

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERIA

ANALISIS DE METODOS DE SANCION DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCION DEL TITULO DE
INGENIERO ELECTRICO**

PAUL RIGOBERTO SALAZAR COBA

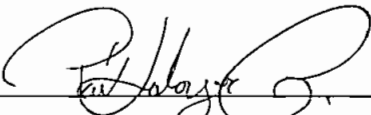
DIRECTOR: ING. GABRIEL ARGUELLO RIOS

Quito, Noviembre del 2002

DECLARACIÓN

Yo, Paúl Rigoberto Salazar Coba, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.



Paúl Rigoberto Salazar Coba

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Paúl Rigoberto Salazar Caba, bajo mi supervisión.



Ing. Gabriel Arguello Ríos
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Expreso mis más efusivos agradecimientos a los Ingenieros Gabriel Arguello, Julio Gómez, Marco Valencia y a todo el personal de la DPL del Cenace por su valiosa colaboración en el desarrollo del presente proyecto.

DEDICATORIA

A Dios por darme la oportunidad de
culminar mis estudios;

A Luisa y Román, mis padres, por
brindarme todo el apoyo y paciencia
necesarios en el desarrollo de éste
proyecto;

A Christian y Santiago, mis hermanos, por
caminar juntos todo el tiempo

CONTENIDO

CONTENIDO	i
RESUMEN	iv
PRESENTACIÓN	vii
Filosofía de Mercados Eléctricos	vii
Antecedentes del Mercado Eléctrico Ecuatoriano	ix
CAPITULO I	1
1 TEORÍA DE COSTOS MARGINALES	1
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 COSTOS MARGINALES DE CORTO PLAZO	1
CAPITULO II.....	8
2 MODELOS DE MERCADO DE ENERGÍA	8
2.1 MODELO MONOPÓLICO	9
2.2 MODELO DE AGENCIA CENTRAL	9
2.3 MODELO DE COMPETENCIA MAYORISTA	10
2.4 MODELO DE COMPETENCIA EN COMERCIALIZACIÓN	10
2.5 MERCADO BASADO EN PRECIOS Ó EN COSTOS	12
2.6 MODELO DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA EN EL ECUADOR	13
2.6.1 COSO DE LA GENERACIÓN	14
2.6.1.1 Ventajas de un Mercado basado en Costos	18
2.6.1.2 Desventajas de un Mercado basado en Costos	19
2.6.2 COSTO DE LA TRANSMISIÓN	20
2.6.3 COSTO DE LA DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN ...	21
CAPITULO III	22
3 FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELECTRICO ECUATORIANO	22
3.1 ESTRUCTURA DEL MERCADO	22
3.2 FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO.....	25

3.3 MODALIDADES DE NEGOCIACIÓN	25
3.4 PRODUCTOS	26
3.5 SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	27
3.5.1 LA RESERVA DE POTENCIA PARA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA (RPF)	27
3.5.2 LA RESERVA DE POTENCIA PARA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA (RSF)	27
3.5.3 EL ARRANQUE / PARADA DE UNIDADES TURBO – VAPOR.....	28
3.5.4 POTENCIA REACTIVA	28
3.6 PAGO DE CAPACIDAD	28
3.7 DESPACHO DE GENERACIÓN DE MÍNIMO COSTO	29
3.8 MODELOS PARA EL CALCULO DE PRECIOS DE LA ENERGÍA	30
3.8.1 METODOLOGÍA EX – ANTE	31
3.8.2 METODOLOGÍA EX – POST	31
3.8.3 MODELO DE PRECIO DE BARRA ÚNICA SIN PÉRDIDAS.....	32
3.8.4 MODELO DE PRECIO DE BARRA ÚNICA CON PÉRDIDAS.....	34
3.8.5 MODELO DE COSTOS MARGINALES NODALES	39
CAPITULO IV	42
4 METODOS DE SANCIÓN DE PRECIOS EN EL MEM	42
4.1 REGLAS DE MERCADO	43
4.2 MÉTODO 1: EX – ANTE MULTINODAL	44
4.2.1 EJEMPLO 3 BARRAS MODELO MULTINODAL	44
4.2.2 SERVICIO DE TRANSPORTE	52
4.3 METODOS 2: EX – ANTE UNINODAL	53
4.3.1 FIJACIÓN DE PRECIOS ALTERNATIVA “A”	54
4.3.2 FIJACIÓN DE PRECIOS ALTERNATIVA “B”	56
4.3.3 LIQUIDACIÓN DE LAS TRANSACCIONES COMERCIALES METODOLOGÍA EX – ANTE	56
4.4 MÉTODO 3: EX – POST MULTINODAL	61

4.5 MÉTODO 4: EX – POST UNINODAL	62
4.5.1 LIQUIDACIÓN DE LAS TRANSACCIONES COMERCIALES METODOLOGÍA EX – POST	62
CAPITULO V	63
5 DESARROLLO DE EJEMPLOS SEP 12 BARRAS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	63
5.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE ESTUDIO	63
5.2 EJEMPLO SIN CONGESTIONAMIENTOS (Multinodal vs Uninodal) ..	67
5.3 CONGESTIONAMIENTO RADIAL (Multinodal vs Uninodal)	71
5.4 CONGESTIÓN EN ANILLO (Multinodal vs Uninodal)	76
5.5 EJEMPLO DESCONEXIÓN LÍNEA 1 – 2 (Multinodal vs Uninodal)	81
5.6 EJEMPLO DESCONEXIÓN LÍNEA 1 – 3 (Multinodal vs Uninodal)	84
5.7 EX – ANTE vs. EX – POST (Uninodal)	89
6 CONCLUSIONES	94
BIBLIOGRAFÍA	97
ANEXOS	A-1
A FLUJO DE POTENCIA DE CORRIENTE CONTINUA	A-1

RESUMEN

La metodología de costos marginales adoptada en varios países incluyendo el nuestro, ha transformado la estructura organizativa, financiera, económica y comercial de los mercados eléctricos. Las transacciones comerciales en estos mercados se realizan en base al cálculo del costo marginal de la energía o precio spot, en el que se incluyen aspectos relacionados con la operación de un sistema, la demanda total en cada nodo, la disponibilidad de generación y sus costos, la capacidad de los sistemas de generación y transmisión, y de las pérdidas asociadas al sistema de transmisión.

En este sentido un mercado eléctrico dependiendo de su organización, estructura, tratamiento que se decida dar a la red de transmisión y sus congestiones se da origen a diferentes metodologías para la determinación del precio de la energía y de manera correspondiente a la remuneración que se asignan a cada una de las actividades de generación y transporte. Así podemos mencionar que la sanción o fijación de precios de la energía puede llevarse a cabo antes de la ocurrencia del despacho (ex – ante) o luego de sucedido el mismo (ex – post). Se puede tener en cuenta las restricciones de la red para la solución del problema de optimización (modelo multinodal) para la liquidación de las transacciones del mercado o podemos definir como referencia comercial a una barra física y relajar algunas restricciones correspondientes a la red (modelo uninodal).

Los objetivos principales de la presente investigación son:

- Analizar cuantitativa y cualitativamente distintos métodos de cálculo de los precios de la energía en el mercado eléctrico mayorista, considerando un modelo basado en costos.
- Analizar el modelo económico-financiero del mercado eléctrico ecuatoriano en las actuales condiciones y de acuerdo a la normativa vigente.

- Analizar los efectos que provocaría en el mercado, el cálculo del precio de la energía utilizando un modelo multinodal o uninodal.
- Analizar el impacto en el mercado de energía, la utilización de métodos de sanción de precios ex – ante y ex – post en la sanción de precios en barra única.
- Determinar el modelo que mejor se adapte al cálculo de los precios de la energía, de acuerdo a la normativa del MEM.

En el Capítulo 1 se resume la teoría de costos marginales de corto plazo aplicada a los sistemas eléctricos, con el objetivo de determinar el precio spot óptimo de componente de generación de la energía, describe además los pasos a seguir para resolver el problema planteado utilizando el método de los multiplicadores de Lagrange.

En el Capítulo 2 describimos las principales características de los modelos de mercados más notables, como son: el modelo monopólico, el de agencia central, el de competencia mayorista y el de competencia en comercialización. Además detallamos las diferencias fundamentales entre mercados basados en costos y mercados basados en ofertas de precios, para luego hacer un análisis del modelo de mercado utilizado en el Ecuador, que incluye las tres actividades primordiales cuales son generación, transmisión y distribución.

El Capítulo 3 realiza un análisis del actual funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista en nuestro país, investigando posibles alternativas a la metodología de sanción de precios de la energía así como los requerimientos básicos para su adecuada implantación.

El Capítulo 4 presentan, a través de un sencillo ejemplo, los métodos de sanción de precios que se describen en el proyecto, además de la liquidación de las transacciones comerciales para cada uno de ellos.

En el Capítulo 5 se describe el sistema de prueba que es una representación del S.N.I. ecuatoriano reducido a 12 de sus principales barras, 7 de ellas correspondientes a las que forman el anillo de 230 kV y las restantes 5 de los primordiales nodos conectados a 138 kV. En el sistema de prueba se desarrollan varios ejemplos, cada uno de ellos muestran una condición operativa del sistema, la cual influyen directamente en el cálculo del costo marginal de la energía, dependiendo del modelo aplicado y si éste incluye o no el manejo de congestionamientos de red y su remuneración.

Para comparar los modelos multinodal y uninodal utilizamos básicamente una metodología ex – ante, y desarrollamos los siguientes ejemplos: sin congestionamientos; con congestionamientos radial y en anillo; finalmente la desconexión de ciertos ramales de líneas de transmisión del anillo principal. En cambio para contrastar entre las metodologías ex –ante y ex – post utilizamos un modelo uninodal.

Los ejemplos son realizados con la ayuda de la herramienta computacional SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming).

PRESENTACIÓN

Desde los finales del siglo pasado se ha venido introduciendo en la sociedad moderna un nuevo insumo energético, que es el suministro eléctrico y del cual somos tan críticamente dependientes en los albores del siglo 21. Las reformas del sector eléctrico implican el descubrimiento de un nuevo paradigma, cuya concepción da lugar a un moderno entendimiento de la actividad, la misma que se caracteriza por una organización óptima donde coexisten actividades reguladas con actividades competitivas.

Recordemos que el suministro de energía eléctrica presenta características propias que lo hacen diferente a otros mercados, como por ejemplo: imposibilidad de almacenar cantidades apreciables de energía (lo que implica igualar la producción con la demanda segundo a segundo), necesidad de mantener niveles de seguridad apropiados para el sistema en general y las ventajas económicas de suministrar a una demanda no coincidente con diferentes fuentes de energía eléctrica (principalmente en nuestro medio térmica, e hidráulica), además no es posible distinguir el generador que produjo la electricidad consumida por un cliente en particular.

Filosofía de Mercados Eléctricos

La industria eléctrica ya sea porque las empresas verticalmente integradas, estatales o privadas, fallan en proveer un suministro adecuado en calidad o precio, ó ya sea por una tendencia global liberalizadora de la economía, se produce en el ámbito mundial un cambio en la organización industrial del sector eléctrico adoptando como estructura un mercado competitivo, el cual es eficiente pero a la par exige condiciones apropiadas para su aplicación.

Esa concepción da lugar a un nuevo entendimiento de la actividad, donde se identifican distintas etapas en la cadena que tienen características diversas

algunas de las cuales pueden desarrollarse en un mercado competitivo. Es esa identificación de ámbitos de competencia el centro en las reformas, la posibilidad de que la competencia entre distintos proveedores de un servicio pueda estimular un suministro eficiente, tanto en calidad, continuidad como precio.

Se pueden distinguir al menos tres etapas entre la cadena producción - consumo eléctrico: generación, transmisión, distribución y en algunos casos comercialización. La primera y última tienen características técnico – económicas que permiten competencia, la segunda y tercera con economías de escala o de ámbito que las constituyen en monopolios naturales que deben ser regulados.

En todas estas reformas se encuentra implícito el interés del estado porque los generadores sean capaces de proporcionar satisfactoriamente el suministro eléctrico requerido. Si el mercado no responde, los estados siempre se dejan la libertad de liderar incentivos que aseguren los suministros.

A continuación se resumen algunas de las características fundamentales de los mercados eléctricos modernos:

- Separación explícita del sector eléctrico en generación, transmisión y distribución.
- Competencia en el ámbito de generación, teniendo generalmente un despacho centralizado.
- Necesidad de obtener concesiones para desarrollar las actividades de transmisión y distribución.
- Licencias para construcción de nuevas centrales.
- Esquemas de acceso abierto a la transmisión, donde el concesionario debe permitir el acceso y uso no discriminatorio a sistema de transmisión, mientras exista la capacidad para hacerlo.
- Penalidades para estimular un buen servicio.
- En general, en todos los sistemas eléctricos existe un pago por capacidad, el que pretende ser una garantía de suministro de largo plazo. Este es un pago regulado explícito.

El mercado eléctrico ecuatoriano está constituido, como la mayoría, por actividades como generación, distribuidores y grandes consumidores incorporados al Sistema Nacional Interconectado. Las transacciones que pueden celebrarse son ventas en el mercado ocasional o contratos a plazo. El mercado eléctrico mayorista abarcará la totalidad de las transacciones de suministro eléctrico que se celebren entre generadores; entre generadores y distribuidores, y entre generadores y grandes consumidores. Es factible de incluir las transacciones de exportación e importación de energía y potencia.

Antecedentes del Mercado Eléctrico Ecuatoriano

El estado históricamente ha sido el encargado de manejar la industria eléctrica en nuestro país a manera de monopolio a través del Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), el cual realizaba actividades tales como: la planificación, diseño, construcción, operación & mantenimiento, regulación & control, fijación de tarifas de la energía eléctrica; en definitiva el estado proporcionaba la totalidad de los servicios de generación, transmisión y distribución.

En las décadas de los setentas y ochentas se tiene un notorio desarrollo de la industria eléctrica con la construcción de las grandes centrales hidráulicas y térmicas de nuestro país, así como también el sistema nacional interconectado.

A partir de 1990 empieza a evidenciarse la crisis del sector por la falta de continuas inversiones, provocando con ello apagones en varios años posteriores, debiendo el estado firmar onerosos contratos con generadores privados para sobrellevar la crisis.

Desde el 1ero. de abril 1999 entra en vigencia y aplicación el nuevo esquema de estructuración del sector eléctrico, encaminando así su desmonopolización, una segmentación vertical y horizontal, como se explicara en los siguientes capítulos.

Dentro de este esquema se enmarca el presente trabajo, que pretende aclarar conceptos respecto a los principales modelos de mercado y metodologías para la sanción de precios en el MEM, teniendo en cuenta los requerimientos básicos que hacen falta para la aplicación de cada uno de ellos, especialmente lo referente a la normativa.

CAPITULO I

CAPITULO I

1 TEORÍA DE COSTOS MARGINALES

1.1 INTRODUCCIÓN

En razón de la actual estructura del sector eléctrico se han implantado nuevas reglas para valorar económicamente las transacciones entre los participantes del mercado eléctrico mayorista y en general se han adoptado sistemas de precios spot basados en la teoría marginal.

El precio spot resulta una estructura más eficiente de calcular el precio de la energía, y se le define como el costo marginal para producir o consumir una unidad adicional de esa energía.

1.2 COSTOS MARGINALES DE CORTO PLAZO

La teoría de costos marginales de corto plazo aplicada a sistemas eléctricos, considera los costos de operación de un sistema eléctrico, y tiene por objetivo la determinación de los precios spot óptimos $\rho(t)$.

Los consumidores presentan un comportamiento óptimo si la demanda $d(t)$ es elegida de manera tal que se maximice la diferencia entre los beneficios totales $B[d(t)]$ que reciben por el uso de esa potencia y el precio $\rho(t)$ que pagan por ella. Por su lado los generadores pretenden maximizar la diferencia entre las utilidades y los costos de producción.

$$B[d(t) - \rho(t)d(t)] \rightarrow \max$$

Derivando e igualando a cero, el precio óptimo $\rho(t)$ resulta:

$$\rho(t) = \frac{\partial B[d(t)]}{\partial d(t)} \quad \text{Ecuación 1-1}$$

En un sistema de suministro de energía eléctrica el precio spot óptimo es obtenido a partir de la minimización del costo social (diferencia entre el costo de generación y el beneficio que los consumidores obtienen por el uso de la energía generada), sujeto a un conjunto de restricciones, que en forma resumida se enumeran a continuación:¹

$$G(d) - B(d) \rightarrow \min$$

- Restricción de balance (generación igual a demanda más las pérdidas)

$$\sum_{k=1}^{nd} d_k + L(z) = \sum_{j=1}^{ng} g_j$$

- Restricciones bidireccionales de flujos por las líneas del sistema

$$-z_i^- \leq z_i \leq z_i^+$$

- Restricciones de generación máxima de los generadores

$$g_j \leq g_{j\max}$$

Donde:

$G(d)$: costo total de generación

$B(d)$: beneficio de la demanda

$G(d)-B(d)$: costo social

n_d : cantidad de demandas del sistema

n_g : cantidad de generadores del sistema

¹ Mercados Eléctricos Competitivos, Tema: El sistema de Transporte y el Mercado; Instituto de Energía Eléctrica – UNSJ.

n_i : cantidad de líneas del sistema
 d_k : demanda del nodo k
 g_j : generación en el nodo j
 z_i : flujo de potencia por la línea i
 L : pérdidas del sistema

Para resolver el problema se deben aplicar los siguientes pasos:

- Paso 1: usamos el método de los multiplicadores de Lagrange para resolver el problema planteado, el cual estipula lo siguiente:

Si se quiere optimizar (maximizar o minimizar) una función $f(x_1, x_2, \dots, x_n)$, sujeta a "m" restricciones de igualdad, de la forma:

$$g_1(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0, g_2(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0, \dots, g_m(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0,$$

Se puede definir una función expandida no restringida de Lagrange, de la forma:

$$h(x_1, x_2, \dots, x_n) = f(x_1, x_2, \dots, x_n) \pm \lambda_1 g_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \pm \dots \pm \lambda_m g_m(x_1, x_2, \dots, x_n)$$

donde: $h(x_1, x_2, \dots, x_n)$ es la función extendida no restringida de Lagrange

$\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_m$ son los multiplicadores de Lagrange

x_1, x_2, \dots, x_n son variables de control

Tenemos $n + m$ incógnitas correspondientes a todas las variables x y λ respectivamente. La solución es la siguiente:

$$\frac{\partial h}{\partial x_i} = 0 \quad "n" \text{ ecuaciones}$$

$$\frac{\partial h}{\partial \lambda_i} = 0 \quad "m" \text{ ecuaciones}$$

Si ahora incorporamos las "k" restricciones de desigualdad de la forma:

$$q_i(x_1, x_2, \dots, x_n) > 0 \quad i = 1, 2, \dots, k$$

$$q(\bar{x}) + \bar{z}^2 = 0$$

$$h(\bar{x}) = F(\bar{x}) \pm \bar{\lambda}' g(\bar{x}) \pm \bar{\mu}' (q(x) + \bar{z}^2)$$

las incógnitas son:

$$\frac{\partial h}{\partial x} = 0 \quad \text{"n" ecuaciones}$$

$$\frac{\partial h}{\partial \lambda} = 0 \quad \text{"m" ecuaciones}$$

$$\frac{\partial h}{\partial \mu} = 0 \quad \text{"k" ecuaciones}$$

$$\frac{\partial h}{\partial z} = 0 \quad \text{"k" ecuaciones}$$

Las incógnitas totales son: "n+m+2k"

Para el caso que nos ocupa el Lagrangeano se plantea en la siguiente ecuación:

$$L = G(g) - B(d) + \mu_e \left[\sum_{k=1}^{nd} d_k + L(z) - \sum_{j=1}^{ng} g_j \right] +$$

$$+ \sum_{i=1}^{nl} \left[\mu_{QSi}^+ (z_i - z_{i \max}^+) - \mu_{QSi}^- (z_i - z_{i \max}^-) \right] + \sum_{j=1}^{ng} \mu_{j \max} (g_j - g_{j \max})$$

Siendo μ_e , μ_{qs} y μ_{\max} los multiplicadores de Lagrange correspondientes a las restricciones.

