacidad del centro de transformación es lo suficiente y ningún de ellos alcanza el límite superior, cada sector o área serán servidas por dicho centro. En el caso que la capacidad no es suficiente, será necesario efectuar una transferencia de carga a otro más cercano con exceso de capacidad. Cualquiera de los sectores fuertemente cargados, en esta condición, puede recibir un trato especial.

2.7 Capacidad óptima

2.7.1 Introducción

Para determinar la capacidad óptima de un centro, es necesario conocer el comportamiento futuro de la demanda para preparar una estimación de los costos medios de largo plazo. La estimación de la inversiones, mantenimiento y operación de los distintos planes de expansión junto con las consideraciones

de seguridad, confiabilidad, eficiencia en el servicio de energía eléctrica que dará como resultado la conveniencia de elegir, el incremento de potencia o la construcción de un nuevo centro de transformación.

2.7.2 Formulación de la función objetivo

La preocupación principal de un planificador de un sistema de transformación y distribución, en una área urbana, es determinar el número y la ubicación de los centros de transformación y además esto depende de varios factores, tales como densidad de carga, limitaciones geográficas, consideraciones ambientales, posibilidad de transmisión, etc. La capacidad de los centros es optimizada al determinar la alternativa de menor costo que satisface los requerimientos de carga.

Se introducen las siguientes anotaciones :

- Número de centros de transformación
- j - Número de planes para el centro i
- N - Número total de centros
- M_i = Número total de planes para el centro i
- C_{ij} = Costo unitario del plan j para el centro i .
- R_{ij} = Demanda máxima, del plan j para el centro i
- K_i - Máxima carga transferible desde el centro i
- K - Una constante
- X_{ij} = 0 ó 1 (0 cuando no opera y 1 cuando está en operación el centro)
- SL_i = Capacidad del centro i
- u, v, w : Son centros adyacentes a i

La forma matemática del modelo se define como un problema de programación entera, tal como se muestra:

$$\text{Minimice} \quad - \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^M C_{ij} X_{ij}$$

2.7.3 Definición de las restricciones

Las restricciones que se pueden tomar en cuenta son; por adyacencia, el número máximo de planes alternativos, demanda máxima para el plan considerado de acuerdo a la capacidad de los centros y por lo menos uno de los planes debe ser elegido.

Por adyacencia de centros de transformación:

$$\sum_{j=1}^{M_i} R_{ij} X_{ij} + \sum_{j=1}^{M_u} R_{uj} X_{uj} + \sum_{j=1}^{M_w} R_{wj} X_{wj} > K (SL_i + SL_u + \dots + SL_w)$$

Por número de planes alternativos:

$$\sum_{j=1}^{M_i} X_{ij} = 1, \quad i = 1; 2; 3; \dots; N$$

Por demanda máxima para cada plan de expansión:

$$\sum_{j=1}^{M_i} R_{ij} X_{ij} > SL_i - K_i, \quad i = 1; 2; 3; \dots; N$$

Donde :

$X_{ij} = 1$, cuando el centro de transformación es abierta, para una determinada capacidad.

$X_{ij} = 0$, cuando el centro de transformación es cerrado, no es necesario la instalación o su operación.

2.7.4 Descripción del algoritmo

La solución del problema de programación entera, determina la alternativa de menor costo dentro de la región definida por las restricciones impuestas. El uso de la programación entera asegura que se consideren implícitamente todas las posibles soluciones, por lo tanto, no es necesario derivar planes alternativos. El único plan determinado por el modelo es el plan de menor costo, sin embargo, se pueden derivar otros planes al cambiar las restricciones. Esto es útil, porque con frecuencia las restricciones impuestas son arbitrarias.

Un pequeño cambio en una restricción a veces dará como resultado un considerable ahorro. Al determinar el plan al mínimo costo en términos de las restricciones impuestas, asegurará que habrá suficiente capacidad en cada centro de transformación, en el sitio adecuado y para el periodo establecido.

2.8 Transferencia óptima de carga

2.8.1 Introducción

La transferencia de carga puede ser necesaria, para mantener ciertos centros de transformación dentro de las tasas establecidas por las empresas. Se puede argumentar cuán óptima es la solución derivada de este modelo, el modelo asume que el plan más económico es aquel que involucra los menores costos para cada periodo. Esto no es una limitación si uno tiene buen criterio al seleccionar una posibilidad de expansión. Además con la transferencia de carga habrá suficiente capacidad en dicho centro para el periodo considerado.

Para definir el modelo se establecen las siguientes anotaciones:

X_{ij} – Carga transferida desde el centro i al centro j

T_{ij} Costo de transferencia de carga de i a j

R_i = Demanda máxima del centro i , seleccionado en el paso anterior

SL_i = Capacidad del centro i , seleccionado en el paso anterior.

El modelo se define como un problema de programación lineal

$$\text{Minimice} - \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^{N+1} T_{ij} X_{ij}, \text{ para } \begin{matrix} i = 1;2,\dots,N \\ j = 1;2,\dots,N \end{matrix}$$

2.8.2 Definición de las restricciones

Las restricciones para la transferencia óptima de carga son:

Por la demanda máxima:

$$\sum_{j=1}^{N+1} X_{ij} = R_i, \text{ para } i = 1,2,\dots,N$$

Por la capacidad instalada:

$$\sum_{i=1}^N X_{ij} = SL_j, \text{ para } j = 1,2,\dots,N+1$$

Las restricciones impuestas al sistema son, la demanda máxima proyectada para cada centro y la capacidad instalada de los mismos, con todas las variables positivas, que representan la carga transferida de un centro sobrecargado a otro con exceso de capacidad.

2.8.3 Descripción del algoritmo

Generalmente la expansión de un centro de transformación resulta con exceso de capacidad en algunas áreas, el modelo descrito nos permite

descargar algunos centros sobrecargados, transfiriendo parte de su carga a otros con excesos de capacidad.

El determinar la alternativa de menor costo, que satisfaga los requerimientos de carga, no es una tarea fácil es por ello el método descrito nos brinda una herramienta útil para hacer todas las simulaciones posibles que pueda surgir en la mente del planificador y obtener resultados de costos mínimos requeridos para la expansión de los sistemas de transformación y distribución.

2.9 Conclusiones

La metodología de planificación expuesta en el presente estudio es una aplicación de los avances recientes de técnicas de optimización para la planificación de centros de transformación.

Se caracteriza el modelo descrito por los siguientes pasos:

- a.- El concepto del corto, mediano y largo plazo se usa para determinar las proyecciones de las densidades de carga y las demandas máximas. Para los suministros existentes se puede calcular haciendo las mediciones o de la facturación mensual de energía, para los futuros usos de tierra o aumento de carga se hace la proyección de la demanda según la tasa de crecimiento previsto por cada empresa de electricidad para un período definido, pudiendo hacerse anualmente para comprobar el comportamiento del sistema y conocer el aumento de capacidad de los centros de transformación.
- b.- El algoritmo de vía mínima de Dijkstra sirve para determinar las distancias mínimas desde cada fuente (centro) al vértice donde se