Llamando N y M a los términos correspondientes a las restricciones de

máximo flujo por las líneas y máxima capacidad de generación respectivamente, el Lagrangeano nos queda entonces:

$$L = G(g) - B(d) + \mu_e \left[\sum_{k=1}^{nd} d_k + L(z) - \sum_{j=1}^{ng} g_j \right] + N(z) + M(g)$$

- Paso 2: derivadas del Lagrangeano respecto de las n_g generaciones g_j y de las n_d demandas d_k igualadas a cero

$$\frac{\partial G(g)}{\partial g_j} + \mu_e \left[\frac{\partial L(z)}{\partial g_j} - 1 \right] + \frac{\partial N(z)}{\partial g_j} = 0 \quad \text{Ecuación 1-2}$$

$$-\frac{\partial B(d)}{\partial d_k} + \mu_e \left[1 + \frac{\partial L(z)}{\partial d_k} \right] + \frac{\partial N(z)}{\partial d_k} = 0 \quad \text{Ecuación 1-3}$$

- Paso 3: se obtiene la expresión del precio spot óptimo de un nodo k reemplazando la ecuación 1.3 en 1.1

$$\rho_k(t) = \mu_e \left[1 + \frac{\partial L(z)}{\partial d_k} \right] + \frac{\partial N(z)}{\partial d_k} \quad \text{Ecuación 1-4}$$

- Paso 4: se determina el valor de μ_e

Se supone que el generador marginal es el correspondiente a la barra slack (esta suposición no le quita generalidad al procedimiento), luego para este generador se cumple:

$$\frac{\partial L(z)}{\partial g_{slack}} = 0 \quad \text{Ecuación 1-5}$$

$$\frac{\partial N(z)}{\partial g_{slack}} = 0 \quad \text{Ecuación 1-6}$$

$$\mu_{\max slack} = 0 \quad \text{Ecuación 1-7}$$

Reemplazando (1.5, 1.6, 1.7) en (1.2), el valor de μ_e es igual al costo marginal de generación:

$$\mu_e = \frac{\partial G(g)}{\partial g_{slack}} = \lambda$$

Finalmente, reemplazando μ_e en la ecuación (1.4) y llamando factor de nodo FN a la expresión entre corchetes:

$$\begin{aligned} \rho_k(t) &= \lambda \left[1 + \frac{\partial L(z)}{\partial d_k} \right] + \frac{\partial N}{\partial d_k} \\ &= \lambda \cdot FN + \frac{\partial N}{\partial d_k} \end{aligned}$$

Ecuación 1-8

El precio spot óptimo para un instante de tiempo t , y en un nodo k , es definido como el costo marginal de corto plazo de producción de energía con respecto a un cambio en la demanda en ese nodo y para ese instante de tiempo.

El problema anterior fue resuelto con un conjunto reducido de restricciones, entre las que se incluyen las que consideran las pérdidas y la capacidad límite de la red de transporte. Este grupo de restricciones y en consecuencia la expresión de precio spot, ha sido ampliamente aceptada y es utilizado en numerosos países para la valoración de la energía.

Sin embargo, existen otros factores que también deben ser considerados: energía reactiva, seguridad, reserva, confiabilidad, estabilidad, etc. Estos factores son considerados mediante modificaciones de la función objetivo y principalmente mediante la inclusión de nuevas restricciones que generan términos adicionales en la expresión del precio spot. Sin embargo, no existe un criterio único para considerar estos factores y la mayoría de los métodos que los consideran son

desarrollos teóricos que aún no han sido llevados a la práctica. En la realidad, muchos sistemas de precios consideran estos factores mediante cargos adicionales que son determinados en forma independiente al cálculo del precio spot.

CAPITULO II

CAPITULO II

2 MODELOS DE MERCADO DE ENERGÍA

Las actividades principales o funciones de un sistema de producción de energía eléctrica son las siguientes:

- ◆ generación
- ◆ transmisión
- ◆ distribución
- ◆ comercialización

Estas funciones pueden ser combinadas y organizadas de diferentes maneras, según las condiciones de competitividad que se desea alcanzar. A saber, la competencia en inversiones y competencia en la producción.

Los sistemas con escasez de recursos económicos y de generación, establecerán condiciones de competitividad dirigidos a fomentar la competencia en inversiones de generación, mediante modelos de mercado que permitan otorgar ventajas y minimizar riesgos en este tipo de inversiones.

Mientras que los sistemas con abundantes recursos económicos y/o suficientes recursos de generación, optarán por modelos de mercado con competencia en la producción, de tal manera que les permitan alcanzar altos niveles de eficiencia.

La implantación de los procesos de desregulación, mediante diferentes combinaciones de las funciones mencionadas anteriormente, han dado origen a diversos modelos de mercado y de organización institucional, que les permita

alcanzar los objetivos propuestos. Los modelos de mercado de energía más notables, se resumen a continuación: ²

- ◆ Modelo Monopólico
- ◆ Modelo de Agencia Central
- ◆ Modelo de Competencia Mayorista
- ◆ Modelo de Competencia en Comercialización

2.1 MODELO MONOPÓLICO

Es el modelo tradicional en el que una empresa, generalmente perteneciente al estado, está encargada de la planificación, control, operación & mantenimiento, de las funciones de generación, transmisión, distribución y comercialización. Los consumidores son clientes cautivos de la misma entidad, sin que exista competencia en ninguna de las fases de la cadena producción-consumo de la energía.

El modelo se fundamenta en el aprovechamiento de las economías de escala que pueden presentar ciertas actividades de la industria eléctrica, así como en una planificación integral y coordinada de todo el sistema.

2.2 MODELO DE AGENCIA CENTRAL

Este modelo presenta competencia en las empresas encargadas de la producción de energía eléctrica, aunque tiene una única entidad encargada de comprar la energía en bloques (agencia central) para luego transportarla, distribuirla y venderla a los consumidores finales, manteniendo el monopolio en estas actividades.

²Competition and Choice in Electricity; SALLY HUNT, GRAHAM SHUTTLEWORTH; National Research Associates.

El nivel de competencia en este modelo depende de las reglas que se establezcan y de la posible participación de la agencia central con generación propia. Para impulsar la competencia se requiere de regulaciones que garanticen el trato equitativo a todos los participantes y la transparencia en todas las transacciones que se realicen en el mercado.

2.3 MODELO DE COMPETENCIA MAYORISTA

El modelo permite alcanzar condiciones de competencia entre productores y entre productores y grandes consumidores, manteniendo a los clientes minoristas cautivos de las empresas regionales de distribución. Como es de suponerse, para concretar estas transacciones se requiere utilizar necesariamente el sistema de transporte de energía, el cual no puede discriminar el acceso a la red, tanto en transmisión como en distribución, mientras su capacidad instalada lo permita.

El nivel de competencia dependerá de la existencia de un alto número de Grandes Usuarios, para evitar la conformación de monopolios a nivel Empresas de Distribución con áreas de concesión predefinidas.

El modelo exige la separación funcional de las empresas eléctricas que conforman la cadena producción-consumo, ya que cada una de ellas pretenderá alcanzar los mayores réditos económicos a través de las fuerzas de mercado que regulan la oferta y demanda de energía.

2.4 MODELO DE COMPETENCIA EN COMERCIALIZACIÓN

Este modelo permite a cualquier usuario escoger a su proveedor de servicio de electricidad sin importar el tamaño ni tipo de cliente (residencial, comercial). Como se puede notar, los clientes cautivos desaparecen y se presenta competencia en todos los ámbitos.

El modelo obliga a tener una separación total en las actividades relacionadas con el negocio, incluyendo la comercialización de energía. Además se hace imprescindible el acceso totalmente abierto de las redes de transmisión y distribución para concretar las operaciones de compra y venta de energía eléctrica.

A continuación se presenta un cuadro comparativo en el cual se resumen las principales características de modelos antes mencionados.³

Características	Modelo 1 Monopolio	Modelo 2 Agencia Central	Modelo 3 Competencia Mayorista	Modelo 4 Competencia en Comercialización
Definición	Monopolio en todos los niveles	Competencia en generación, comprador único	Competencia en generación y elección para distribuidores	Competencia en Generación y elección para consumidores finales
Competencia en Generación	NO	SI	SI	SI
Elección para Distribuidores	NO	NO	SI	SI
Elección para consumidores	NO	NO	NO	SI

Tabla 2.1 Cuadro comparativo de Modelos de Mercado

³Competition and Choice in Electricity; SALLY HUNT, GRAHAM SHUTTLEWORTH

2.5 MERCADO BASADO EN PRECIOS Ó EN COSTOS

Las condiciones imperantes y las características del sistema de producción de energía, en la etapa previa al cambio de modelo serán las que definan en gran medida el tipo de mercado que pueda ser seleccionado.

El número de empresas de generación, la capacidad instalada, la demanda, la capacidad de transporte de las redes transmisión y distribución, la estructura de la tecnología de producción (hidroeléctrica, gas natural, combustible fósil entre las principales), el volumen de almacenamiento de los embalses y capacidad de pago de los clientes, son factores que deben ser considerados al momento de establecer el tipo y diseño del mercado.

Un sistema de producción de energía que dispone de capacidad instalada suficiente para abastecer su demanda y tiene reservas adecuadas de energía (gran capacidad de almacenamiento de embalses y disponibilidad de combustibles), con un buen número de empresas de generación y comercialización que permitan garantizar un adecuado nivel de competencia, con suficiente capacidad de transporte, tiene la posibilidad de seleccionar un mercado basado en ofertas de precios, procurando elevar su nivel de eficiencia.

En este tipo de mercado el riesgo es trasladado completamente a los agentes; y en particular los generadores asumen la totalidad del riesgo comercial de su actividad.

Por el contrario, en un sistema de producción de energía con capacidad instalada apenas suficiente para atender la demanda presente y con reservas energéticas limitadas, con deficiencias en la red de transporte, número reducido de empresas de generación y estructura monopólica de la comercialización mediante áreas de concesión, limitada capacidad de pago de los clientes; con seguridad, la única opción es seleccionar un mercado de costos, que le permita controlar de alguna manera los precios de la energía y crear los incentivos económicos necesarios

para fomentar nuevas inversiones en centrales de generación procurando mejorar su situación energética.

Optar por un mercado de precios en estas condiciones, exigiría gran cantidad de regulación que permita limitar las ofertas de precios y eliminar el poder de mercado.

En los mercados de costos, el riesgo comercial de la actividad de generación es trasladado completamente al consumidor, lo que favorece las inversiones en esa actividad.

2.6 MODELO DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA EN EL ECUADOR

El modelo que ha adoptado el mercado de energía ecuatoriano, con ciertas particularidades, es un modelo que procura fomentar la competitividad en inversiones de generación, con el objetivo de asegurar el suministro a largo plazo (Art. 5, literal "b", Ley de Régimen del Sector Eléctrico).

Es un "modelo de competencia mayorista", que garantiza el libre acceso de los vendedores (Generadores) y compradores de energía (Distribuidores y Grandes Usuarios) del MEM, a las instalaciones de transmisión y distribución (Art. 5, literal "e", Ley de Régimen del Sector Eléctrico), mediante tarifas reguladas por el uso de sus redes (Art. 5, literal "f", Ley de Régimen del Sector Eléctrico).

El sistema de producción de energía en nuestro país es deficitario, con problemas estructurales de transmisión y distribución, resultado de la ausencia de nuevas inversiones en el sector durante varios años, limitada capacidad de pago de la población, empresas monopólicas de Distribución, reducido número de Grandes Usuarios, etc. La decisión, prácticamente obligada ha sido seleccionar un mercado basado en costos en cada una de las actividades.

Como resultado de la selección de un modelo de costos, el precio de la energía a clientes finales resultará de la suma de los costos de las actividades de generación, transmisión y distribución.

2.6.1 COSTO DE LA GENERACIÓN

Un mercado basado costos, en cuanto a la actividad de generación, permite recuperar los valores totales de producción de los generadores mediante el pago de capacidad y la venta de la energía generada a costo marginal, garantizando el equilibrio financiero del negocio (viabilidad financiera) y la producción eficiente de energía (eficiencia económica). Debe aclararse que los costos totales de producción comprenden los costos de inversión (capital), operación, mantenimiento y una adecuada rentabilidad.

El diseño de este tipo de mercados considera que el sistema de producción de energía eléctrica es planificado, construido y operado de manera óptima. Por tanto, las inversiones realizadas para atender las demandas de energía en banda horaria punta, media y base están perfectamente adaptadas a la curva de carga del sistema. En consecuencia, las inversiones en generación deben ser eficientes.

La demostración del equilibrio financiero de los mercados basados en costos se realiza utilizando la curva anual de demanda del sistema y efectuando los cálculos de ingresos y egresos de los generadores, se puede verificar que aquellos recuperan los costos totales de producción⁴, de la siguiente manera:

⁴ Organización e Institucionalidad de la Industria Eléctrica; SYNEX INGENIEROS CONSULTORES

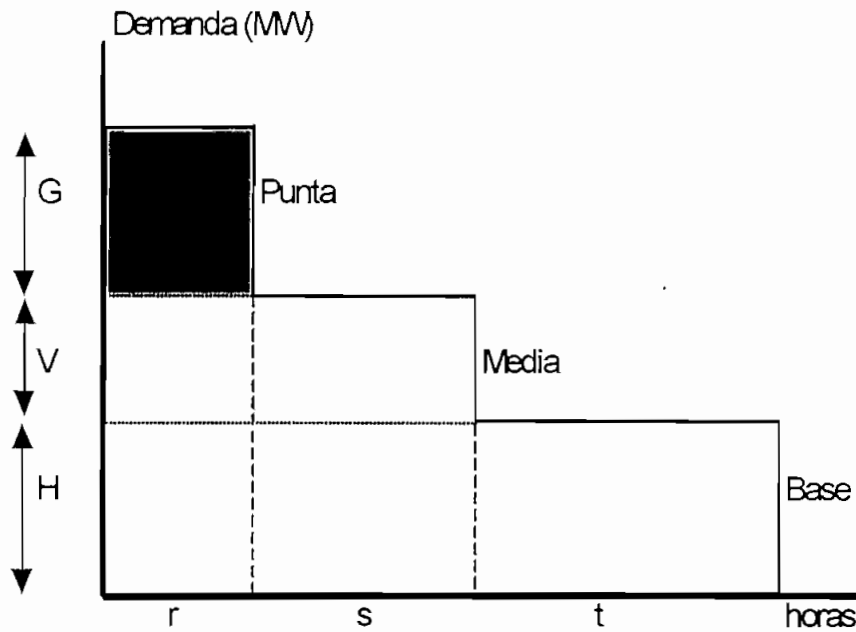


Figura 2-1 Curva Anual de Demanda

Generalmente las unidades que abastecen la demanda base son hidráulicas, las que cubre la demanda media son de vapor y las que suministran electricidad en demanda punta son de gas. Cada una de ellas tienen su respectivo costo de inversión y a su vez sus costos de operación & mantenimiento, enseguida se resumen cada uno de éstos detalles:

Tipo de Central	Banda Horaria	Costo Anual de Inversión	Costo O&M	Tiempo de Operación	Capacidad Instalada
		\$ / kW	\$ / kWh	horas al año	kW
GAS	punta	A	X	r	G
VAPOR	media	B	Y	s	V
HIDRAULICA	base	C	Z	t	H

Tabla 2.2 Significado de las variables usadas en la figura 2.1

Los costos totales de producción de cada una de las centrales, según el tipo, estarán dados por la suma entre los costos anuales de inversión y los costos de operación & mantenimiento, los cuales a su vez son función del tiempo que operan las unidades durante el año, es decir:

Tipo de Central	Costo Anual de Inversión
	\$ / kW
GAS (G)	$A + x \cdot h$
VAPOR (V)	$B + y \cdot h$
HIDRAULICA (H)	$C + z \cdot h$

Tabla 2.3 Costos totales de producción

Donde: h es la variable que representa las horas de funcionamiento.

Si el sistema está construido de manera óptima, la operación de mínimo costo del sistema puede ser representado de la siguiente manera:

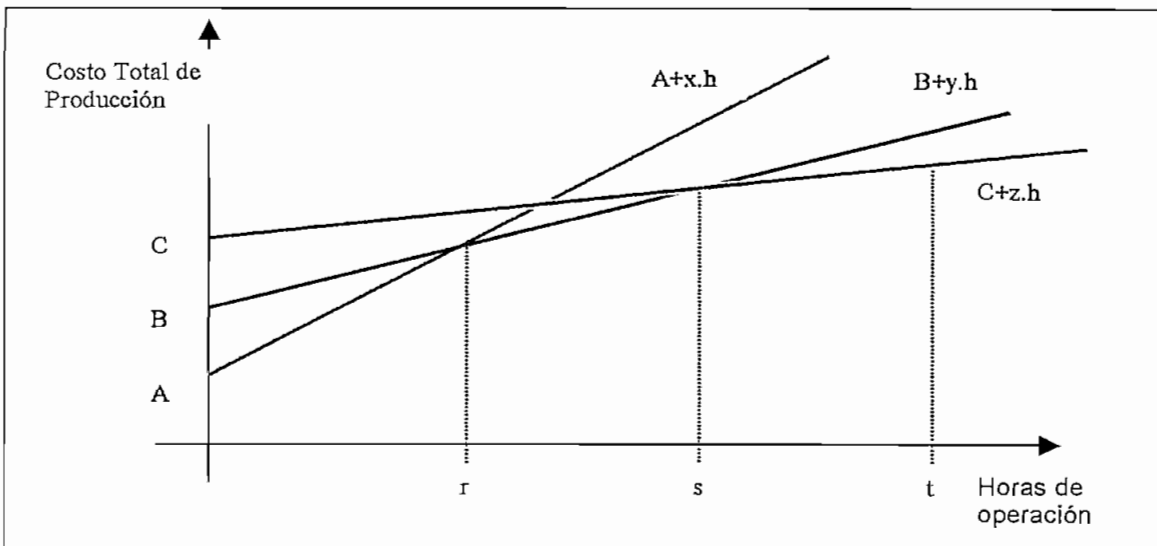


Figura 2-2 Operación de mínimo costo del sistema

De los puntos de cruce de las funciones de costo de los diferentes tipos de central, que observamos en el gráfico anterior se pueden obtener las siguientes relaciones:

$$A + x \cdot r = B + y \cdot r$$

$$B = A + (x - y) \cdot r \quad \text{Ecuación 2-1}$$

$$C + z \cdot (r + s) = B + y \cdot (r + s)$$

$$C = B + (y - z) \cdot (r + s) \quad \text{Ecuación 2-2}$$

En el Mercado Eléctrico Mayorista, el pago de capacidad se realiza en base a una central de punta (Turbina de Gas de Ciclo Abierto con combustible diesel definida por el CONELEC), durante todo el año. En consecuencia, el pago de capacidad corresponde al costo de inversión anual de una central para atender la demanda de punta del sistema, cuyo valor en este caso es "A" (\$/kW).