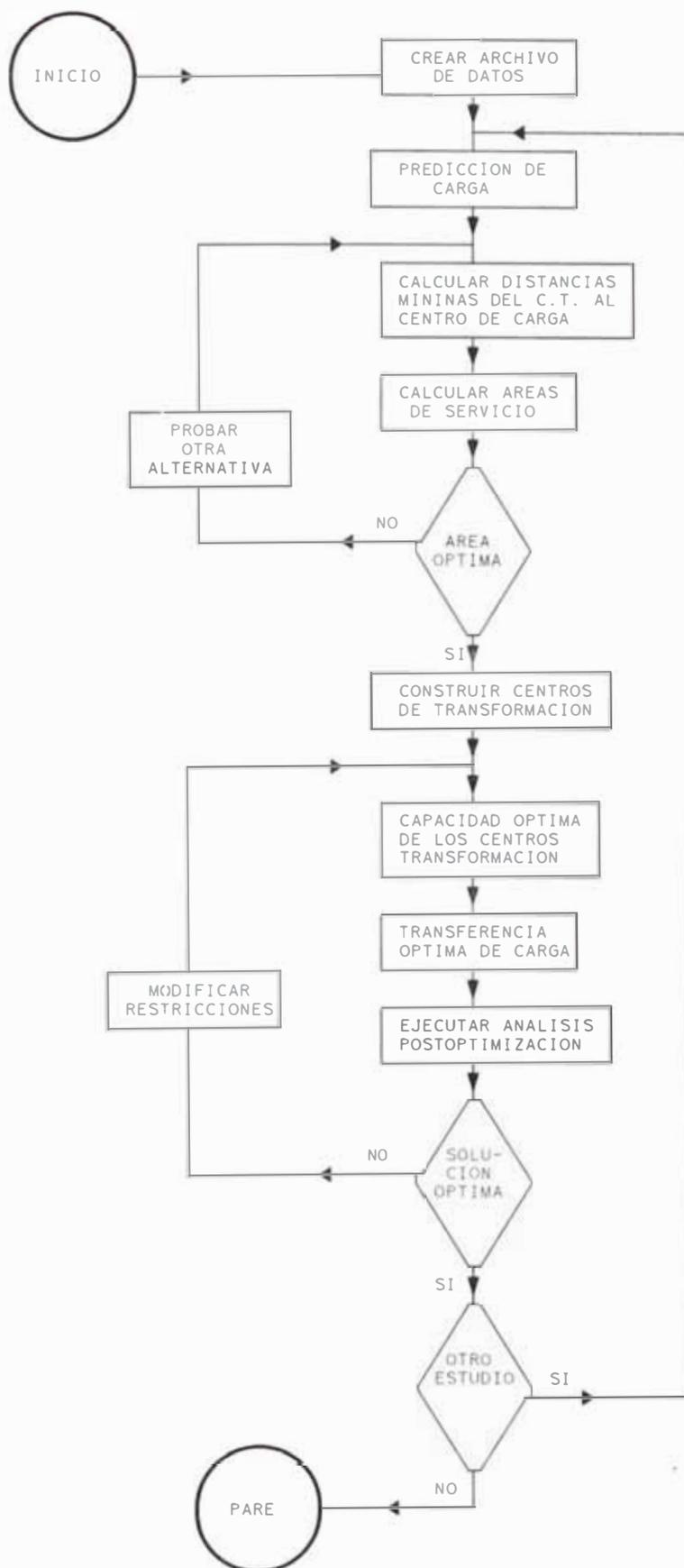
encuentra ubicado la demanda, teniendo en cuenta la distribución no uniforme de la densidad de carga; así como la posible configuración de la red de distribución. Este modelo proporciona la matriz de costos unitarios o su equivalente distancia mínima de la fuente a la ubicación de la demanda.

- c.- Para optimizar la área de servicio se utiliza el algoritmo de transporte. Este método proporciona al planificador una herramienta en la cual puede evaluar varias alternativas, además conociendo el sistema se puede probar solo aquellas opciones que físicamente son factibles. Así mismo permite la revisión anual de los proyectos de transformación y distribución en menor tiempo y con mayor confiabilidad que con los métodos tradicionales. Revisar rápidamente y con mayor detalle los efectos de las nuevas cargas en base a datos de predicción de carga y datos geográficos. Establece una relación entre la capacidad y la área de servicio individual, así como áreas de servicio de todos los centros de transformación que se encuentran involucrados en un gran sistemas eléctrico.
- d.- El algoritmo de programación entera, facilita para determinar la capacidad y transferencia de carga entre centros de transformación, en la que se considera el crecimiento de carga para cada período de estudio. Cada plan de expansión intermedia está diseñado para satisfacer la demanda proyectada, mientras que se va implementando a medida que las demandas locales lo requieran. Este algoritmo proporciona soluciones objetivas de acuerdo a las restricciones

impuestas por el planificador. El uso de ésta técnica asegura que se consideren implícitamente todas las posibles soluciones, según las restricciones impuestas.

- e.- Finalmente se cuenta con los programas de cómputo disponibles para aplicar la metodología expuesta y que han sido probadas como una herramienta útil para el que elabora dichos estudios.
- f.- En el diagrama de flujo se presenta el resumen del procedimiento seguido para formular el modelo.

DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR AREAS DE SERVICIO Y CAPACIDAD OPTIMA DE CENTROS DE TRANSFORMACION



CAPITULO III

DIMENSIONAMIENTO OPTIMO DE CENTROS DE TRANSFORMACION

3.1 Introducción

Las empresas de Electricidad tienen que tomar mayor énfasis en minimizar los costos totales de los sistemas eléctricos, esto es, en la generación, transmisión, transformación y distribución de electricidad, de tal manera que los precios establecidos por los organismos reguladores garanticen la recuperación de la inversión y puedan efectuar un adecuado mantenimiento y operación de sus sistemas, a fin de brindar un servicio para niveles de eficiencia y seguridad preestablecidos.

Por otro lado se está experimentando un crecimiento acelerado de demanda de energía, que comprende a demás, el problema de ampliar e implementar nuevas instalaciones efectuando una planificación a corto, mediano y largo plazo para que pueda responder a las necesidades de cada zona, satisfaciendo los requerimientos de carga.

En nuestro caso, el estudio se ha aplicado a los modelos formulados en el capítulo II, para lo cual se ha seleccionado a la zona norte de la ciudad de Lima, cuya concesión está a cargo de la empresa EDELNOR. La zona considerada, es una área típica con características que responde a los requerimientos del modelo. Dicha zona cuenta actualmente con 9 centros de transformación, encontrándose alguna de ellos sobrecargados por lo que es

necesario ampliar sus capacidades así como la construcción de nuevos centros en áreas donde existe gran concentración de carga industrial y comercial.

3.2 Objetivo

Desarrollar una aplicación práctica mediante el empleo de la técnica de simulación, para predecir la ubicación, sus áreas de servicio, capacidad y la transferencia de carga, así como el momento de expansión o su construcción de un nuevo centro de transformación.

3.3 Alcance del estudio

El sistema elegido para la aplicación práctica se encuentra ubicado en la zona norte en la área de concesión de EDELNOR, el sistema cuenta actualmente con 9 centros de transformación de 60/10 kV, interconectados mediante un sistema secundario de transmisión a una tensión de 60 kV. Dicha área tiene una extensión aproximada de 288 km², con una configuración diversificada de cargas existentes así como áreas libres y terrenos de cultivo.

El alcance del estudio comprende, las proyecciones de las demandas máximas, verificar sus áreas de servicio y capacidad de los centros existentes así como proyectar la ubicación de los futuros centros, para lo cual se identificará que centro está sobrecargado y efectuar la transferencia de carga hacia otros con exceso de capacidad, considerando siempre la viabilidad de las soluciones para garantizar el servicio oportuno, eficiente y seguridad preestablecido.

3.4 Características de carga

3.4.1 Area de influencia

Para nuestro propósito de ilustrar la planificación de centros de transformación mediante el empleo de técnicas de simulación, se ha elegido una área típica, cuya característica principal es la existencia de diferentes tipos de carga, es por ello resulta interesante la aplicación de la metodología planteada en el presente estudio, para obtener el planeamiento de corto, mediano y largo plazo de dichos centros. La área de influencia se puede apreciar con mayor detalle en el plano No.1 de zonificación.

3.4.2 Tipos de cargas existentes

Las cargas pueden clasificarse de diferentes maneras, según el propósito y fines de utilización. Para nuestro caso, la determinación de los diferentes tipos de cargas tiene como objetivo diferenciar con mayor detalle, para prestar un servicio eficiente y oportuno con niveles de calidad y confiabilidad; así como para poder efectuar los estudios necesarios para determinar el dimensionamiento óptimo de los componentes del sistema. En general la información sobre cargas es indispensable para todos los estudios relacionados con la planificación de los sistemas de transformación y distribución.

EDELNOR tiene una clasificación de los diferentes tipos de carga teniendo en cuenta los siguientes factores ; magnitud de las cargas, niveles medios de consumo, características particulares, importancia económica, repercusión social y política. La clasificación se presenta en el cuadro No. 3.1.

3.4.3 Densidad de carga

En el plano No.2, se presenta la distribución de los diferentes tipos de cargas existentes. Para determinar estos valores, la empresa EDELNOR ha elaborado un estudio considerando los datos de carga correspondiente a los alimentadores de 10 kV, efectuando las mediciones correspondientes a la demanda máxima para cada alimentador y ha establecido valores de densidades promedio de carga para los diferentes zonas. En base a esta información se considera una distribución no uniforme de cargas en toda el área de influencia para cada centro de transformación.

Estas densidades son consideradas en los estudios para el diseño de los alimentadores primarios y capacidad de cada centro de transformación. Los valores se presenta en el cuadro No. 3.1.

CUADRO No. 3.1**DENSIDAD DE CARGA POR TIPO DE ZONIFICACION**

TIPO DE ZONA	DENSIDAD (MVA/km ²)
Industria pesada (IP)	3,10
Industrial liviana (IL, 1I-R1, I2)	2,20
Comercial (C1, C2, C3, C4)	2,10
Residencial alta densidad (RAD, EDI)	2,00
Residencial baja densidad (RBD, R1, R2)	2,00
Residencial media densidad (RMD, R3)	1,85- 1,50
Residencial tercera categoría (R4)	1,44
Residencial pueblo joven (PJ)	1,44
Vivienda taller (VT)	1,95
Otros usos (OU)	1,38
Zona no definida (ZN)	0,01
Zona agrícola (AG)	0,22
Zona industrial agropecuario (ZIAP)	1,00
Zonas especiales (ZN)	0,04

3.4.4 Tasa de crecimiento anual de carga

El índice de incremento anual por zonas se ha calculado a partir de los datos históricos. Los índices de incremento anual de las densidades de carga se presenta en el cuadro No. 3.2.

CUADRO No. 3.2**TASA DE CRECIMIENTO ANUAL POR TIPO DE CARGA**

TIPO DE CARGA	TASA (%)
Industria pesada (IP)	5,70
Industrial liviana (IL, 1I-R1, I2)	11,79
Comercial (C1, C2, C3, C4)	5,56
Residencial alta densidad (RAD, EDI)	7,46
Residencial baja densidad (RBD, R1, R2)	8,47
Residencial media densidad (RMD, R3)	6,48
Residencial tercera categoría (R4)	4,86
Residencial pueblo joven (PJ)	4,86
Vivienda taller (VT)	4,29
Otros usos (OU)	0,25
Zona agrícola (AG)	0,10
Zona industrial agropecuario (ZIAP)	0,15

3.5 Proyección de la demanda

3.5.1 Introducción

La demanda de energía eléctrica está determinada por muchos factores, tales como la evolución de la economía, cambios en la política macroeconómica del país, las transformaciones sociales relacionadas con la evolución demográfica, la forma de vida de la población, los cambios tecnológicos y el crecimiento de las actividades de servicios, entre otros.

3.5.2 Demanda máxima proyectada

La previsión del comportamiento de la carga es esencial para la ejecución de estudios relacionados al equipamiento y operación de los sistemas eléctricos, así como para los estudios tarifarios.

El problema reside en adaptar permanentemente, en las mejores condiciones de costo medio (costo marginal) y confiabilidad, tanto la oferta y la demanda de energía eléctrica.

Las soluciones a adoptar dependerán de la variabilidad del consumo (demanda) en el tiempo y de la mayor o menor concentración de demanda en periodos particulares del año (estaciones). En consecuencia, es necesario conocer el cronograma completo de las potencias solicitadas por los usuarios a lo largo del año; de ahí la importancia del conocimiento y previsión de las curvas de carga.

La proyección de la demanda puede efectuarse para el corto, mediano y largo plazo, teniendo en cuenta las siguientes premisas:

- a. En el corto plazo se considera que las modificaciones estructurales de la demanda son relativamente lentas, en consecuencia, el método de

previsión más simple y mejor adaptado consiste en la extrapolación razonable de las características y de las modulaciones sistemáticas observadas en el pasado.

- b. En el mediano y largo plazo (5; 10 y 15 años) se da un enfoque de carácter "sectorial". El principio es simple; se divide el consumo total en sectores económicos en los cuales se puede esperar razonablemente que las curvas de carga tendrán una cierta estabilidad o por lo menos, evolucionarán de manera previsible durante los próximos años. Las curvas de carga así proyectadas y las previsiones de consumo de energía por sectores económicos permiten reconstruir la curva de carga global del sistema.

3.5.3 Metodología

El modelo sectorial considera la evolución del consumo anual y la evolución de la carga por sectores servidos por cada centro de transformación. Se considera la tasa de crecimiento anual del consumo del sector considerado. La curva de ajuste adecuada expresado en función del tiempo es la siguiente: $P=P_0 G^t$

Donde:

P : Demanda máxima

P_0, G_0 : Parámetros

t : Tiempo

Con los datos históricos y las tasas de crecimiento, se proyecta la demanda máxima para un período de 10 años, cuyos resultados se presenta en el cuadro No. 3.3.

CUADRO No. 3.3

AÑO	PROYECCION DE DENSIDADES DE CARGA POR SECTORES DE CONSUMO (MVA/km ²)										
	IP	IL	C	RAD	RBD	RMD	PJ	VT	OU	AG	ZIAP
1990	2,75	1,79	1,90	1,83	1,84	1,64	1,31	1,80	1,37	0,22	1,00
1991	2,96	2,00	2,61	1,96	2,00	1,75	1,37	1,88	1,38	0,22	1,00
1992	3,87	2,24	2,12	2,11	2,17	1,86	1,44	1,96	1,38	0,22	1,00
1993	3,25	2,50	2,23	2,27	2,35	1,98	1,51	2,84	1,38	0,22	1,01
1994	3,43	2,79	2,36	2,44	2,55	2,11	1,58	2,13	1,39	0,22	1,01
1995	3,63	3,12	2,49	2,62	2,77	2,24	1,66	2,22	1,39	0,22	1,01
1996	3,83	3,49	2,63	2,81	3,88	2,39	1,74	2,31	1,39	0,22	1,01
1997	4,85	3,90	2,78	3,82	3,26	2,54	1,83	2,41	1,40	0,22	1,01
1998	4,28	4,36	2,93	3,25	3,53	2,71	1,92	2,51	1,40	0,22	1,01
1999	4,53	4,88	3,89	3,49	3,83	2,89	2,81	2,62	1,40	0,22	1,02
2000	4,78	5,45	3,25	3,75	4,16	3,87	2,11	2,73	1,41	0,22	1,02
2001	5,86	6,09	3,45	4,83	4,51	3,27	2,21	2,84	1,41	0,22	1,02
2002	5,35	6,81	3,64	4,33	4,89	3,48	2,32	2,96	1,42	0,22	1,02
2003	5,65	7,62	3,84	4,65	5,31	3,71	2,43	3,89	1,42	0,22	1,02
2004	5,97	8,51	4,85	5,88	5,76	3,95	2,55	3,22	1,42	0,22	1,02

3.6 Distancia del centro de transformación a la carga

3.6.1 Introducción

El problema de la distancia mínima se resuelve aplicando el algoritmo de Dijkstra, se obtendrá la ruta más corta entre la fuente (centro de transformación) y el destino (carga) para la red eléctrica propuesta. De otro lado es necesario identificar claramente cada sector de carga potencial conocido como sectores de consumo, cada una de ellas pueden tener diferentes densidades de cargas para una área determinada.

3.6.2 Asignación de carga

La área geográfica se divide en forma de cuadrículas con una área aproximada de 1 km², asignándole la densidad de carga para los diferentes sectores de consumo, la distribución por tipo de habilitación de tierra se presenta en el plano No.2.

3.6.3 Cálculo de las distancias mínimas

Para la obtención de las distancias mínimas de un centro de transformación a cada carga concentrada, se utilizará el algoritmo de Dijkstra

de vía mínima, esta técnica tiene la virtud de asignar la ruta más corta a seguir para llegar al destino más próximo, considerando única fuente todo los destinos.

La configuración de la red se presenta en el plano No. 3, en el que se indica la numeración y la distancia entre los vértices. Con estos datos se hace la simulación correspondiente.

3.6.4 Aplicación

Para la solución se ha utilizado un programa desarrollada con el algoritmo de Dijkstra. El resultado obtenido es el camino más corto del centro de transformación a la ubicación de la demanda, el resultado se presenta en el anexo 5.

3.7 Áreas óptimas de servicio

3.7.1 Introducción

Los datos necesarios para determinar la ubicación y áreas de servicio son los valores obtenidos en el paso anterior; distancias mínimas de la fuente a la ubicación de la carga. Estos datos representan la matriz de costos unitarios. El problema es minimizar el producto distancia (costo) carga.

3.7.2 Formulación de la función objetivo

La forma matemática del modelo es la siguiente:

$$\text{Minimizar} = \sum_{i=1}^9 \sum_{j=1}^{289} C_{ij} X_{ij}$$

Donde:

C_{ij} Costo unitario de transferir potencia del vértice i al vértice j.

X_{ij} Cantidad de potencia transferida del vértice i al vértice j.

De acuerdo a los datos se tiene 9 centros existentes y 289 sectores de consumo.

3.7.3 Definición de las restricciones

Las restricciones son por capacidad de la fuente y las demandas solicitadas por los sectores de consumo:

Por capacidad instalada:

$$\sum_{i=1}^9 X_{ij} = SL_i ; \text{ para } i = 1;2;3;\dots; 9$$

Por demanda solicitada:

$$\sum_{j=1}^{289} X_{ij} = R_j ; \text{ para } J = 1;2;3;\dots; 289$$

Donde :

SL_i : Capacidad en la fuente i.

R_j : Demanda requerida en el sector j.

3.7.4 Simulación del sistema actual

El área de influencia de los centros existentes es de 288 km² con una densidad de carga diversificada que tienen una demanda total de 342 MAV.

Para la simulación se cuenta con los siguientes datos:

- Orígenes que corresponde a los centros con sus respectivas ofertas.
- Los destinos que conforman las demandas en cada sector de consumo.
- Los costos unitarios de transferir potencia de un centro a cada sector de consumo.

El resultado se presenta en el anexo 6 y en el cuadro No. 3.4 se resume la oferta y la carga total asignada a cada centro de transformación.