El cálculo de los ingresos y egresos anuales que tienen los generadores por su participación en el mercado de energía se muestra a continuación:

Tipo de Central	Ingresos por venta de energía a costo marginal [\$]			Ingreso por pago de Capacidad [\$]
	punta	media	base	
GAS (G)	x.G	0	0	G.A
VAPOR (V)	x.V	y.V	0	V.A
HIDRAULICA (H)	x.H	y.H	z.H	H.A

Tabla 2.4 Ingresos / tipo de central

Los cálculos del ingreso neto anual para las centrales de media y base se muestran a continuación:

- *centrales que abastecen demanda punta:*

ingreso neto anual: $G \cdot A + x \cdot G \cdot r - x \cdot G \cdot r = G \cdot A$

- *centrales que abastecen demanda media:*

$$V \cdot A + x \cdot V \cdot r + y \cdot V \cdot s - y \cdot V \cdot (r + s) = V \cdot [A + (x - y) \cdot r]$$

reemplazando la ecuación 2.1 en la expresión anterior tenemos

ingreso neto anual: $V \cdot B$

- *centrales que abastecen demanda base:*

$$H \cdot A + x \cdot H \cdot r + y \cdot H \cdot s + z \cdot H \cdot t - z \cdot H \cdot (r + s + t)$$

sumando y restando el término $(y \cdot H \cdot r)$, luego agrupando tenemos:

$$H \cdot [A + (x - y) \cdot r + (y - z) \cdot (r + s)]$$

reemplazamos las ecuaciones 2.1 y 2.2 en la expresión anterior podemos obtener:

$$\text{ingreso neto anual: } H \cdot C$$

A continuación se presenta una tabla de resumen

Tipo de Central	Ingresos Totales Anuales	Costo de O & M Anual	Ingreso Neto Anual
GAS (G)	$G \cdot A + x \cdot G \cdot r$	$x \cdot G \cdot r$	$G \cdot A$
VAPOR (V)	$V \cdot A + x \cdot V \cdot r + y \cdot V \cdot s$	$y \cdot V \cdot (r + s)$	$V \cdot B$
HIDRAULICA (H)	$H \cdot A + x \cdot H \cdot r + y \cdot H \cdot s + z \cdot H \cdot t$	$z \cdot H \cdot (r + s + t)$	$H \cdot C$

Tabla 2.5 Resumen de Ingresos Totales por tipo de central

De los resultados obtenidos, se puede concluir que un mercado de costos garantiza la recuperación de las inversiones realizadas de manera óptima, por lo tanto no existe riesgo en inversiones de generación y además asegura el equilibrio financiero de ésta actividad.

2.6.1.1 Ventajas de un Mercado Basado en Costos

- Un mercado basado en costos esta diseñado para dar señales económicas adecuadas, tendientes a superar los déficit existentes en la producción de electricidad, incentivando las inversiones en generación y garantizando la recuperación de las que se hubieran realizado de manera óptima. El retorno de las inversiones incluye cierta rentabilidad "razonable" establecida por el regulador o por el mercado.

- Un mercado de este tipo exige eficiencia en la elección del tipo de central a instalarse, para asegurar que sea despachada el máximo número de horas anuales, que le permita la recuperación de las inversiones realizadas.
- La recuperación de las inversiones es independiente de las magnitudes totales e individuales de G , V , H . Es decir no depende de la totalidad de la potencia instalada de cada tipo de central, ni de la magnitud de la capacidad instalada de las unidades.
- El pago por capacidad instalada es un parámetro arbitrario, que depende de la rentabilidad que el mercado quiera garantizar a las inversiones de generación.

2.6.1.2 Desventajas de un Mercado Basado en Costos

- El mercado promueve una limitada competencia en la producción de energía, ya que una vez realizada la inversión con determinado tipo de tecnología, su utilización depende de sus costos relativos.
- Determinar los "costos variables de producción reales" de las unidades de generación, requiere complejos procesos de auditoria de costos y pruebas de eficiencia, generalmente inútiles, que son realizadas a costo de las Empresas de Generación. Estos procesos introducen ineficiencias en el mercado y de ninguna manera son del agrado de los inversionistas.
- El pago de capacidad requiere verificar la disponibilidad de cada unidad de las centrales de generación, tarea prácticamente imposible de realizar, ya que la forma correcta de hacerlo es localmente. Para cumplir este requerimiento del mercado, es necesario imponer fuertes penalidades por incumplimiento o realizar costosas pruebas de verificación de disponibilidad a costo de los generadores o a costo del mercado, lo que generalmente ahuyenta a los inversionistas e introduce ineficiencia en el mercado.

2.6.2 COSTO DE LA TRANSMISIÓN

La remuneración de la actividad de Transmisión, puede ser obtenida del mercado, de acuerdo al modelo que se utilice para el cálculo del precio de la energía.

Un mercado basado en costos, en cuanto a la actividad de transmisión, permitirá recuperar los costos de inversión, operación & mantenimiento de la red, mediante una tarifa regulada que incluye una rentabilidad adecuada definida por el regulador.

En el caso que se consideren las congestiones en la red, una parte de la remuneración de la actividad de transporte está incluida en el costo de la energía que paga la demanda, debido a las limitaciones de transmisión. Se denomina método marginalista considerando la red o modelo multinodal de precios.

En el caso que no se considera la red, el único sobrante de ingresos del mercado, corresponde a la diferencia entre lo que paga la demanda y lo que el mercado remunera a los generadores; es decir, el valor del costo marginal del transporte de energía considerando las pérdidas. Este se denomina método marginalista sin considerar los límites de la red, método de nodo único o modelo uninodal de precios.

Debido a que la remuneración de la transmisión está directamente relacionada con el método de cálculo del precio marginal de la energía, estos dos temas deben ser analizados de manera conjunta. Cada uno de los métodos citados serán detallados y analizados más adelante.

En el Mercado Eléctrico Mayorista ecuatoriano, el cobro de la tarifa de transmisión se realiza en dos partes: mediante un cargo fijo que determina el regulador; y la diferencia mediante un cargo variable, constituido por el transporte de energía a costo marginal considerando las pérdidas del sistema. Por tanto, corresponde a un modelo de nodo único o modelo uninodal de precios.

2.6.3 COSTO DE LA DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

Un mercado basado en costos, en cuanto a la actividad de distribución, permitirá recuperar los costos de inversión, operación, mantenimiento de la red y actividades de comercialización, mediante una tarifa regulada que incluye una rentabilidad adecuada definida por el regulador, en relación con una empresa de distribución eficiente (VAD – valor agregado de distribución).

CAPITULO III

CAPITULO III

3 FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELECTRICO ECUATORIANO

3.1. ESTRUCTURA DEL MERCADO

La nueva concepción del negocio de la producción de energía eléctrica, requiere la creación de un entorno institucional que garantice la aceptación y la implantación del modelo seleccionado, la estabilidad de las reglas del mercado, la competencia entre los agentes y la defensa de sus derechos.

La separación explícita de funciones en el sector eléctrico (empresas de generación, transmisión y distribución) en principio tiene el inconveniente de crear problemas de coordinación entre los agentes participantes. El problema no sólo es de compromisos formales sobre los servicios requeridos, sino también en aspectos de planificación y de seguridad del suministro, de allí la importancia de contar con un administrador independiente del mercado y sus transacciones.

La estructura de un mercado la definen básicamente los participantes que realizan transacciones de compra - venta de energía o de servicios de mercado, el operador del mercado que supervisa el cumplimiento de acuerdos, la o las empresas de transporte de energía que presta servicios para concretar las transacciones; y el organismo regulador encargado de fijar políticas para guiar el desarrollo del mercado hacia el beneficio social.

En nuestro país la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) estructura a la industria de la siguiente manera: (Art. 11; LRSE)

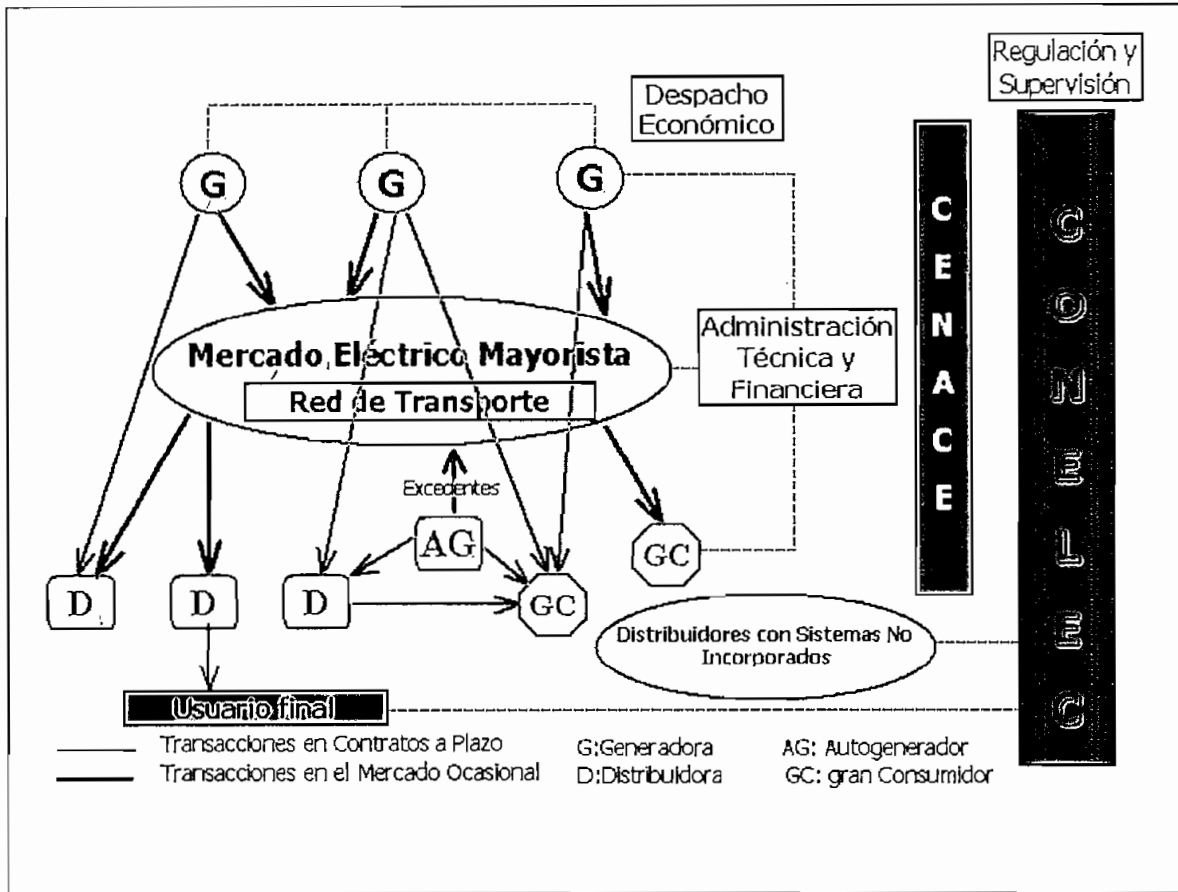


Diagrama 3-1 Organización del Mercado Eléctrico Mayorista en el Ecuador⁵

- a) El Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC);
- b) El Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE);
- c) Las empresas eléctricas concesionarias de generación;
- d) La Empresa Eléctrica Concesionaria de Transmisión; y,
- e) Las Empresas Eléctricas Concesionarias de Distribución y Comercialización.

⁵ Fuente: Página web CONELEC (www.conelec.gov.ec)

- a. **CONELEC:** Se constituye con personería jurídica de derecho público, con patrimonio propio, autonomía administrativa, económica, financiera y operativa. El CONELEC se organiza como un ente regulador, normativo y controlador, a través del cual el Estado puede delegar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, a empresas concesionarias. Además se encarga de la elaboración de planes de desarrollo de energía eléctrica, y no podrá ejercer actividades empresariales en dicho sector. (Art. 12, 13; LRSE)
- b. **CENACE:** Se constituye como una corporación civil de derecho privado. Es un organismo independiente que coordina y administra las transacciones técnicas y financieras del MEM, responsabilizándose por: la seguridad en la operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI), el abastecimiento al mínimo costo, la eficiencia global del sector, la venta de energía sin discriminación entre generadores y facilitar el libre acceso al sistema de transmisión. (Art. 22,23,24,25; LRSE).
- c. **Empresas de Generación:** Son las empresas que producen energía eléctrica y operan bajo licencias o concesiones de generación en un ambiente de competencia de inversiones
- d. **Empresa de Transmisión:** Considerada como una actividad monopólica, es regulada y obligada a permitir el libre acceso a toda la capacidad de transmisión disponible. No puede comprar o vender energía por cuenta propia y tienen derecho a cobrar un canon de peaje por la provisión de servicios de transmisión, que le garantiza la recuperación de las inversiones con una rentabilidad establecida por el regulador. (Art. 33; LRSE). En el Mercado Eléctrico Mayorista ecuatoriano esta actividad es llevada a cabo por TRANSELECTRIC.
- e. **Empresas de Distribución:** Son las empresas que cuentan con áreas de concesión, habilitadas para la compra de energía a nivel mayorista

en alta tensión para transportarla, distribuirla y comercializarla mediante las redes de baja tensión a los clientes finales. Estas empresas actúan en un entorno de competencia comparativa regulada (empresa eficiente).

- f. **Grandes Consumidores:** son usuarios, generalmente industriales que requieren importantes cantidades de energía para uso propio. Tienen la posibilidad de contratar la energía libremente.

3.2 FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO

Un mercado de energía eléctrica, debe definir los productos que se pueden negociar en él incluyendo los servicios complementarios, las modalidades de negociación de esos productos, el despacho de generación de mínimo costo, el o los modelos de cálculo del precio de los diferentes productos, la contabilización y liquidación de las transacciones que se realicen. El detalle de como realizar cada una de estas actividades, constituyen las denominadas reglas del mercado.

Esta temática es muy amplia, por lo que es necesario limitarla a lo definido para el Mercado Eléctrico Mayorista, detallando los temas fundamentales de esta tesis, que son los análisis comparativos de posibles alternativas de modelos comerciales para el cálculo del precio marginal de la energía, las transacciones comerciales que de aquellos se derivan y su compatibilidad con la normativa actual del MEM.

3.3 MODALIDADES DE NEGOCIACIÓN.

Las transacciones que podrán celebrarse en el Mercado Eléctrico Mayorista son únicamente ventas en el mercado ocasional o contratos a plazo. Igualmente se incluirán las transacciones de exportación o importación de energía y potencia (Art. 45, LRSE).

Las compras o ventas en el mercado ocasional se realizan al costo marginal horario de la energía, resultante de un despacho de generación de mínimo costo.

Las compras o ventas en el mercado de contratos se realizan a precios pactados libremente. Estos contratos son de naturaleza exclusivamente financiera, sin influencia en el despacho de mínimo costo y sin garantía de suministro.

Los contratos a plazo dan certeza a las empresas productoras sobre los montos financieros de producción esperados y a las empresas distribuidoras la tranquilidad de un precio estable en el tiempo. Esta es una negociación que finalmente trae beneficios, considerando aspectos de planificación y financiamiento, que disminuyen los riesgos para las partes involucradas siempre que el precio acordado sea el adecuado.

Una característica distintiva de la energía eléctrica es la imposibilidad de almacenarla en grandes cantidades de manera económica, por lo que es necesario mantener instantáneamente el balance entre oferta y demanda. Este requerimiento obliga a disponer de un mercado de corto plazo o mercado ocasional, para complementar el mercado de contratos en la tarea de satisfacer adecuadamente la demanda de los usuarios.

3.4 PRODUCTOS

La energía es el único producto que puede ser vendido por parte de los generadores y comprado por los Distribuidores y Grandes Consumidores, tanto en el mercado ocasional (Art. 47, LRSE) como en el mercado de contratos (Art. 52, LRSE). En consecuencia el mercado dispone de un único producto sujeto de negociación: la energía.

3.5 SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

No existe mercado de servicios complementarios. Los costos asociadas a la garantía de suministro, calidad y confiabilidad del servicio son administradas y liquidadas por el CENACE (Art. 8, Reglamento para el funcionamiento del MEM), como parte del despacho económico de generación, el pago de capacidad, las reservas de potencia para regulación primaria y secundaria de frecuencia.

Un sistema eléctrico está sometido a una gran cantidad de influencias de carácter aleatorio, lo cual hace necesario que se prevean las reservas necesarias para disponer de un servicio confiable y de calidad. Según la utilidad que se vaya a dar a las reservas de potencia pueden haber varios tipos que a continuación se detallan:

3.5.1 LA RESERVA DE POTENCIA PARA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA (RPF)

Está constituida como obligación de todos los generadores y la magnitud es establecida por el CENACE (Art. 17, Reglamento para el Funcionamiento del MEM). Esta reserva de potencia no es remunerada directamente por el mercado.

3.5.2 LA RESERVA DE POTENCIA PARA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA (RSF)

Destinada para garantizar la calidad del suministro, se paga a los generadores asignados por el CENACE de manera óptima al precio unitario de potencia (Art. 18, Reglamento para el Funcionamiento del MEM).

Debido a que la frecuencia es una variable global de calidad de servicio, el costo de mantener la magnitud de RSF establecida por el CENACE es compartido por todo el mercado.

3.5.3 EL ARRANQUE / PARADA DE UNIDADES TURBO-VAPOR

Se paga de acuerdo a los costos declarados por el agente.

3.5.4 POTENCIA REACTIVA

No existe un mercado para la potencia reactiva, sino que más bien se hace responsables a los agentes del control de los niveles de voltaje y sobrecarga del equipamiento de acuerdo con la declaración de equipos que tengan los agentes para tal efecto. Los requerimientos de reactivos son pagados a su costo por todo el mercado (Art. 28, Reglamento para el Funcionamiento del MEM).