CUADRO No. 3.4

RESUMEN DE ASIGNACION DE CARGA A CADA CENTRO DE TRANSFORMACION

CENTRO	No.	OFERTA (MVA)	CARGA ASIGNADA (MVA)
Infantas	1	34,00	34,00
Puente Piedra	2	7,00	7,00
Caudivilla	3	17,00	17,00
Chavarría	4	50,00	50,00
Mirones	5	75,00	49,13
Ventanilla	6	7,00	7,00
Oquendo	7	17,00	17,00
Barsi	8	50,00	50,00
Tacna	9	75,00	42,60
Ficticio	10	∞	10,00

Del cuadro anterior, se puede apreciar lo siguiente; los centros 1; 2; 3; 4; 6; 7 y 8, han suministrado toda sus ofertas mientras que los centros 5 y 9 tienen una capacidad no distribuida de 25,87 MVA y 32,40 MVA respectivamente. Esto se debe a que el área de influencia queda delimitada por los centros adyacentes, siendo imposible técnicamente sobrepasar sobre la área de influencia de los otros centros. La configuración del sistema se presenta en el plano No. 4.

En resumen, se tiene una demanda insatisfecha de 10 MVA y un plan de expansión efectuada inadecuadamente. Además es necesario la ampliación o la construcción de nuevos centros, para ello la EDELNOR dentro de su plan de expansión tiene previsto la construcción de 2 centros, la ubicación de los mismos se encuentra en los puntos N° 91 y 219 respectivamente, por ser estas zonas con mayor concentración de carga industrial y comercial.

3.7.5 Simulación del sistema propuesto

Según datos de EDELNOR existen áreas seleccionadas para la construcción de los futuros centros denominados; Tomas Valle y "F", con potencia instalada de 17 MVA y 7 MVA respectivamente.

Con estos datos la formulación del modelo queda establecida de la siguiente manera :

Función Objetivo:

$$\text{Minimizar} = \sum_{i=1}^{11} \sum_{j=1}^{289} C_{ij} X_{ij}$$

Restricciones:

Por capacidad instalada:

$$\sum_{i=1}^{11} X_{ij} = SL_i ; \text{ para } i = 1;2;3;\dots; 11$$

Por demanda solicitada:

$$\sum_{j=1}^{289} X_{ij} = R_j ; \text{ para } J = 1;2;3;\dots; 289$$

Donde:

C_{ij} : Costo unitario de transferir potencia del vértice i al vértice j.

X_{ij} : Cantidad de potencia transferida del vértice i al vértice j

SL_i : Capacidad del centro de transformación i.

R_j : Demanda requerida en el sector j.

El resultado se presenta en el anexo 6 y en el cuadro No. 3.5 se resume la oferta y la carga total asignada a cada centro.

CUADRO No. 3.5**RESUMEN DE ASIGNACION DE CARGA A CADA CENTRO DE TRANSFORMACION**

CENTRO	No.	OFERTA (MVA)	CARGA ASIGNADA (MVA)
Infantas	1	34,00	34,00
Puente Piedra	2	7,00	7,00
Caudivilla	3	17,00	17,00
Chavarria	4	50,00	50,00
Mirones	5	75,00	49,13
Ventanilla	6	7,00	7,00
Oquendo	7	17,00	17,00
Tomas Valle	8	17,00	17,00
Barsi	9	50,00	50,00
"F"	10	7,00	7,00
Tacna	11	75,00	42,60

Del cuadro anterior se puede apreciar lo siguiente; los centros 1; 2; 3; 4; 6; 7; 8; 9 y 10, han agotado toda sus ofertas mientras que los centros 5 y 11 tienen una capacidad no distribuida de 25,87 MVA y 32,40 MVA respectivamente. Esto se debe a que el área de influencia queda delimitada por los centros adyacentes y por una inadecuada plan de expansión estos centros tienen un exceso de oferta, por lo que se hace necesario la transferencia de carga hacia otros centros para distribuir la capacidad ofertada y de esa manera satisfacer los requerimientos de carga en otros sectores de consumo.

En resumen, se tiene una demanda actual de 342 MVA en todo el sistema y una reserva de 14 MVA para los futuros requerimientos de carga, la configuración del sistema propuesto se presenta en el plano No. 5.

3.8 Capacidad óptima de centros de transformación

3.8.1 Introducción

Una vez establecida la ubicación de los centros y determinada sus áreas de influencia, ahora es necesario verificar el crecimiento de la demanda en el tiempo, es decir proyectar la demanda de cada centro para el mediano y largo plazo afín de satisfacer los requerimientos de carga de los clientes existentes y los futuros. Para ello es decisiva la simulación para determinar la capacidad óptima de cada centro y para cada período de expansión. Los datos necesarios son la demanda máxima, los planes de expansión y los costos unitarios de inversión y explotación.

3.8.2 Costos unitarios

Los gastos en que se incurre para garantizar el suministrar de energía a nivel de transformación y el sistema secundario de transmisión, son debido a las líneas aéreas, cables subterráneos y transformadores de potencia, tales gastos resultan de los costos de inversión (financiamiento y amortización), operación y mantenimiento.

Los costos obtenidos en el capítulo I, a partir de las leyes de cantidades de obra, a través de correlaciones y regresiones de las cantidades físicas de los transformadores de potencia respecto a la energía distribuida durante el período de análisis, serán utilizadas como costos unitarios.

3.8.3 Demanda máxima

La demanda máxima para cada centro con sus correspondientes leyes de crecimiento de carga se presenta en los cuadros No. 3.6, No. 3.7, y No.3.8 respectivamente.

CUADRO No. 3.6

PROYECCION DE DEMANDA MAXIMA EN CENTROS DE TRANSFORMACION EN MVA PARA EL PERIODO 1990-2000. SIN CONSIDERAR TRANSFERENCIA DE CARGA HACIA OTROS CENTROS DE TRANSFORMACION									
AÑO	BARSI	CAUDIVILLA	CHAVARRIA	INFANTAS	MIRONES	OQUENDO	PUENTE PIEDRA	TACNA	VENTANILLA
1990	45,3	13,9	54,2	34,8	62,3	11,8	5,2	54,4	7,8
1991	46,2	14,5	55,3	36,4	64,8	12,4	5,4	55,5	7,9
1992	47,1	15,1	56,5	38,1	67,5	13,0	5,6	56,5	8,0
1993	48,8	15,7	57,6	39,9	68,3	13,7	5,8	57,6	8,9
1994	48,9	16,3	58,8	41,8	73,2	14,4	6,1	58,7	9,2
1995	49,8	17,8	68,8	43,7	76,2	15,1	6,3	59,8	9,6
1996	50,0	17,7	61,3	45,8	79,4	15,9	6,6	61,8	10,0
1997	51,7	18,4	62,6	47,9	82,7	16,7	6,8	62,1	10,4
1998	52,7	19,1	63,9	50,2	86,1	17,6	7,1	63,3	10,8
1999	53,7	19,9	65,2	52,6	89,6	18,5	7,4	64,5	11,2
2000	54,7	20,7	66,5	55,8	93,3	19,4	7,7	65,8	11,7

CUADRO No. 3.7

**DEMANDA MAXIMA PROYECTADO EN MVA
PARA EL PERIODO 1990-2000**

AÑO	SUBESTACION "F"	TOMAS VALLE
1990	6,5	15,9
1991	6,7	16,4
1992	7,0	17,0
1993	7,3	18,2
1994	8,4	20,0
1995	9,4	20,7
1996	9,8	21,3
1997	10,2	22,1
1998	10,6	22,8
1999	11,0	23,6
2000	11,4	24,8

CUADRO No. 3.8

CENTROS DE TRANSFORMACION	LEYES DE CRECIMIENTO DE DEMANDA MAXIMA	COEFICIENTE DE DETERMINACION
BARSI	$P(t) = 45,3 \times 1,019^t$	$R^2 = 0,9674059$
CAUDIVILLA	$P(t) = 13,9 \times 1,0402^t$	$R^2 = 0,9945678$
CHAVARRIA	$P(t) = 54,2 \times 1,0407^t$	$R^2 = 0,9058321$
INFANTAS	$P(t) = 34,8 \times 1,047^t$	$R^2 = 0,9945638$
MIRONES	$P(t) = 62,3 \times 1,0413^t$	$R^2 = 0,9934598$
OQUENDO	$P(t) = 11,8 \times 1,0513^t$	$R^2 = 0,9967817$
PUENTE PIEDRA	$P(t) = 5,2 \times 1,0397^t$	$R^2 = 0,9967898$
TACNA	$P(t) = 54,4 \times 1,0191^t$	$R^2 = 0,9978935$
VENTANILLA	$P(t) = 7,9 \times 1,0397^t$	$R^2 = 0,9998878$
" F "	$P(t) = 6,2 \times 1,0404^t$	$R^2 = 0,9996959$
TOMAS VALLE	$P(t) = 15,4 \times 1,0445^t$	$R^2 = 0,9997848$

3.8.4 Planes de expansión

Los planes considerados son tres; corto plazo para el año 1993, mediano plazo para el año 1996 y largo plazo para el año 2000. Los datos se presenta en el cuadro No. 3.9.

CUADRO No. 3.9

**POTENCIA INSTALADA, DEMANDAS MAXIMAS Y
COSTOS DE EXPANSION**

CENTRO DE TRANSF.	NUM. DE C.T.	POT. INST MVA	CORTO PLAZO		MEDIANO PLAZO		LARGO PLAZO	
			PLAN No. 1		PLAN No. 2		PLAN NO. 3	
			M.D MVA	COSTO MILES US \$	M.D MVA	COSTO MILES US \$	M.D MVA	COSTO MILES US \$
INFANTAS	1	34,0	38,0	1,0	46,0	211,0	55,0	375,0
P.PIEDRA	2	7,0	6,0	1,0	--	--	--	--
CAUDIVIL	3	17,0	15,0	1,0	--	--	--	--
CHAVARRI	4	50,0	57,0	1,0	61,0	198,0	67,0	299,0
MIRONES	5	75,0	68,0	1,0	--	--	--	--
VENTANI	6	7,0	8,0	1,0	10,0	53,0	--	--
OQUENDO	7	17,0	13,0	1,0	--	--	--	--
T. VALLE	8	17,0	1,0	299,0	21,0	370,0	--	--
BARSI	9	50,0	47,0	1,0	--	--	--	--
" F "	10	7,0	1,0	123,0	10,0	176,0	--	--
TACNA	11	75,0	57,0	1,0	--	--	--	--

Además se tiene los costos totales, demandas máximas de los centros para cada plan alternativo. El período de expansión considerado de 4 años, es porque los organismos reguladores de las tarifas eléctricas han establecidos la fijación de los precios base cada cuatro años en los sistemas de distribución.

3.8.5 Formulación de la función objetivo

La forma matemática del modelo es la siguiente:

$$\text{Minimizar} = \sum_{i=1}^{11} \sum_{j=1}^3 C_{ij} X_{ij}$$

Donde :

C_{ij} : Costo unitario del plan j para el centro i.

3.8.6 Definición de las restricciones

Las restricciones son por; el periodo de expansión, la demanda máxima y la adyacencia de los centros de transformación:

Por periodo de expansión :

$$\sum_{j=1}^3 X_{ij} = 1 \quad ; \text{ para } i = 1;2;3;\dots; 11$$

Por capacidad y demanda máxima:

$$\sum_{j=1}^3 R_{ij} X_{ij} \geq SL_i - K_i \quad ; \text{ para } i = 1;2;3;\dots; 11$$

Por adyacencia:

$$\sum_{j=1}^{M_i} R_{ij} X_{ij} + \sum_{j=1}^{M_o} R_{oj} X_{oj} + \sum_{j=1}^{M_p} R_{pj} X_{pj} + \sum_{j=1}^{M_q} R_{qj} X_{qj} + \sum_{j=1}^{M_r} R_{rj} X_{rj} +$$

$$\sum_{j=1}^{M_s} R_{sj} X_{sj} + \sum_{j=1}^{M_t} R_{tj} X_{tj} + \sum_{j=1}^{M_u} R_{uj} X_{uj} + \sum_{j=1}^{M_v} R_{vj} X_{vj} + \sum_{j=1}^{M_z} R_{zj} X_{zj} +$$

$$\sum_{j=1}^{M_w} R_{wj} X_{wj} \geq K (SL_1 + \dots + SL_w)$$

Donde :

R_{ij} : Demanda máxima del plan j para el centro i.

K_i : Máxima carga transferible desde el centro i.

K : Una constante.

SL_i : Capacidad instalada del centro i.

X_{ij} 0 ó 1 (0 cuando no se requiere la operación de un centro y 1 cuando se requiere ampliar su capacidad o la construcción de un nuevo centro.

$o,p,..,w$: Son centros adyacentes a i .

La formulación desarrollada se presenta en el anexo 8.

3.8.7 Aplicación

Para obtener la capacidad óptima de los centros de transformación, se ha aplicado la simulación utilizando el programa Suprelindo y cuyo resultado se presenta en el anexo 8.

3.8.8 Interpretación de los resultados

Del listado tenemos lo siguiente:

a.- Variables de decisión

$X_{11} = 1$ (C.T. Infantas, ampliar su capacidad)

$X_{21} = 1$ (C.T. P. Piedra, mantener su capacidad actual)

$X_{31} = 1$ (C.T. Caudivilla, mantener su capacidad actual)

$X_{41} = 1$ (C.T. Chavarría, ampliar su capacidad)

$X_{51} = 1$ (C.T. Mirones, mantener su capacidad actual)

$X_{61} = 1$ (C.T. Ventanilla, ampliar su capacidad)

$X_{71} = 1$ (C.T. Oquendo, mantener su capacidad actual)

$X_{82} = 1$ (C.T. T. Valle, construir para 1996)

$X_{91} = 1$ (C.T. Barsi, mantener su capacidad actual)

$X_{102} = 1$ (C.T. "F", construir para 1996)

$X_{111} = 1$ (C.T. Tacna, mantener su capacidad actual)

b.- Función objetivo

Min = 555,000 miles de dólares.

c.- Variables de exceso

Son variables artificiales que se introducen en la solución de un problema de programación lineal. Para este caso representa la utilización en exceso de un recurso:

S_1 al S_{11}	= 0	(exactamente un plan de expansión a cada C.T.)
S_{12}	= 9	(9 MVA más de su capacidad del C.T. 1)
S_{13}	= 4	(4 MVA más de su capacidad del C.T. 2)
S_{14}	= 3	(3 MVA más de su capacidad del C.T. 3)
S_{15}	= 12	(12 MVA más de su capacidad del C.T. 4)
S_{16}	= 6	(6 MVA más de su capacidad del C.T. 6)
S_{17}	= 1	(1 MVA más de su capacidad del C.T. 7)
S_{18}	= 9	(9 MVA más de su capacidad del C.T. 8)
S_{19}	= 2	(2 MVA más de su capacidad del C.T. 9)
S_{20}	= 8	(8 MVA más de su capacidad del C.T. 10)
S_{21}	= 9	(9 MVA más de su capacidad del sistema formado por los C.T. 1; 2; 3; 4 y 6)
S_{22}	= 2	(2 MVA más de su capacidad del sistema formado por los C.T. 1; 2; 3 y 6)
S_{23}	= 8	(8 MVA más de su capacidad del sistema formado por los C.T. 1; 2; 3 y 4)
S_{24}	= 2	(2 MVA más de su capacidad del sistema formado por los C.T. 1; 3; 4; 5; 7 y 8)

- $S_{25} = 0$ (0 MVA se utilizó toda su capacidad del sistema formado por los C.T. 4 y 5)
- $S_{26} = 4$ (4 MVA más de su capacidad del sistema formado por el C.T. 1; 2 y 6)
- $S_{27} = 7$ (7 MVA más de su capacidad del sistema formado por los C.T. 4; 7 y 8)
- $S_{28} = 7$ (7 MVA más de su capacidad del sistema formado por los C.T. 4; 7 y 8)

d.- Precios duales

Nos indican la variación que pueda sufrir la función objetivo (F.O.) al variarse un recurso específico:

- $Y_2 = 1$ (la F.O. va variar en mil dólares al implementarse otro plan de expansión del C.T. 1)
- $Y_3 = 1$ (la F.O. va variar en mil dólares al implementarse otro plan de expansión del C.T. 2)
- $Y_4 = 1$ (la F.O. va variar en mil dólares al implementarse otro plan de expansión del C.T. 3)
- $Y_5 = 1$ (la F.O. va variar en mil dólares al implementarse otro plan de expansión del C.T. 4)
- $Y_6 = 1$ (la F.O. va variar en miles dólares al implementarse otro plan de expansión del C.T. 6)
- $Y_7 = 1$ (la F.O. va variar en mii dólares al implementarse otro plan de expansión del C.T. 7)

$Y_8 = 299$ (la F.O. va variar en 299 mil dólares al implementarse otro plan de expansión del C.T. 8)

$Y_9 = 1$ (la F.O. va variar en mil dólares al implementarse otro plan de expansión del C.T. 9)

$Y_{10} = 123$ (la F.O. va variar en 123 mil dólares al implementarse otro plan de expansión del C.T. 10)

$Y_{11} = 1$ (la F.O. va variar en mil dólares al implementarse otro plan de expansión del C.T. 11).