3.6 PAGO DE CAPACIDAD

Desde el punto de vista de operación, es una señal tendiente a dar seguridad y garantía de suministro de la demanda en el horario de demanda punta. (Art. 16, Reglamento para el Funcionamiento del MEM). El cálculo de la *Potencia Remunerable Puesta a Disposición* (PRPD) será realizado por el CENACE, y se paga al precio unitario de potencia (Art. 18, Reglamento para el Funcionamiento del MEM).

El costo correspondiente a la magnitud total de PRPD contratada debe ser recaudada del mercado, mediante el cobro a cada receptor de energía en las horas de demanda punta y media, sea en el mercado ocasional o mercado de contratos (Art. 27, Reglamento para el funcionamiento del MEM).

El pago que recibe cada generador, se realiza de acuerdo a la cantidad de potencia puesta a disposición, contabilizando sus indisponibilidades. El valor mensual a remunerar corresponde al menor entre el valor de PRPD asignado y la potencia media puesta a disposición (Art. 25, Reglamento para el Funcionamiento del MEM).

3.7 DESPACHO DE GENERACIÓN DE MÍNIMO COSTO

Todos los recursos de generación del MEM están sujetos al despacho centralizado por parte del CENACE. Por tanto, la energía que deben producir los generadores, es determinada por el despacho económico de generación que realiza el Centro de Control, con los principios establecidos en el artículo 8 del Reglamento de Despacho y Operación.

El despacho de generación de mínimo costo, se debe realizar considerando las limitaciones físicas y operativas de todos los recursos de generación y transmisión del sistema; los mantenimientos de los generadores; las importaciones y exportaciones de energía; las reservas de potencia para control primario y secundario de frecuencia de acuerdo a las magnitudes establecidas por el CENACE.

Por tanto, el despacho de mínimo costo es exclusivamente técnico, realizado con todos los parámetros que permitan garantizar que se cumplan los requerimientos de confiabilidad, seguridad, calidad y economía de la producción de energía eléctrica.

Las transacciones económicas resultantes del despacho económico de mínimo costo son calculadas separadamente con posterioridad. Además, los pagos de los diferentes servicios complementarios se realizan de manera independiente del despacho de generación de mínimo costo.

Por tanto, el único parámetro que debe ser calculado es el costo marginal de la componente de generación de la energía, lo que resulta consistente con el modelo de mercado costos adoptado para el MEM (revisar sección 2.5 y 2.6).

3.8 MODELOS PARA EL CÁLCULO DEL PRECIO DE LA ENERGÍA

El principio fundamental de eficiencia económica de corto plazo, establecido en el modelo de mercado del MEM es valorar la producción de energía a costo marginal. En consecuencia, el modelo económico para determinar el precio del producto energía debe estar fundamentados en este principio.

La concepción del modelo económico, incluyendo o excluyendo la red de transmisión, da origen a varias metodologías para la determinación del precio de la energía. Relacionadas con cada modelo, se originan remuneraciones que focalizan incentivos dirigidos al transporte, como se deducirá más adelante.

El tratamiento de la red de transmisión, en modelos económicos aplicados en mercados actualmente en funcionamiento, permite identificar las siguientes metodologías de remuneración de las actividades de generación y transporte de la energía eléctrica:

- ◆ Modelo de precios en barra única sin pérdidas
- ◆ Modelo de precios en barra única con pérdidas
- ◆ Modelo de costos marginales nodales⁶

Adicionalmente, la representación de la red de transmisión puede ser mediante un modelo de transporte usando un flujo DC o flujo AC.

Las combinaciones de los modelos económicos y con la representación de la red, dan lugar a varias metodologías de cálculo y remuneración de la actividad del transporte. Sin embargo, el análisis se limitará a los tres modelos citados y tratamiento de la red mediante flujo DC.

⁶ Cuando mencionamos costos marginales nodales nos referimos al modelo multinodal de precios de energía, en el que se incluyen las restricciones de red en la solución del problema de optimización.

En el modelo de precios de barra única con pérdidas y en el modelo de costos marginales nodales, el cálculo del precio marginal de la energía puede realizarse en el despacho económico de generación programado (ex ante) o con posterioridad a la ejecución del despacho de generación (ex post).

3.8.1 METODOLOGÍA EX – ANTE

El precio de la energía es calculado con anticipación a la operación en tiempo real, con base en la previsión de la demanda, en la declaración de las disponibilidades de generación hidroeléctrica y termoeléctrica; en la previsión de afluencias hídricas; y en la declaración de los costos variables de los generadores.

En consecuencia, esta metodología requiere precisión en la estimación de la demanda y su elasticidad; en el análisis de las posibles contingencias y su inclusión en el despacho; en una previsión de afluencias y disponibilidad de los recursos de generación hidroeléctrica, térmica y elementos de transmisión.

Los precios de la energía son determinados como parte del proceso de cálculo de la programación del despacho económico de generación, con los datos de potencia horaria programada para las unidades de generación, los datos de demanda previstos y la red de transmisión utilizada.

3.8.2 METODOLOGÍA EX – POST

El cálculo de los precios ex-post tiene la ventaja de no requerir exagerada precisión en la previsión de la demanda y su elasticidad; de la previsión de caudales y de las contingencias que pudieran ocurrir.

Su principal ventaja es la precisión ya que está basado en resultados del despacho real y por ende refleja el costo de los recursos realmente utilizados.

Tiene la desventaja de no ofrecer el conocimiento previo de los precios de la energía, por tanto los generadores y en especial los consumidores asumen todos los riesgos de la incertidumbre del futuro.

El precio de la energía se valorará con el costo económico marginal instantáneo al final de cada hora con datos de potencia del despacho realmente ejecutado.

3.8.3 MODELO DE PRECIO EN BARRA ÚNICA SIN PÉRDIDAS.⁷

No incluye la red de transporte en el cálculo del precio de la energía. La determinación del precio se realiza en un sitio comercial (o bolsa de energía), que no constituye un lugar físico de la red de transporte.

El precio de la energía se calcula mediante procesos de casación (despacho ideal) entre la demanda y la oferta. Las ofertas de generación son colocadas en orden de mérito por costos o precios, y el costo marginal de la energía corresponde al precio o costo de aquella unidad que iguala la demanda. Este proceso es completamente ex – ante.

Debido a que en este modelo no se incluye la red de transmisión, los costos correspondientes al servicio de transporte deberán ser remunerados en su totalidad de manera explícita e independiente del cálculo del precio de la energía.

⁷ Herramientas de Modelado de la Red y Cálculo de los Costos Marginales por nodo; Gerardo Latorre, Rubén D. Cruz; GISEL; Bucaramanga – Colombia; Junio del 2000

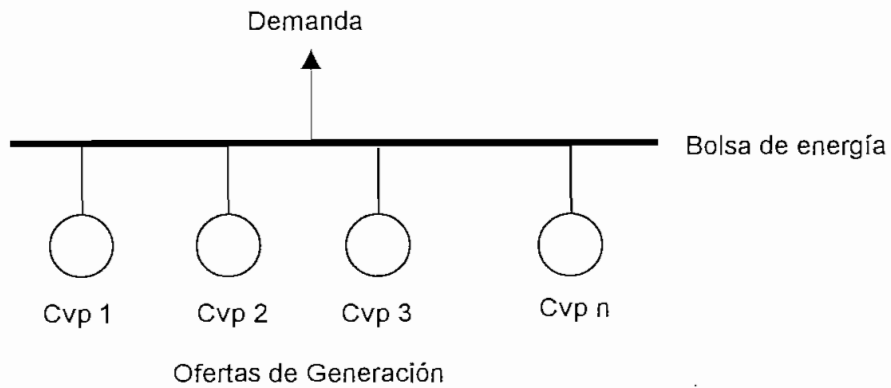


Diagrama 3-2 Modelo de Precios en Barra única sin pérdidas

El cálculo del precio de la energía en este modelo económico, se realiza de la siguiente manera:

$$\min z = \sum_{i=1}^n c_i \cdot g_i$$

sujeto a :

$$\sum_{i=1}^n g_i = \text{demanda}$$

$$g_i^{\min} \leq g_i \leq g_i^{\max}$$

donde :

n = número de generadores

g_i = potencia activa del generador i

g_i^{\min} = límite mínimo de generador i

g_i^{\max} = límite máximo de generador i

c_i = costo o precio producción

Donde las condiciones de optimalidad de este problema son:

$$\begin{aligned} \text{Si } g_i^{\min} < g_i < g_i^{\max} & \quad \text{entonces } c_i = \lambda \\ \text{Si } g_i = g_i^{\max} & \quad \text{entonces } c_i < \lambda \\ \text{Si } g_i = g_i^{\min} & \quad \text{entonces } c_i > \lambda \end{aligned}$$

donde : $\lambda =$ costo marginal de la energía

El precio de la energía es único para todo el sistema (precio en la bolsa de energía), con el cual se liquidan las transacciones del mercado.

El despacho económico de generación de mínimo costo, denominado "redespacho", se realiza con posterioridad a la determinación del precio y los costos adicionales, los paga la demanda. Estos costos se denominan costos del redespacho, costo de las restricciones.

Este modelo económico requiere la organización institucional de una bolsa de energía. Actualmente es utilizado en Colombia e Inglaterra.⁸

3.8.4 MODELO DE PRECIO EN BARRA ÚNICA CON PÉRDIDAS.⁹

Este modelo económico, incluye la representación de la red de transmisión, de la siguiente manera:

- ♦ toma en cuenta las pérdidas en la red, las que se calculan mediante un flujo DC.
- ♦ no considera las limitaciones físicas y operativas de los elementos de la red (restricciones de red)

⁸ Revisión de Modelos de casación de ofertas para mercados eléctricos; Carlos Vásquez, Michel Rivier, Ignacio J. Pérez-Arriaga; 6tas. Jornadas Luso Españolas de Ingeniería Eléctrica.

⁹ Herramientas de Modelado de la Red y Cálculo de los Costos Marginales por nodo; Gerardo Latorre, Rubén D. Cruz; GISEL; Bucaramanga – Colombia; Junio del 2000

- ◆ requiere definir como referencia comercial una barra física de la red, donde se realizará el cálculo del precio marginal y la liquidación de las transacciones de energía.

De acuerdo a lo anterior, el cálculo del precio de la energía se obtiene resolviendo los siguientes problemas:

- ◆ cálculo de pérdidas mediante flujo DC.

$$\bar{P} = [B] \cdot \bar{\theta}$$

$$P_{pq} = \frac{1}{x_{pq}} \cdot (\theta_p - \theta_q)$$

$$L_{pq} = r_{pq} \cdot P_{pq}^2$$

donde : P_{pq} flujo de potencia activa por la línea pq

$[B]$ matriz de susceptancias

$\bar{\theta}$ vector de ángulos de tensión en los nodos

θ_p, θ_q ángulos de tensión en los nodos p, q

\bar{P} vector de potencias netas inyectadas en los nodos

L_{pq} pérdidas por la línea pq

r_{pq}, x_{pq} resistencia, reactancia en la línea pq

- ◆ cálculo del precio de la energía

$$\min z = \sum_{j=1}^{ng} c_j \cdot g_j$$

sujeto a :

$$\sum_{k \in I} g_k - \sum_{pq \in O_i} P_{pq} + \sum_{pq \in T_i} (P_{pq} - L_{pq}) = d_i \quad \text{Ecuación 3-1}$$

$$g_i^{\min} \leq g_i \leq g_i^{\max}$$

donde :

$i = 1, \dots, n$

$n = \text{número de nodos}$

$ng = \text{número de generadores}$

$I = \text{conjunto de generadores conectados al nodo } k$

$O_i = \text{conjunto de líneas con origen en el nodo } i$

$T_i = \text{conjunto de líneas que terminan en el nodo } i$

$P_{pq} = \text{Flujo de potencia activa entre nodos } p \text{ y } q$

$g_k = \text{producción del generador } k$

$d_i = \text{demanda del nodo } i$

Sumando las n ecuaciones 3.1, se obtienen las siguientes expresiones:

$$\sum_{i=1}^n \sum_{k \in I} g_k - \sum_{i=1}^n \sum_{pq \in O_i} P_{pq} + \sum_{i=1}^n \sum_{pq \in T_i} (P_{pq} - L_{pq}) = \sum_{i=1}^n d_i$$

$$\sum_{i=1}^n g_i - \sum_{i=1}^m (P_m - P_m) - \sum_{i=1}^m L_m = \sum_{i=1}^n d_i$$

$$\sum_{i=1}^n g_i - \sum_{i=1}^m L_m = \sum_{i=1}^n d_i \quad \text{Ecuación 3-2}$$

donde $m = \text{número de líneas}$

Reemplazando la expresión 3.2, en la formulación del cálculo del precio, se obtiene:

$$\min z = \sum_{j=1}^{ng} c_j * g_j$$

sujeto a :

$$\sum_{i=1}^n g_i = D + L$$

$$g_i^{\min} \leq g_i \leq g_i^{\max}$$

donde :

$D = \text{demanda total}$

$L = \text{pérdidas totales}$

Esta formulación representa al sistema concentrado en una única barra. Por tanto, cuando no se consideran los límites de transmisión, el cálculo del precio marginal de la energía del sistema puede ser realizado en una única barra del sistema, a la que se le denomina "barra de mercado".

Las condiciones de optimalidad de este problema son:

$$\text{Si } g_i^{\min} < g_i < g_i^{\max} \quad \text{entonces } \frac{c_i}{fnodo_i} = \lambda$$

$$\text{Si } g_i = g_i^{\max} \quad \text{entonces } \frac{c_i}{fnodo_i} < \lambda$$

$$\text{Si } g_i = g_i^{\min} \quad \text{entonces } \frac{c_i}{fnodo_i} > \lambda$$

donde : $\lambda = \text{costo marginal de la energía}$

Como puede notarse, las incógnitas en esta formulación son las potencias de los generadores. Por tanto, puede ser utilizada para calcular el precio marginal de la energía, al momento de realizar el despacho programado de generación (ex ante).

Para calcular el precio marginal de la energía para un despacho ya ejecutado (ex post), puede utilizarse la formulación dual del problema anterior, que se muestra a continuación:

$$\max y = (D + L) * \lambda - \sum_{i=1}^{ng} \mu_i * g_i^{\max} + \sum_{i=1}^{ng} \eta_i * g_i^{\min}$$

sujeto a :

$$\lambda - \mu_i + \eta_i \leq \frac{c_i}{fnodo_i} ; i = 1, ng$$

En esta formulación, las incógnitas son los precios marginales de los recursos de generación; y puede ser utilizada cuando se conocen los datos del despacho ejecutado.

En este modelo económico, debido a que se representa la red de transmisión mediante un flujo DC con pérdidas, surge una remuneración asociada al transporte de energía, correspondiente a la diferencia de lo que se recauda de la demanda y lo que se paga a los generadores a precio de mercado, precisamente a causa de tener en cuenta las pérdidas de transmisión.

La remuneración de la red de transmisión originada por el transporte de energía en el sistema, no es suficiente para cubrir los costos totales del transporte, por lo que es necesario complementar su remuneración mediante algún otro mecanismo.

El precio de la energía en cada nodo de la red, se encuentra multiplicando el precio en la barra de mercado, por su correspondiente factor de nodo. Este modelo económico se utiliza en Ecuador.

3.8.5 MODELO DE COSTOS MARGINALES NODALES.¹⁰

Conocido también como modelo multinodal de precios, incluye toda la red de transporte y sus limitaciones físicas para la transmisión de energía, en el cálculo de los costos marginales nodales. En este tipo de modelo, se tiene un costo marginal nodal para cada barra de la red, con los cuales se liquidan las transacciones realizadas en el mercado.

La red de transporte puede ser representada mediante un modelo AC, en tal caso los costos marginales nodales se calculan mediante un flujo óptimo de potencia. Otra alternativa, es representar la red de transmisión mediante un modelo DC, en cuyo caso el cálculo de los precios nodales de la energía se realizan mediante un flujo de potencia linealizado. Esta última formulación será utilizada en la representación de la red de transmisión, como se muestra a continuación:

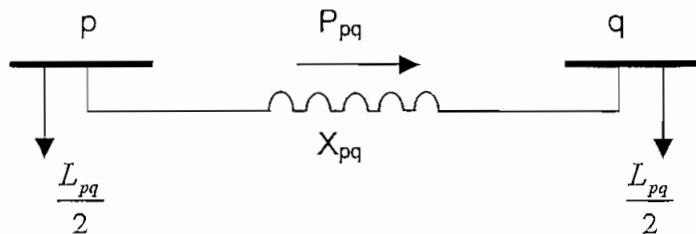


Diagrama 3-3 Línea de Transmisión

En el gráfico anterior se definen las siguientes variables:

p, q = nodos origen y terminal de la línea de transmisión

P_{pq} = flujo de potencia activa por la línea de transmisión

L_{pq} = pérdidas en la línea de transmisión

x_{pq} = reactancia de la línea de transmisión

¹⁰ Herramientas de Modelado de la Red y Cálculo de los Costos Marginales por nodo; Gerardo Latorre, Rubén D. Cruz; GISEL; Bucaramanga – Colombia; Junio del 2000

Mediante estas variables, el modelo económico para el cálculo del costo marginal de la energía en cada nodo de la red de transmisión, puede ser formulado de la siguiente manera:

$$\min z = \sum_{i=1}^{ng} c_i \cdot g_i$$

sujeto a :

$$\sum_{pq \in K} P_{pq} + g_k - \frac{1}{2} \sum_{pq \in K} L_{pq} = d_k \quad ; \quad k = 1, n \quad \text{balance demanda - generación}$$

$$P_{pq} = \frac{(\theta_p - \theta_q)}{x_{pq}} \quad ; \quad pq = 1, \dots, m \quad \text{flujo por las líneas}$$

$$L_{pq} = L(P_{pq}) \quad ; \quad pq = 1, \dots, m \quad \text{función de pérdidas en las líneas}$$

$$g_i^{\min} \leq g_i \leq g_i^{\max} \quad ; \quad i = 1, \dots, ng \quad \text{límites de generadores}$$

$$-P_{pq}^{\max} \leq P_{pq} \leq P_{pq}^{\max} \quad ; \quad pq = 1, \dots, ng \quad \text{límites de las líneas}$$

donde :

n = número de nodos

m = número de líneas

ng = número de generadores

θ_i = ángulo del nodo i

g_i^{\min}, g_i^{\max} = límites de generadores

P_{pq}^{\max} = límites de transporte de líneas

K = conjunto de líneas conectadas al nodo k

Los resultados son los costos marginales en cada nodo de la red de transmisión, lo cual origina remuneraciones para la red, debidas al pago de arrendamiento de las instalaciones de transmisión y a los límites de transporte de las líneas. Esta remuneración es causada por la diferencia de los costos marginales nodales entre las barras y puede calcularse de la siguiente manera:¹¹

¹¹ Marginal Pricing of Transmisión Servics: An Análisis of Cost Recovery; I.J. Pérez – Arriaga, F. J. Rubio, J.F. Puerta, J. Arceluz, J. Marin

$$RST = \sum_{ij=1}^{NL} (R_{ij} \times \lambda_j - T_{ij} \times \lambda_i)$$

donde:

RST = Remuneración al servicio de transporte

$$R_{ij} = \left(P_{ij} - \frac{L_{ij}}{2} \right) \Rightarrow \text{flujo que llega al nodo } j$$

$$T_{ij} = \left(P_{ij} + \frac{L_{ij}}{2} \right) \Rightarrow \text{flujo que sale del nodo } i$$

$\lambda_i \Rightarrow$ costo marginal nodo i

$\lambda_j \Rightarrow$ costo marginal nodo j

$NL \Rightarrow$ número de elementos

Cada nodo paga a la generación y demanda a su correspondiente costo marginal, es decir, de acuerdo a la utilización que cada barra realiza de los recursos del sistema. Además, este modelo focaliza de manera precisa los costos de las restricciones de transporte, originando ingresos para solucionar el problema. Sin embargo, entregar a la empresa de transmisión los ingresos generados por el costo de las restricciones de transporte, resulta ser un incentivo contrario a solucionar el problema, por lo que se depositan estos ingresos como fondos de construcción definidos para cada línea. Una vez que se logran los ingresos adecuados, mediante licitaciones públicas, se asigna la construcción requerida.