El resto de los recursos no son limitantes

e.- Costo reducido

El costo reducido nos indica la penalización asignada a un bien que se esta produciendo o de otra manera si se nos obligaran a producir dicho bien la función objetivo empeora en la misma cantidad del valor del costo reducido:

$A_{12} = 210$ (miles de dólares al elegir la alternativa del plan No. 2 para el C.T. 1)

$A_{13} = 374$ (miles de dólares al elegir la alternativa del plan No. 3 para el C.T. 1)

$A_{42} = 197$ (miles de dólares al elegir la alternativa del plan No. 2 para el C.T. 4)

$A_{43} = 298$ (miles de dólares al elegir la alternativa del plan No. 3 para el C.T. 4)

$A_{51} = 1$ (mil de dólares al elegir la alternativa del plan No.1 para el C.T.5)

$A_{62} = 52$ (mil de dólares al elegir la alternativa del plan No.2 para el C.T.6)

$A_{82} = 71$ (miles de dólares al elegir la alternativa del plan No.2 para el C.T. 8)

$A_{102} = 53$ (miles de dólares al elegir la alternativa del plan No.2 para el C.T. 10)

f.- Análisis de sensibilidad

Nos permite determinar la variación de los diferentes recursos en un rango determinado, donde la función objetivo sigue siendo factible.

Variación de los Recursos

$$B_{ij} - \Delta B_{ij} \leq B'_{ij} \leq B_{ij} + \Delta B_{ij}$$

Variación de $B_2 = B_{11} = 1$, el rango de variación del recurso plan de expansión es único, es decir se elige exactamente un plan.

Variación de B_{12} : $0 \leq B_{12} \leq 38$

Variación de B_{13} : $0 \leq B_{13} \leq 6$

Variación de B_{14} : $0 \leq B_{14} \leq 15$

Variación de B_{15} : $0 \leq B_{15} \leq 57$

Variación de B_{16} : $0 \leq B_{16} \leq 8$

Variación de B_{17} : $0 \leq B_{17} \leq 13$

Variación de B_{18} : $0 \leq B_{18} \leq 21$

Variación de B_{19} : $0 \leq B_{19} \leq 47$

Variación de B_{20} : $0 \leq B_{20} \leq 10$

Variación de B_{21} : $0 \leq B_{21} \leq 124$

Variación de B_{22} : $0 \leq B_{22} \leq 67$

Variación de B_{23} : $0 \leq B_{23} \leq 116$

Variación de B_{24} : $0 \leq B_{24} \leq 212$

Variación de B_{25} : $0 \leq B_{25} \leq 125$

Variación de B_{26} : $0 \leq B_{26} \leq 52$

Variación de B_{27} : $0 \leq B_{27} \leq 91$

Variación de B_{28} : $0 \leq B_{28} \leq 91$

3.9 Transferencia de carga

3.9.1 Introducción

Para efectuar la transferencia de carga de un centro hacia otro con exceso de capacidad es necesario conocer los costos marginales de desarrollo de las líneas de transmisión para un nivel de tensión particular, este costo no fue determinado en el capítulo I, por lo que se presenta una metodología basada en la información de la proyección de la demanda anual por nivel de tensión y el plan de expansión de los sistemas de transmisión para el período de estudio (1987-1996) y sus correspondientes programas de inversiones.

El costo de desarrollo queda definido como aquel en que se incurre para construir o ampliar la capacidad del sistema de transmisión a fin de asegurar los incrementos de la demanda de potencia y energía eléctrica, el que depende para cada nivel de tensión.

Debido a que este tipo de inversiones no son continuas en el tiempo, se ha utilizado el concepto de Costo Medio Incremental (C.M.I.) como una aproximación del costo marginal. El C.M.I. refleja los incrementos en los costos por concepto de operación de las líneas de transmisión y las inversiones necesarias para su ampliación a fin de atender los incrementos de la demanda.

Para el caso particular de una línea de 60 kV el programa de inversiones fue tomado del Plan Maestro de Electricidad 1992. Los incrementos de potencia y los resultados de flujo de potencia para el periodo considerado se presenta en los cuadros No. 3.10 y No. 3.11 respectivamente.

CUADRO No. 3.10

**PROGRAMA DE INVERSIONES EN LINEAS DE TRANSMISION
A NIVEL DE 60 kV**

PROYECTOS	INVERSIONES EN MILES DE DOLARES					
	1987	1988	1989	1990	1991	1992
PIURA-PAITA	16	1 227	2 579	1 960		
GUADALUPE-CAJAM.	2 795	3 213	1 900	1 400	1 500	1 893
GUADAL.-PACASMAYO			300	566	430	1 915
PARAMONGA-	42	3 139	2 065			
HUARMEY	9 200	6 000	8 001	12 000		
TRANS-VI-PROYECTO	258	597	569	1 563	1 039	1 706
MARCONA-NAZCA	535	2 563				
TACAMA-VILLACURI	1 176	4 678	3 741			
YAUPI-VILLA-OXAPAM	4 205	705				
CARPAPATA-	140	2 585	4 403	2 452		
CHANCHAM		1 899	2 169			
SUBTRANS.-PIURA				70	1 731	2 211
SUBTRANS.-LAMBAYE			596	1 065		
GUADALU.-GALLI-CIE		15	3 307			
INDEPEND.-PISCO	17	81	4 571	5 207		
JAUJA-PACHACAYO			1 693	2 457		
HUANUCO-LA UNION		613	1 200	1 780	1 246	470
TINGO MA-AUCAYACU					2 500	2 883
MACHUPI.-QUILLABAM				54	2 028	2 027
CHICLAYO-OLMOS				31	2 507	1 733
YAUPI-VIIL-OXAPAM						
CUSCO-ABANCA						
TOTAL	18 384	27 315	37 102	30 605	12986	14838

CUADRO No. 3.11
FLUJO E INCREMENTO DE POTENCIA
A NIVEL DE 60 kV

AÑO	FLUJO DE POTENCIA (MVA)	INCREMENTO DE POTENCIA (MVA)
1987	1 386,4	78,5
1988	1 487,6	101,2
1989	1 588,8	101,2
1990	1 746,1	157,3
1991	1 863,1	117,0
1992	1 950,6	87,0
1993	2 069,9	119,3
1994	2 166,9	97,0
1995	2 286,3	119,4
1996	2 417,9	131,6

Para calcular el costo marginal del sistema secundario de transmisión se ha utilizado una tasa de interés de 12% y la recuperación de la inversión en 10 años. El resultado se presenta en el cuadro No. 3.12.

El detalle del cálculo del costo medio incremental se presenta en el anexo 7.

CUADRO No. 3.12
COSTOS MARGINALES DE LINEAS DE TRANSMISION A NIVEL DE 60 KV

AÑO	INVERSIÓN ANUAL	INVERSIÓN ACUMULADA	INCREMENTO DEMANDA ANUAL	INCREMENTO ACUMULADO DEMANDA	COSTO TOTAL	COSTO MEDIO
	US x10-3	US x10-3	MW	MW	US\$/kW	US\$/kW
1987	18 384	18 384	78,5	78,5	234,19	234,19
1988	27 315	45 699	101,2	179,7	269,91	254,31
1989	37 102	82 801	101,2	280,9	366,62	294,77
1990	30 605	113 406	157,3	438,2	194,56	258,80
1991	12 986	126 392	117,0	555,2	110,99	227,65
1992	14 838	141 230	87,0	642,2	170,55	219,92
COSTOS MEDIO EN US \$/kW				:	219,90	
COSTO MARGINAL EN US \$-AÑO/kW				:	38,90	

3.9.2 Base de datos

Los datos requeridos para la simulación de la transferencia de carga son; el costo, la demanda máxima y la capacidad instalada de cada centro, estos datos fueron obtenidos del resultado de la capacidad óptima y se resume en el cuadro No. 3.13.

CUADRO No. 3.13
DATOS PARA LA TRANSFERENCIA DE CARGA

CENTRO DE TRANSFORMACION	NUM. DE C.T.	CAPACIDAD INSTALADA MVA	PERIODO DE EXPANSION	DEMANDA MAXIMA MVA
INFANTAS	1	34,0	1	38,0
PUENTE PIEDRA	2	7,0	1	6,0
CAUDIVILLA	3	17,0	1	15,0
CHAVARRIA	4	50,0	1	57,0
MIRONES	5	75,0	1	68,0
VENTANILLA	6	7,0	1	8,0
OQUENDO	7	17,0	1	13,0
TOMAS VALLE	8	17,0	2	21,0

3.9.3 Formulación de la función objetivo

La forma matemática del modelo es la siguiente:

$$\text{Minimizar} = \sum_{i=1}^8 \sum_{j=1}^8 C_{ij} X_{ij}$$

Donde :

C_{ij} : Costo unitario de transferir potencia del centro i al centro j.

X_{ij} : Máxima potencia transferida del centro i al centro j

3.9.4 Definición de las restricciones

Las restricciones son por; capacidad instalada, la demanda máxima de cada centro y la configuración del sistema:

Por capacidad instalada :

$$\sum_{i=1}^8 X_{ij} = SL_i ; \text{ para } i = 1;2;3;\dots; 8$$

Por demanda máxima:

$$\sum_{j=1}^8 X_{ij} = R_j ; \text{ para } j = 1;2;3;\dots; 8$$

Donde :

SL_i : Capacidad instalada de cada centro i.

R_j : Demanda máxima proyectada para cada periodo establecido.

La formulación desarrollada se presenta en el anexo 8.

3.9.5 Aplicación

Para determinar la transferencia de carga de un centro sobrecargado hacia otro con exceso de capacidad se ha aplicado la simulación utilizando el programa Superlindo y cuyo resultado se presenta en el anexo 8.

3.9.6 Interpretación de los resultados

Del listado tenemos lo siguiente:

a.- Variables de decisión

- $X_{11} = 34$ (asignar 34 MVA para el C.T. 1)
 $X_{22} = 6$ (asignar 6 MVA para el C.T. 2)
 $X_{31} = 2$ (transferir 2 MVA del C.T. 3 al C.T. 1)
 $X_{26} = 1$ (transferir 1 MVA del C.T. 2 al C.T. 6)
 $X_{33} = 15$ (asignar 15 MVA para el C.T. 3)
 $X_{44} = 50$ (asignar 50 MVA para el C.T. 4)
 $X_{54} = 7$ (transferir 7 MVA del C.T. 5 al C.T. 4)
 $X_{55} = 68$ (asignar 68 MVA para el C.T. 5)
 $X_{66} = 7$ (asignar 7 MVA para el C.T. 6)
 $X_{77} = 13$ (asignar 13 MVA para el C.T. 7)
 $X_{78} = 4$ (transferir 4 MVA del C.T. 7 al C.T. 8)
 $X_{88} = 17$ (asignar 17 MVA para el C.T. 8)
 $X_{91} = 2$ (transferir 2 MVA del C.T. 9 al C.T. 1)

b.- Función objetivo

Min = 244,00 miles de dólares.

3.9.7 Conclusiones

De los resultados anteriores se puede llegar a las siguientes conclusiones:

- Ampliar la capacidad del centro 1 a 38 MVA a un costo de 71 mil dólares.
- Transferir una potencia de 2 MVA del centro 3 al centro al centro 1.
- Transferir una potencia de 1 MVA del centro 2 al centro 6.
- Transferir una potencia de 4 MVA del centro 7 al centro 8.

Transferir una potencia de 7 MVA del centro 5 al centro 4.

Construir el centro 8 con una capacidad instalada de 17 MVA a un costo de 299 mil dólares.

Construir el centro 10 con una capacidad instalada de 10 MVA a un costo de 176 mil dólares.

3.10 Conclusiones

El presente estudio es la aplicación de las herramientas de optimización matemática orientado a la teoría de investigación de operaciones, que es la aplicación de técnicas y métodos orientados para dar soluciones óptimas a los problemas que se originan en la operación de un sistema eléctrico.

En el presente capítulo se ha utilizado las formulaciones matemáticas desarrolladas en el capítulo II, para la planificación de centros de transformación. Esta metodología es decisiva dado que las previsiones de la demanda de electricidad varían en el corto, mediano y largo plazo, para ello es necesario prevenir y predecir el comportamiento futuro de las demandas y efectuar las ampliaciones o construcción de nuevas obras y asegurar el suministro regular de electricidad.

Para la aplicación de esta metodología se ha considerado todos los parámetros que intervienen en el proceso de planificación de un centro, tales como: demanda, capacidad instalada, costos de inversión, operación y mantenimiento, tasas de crecimiento y la configuración del sistema.

El resultado del estudio se resume en los siguientes puntos:

- a.- Base de datos; costo de inversión, gastos de operación y mantenimiento anualizados, densidad de carga para los diferentes

sectores de consumo y la demanda máxima para cada centro, además se ha asignado a cada área geográfica una carga determinada según el tipo de habilitación tal como se presenta en el plano No. 2.

b.- El algoritmo de vía mínima permite calcular las distancias mínimas del centro de transformación a los vértices en donde se encuentran ubicado las demandas.

c.- Usando como dato la matriz de costos unitarios obtenidos en el paso anterior y aplicando el modelo formulado se ha simulado para determinar las áreas de servicios individuales, se analizó dos alternativas:

Primera alternativa; considerando el sistema existente, el resultado nos indica que existe un demanda insatisfecha de 10 MVA, la configuración del sistema se presenta en el plano No. 4.

Segunda alternativa; considerando los datos de la empresa en el que se considera la construcción de dos centros. Con estos datos se efectuó la simulación, obteniéndose como resultado las áreas de servicio individual, además se tiene una oferta no distribuida de 14 MVA y la configuración del sistema se presenta en el plano No.5.

d.- Para determinar la capacidad óptima y la transferencia de carga, se ha considerado los períodos de expansión cada 4 años debido a que los organismos reguladores de los precios de electricidad han considerado la fijación de los precios base cada 4 años en los sistema de distribución. De los resultados se llega a las siguientes conclusiones:

Ampliar la capacidad del centro de transformación Infantas de 34 MVA a 38 MVA a un costo de 71 mil dólares.

Construir el centro de transformación Tomas Valle, con una capacidad instalada de 17 MVA a un costo de 299 mil dólares, dicho centro debe entrar en funcionamiento en 1996.

Construir el centro de transformación "F" con una potencia instalada de 10 MVA a un costo de 176 mil dólares, dicho centro debe entrar en funcionamiento en 1996.

Transferir una potencia de 1 MVA del centro de transformación Puente Piedra al centro de transformación Ventanilla.

Transferir una potencia de 2 MVA del centro de transformación Caudivilla al centro de transformación Infantas.

Transferir una potencia de 4 MVA del centro de transformación Oquendo al centro de transformación Tomas Valle.

Transferir una potencia de 7 MVA del centro de transformación Mirones al centro de transformación Chavarria.

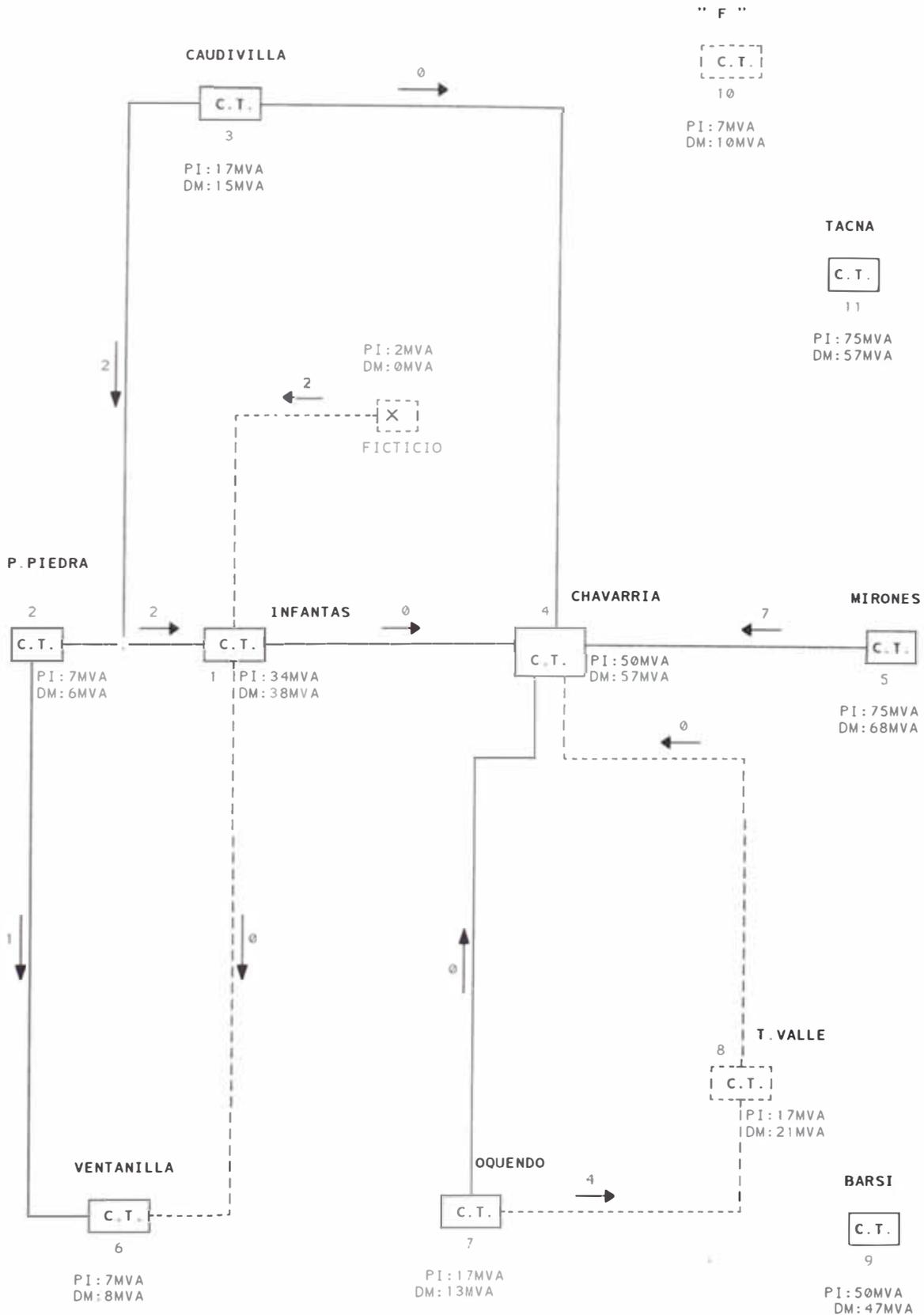
La configuración del flujo de potencia se presenta en el esquema No. 3.1.