Este modelo de mercado, con algunas modificaciones particulares, se utiliza en Argentina.

La formulación anterior tiene como variables a las potencias de los generadores. Por tanto, puede ser utilizada para calcular el precio de la energía, al momento de realizar el despacho programado de generación (ex – ante).

CAPITULO IV

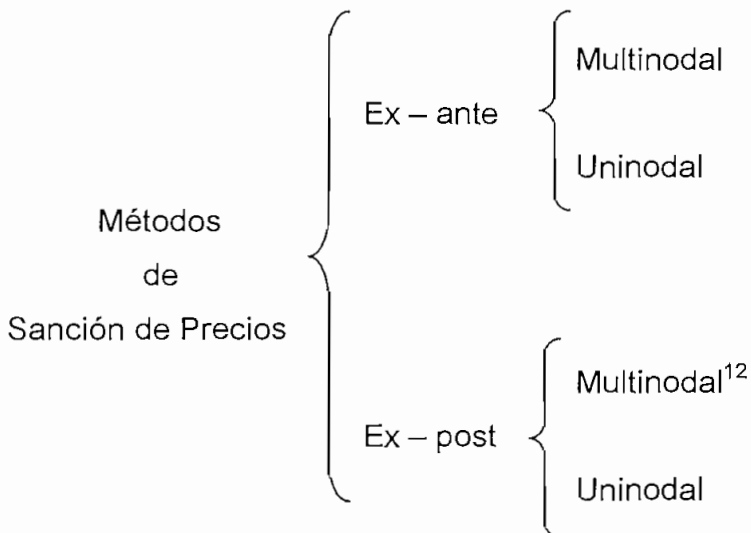
CAPITULO IV

4 METODOS DE SANCION DE PRECIOS EN EL MEM

Se conoce como sanción o fijación de precios al procedimiento mediante el cual se determina el precio de la energía de la componente de generación, tomando en cuenta los recursos que se utilizaron en su producción.

Todos los métodos se analizan bajo la filosofía de un mercado basado en costos, el cual, a través de una adecuada tasa de retorno, garantiza la recuperación de las inversiones realizadas de manera eficiente tanto en actividades de generación, transmisión y distribución.

Una vez elegido un modelo de mercado en particular (modelo de costos), fijada la estructura y establecido las reglas de mercado, los métodos posibles son los siguientes:



Como se mencionó anteriormente, dependiendo de que se tomen en cuenta o no las congestiones de la red de transmisión, la sanción de precios puede realizarse

¹² El modelo ex - post multinodal será solamente enunciado

con un modelo multinodal o uninodal respectivamente. En éste estudio se compara ambos mecanismos con una metodología ex-ante.

La sanción de precios puede ser llevada a cabo antes de la ocurrencia del despacho (ex-ante) o posterior a la realización del mismo (ex-post). El presente estudio compara ambas metodologías usando un modelo de una barra teniendo en cuenta el costo de las pérdidas.

4.1 REGLAS DE MERCADO

Con la finalidad de realizar la comparación entre las alternativas de modelos de mercado, es necesario definir reglas de mercado similares, que permitan establecer las semejanzas y diferencias entre aquellos. El mercado debe basar su funcionamiento en reglas claras que promuevan la competencia, pero finalmente lo prioritario será el uso óptimo de los recursos. Dichas reglas además deben establecer de una manera transparente y precisa el precio de la energía en el mercado de acuerdo a las condiciones operativas del sistema.

A continuación se especifican las reglas de mercado que se utilizarán en las diferentes metodologías de sanción de precios, para los modelos económicos detallados anteriormente.

- El único producto factible de negociación en el mercado es la energía, ya que no existe mercado de servicios complementarios ni de potencia reactiva.
- Los análisis que realiza el presente estudio son únicamente para mercado ocasional o spot.
- La sanción de precios se la realiza al fin de cada hora y con datos de despachos programados o ejecutado según corresponda a ex – ante o ex –post.
- En nuestro mercado el rubro de transmisión tiene dos componentes: un cargo fijo correspondiente a pago de capacidad y un cargo variable correspondiente al servicio de transporte. Este último rubro calculado proporcional a la energía transportada por las líneas.

4.2 MÉTODO 1: EX – ANTE MULTINODAL

Un modelo multinodal para determinar los precios de la energía, implica tomar en cuenta todos los parámetros de la red de transmisión en el cálculo de los costos marginales de energía de la componente de generación. La existencia de limitaciones de la red en la transferencia de energía entre productores y consumidores puede producir una alteración en el despacho físico para atender a la demanda con parámetros calidad y economía, y un cambio consecuente en el modelo comercial a aplicarse.

La diferencia de costos marginales entre nodos dependerá del tipo y magnitud de la congestión en los vínculos de transporte. Así por ejemplo, si el saturamiento se presenta en un vínculo radial, la zona afectada tendrá mayores precios de la energía en relación con el resto del sistema; en tanto que si la congestión se produce en un sistema en anillo, todas las barras se verán, de una u otra forma, afectadas por la restricción.

Para comprender mejor el procedimiento de fijación de precios en un modelo ex – ante multinodal se plantea el siguiente ejemplo:

4.2.1 EJEMPLO 3 BARRAS MODELO MULTINODAL

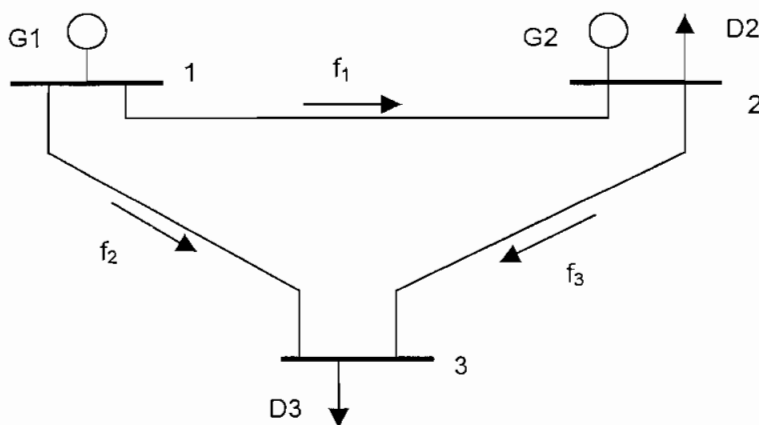


Diagrama 4-1 Ejemplo 3 barras

Datos:

Generadores			
Unidad	Pmin [MW]	Pmax [MW]	Costo Variable de Producción [\$/MWh]
G1	250	750	8
G2	320	850	10

Tabla 4.1 Datos Generadores

Barras	Demanda MW
1	0.0
2	490
3	620

Tabla 4.2 Datos Demandas

Líneas de Transmisión		
Circuitos	Impedancia R + j X [%]	Límites [MW]
Línea 1-2	1.008 + j 5.04	185
Línea 1-3	0.744 + j 3.72	540
Línea 2-3	1.272 + j 6.36	265

Tabla 4.3 Datos Líneas de Transmisión

La solución del problema de despacho económico toma en cuenta todos los parámetros de la red de transmisión y proporciona los precios nodales en cada barra.

Solución:

Primero obtenemos la Matriz admitancias de barra B

Circuito	R	X	G	B	Límite
	pu	Pu	pu	pu	pu
Línea 1-2	0.01008	0.05040	3.81563	-19.07814	1.85
Línea 1-3	0.00744	0.03720	5.16956	-25.84781	5.40
Línea 2-3	0.01272	0.06360	3.02371	-15.11853	2.65

$$-\text{Im}(YB) = \begin{bmatrix} 44.9260 & -19.0781 & -25.8478 \\ -19.0781 & 34.1967 & -15.1185 \\ -25.2478 & -15.1185 & 40.9663 \end{bmatrix}$$

$$[B] = -\text{Im}(YB)$$

Si la referencia está en la barra 1, podemos eliminar la fila y columna correspondiente, para luego invertir esta matriz que finalmente será expandida:

$$[B^{n-1}] = \begin{bmatrix} 34.1967 & -15.1185 \\ -15.1185 & 40.9663 \end{bmatrix} \quad [B^{n-1}]^{-1} = \begin{bmatrix} -0.034944 & -0.012896 \\ -0.012896 & -0.029170 \end{bmatrix}$$

$$[B'] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & -0.034944 & -0.012896 \\ 0 & -0.012896 & -0.029170 \end{bmatrix}$$

Ahora obtendremos la matriz de incidencia $[A]_{n \times m}$, para ello escogemos arbitrariamente la dirección positiva de los flujos de potencia por las líneas de transmisión, como se muestra en la figura 4.1. La matriz de incidencia representa las conexiones nodo-circuito: la columna m contiene ceros en todas las posiciones excepto en las correspondientes a los nodos terminales del m -ésimo circuito, es decir 1 si es nodo de origen; y -1 si es nodo de destino.

	Nodo 1	Nodo 2	Nodo 3	
$A =$	$\begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & -1 \end{bmatrix}$			Línea 1-2
				Línea 1-3
				Línea 2-3

Calculamos entonces la matriz de sensibilidades ante cambios de generación, utilizando la expresión A-9 del anexo, de la siguiente manera:

$$[\beta_m] = [b_m][A][B']$$

donde:

β_m es la matriz de sensibilidades que tiene como elementos a los factores de distribución de transferencia de potencia (PTDF) o también conocidos como factores de sensibilidad lineal, que permiten estimar la variación del flujo de potencia por la red, debida a la variación de potencia neta inyectada a una barra; es decir representan el cambio del flujo en una línea m debido al cambio de la generación de un nodo i . (favor revisar anexo A)

b_m es una matriz diagonal cuyos elementos de la principal son las susceptancias de las líneas de transmisión.

$$[\beta_m] = \begin{array}{ccc} \text{Nodo 1} & \text{Nodo 2} & \text{Nodo 3} \\ \left[\begin{array}{ccc} 0 & -0.666667 & -0.246032 \\ 0 & -0.333333 & -0.753968 \\ 0 & 0.333333 & -0.246032 \end{array} \right] & \begin{array}{l} \text{Línea 1-2} \\ \text{Línea 1-3} \\ \text{Línea 2-3} \end{array} \end{array}$$

Ahora procedemos a calcular las restricciones que el límite de transmisión impone a los flujos por las líneas, tal como se mostró en el apartado 3.8.5 y utilizando la ecuación A-10 del anexo tenemos:

$$\begin{aligned} -fm^{max} &\leq \beta_m \cdot (g - d) \leq fm^{max} \\ -fm^{max} + \beta_m \cdot d &\leq \beta_m \cdot g \leq fm^{max} + \beta_m \cdot d \end{aligned}$$

$$\beta_m \cdot g = \begin{bmatrix} 0 & -0.666667 & -0.246032 \\ 0 & -0.333333 & -0.753968 \\ 0 & 0.333333 & -0.246032 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} g1 \\ g2 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.666667 \cdot g2 \\ -0.333333 \cdot g2 \\ 0.333333 \cdot g2 \end{bmatrix}$$

$$\beta_m \cdot d = \begin{bmatrix} 0 & -0.666667 & -0.246032 \\ 0 & -0.333333 & -0.753968 \\ 0 & 0.333333 & -0.246032 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 0.0 \\ 4.9 \\ 6.2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -4.792063 \\ -6.307937 \\ 0.107937 \end{bmatrix}$$

$$- fm^{max} + \beta_m \cdot d = \begin{bmatrix} -1.85 \\ -5.40 \\ -2.65 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -4.792063 \\ -6.307937 \\ 0.107937 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -6.642063 \\ -11.707937 \\ -2.542063 \end{bmatrix}$$

$$fm^{max} + \beta_m \cdot d = \begin{bmatrix} 1.85 \\ 5.40 \\ 2.65 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -4.792063 \\ -6.307937 \\ 0.107937 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -2.942063 \\ -0.907937 \\ 2.757937 \end{bmatrix}$$

El problema de optimización inicial, sin pérdidas, será resuelto usando el software LINDO (Linear Interactive and Discrete Optimizer), de la siguiente manera:

$$\min z = 8 \cdot g_1 + 10 \cdot g_2$$

sujeto a:

- 1) $1 \cdot g_1 + 1 \cdot g_2 = 11.1$
- 2) $-0.666667 \cdot g_2 \leq -2.942063$
- 3) $-0.333333 \cdot g_2 \leq -0.907937$
- 4) $0.333333 \cdot g_2 \leq 2.757937$
- 5) $-0.666667 \cdot g_2 \geq -6.664206$
- 6) $-0.333333 \cdot g_2 \geq -11.707937$
- 7) $0.333333 \cdot g_2 \geq -2.542063$
- 8) $1 \cdot g_1 \leq 7.5$
- 9) $1 \cdot g_1 \geq 2.5$
- 10) $1 \cdot g_2 \leq 8.5$
- 11) $1 \cdot g_2 \geq 3.2$

Como resultado tenemos el mínimo valor del costo de producción, las potencias con la cual los generadores deben ser despachados y además, como variables duales, el costo marginal de las restricciones

$$z = 97.62618$$

$$g_1 = 6.686907$$

$$g_2 = 4.413093$$

Con éstos datos podemos calcular los flujos por las líneas y las pérdidas:

$$f_m = \beta_m \cdot (g - d)$$

$$\begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ f_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -0.666667 & -0.246032 \\ 0 & -0.333333 & -0.753968 \\ 0 & 0.333333 & -0.246032 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 6.686907 \\ 4.13093 - 4.90 \\ 0.0 - 6.20 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1.85 \\ 4.836906 \\ 1.363094 \end{bmatrix}$$

$$L_m = r_m \cdot f_m^2$$

$$\begin{bmatrix} L_{12} \\ L_{13} \\ L_{23} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.01008 \\ 0.00744 \\ 0.01272 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 1.85^2 \\ 4.836906^2 \\ 1.363094^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.034499 \\ 0.174064 \\ 0.023634 \end{bmatrix}$$

$$\left[L_m/2 \right] = \begin{bmatrix} 0.017249 \\ 0.0087032 \\ 0.011817 \end{bmatrix}$$

La mitad de las pérdidas de cada línea se suma a la demanda de los nodos terminales y se repite el procedimiento para minimizar el costo total de producción, esta vez incluyendo las pérdidas:

$$\min z = 8 \cdot g_1 + 10 \cdot g_2$$

sujeto a:

$$1) \quad 1 \cdot g_1 + 1 \cdot g_2 = 11.332197$$

$$2) \quad -0.666667 \cdot g_2 \leq -2.985761$$

$$3) \quad -0.333333 \cdot g_2 \leq -0.992154$$

$$4) \quad 0.333333 \cdot g_2 \leq 2.743305$$

$$5) \quad -0.666667 \cdot g_2 \geq -6.642063$$

$$6) \quad -0.333333 \cdot g_2 \geq -11.792154$$

$$7) \quad 0.333333 \cdot g_2 \geq -2.556695$$

$$8) \quad 1 \cdot g_1 \leq 7.5$$

$$9) \quad 1 \cdot g_1 \geq 2.5$$

$$10) \quad 1 \cdot g_2 \leq 8.5$$

$$11) \quad 1 \cdot g_2 \geq 3.2$$

$$z = 99.61485$$

$$g_1 = 6.853558$$

$$g_2 = 4.478639$$

Los costos de las restricciones son:

$$1) \quad -8.0$$

$$2) \quad -2.999999$$

$$3) \quad 0.0$$

$$4) \quad 0.0$$

$$5) \quad 0.0$$

$$6) \quad 0.0$$

$$7) \quad 0.0$$

$$8) \quad 0.0$$

$$9) \quad 0.0$$

$$10) \quad 0.0$$

$$11) \quad 0.0$$

El costo marginal en la barra oscilante es el multiplicador simplex asociado a la primera restricción. Los siguientes valores corresponden al costo de las demás restricciones del problema de optimización; es decir la restricción 2 y la 5 corresponden al límite de flujo de potencia, en ambas direcciones, por la línea 1-2; las restricciones 3 y 6 corresponderán al límite sobre la línea 1-3; las

restricciones 4 y 7 concernientes a la línea 2-3; finalmente las restricciones 8, 9 y 10, 11 atañen a los límites operativos en los generadores g_1 y g_2 respectivamente.

Conocido los costos de las restricciones y los factores de sensibilidad lineal, podemos encontrar el costo marginal en las restantes barras, para ello sumamos el costo de las restricciones de una misma línea de transmisión formando un vector de una sola columna, luego lo multiplicamos por la matriz de sensibilidades transpuesta y finalmente éste vector le sumamos el costo marginal en la barra oscilante, como se muestra a continuación:

$$\begin{bmatrix} \lambda_1 \\ \lambda_2 \\ \lambda_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ -0.666667 & -0.333333 & 0.333333 \\ -0.246032 & -0.753968 & -0.246032 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 2.99 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -8.0 \\ -8.0 \\ -8.0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -8.0 \\ -10.0 \\ -8.74 \end{bmatrix}$$

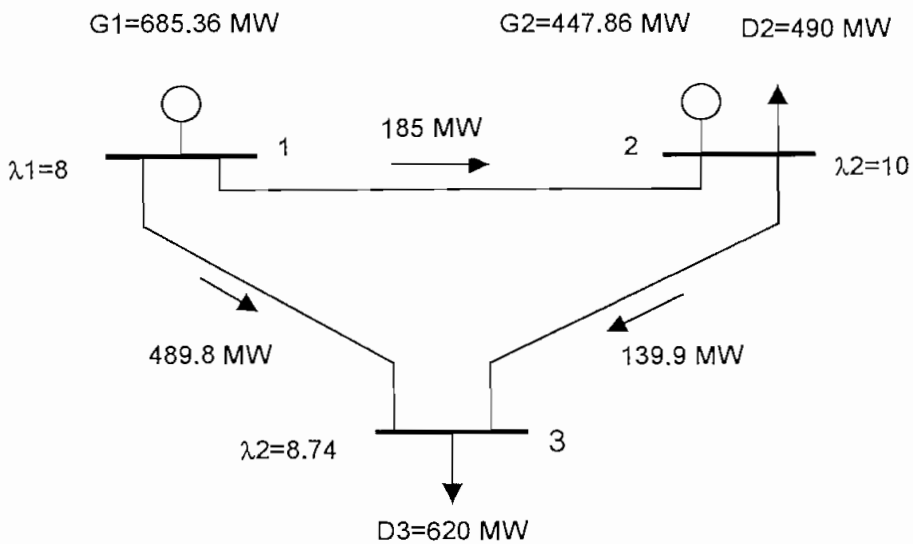


Diagrama 4-2 Despacho Técnico Modelo Multinodal

Como se ha podido observar en la solución del ejemplo antes descrito, los costos marginales son parte de la solución del problema del despacho económico de generación. Estos se obtienen de las variables duales correspondientes a la solución del problema de optimización en el que se incluyen las restricciones de: balance de potencia-demanda, los parámetros de red, calidad de servicio o seguridad.

En un modelo multinodal cada barra tendrá un costo marginal distinto en el cual estarán incluidos los costos de pérdidas y restricciones. Cuando existan congestiones en las líneas de transmisión se provocará que la diferencia de costos marginales entre los nodos sea grande, lo cual genera excedentes financieros destinados a la construcción de las obras necesarias para aliviar dicho saturamiento de red. La acumulación de excedentes financieros será, por ejemplo, hasta que exista el dinero suficiente que cubra el costo de la construcción de la línea de transmisión.

Para el ejemplo desarrollado se debe destacar que los costos marginales entre barras varían debido a una pequeña violación al límite de transmisión de la línea 1-2. En ausencia de restricciones los precios de la energía evidentemente serán iguales en todos los nodos, siempre que las pérdidas sean estimadas usando la misma metodología, como se mostrará en el próximo capítulo en un sistema reducido a 12 barras del SNI ecuatoriano.

4.2.2 SERVICIO DE TRANSPORTE

La remuneración al servicio de transporte se la calculará de acuerdo al flujo medio transportado por cada una de las líneas multiplicado por la diferencia entre los costos marginales de los nodos¹³, de la siguiente manera:

$$CT = \sum_{ij=1}^{NL} (R_{ij} \times \lambda_j - T_{ij} \times \lambda_i)$$

donde:

¹³ Marginal Pricing of Transmisión Services: An Análisis of Cost Recovery; I.J. Pérez – Arriaga, F. J. Rubio, J.F. Puerta, J. Arceluz, J. Marín

$$R_{ij} = \left(f_{ij} - \frac{l_{ij}}{2} \right) \Rightarrow \text{flujo que llega al nodo } j$$

$$T_{ij} = \left(f_{ij} + \frac{l_{ij}}{2} \right) \Rightarrow \text{flujo que sale del nodo } i$$

$$\lambda_i \Rightarrow \text{costo marginal nodo } i$$

$$\lambda_j \Rightarrow \text{costo marginal nodo } j$$

$$Nl \Rightarrow \text{número de elementos}$$

Como se mencionó anteriormente la presencia de congestionamientos en la red de transmisión genera recursos que deberán ser recaudados en un fondo que permita aliviar dichos saturamientos. En estos casos se hace preciso que se reglamente adecuadamente la administración y uso específico de esos dineros.

Se debe aclarar que la Ley de Régimen del Sector Eléctrico Ecuatoriano no contempla la existencia de ningún fondo, por lo cual se usan estos parámetros únicamente para efectos de este estudio.

4.3 MÉTODO 2: EX – ANTE UNINODAL

También con datos programados de despacho, podemos fijar el precio de la energía en una sola barra. Este es un procedimiento adicional al despacho técnico en el que se relajan las restricciones correspondientes a los límites de la red de transmisión en la solución del problema de optimización, el resultado es una distribución uniforme (socializada) del precio de la energía de tal manera que las limitaciones del sistema sean pagadas por toda la demanda.

Por tanto las variantes que pudiesen haber dentro de este esquema son arreglos comerciales destinados a fijar un precio para la componente de generación de la energía y no interfieren en el despacho técnico a efectuarse.

Dentro de este contexto podemos analizar dos alternativas, que surgen en razón de una lógica intención de tener en cuenta de manera indirecta (no explícitamente

como restricciones del problema de optimización) los congestionamientos de red, en tal virtud la idea es reflejar que ciertas máquinas deben estar presentes en el despacho debido a la existencia de saturamientos. El efecto de tener generación forzada es equivalente a disminuir la demanda en la zona afectada por el congestionamiento, ya que la energía que deba ingresar provenientes de zonas externas será menor.

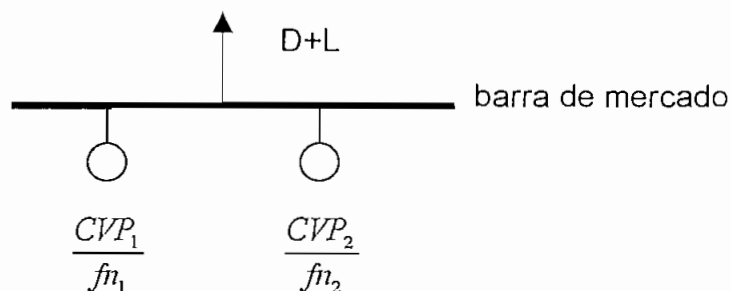
A continuación se exponen ambas metodologías:

4.3.1 FIJACIÓN DE PRECIOS ALTERNATIVA “A”

En éste caso no tenemos en cuenta las restricciones por limitaciones en la red, pero si los límites de los generadores que se programaron con sus máximos y mínimos operativos, es decir los límites con los cuales las máquinas fueron programadas en el despacho. No se tienen en cuenta las potencias de las máquinas que entraron para aliviar el congestionamiento.

4.3.1.1 Ejemplo

Utilizando los datos del ejemplo 4.2.1 fijaremos el precio de la energía en una barra usando la alternativa A, para ello primero agrupamos a la generación y la demanda en una barra a través del uso de los factores de nodo.



Calculamos los factores de nodo con respecto a la barra 1 (oscilante):

$$\frac{\partial L}{\partial g_i} = \sum_{m=1}^{NL} 2 \cdot r_m \cdot f_m \cdot \beta_{m,i}$$

$$f_{nodo_i} = 1 + \frac{\partial L}{\partial g_i}$$

	Factores de nodo
Barra 1	1.000000
Barra 2	1.037288
Barra 3	1.072895

	CVPi/fni
G1	8.000
G2	9.641

Resolviendo el problema de optimización:

$$\min z = 8 \cdot g_1 + 9.64 \cdot g_2$$

sujeto a:

- 1) $1 \cdot g_1 + 1 \cdot g_2 = 11.329781$
- 2) $1 \cdot g_1 \leq 7.5$
- 3) $1 \cdot g_1 \geq 2.5$
- 4) $1 \cdot g_2 \leq 8.5$
- 5) $1 \cdot g_2 \geq 3.2$

Solución

$$z = 96.91908$$

$$\lambda = 9.641$$

El costo marginal que acabamos de obtener es con respecto a la barra de referencia es decir el nodo 1, para tener precios de la energía en cada uno de los nodos multiplicamos por su respectivo factor de nodo:

	\$/ MWh
λ_1	9.641
λ_2	10.000
λ_3	10.344

4.3.2 FIJACIÓN DE PRECIOS ALTERNATIVA “B”

El mecanismo pretende fijar un precio de la energía que refleje de mejor manera las condiciones operativas del sistema. La sutil diferencia con la alternativa anterior es que los límites mínimos de los generadores, que usamos como restricciones en el problema de optimización, no serán los valores operativos sino que se emplean los valores con los que las máquinas fueron programadas.

Como parte del procedimiento se deben detectar claramente que unidades fueron programadas para levantar restricciones, tarea que no siempre resulta sencilla en especial si la congestión se produce en una conexión en anillo. En todo caso, se podría efectuar un despacho económico ficticio en el cual no se presente la restricción para luego compararlo con el programado y determinar que unidades pudieran calificarse como forzadas.

4.3.2.1 Ejemplo

El procedimiento es similar al seguido en el ejemplo 4.3.1.1, en la sanción de precios en una barra y cálculo de los factores de nodo. La principal diferencia se da en las restricciones que usamos para la solución del problema de optimización, como se mostrará enseguida:

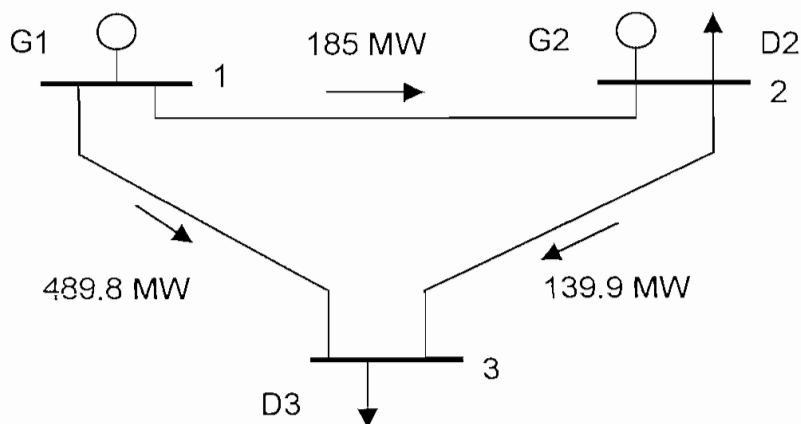


Diagrama 4-3 Muestra saturamiento línea 1-2

Como se puede notar, existe un pequeño saturamiento en la línea entre los nodos 1 y 2. Para levantar ésta restricción debemos cambiar el límite operativo mínimo del generador dos al valor dado en el despacho programado.

$$\min z = 8 \cdot g_1 + 9.64 \cdot g_2$$

sujeto a:

$$1) \quad 1 \cdot g_1 + 1 \cdot g_2 = 11.329781$$

$$2) \quad 1 \cdot g_1 \leq 7.5$$

$$3) \quad 1 \cdot g_1 \geq 2.5$$

$$4) \quad 1 \cdot g_2 \leq 8.5$$

$$5) \quad 1 \cdot g_2 \geq 4.47$$

Solución

$$z = 97.97351$$

$$\lambda = 8.0$$

Multiplicando por el respectivo factor de nodo tenemos:

	\$ / MWh
λ_1	8.00
λ_2	8.298
λ_3	8.583

Como podemos observar el costo marginal disminuye debido al cambio en el valor mínimo de la restricción del generador ubicado en la barra 2, ya que en esta alternativa ya no margina esa unidad. Sin embargo de ello se puede prever que la generación ubicada en la barra 2 deberá ser compensada ya que precio de la energía que se paga en dicho nodo no alcanza a cubrir los costos de producción.

La principal dificultad practica es tener que realizar un despacho ficticio para conocer las unidades que se encuentran operando debido a la restricción de transmisión. Cuando el congestionamiento es radial la tarea es algo simple, pero cuando la restricción es en anillo el asunto se complica

ya que no se podrá asegurar que las unidades presentes en un despacho programado y ausentes en un despacho ficticio sean las que efectivamente estén aliviando el saturamiento; la situación se vuelve crítica en el momento en que exista más de una restricción simultáneamente.

4.3.3 LIQUIDACIÓN DE LAS TRANSACCIONES COMERCIALES METODOLOGÍA EX - ANTE

La liquidación a las Transacciones Comerciales es realizada por el CENACE y consiste en calcular los valores que deben pagar o cobrar los agentes del MEM, el Transmisor, los Importadores y Exportadores por las negociaciones de compra - venta de energía. (Art. 9, Reglamento para el Funcionamiento del MEM)

La metodología ex – ante se refiere (como se mencionó en el capítulo anterior) a la sanción de precios de la energía previa a la ocurrencia del despacho, teniendo en cuenta para ello todos los datos programados tanto de demanda, caudales, declaración de disponibilidades, etc. Es decir, en ésta metodología lo que se realiza es una fijación de precios anticipada.

Debemos aclarar que la liquidación se realizará utilizando los valores reales de energía entregadas o retiradas del mercado, por los generadores o distribuidores, que se encuentren una vez ejecutado el despacho.

El presente estudio utilizará valores de potencia media para transacciones comerciales debido a la dificultad de encontrar datos de energía realmente utilizada para el sistema reducido a 12 barras que se empleará como caso de estudio más adelante

En la generalidad de los casos, se presentarán diferencias entre lo programado y lo ejecutado, por lo que se requieren mecanismos mediante los cuales se puedan conciliar dichas diferencias.

La idea es reconocer al menos los costos de producción que los generadores esperar percibir, para ello primero se respeta el precio fijado previamente, pero si debido a las necesidades del sistema se despachan unidades más caras se les pagará su costo variable de producción, teniendo que recaudar del mercado los valores necesarios, o en su defecto cobrar al agente causante de la restricción.

A continuación se muestran cuadros de las liquidaciones tanto para la generación, como para la demanda y además un resumen global de flujos de recursos, para el ejemplo de 3 barras desarrollado en éste capítulo. Se compara entre los modelos multinodal, uninodal alternativa A y B:

Resumen de Liquidaciones

En la próxima tabla de resumen encontramos los rubros que deben pagar o cobran, según el caso, los distribuidores o generadores, además del valor correspondiente al transporte, el reparto proporcional con la demanda del costo de las unidades calificadas como forzadas y también un ajuste en el que se cierran las transacciones del mercado

	Multinodal \$/h	Uninodal A \$/h	Uninodal B \$/h
Paga Demanda	\$10,318.80	\$11,313.39	\$9,387.73
Cobra Generación	\$ 9,961.49	\$11,086.38	\$9,199.36
Costo U. Forzadas	\$ -	\$ -	\$ 762.13
Servicio de Transporte	\$ 352.19	\$ 227.43	\$ 183.54
Ajuste	\$ 5.12	-\$ 0.42	\$ 4.83

Tabla 4.4 Resumen de las Liquidaciones, Metodología Ex – Ante

En lo referente al rubro correspondiente al servicio de transporte debemos acotar que en el modelo multinodal, al existir un saturamiento de línea se generan recursos adicionales a la tarifa por transporte los mismos que deberán ser destinados a un fondo en el que se irán acumulando para luego ser invertidos en mejorar dicha congestión

Generación:

			G1	G2	TOTAL
Multinodal	Generación	MW	685.356	447.864	1,133.220
	Costo Marginal	\$ / MWh	8.000	10.000	
	CVP	\$ / MWh	8	10	
	Cobran Generadores	\$ / h	\$ 5,482.85	\$ 4,478.64	\$ 9,961.49
	Costo U. Forzadas	\$ / h	\$ -	\$ -	\$ -
			\$ 5,482.85	\$ 4,478.64	\$ 9,961.49

			G1	G2	TOTAL
Uninodal (A)	Generación	MW	685.356	447.864	1,133.220
	Costo Marginal	\$ / MWh	9.641	10.000	
	CVP	\$ / MWh	8	10	
	Cobran Generadores	\$ / h	\$ 6,607.52	\$ 4,478.86	\$ 11,086.38
	Costo U. Forzadas	\$ / h	\$ -	\$ -	\$ -
			\$ 6,607.52	\$ 4,478.86	\$ 11,086.38

			G1	G2	TOTAL
Uninodal (B)	Generación	MW	685.356	447.864	1,133.220
	Costo Marginal	\$ / MWh	8.000	8.298	
	CVP	\$ / MWh	8	10	
	Cobran Generadores	\$ / h	\$ 5,482.85	\$ 3,716.51	\$ 9,199.36
	Costo U. Forzadas	\$ / h	\$ -	\$ 762.13	\$ 762.13
			\$ 5,482.85	\$ 4,478.64	\$ 9,961.49

Tabla 4.5 Resumen Liquidación Generadores

Como se observa en el modelo multinodal existe diferencia entre costos marginales de las barras ya que se presenta un saturamiento en la línea 1-2. En éste modelo, debido a que cada nodo paga los recursos que realmente usa, no se presentan unidades forzadas a menos que se deban utilizar máquinas caras con un mínimo de generación debido por ejemplo a restricciones operativas. En todo caso a estas unidades se deberá reconocerles a su costo de producción.

Para el modelo uninodal alternativa A y B podemos observar que los costos marginales son uniformes, afectados únicamente por sus respectivos factores de nodo.

Liquidación de la Demanda

			D2	D3	TOTAL
Multinodal	Demanda	MW	490.000	620.000	1,110.000
	Costo Marginal	\$ / MWh	10	8.74	
	Paga la Demanda	\$ / h	\$4,900.00	\$5,418.80	\$ 10,318.80
	Ajuste	\$ / h	\$ 2.26	\$ 2.86	\$ 5.12
			\$4,902.26	\$5,421.66	\$ 10,323.92

			D2	D3	TOTAL
Uninodal (A)	Demanda	MW	490.000	620.000	1,110.000
	Costo Marginal	\$ / MWh	10.000	10.344	
	Paga la Demanda	\$ / h	\$4,900.24	\$6,413.14	\$ 11,313.39
	Ajuste	\$/h	-\$ 0.18	-\$ 0.23	-\$ 0.42
	Costo U. Forzadas	\$/h	\$ -	\$ -	\$ -
			\$4,900.06	\$6,412.91	\$ 11,312.97

			D2	D3	TOTAL
Uninodal (B)	Demanda	MW	490.000	620.000	1,110.000
	Costo Marginal	\$ / MWh	8.298	8.583	
	Paga Demanda	\$ / h	4066.1703	5,321.56	\$ 9,387.73
	Ajuste	\$/h	\$ 2.13	\$ 2.70	\$ 4.83
	Costo U. Forzadas	\$/h	\$ 336.43	\$ 425.69	\$ 762.13
			\$4,404.74	\$5,749.95	\$ 10,154.69

Tabla 4.6 Resumen Liquidación Demanda

Debemos aclarar se ha adicionado un rubro llamado ajuste, el cual servirá como regla de cierre en el mercado ya que se ha pagado a todos los agentes según corresponda, y es probable que se presente pequeños faltantes o sobrantes de dinero que serán trasladados a la demanda. Se entiende que el valor correspondiente de ajuste tenderá a cero en el largo plazo.

4.4 MÉTODO 4: EX – POST MULTINODAL

Incluye todos los parámetros de la red, al igual que el método ex – ante, en la fijación de precios de la energía. La principal diferencia es que se sanciona

precios luego de la ocurrencia del despacho y por ello es factible utilizar datos reales de generación y demanda.

Esta metodología resulta ser más precisa ya que se paga o se cobra a los generadores o distribuidores, según corresponda, cantidades que reflejan los costos de los recursos efectivamente utilizados.