La capacidad total instalada del sistema interconectado es de 224 MVA, sin considerar los centros aislados (Tacna, "F" y Barsi).

- e.- Para la simulación se ha utilizado los programas de cómputo que han sido desarrollados para calcular la vía mínima y el modelo de programación lineal y que han sido probadas, resultando una herramienta útil para el que elabora dichos estudios.

ESQUEMA No. 3.1

CONFIGURACION DEL SISTEMA NORTE



CONCLUSIONES Y RECOMEDACIONES

Conclusiones

- 1.- La energía es un elemento estratégico para el desarrollo económico y social de un país, siendo la electricidad un factor dinamizador por su comportamiento cercano a la evolución del producto bruto interno. Los gastos totales de las inversiones del subsector inciden sobre las metas fiscales.
- 2.- El servicio de electricidad debe estar sujeto como todos los servicios a las leyes del mercado, de libre oferta y la demanda, sin embargo en la actividad de distribución en que por sus características se efectúa en forma exclusiva por un solo concesionario. Para estos casos la Ley de Concesiones Eléctricas establece un régimen de precios regulados y calculados bajo el concepto de costos marginales, reconociendo sistemas económicamente adaptados y costos de operación y mantenimiento eficientes.
- 3.- Conceptos: Costos Marginales, es el costo en que se incurre para producir una unidad adicional de energía. Sistema Económicamente Adaptado, es el sistema de menor costo para satisfacer eficientemente la demanda de electricidad, manteniendo la calidad de servicio establecido.

4.- La metodología de cálculo de costos marginales de distribución es el método de la Ley de Cantidades de Obra. Dicha metodología está basado en correlaciones y regresiones de cantidades físicas de redes, subestaciones y potencia de transformación respecto a la energía distribuida para un período de análisis, es decir que un aumento de consumo ocasiona un aumento en la cantidad de obra necesaria para atenderle.

El modelo que nos proporciona la existencia de relaciones simples entre el volumen de conductores y número de subestaciones de transformación de una red que alimenta una área caracterizada por su superficie y su densidad de carga en el de R. Juricic (Dirección de Distribución de EDF-Francia). Esta metodología nos conduce a determinar el costo unitario (US \$/kW) para los diferentes componentes de un sistema eléctrico.

Dichos costos representan a los coeficientes tecnológicos en la formulación de los modelos para las simulaciones correspondientes en el proceso de planificación de centros de transformación.

5.- Las herramientas de optimización matemática utilizado está orientado en la teoría de investigación de operaciones y el análisis de sistema, que es la aplicación de técnicas y métodos científicos para dar solución óptima a los problemas que se originan en la operación de un sistema eléctrico. La metodología ha sido aplicado en un caso real para determinar la ubicación, áreas de servicio, capacidad y transferencia de carga hacia otros centros de transformación, considerando restricciones

de confiabilidad a fin de desarrollar una expansión ordenada y coherente.

6.- Para obtener las áreas de servicio de cada centro de transformación se ha utilizado la metodología siguiente:

a.- El concepto de la teoría de grafos aplicados a redes eléctricas, esta metodología se fundamenta en el algoritmo de Dijkstra de caminos mínimos de una fuente a diferentes destinos. Para el presente caso se ha representado la fuente como un centro de transformación y los destinos a la concentración de cargas según el tipo de habilitación de tierra.

El resultado obtenido bajo esta metodología es la distancia más corta de la fuente a la ubicación de carga, que ha sido utilizada para formar la matriz de costos unitarios en la formulación del modelo para determinar las áreas de servicio de cada centro.

b.- La programación lineal fue utilizada para resolver el problema de asignar una área determinada a un centro, considerando la capacidad instalada y los requerimientos de demanda en cada sector de consumo. El resultado nos da la configuración del sistema, considerando una capacidad de reserva para futuros requerimientos de carga.

7.- Para obtener la capacidad óptima y la transferencia de carga de cada centro, se ha utilizado la metodología siguiente:

a.- Para determinar la capacidad óptima se ha formulado el modelo bajo el concepto de la programación entera, en la que se

consideran implícitamente la solución más económica para las restricciones impuestas al sistema.

b.- Para determinar la transferencia de carga de un centro sobrecargado hacia otro con exceso de capacidad, el modelo formulado se resuelve como un problema de programación lineal.

8.- Toda la información utilizada se ha recopilado de la empresa EDELNOR. Los datos obtenidos son:

Costos unitarios de inversión en B.T., M.T. y transformación.

Costos unitarios de operación y mantenimiento de las instalaciones.

Configuración del sistema actual, que cuenta con 9 centros cada uno con sus correspondientes potencias instaladas.

De la configuración del sistema se tiene la ubicación de los diferentes tipos de cargas según el tipo de habilitación de tierra, y sus correspondientes densidades de carga.

La demanda máxima y sus tasas de crecimiento actual de cada centro.

Del anuario estadístico, se ha obtenido los datos históricos en cuanto a las redes, subestaciones, de distribución de centros de transformación y la energía entregada para un período de 11 años (1980-1990).

Recomendaciones

1.- Para la Empresa de Distribución de Electricidad de Lima Norte (EDELNOR) S.A.

Adoptar políticas y programas de planeamiento aplicando tecnologías y métodos científicos adecuados para poder obtener un sistema económicamente adaptado a fin no efectuar inversiones innecesarias.

Que el sistema eléctrico sea de menor costo para satisfacer eficientemente la demanda de electricidad manteniendo la calidad de producto, comercialización y servicio que exigen las normas.

Idear programas adecuados a fin de conseguir efectos importantes en el ahorro del consumo total de electricidad.

2.- Para la Comisión de Tarifas Eléctricas:

Estimar una estructura tarifaria en base a costos marginales para una empresa modelo y eficiente teniendo en cuenta que no se afecte la situación financiera de las empresas concesionarias de electricidad.

Los precios base establecidos garanticen la recuperación de las inversiones efectuadas y la disminución de sus costos operativos.

3.- Ministerio de Energía y Minas:

Establecer los mecanismos necesarios para efectuar las estimaciones más realista en la demanda de electricidad puesto

que ello tiene un impacto directo sobre la reducción de las necesidades de inversión para atender la expansión de los sistemas eléctricos, y por lo tanto, sobre las mejoras en la situación financiera de las empresas del subsector electricidad.

4.- Para la Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica:

Introducir en los syllabuss de los cursos, los conceptos de los costos marginales referido a las actividades de generación, transmisión, transformación y distribución de electricidad.

Enfatizar en la enseñanza el empleo de herramientas de optimización matemática orientado en la teoría de investigación de operaciones para el planeamiento y diseño de los sistemas de distribución. Especialmente en los cursos de Instalaciones Eléctricas II y Electrificación Rural.

BIBLIOGRAFIA

1. Naciones Unidas, "Manual de Proyectos de Desarrollo Económico", México. D.F., 1958.
2. Comisión de Tarifas Eléctricas, "Nueva Tarifa de Energía Eléctrica", Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Lima, Perú, 1989.
3. Empresas Concesionárias de Energia Elétrica, Electrobras, "Nova Tarifa de Energia Elétrica", Departamento Nacional de Aguas e Energia Elétrica, Brasil, DNAEE, 1985.
4. Comisión de Tarifas Eléctricas. "Programa de Garantía Tarifaria Proyecto " C " Costos de Distribución y Tarifas", Banco Interamericano de Desarrollo (BID), SYNEX Ingenieros Consultores, Lima, Perú, 1993.
5. Hamdy A. Taha, " Investigación de Operaciones", Departamento de Ingeniería Industrial, University of Arkansas, New York, N.Y., 1976.
6. Enver Masud, "An Interactive Procedure For Sizing And Timing Distribution Substations Using Optimization Techniques", IEEE Trans. Power System Engineering, Oklahoma Gas and Electric Compay, Oklahoma, 1974
7. Electrolima S.A., "Libro estadístico Electrolima 1991", Lima, Perú, 1991.
8. Electroperú S.A., "Plan Maestro de Electricidad, 1992-1996", Lima, Perú, 1992.

9. Damodar N. Gujarati, " Econometría", Bernard M. Brauch College City University of New York, 1990.
10. Roberto Espinosa y Lara, " Sistemas de Distribución ", Editorial Limusa, S.A., México, 1990.

Archivo: PAP.W60

Fecha: 94-07-20