Básicamente el procedimiento a seguir es similar al desarrollado en el modelo multinodal ex – ante, en el que los precios de la energía se encuentran como parte de la solución del problema de despacho económico sin necesidad de un esquema comercial adicional.

4.5 MÉTODO 4: EX – POST UNINODAL

Como se explicó en el numeral 4.4 la sanción de precios de la energía en una barra consiste en relajar ciertas restricciones en la solución del problema de optimización del modelo comercial.

Los procedimientos son similares a los desarrollados en el modelo ex – ante uninodal alternativa A y B, con la diferencia de que usamos datos reales de potencia generada y demanda real, lo que consigue reflejar mejor los recursos utilizados.

4.5.1 LIQUIDACIÓN DE LAS TRANSACCIONES COMERCIALES METODOLOGÍA EX – POST

En este caso las liquidaciones no exigen la creación de procedimientos para la reconciliación de los cobros y pagos ya que todo los cálculos se lo realiza con posterioridad al despacho, y se conocen efectivamente los recursos que fueron usados para abastecer la demanda.

La remuneración al transportista para el modelo de una barra es el cargo variable que se le otorga como pago al arrendamiento de las líneas, y es proporcional a la energía transmitida.

CAPITULO V

CAPITULO V

5 DESARROLLO DE EJEMPLOS SEP 12 BARRAS Y ANALISIS DE RESULTADOS

5.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE ESTUDIO

El sistema hidrotérmico ecuatoriano se halla conformado por 60.5 % de generación hidráulica y complementado por 39.5 % de generación térmica instalada, teniendo un mercado cercano a los 11000 GWh al año.¹⁴

El presente estudio usa como metodología de cálculo de flujos de potencia el flujo linealizado o también conocido como flujo de potencia aproximado DC, en el cual se considera que solo la potencia activa es transportada a través de las líneas de transmisión.

El sistema estudiado es una representación del S.N.I. ecuatoriano reducido a 12 de sus principales barras, 7 de ellas correspondientes a las que forman el anillo de 230 kV y las restantes 5 de los principales nodos conectados a 138 kV. El sistema se encuentra interconectado a través de líneas de transmisión cuyos parámetros se detallan en la tabla 5.1.

En el diagrama 5-1 se muestra el esquema unifilar del sistema de prueba, constan además el tipo de generación que se tiene disponible en cada una de esas barras.

¹⁴ Fuente: CENACE

Número Circuito	Nodo Origen	Nodo Destino	Resistencia %	Reactancia %	Límite [MW]
1	1	2	0.785	6.405	560
2	2	3	0.565	4.492	280
3	1	3	1.055	8.604	740
4	3	8	0.0	1.940	355
5	3	4	0.805	6.455	884
6	4	5	0.570	4.500	884
7	5	6	0.450	3.660	826
8	6	9	0.0	2.000	375
9	6	7	0.590	4.880	826
10	7	1	1.150	9.525	826
11	9	10	1.310	4.830	100
12	10	11	7.510	28.970	90
13	11	12	2.350	8.570	90
14	12	7	0.0	0.0866	121

Tabla 5.1 Parámetros del Sistema de Transmisión

Los ejemplos que comparan los modelos multinodal y uninodal se desarrollan en base a datos del despacho programado y se analiza primero sin la presencia de congestionamientos (ejemplo 5.1), luego con la existencia de un saturamiento radial (ejemplo 5.2), después un congestionamiento en anillo (ejemplo 5.3), finalmente se analizan los casos en los que se desconectan ambos circuitos de las líneas 1-2 y 1-3, no simultáneamente, en los ejemplos 5.4 y 5.5 respectivamente.

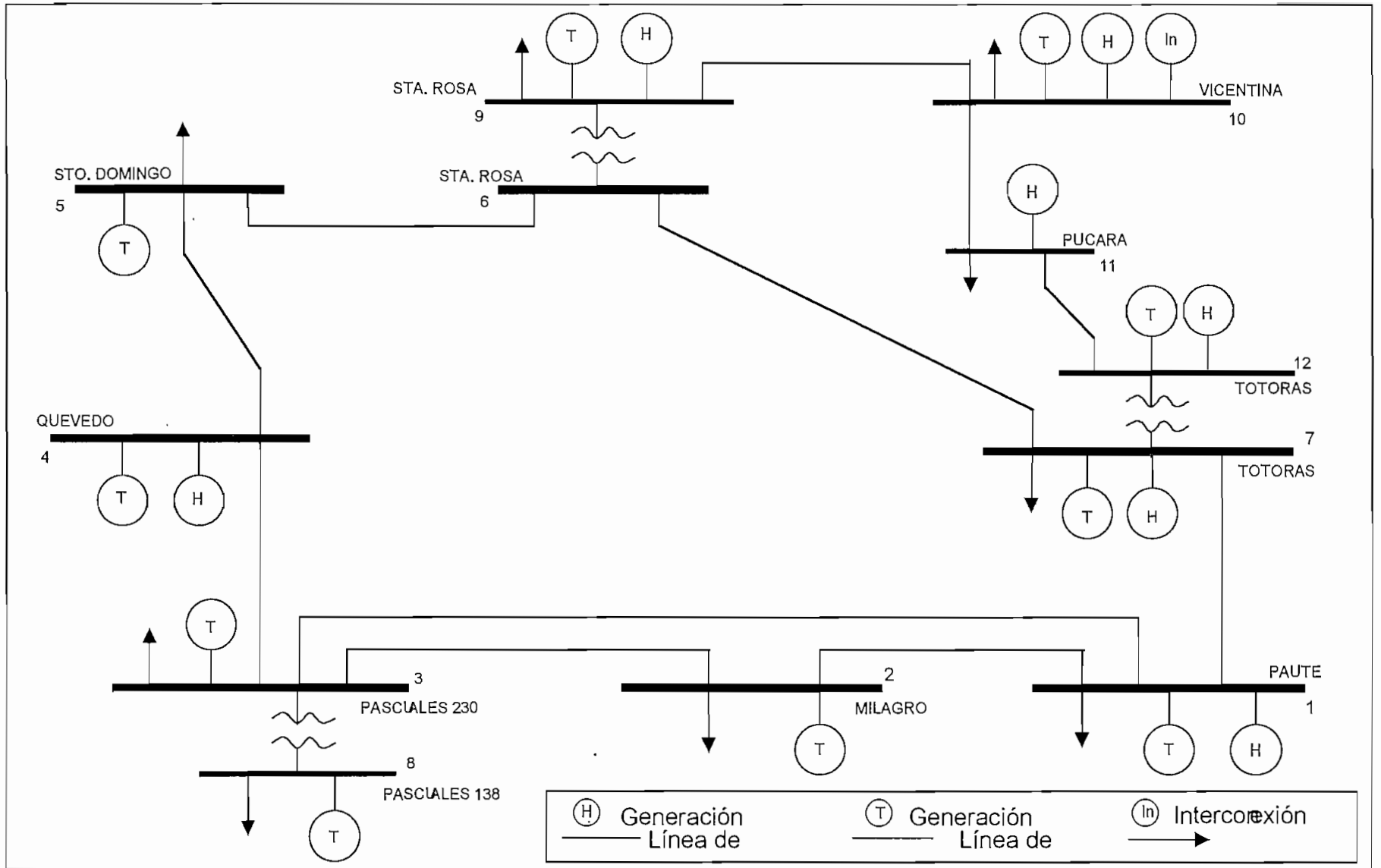


Diagrama 5-1 Sistema Reducido a 12 barras

5.2 EJEMPLO SIN CONGESTIONAMIENTOS (MULTINODAL VS UNINODAL)

El ejemplo que a continuación se desarrolla corresponde a una selección de unidades en una época de hidrología baja, condición en la cual el sistema no presenta congestiones en la red de transmisión, permitiendo la realización de un caso base sin presencia de restricciones.

Los datos de demanda son de un día típico escogidos en el horario de demanda media de un despacho programado, del cual también se obtiene el valor del agua que refleja el manejo optimizado de los embalses.

Para una hora en particular se realiza el despacho económico usando el programa SDDP obteniendo los siguientes resultados:

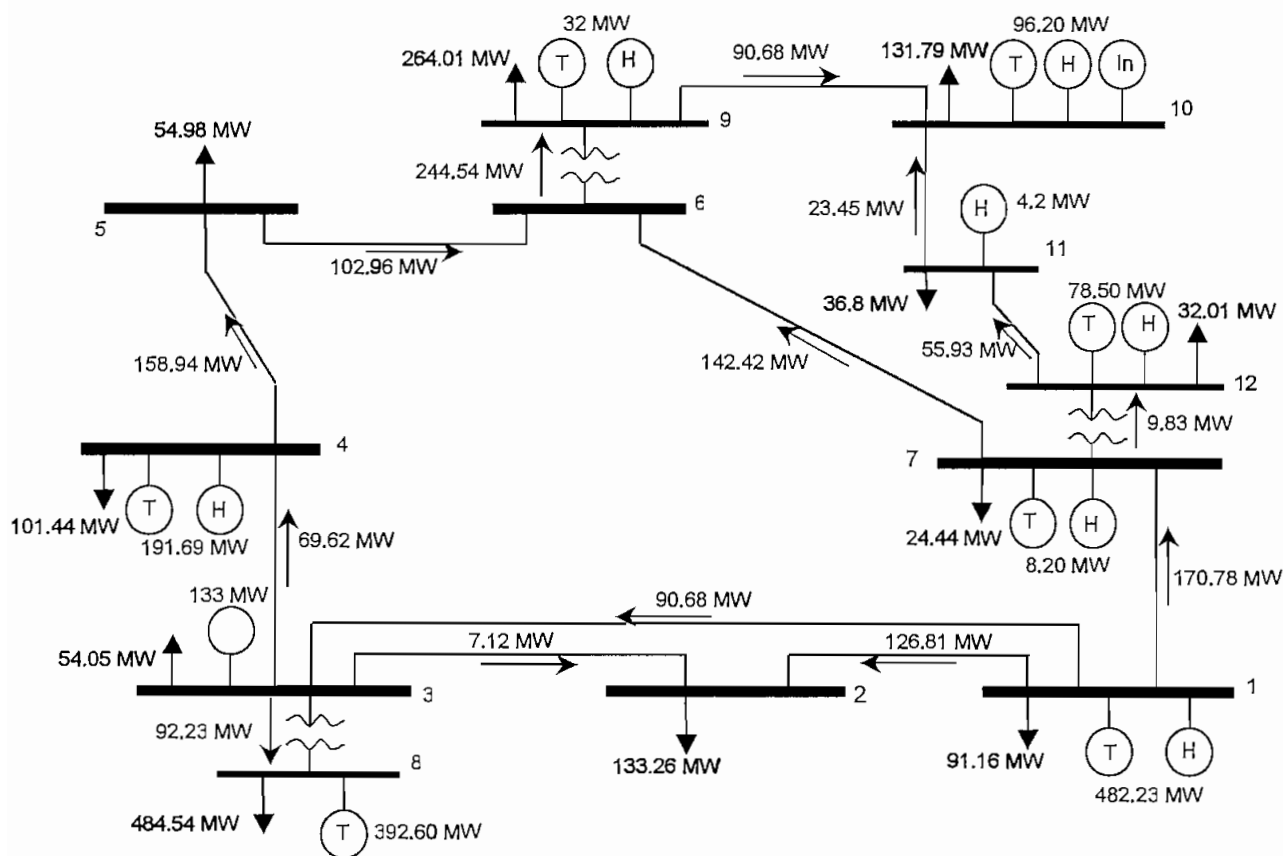


Diagrama 5-2 Flujos de potencia; generación y demanda acumulada en cada barra (ejemplo 5.2)

Utilizando un procedimiento similar al descrito en la sección 4.2, el programa SDDP proporciona costos marginales por barra para un modelo multinodal, que a continuación se muestran en el diagrama 5-3

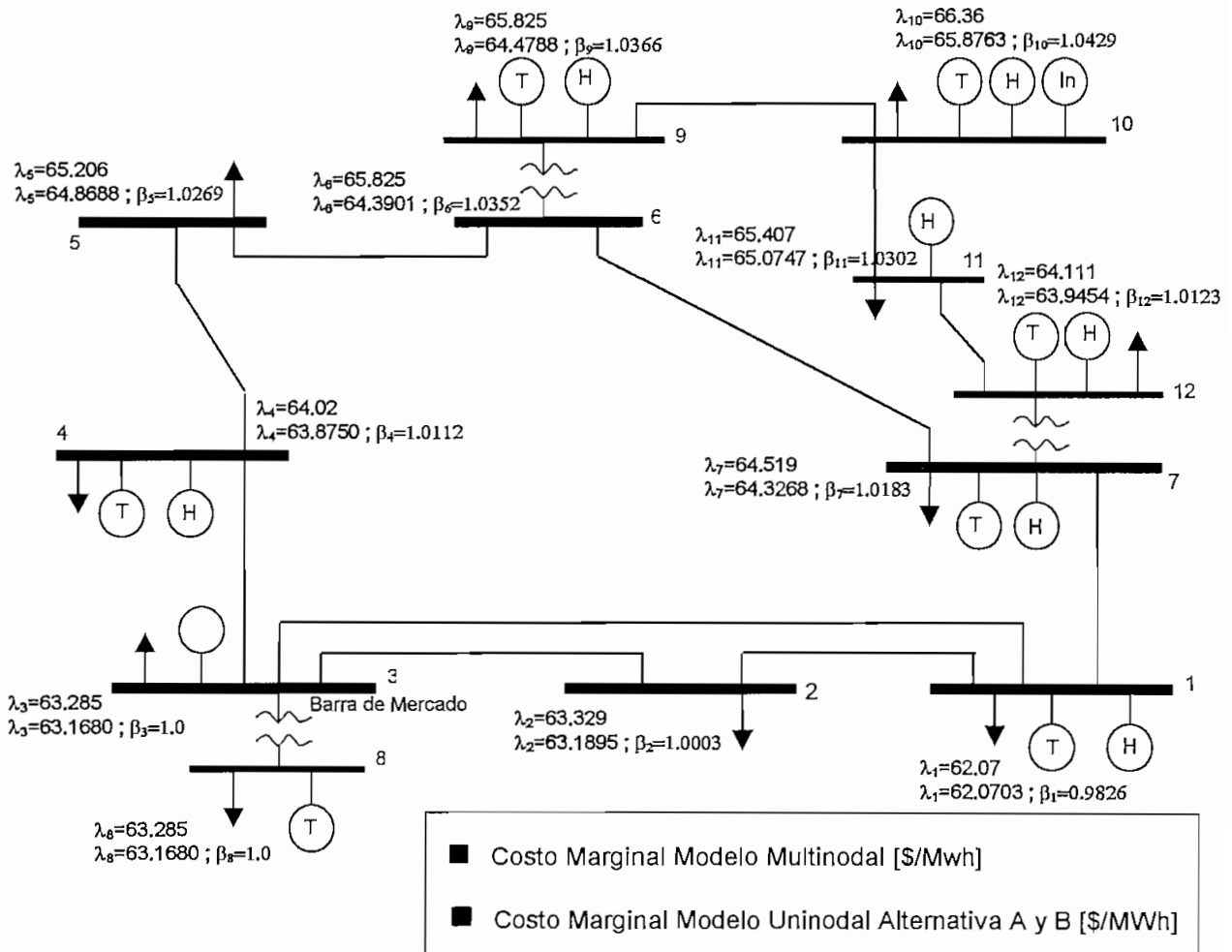


Diagrama 5-3 Costos Marginales en cada barra (ejemplo 5.2)

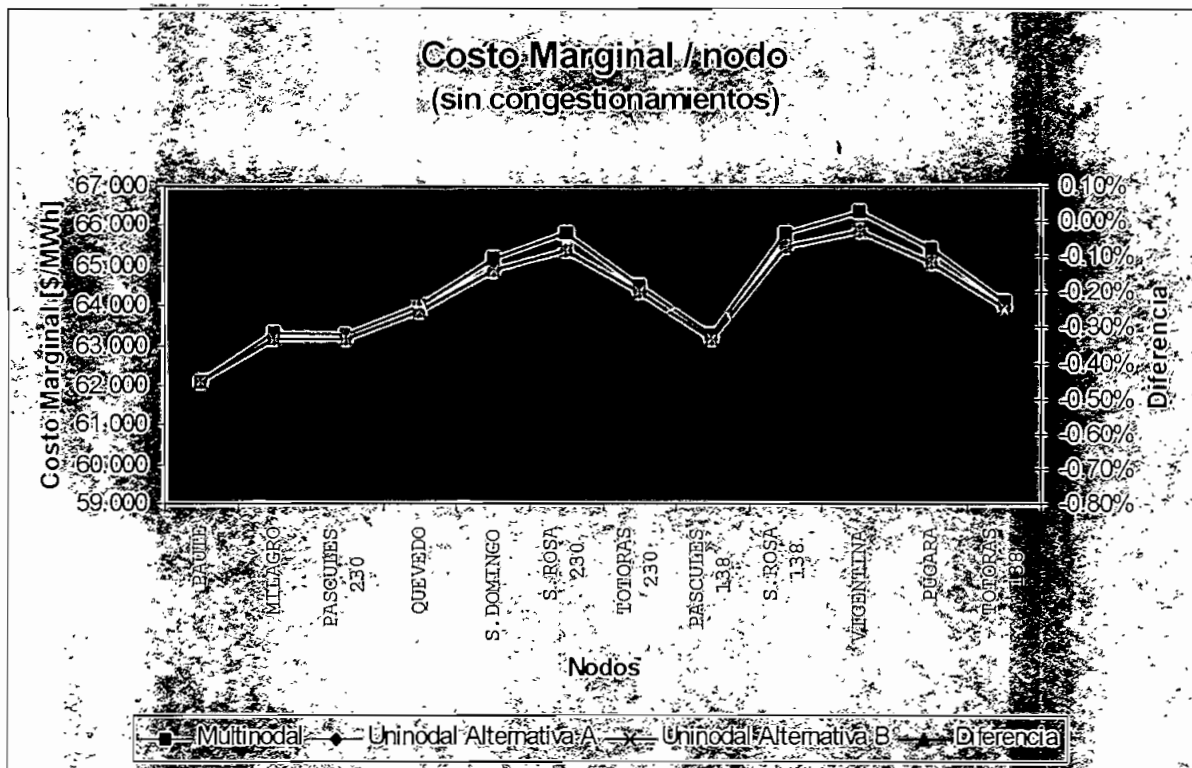


Gráfico 5-1 Costo Marginal; Multinodal vs Uninodal (sin congestonamientos)

Como se observa los costos marginales en ambos modelos son prácticamente iguales, presentando pequeñas diferencias debido a que los factores de nodo utilizados en el modelo uninodal se calculan de manera externa, en la cual se estima pérdidas de la manera convencional, o sea como el cuadrado de la corriente por la resistencia del elemento de red; en tanto que el SDDP realiza un proceso iterativo de linealización acumulada de las pérdidas hasta cumplir con un criterio de convergencia.¹⁵

También podemos comparar a través de un resumen global de pagos y cobros en el MEM, teniendo los siguientes resultados:

¹⁵ Manual de Metodología, modelo SDDP, versión 6.0, Anexo A, PSRI

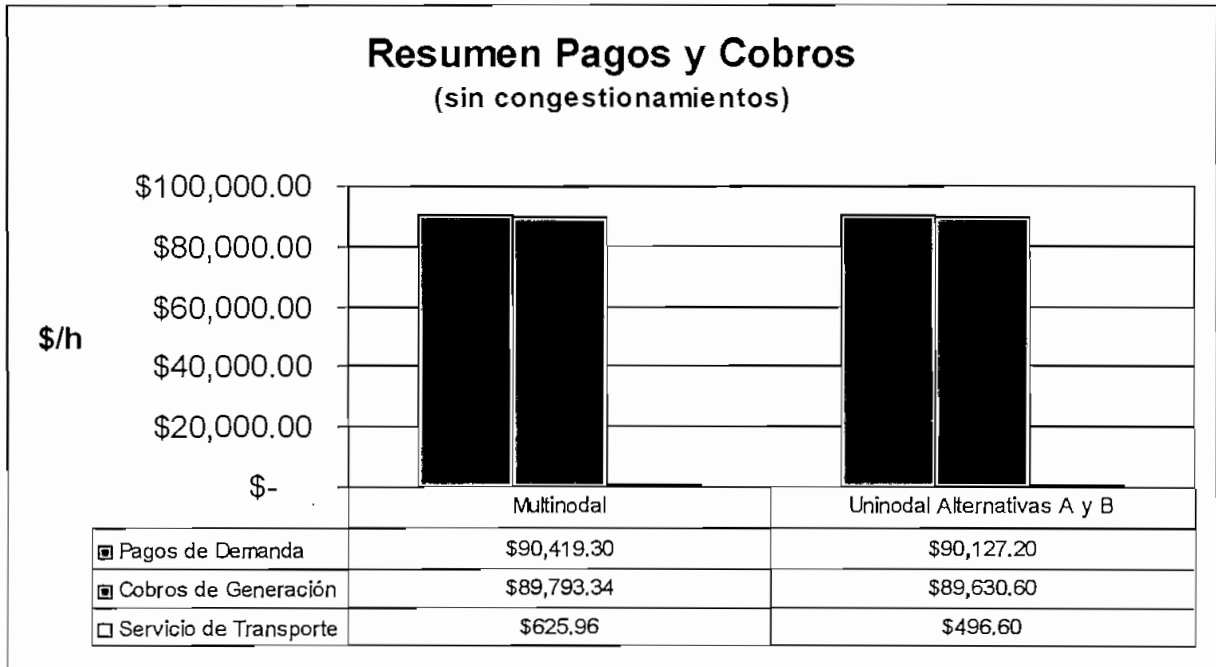


Gráfico 5-2 Resumen General Cobros y Pagos; Multinodal vs Uninodal

Se observa en este resumen general de los cobros y pagos de los agentes, que los resultados son bastante similares entre los modelos analizados. Se incluye la remuneración al servicio de transporte, que para el modelo uninodal se constituye en su remuneración variable.

Observaciones Ejemplo 5.2

- Se concluye que tanto el modelo multinodal como uninodal de precios presentan los mismos costos marginales cuando no existen congestamientos en la red de transmisión. Sin embargo, se debe tener en cuenta que son modelos con concepciones estructurales y organizativas distintas de mercado, por lo que se deben diseñar reglas específicas para cada modelo en lo relacionado con las remuneraciones para la transmisión y generación (pago por capacidad).

5.3 CONGESTIONAMIENTO RADIAL (MULTINODAL VS UNINODAL)

Para observar los efectos de un congestionamiento radial, en el sistema de prueba se simularán condiciones de hidrología alta, con lo cual se tendrá un saturamiento en el transformador de Pascuales 230-138 kV, típica condición operativa del sistema en ciertas épocas del año.

Los datos de demanda y selección previa de unidades son los mismos del ejemplo anterior.

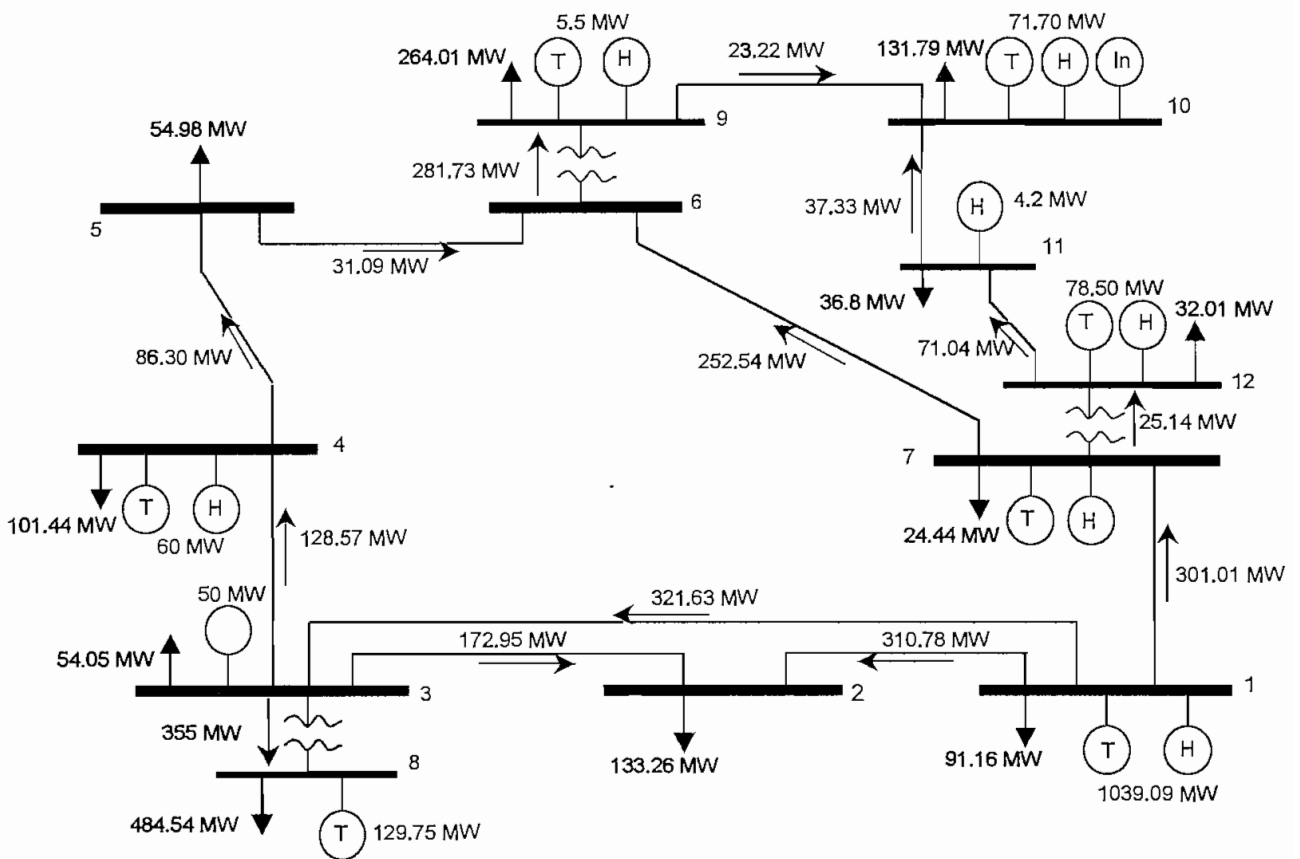


Diagrama 5-4 Flujos de potencia; generación y demanda acumulada en cada barra (ejemplo 5.3)

A continuación se presentan los costos marginales para cada modelo:

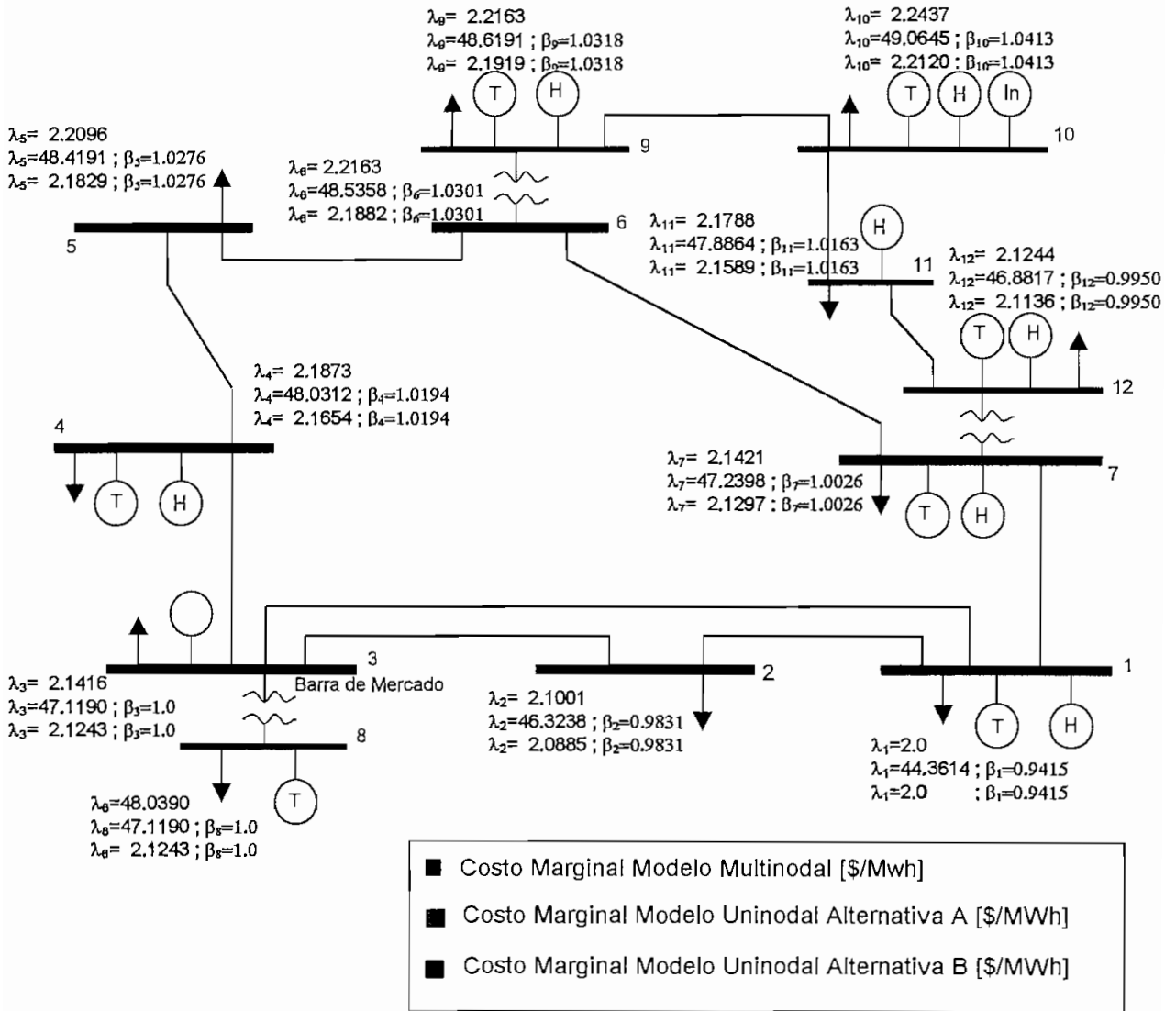


Diagrama 5-5 Costos Marginales en cada barra (ejemplo 5.3)

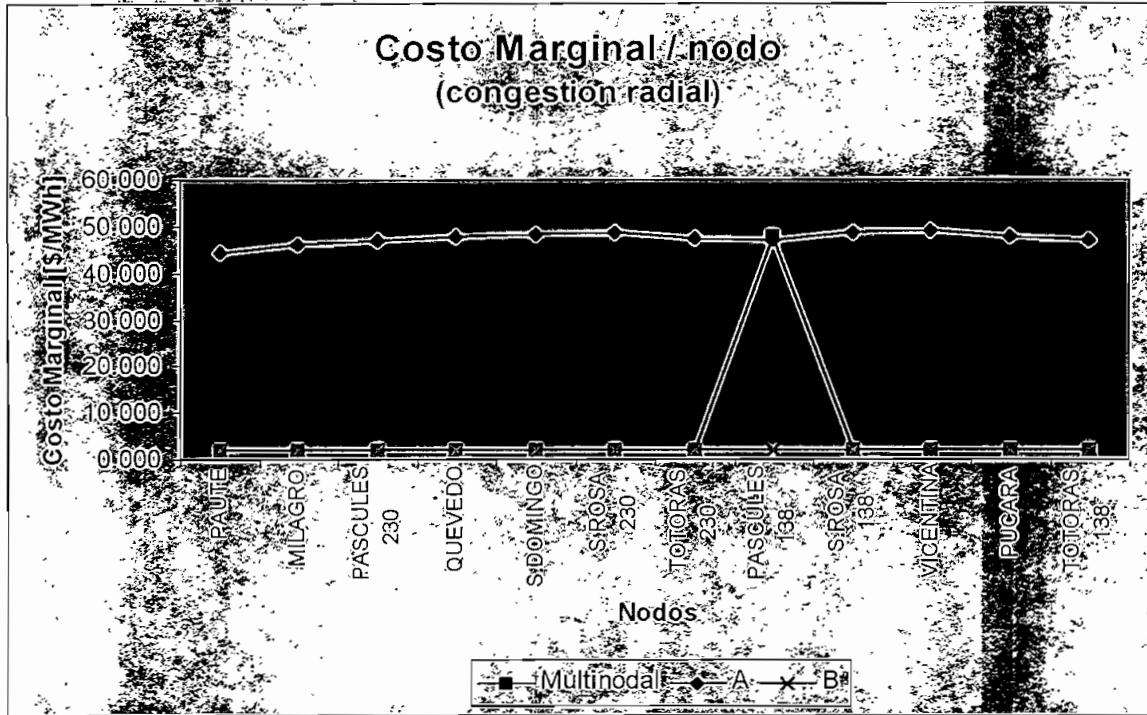


Gráfico 5-3 Costo Marginal; Multinodal vs Uninodal (congestionamiento radial)

Cuando el flujo de potencia en algún vínculo de la red llega a su límite de transporte, se producen variaciones del costo marginal entre los nodos. Como en este caso el congestionamiento es radial, las barras afectadas serán todas las que se encuentren en el mismo ramal posteriores (“aguas abajo”) al elemento saturado.

Se observa en el cuadro 5.3 que el costo marginal en el modelo multinodal en todas las barras es uniforme a excepción de la barra “Pascuales 138”, en la que se produce un notable incremento debido al ingreso de unidades más costosas que permitan realizar el despacho físico y abastecer la demanda.

Para el modelo uninodal se muestran las diferencias entre las alternativas A y B. La alternativa A da como resultado el costo marginal mayor, ya que como se explicó en la sección 4.3.1, no se tienen en cuenta las limitaciones de la red, por ende las unidades despachadas estarán en orden de méritos y será marginal aquella que satisface un incremento de demanda. En cambio para la alternativa B (sección 4.3.2), se abastece una parte de la demanda en la zona con restricción

mediante las unidades de generación forzada y el efecto de aquellas se refleja en una aparente disminución de la demanda; haciendo que el despacho cubra la restante demanda con una unidad cuyo costo variable de producción sea menor.

También se presenta un resumen general de los cobros y pagos a los agentes:

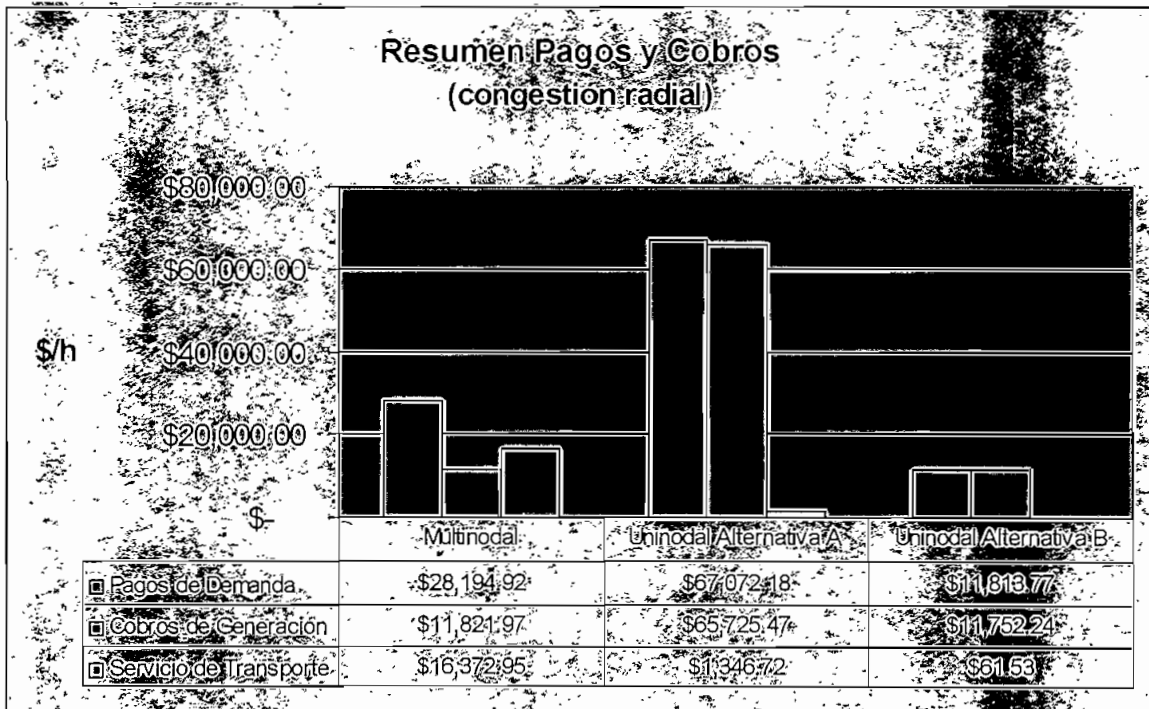


Gráfico 5-4 Resumen General Cobros y Pagos (congestión radial)

Se puede notar que en el modelo multinodal se generan recursos importantes para la actividad de transmisión. En cambio para el modelo uninodal alternativa "A" se observa que los pagos de demanda y cobros de generación son notablemente mayores con respecto a la alternativa "B" debido principalmente a que los costos marginales en el primero usualmente serán más altos como se explico en el párrafo anterior.

Los dos cuadros que a continuación se presentan muestran, el primero los pagos que la demanda realiza en cada barra, y el segundo el pago al servicio de transmisión en el que se destaca la gran cantidad de recursos que aporta un congestionamiento en el modelo multinodal, los cuales deberán destinarse a obra y no directamente al transportista.

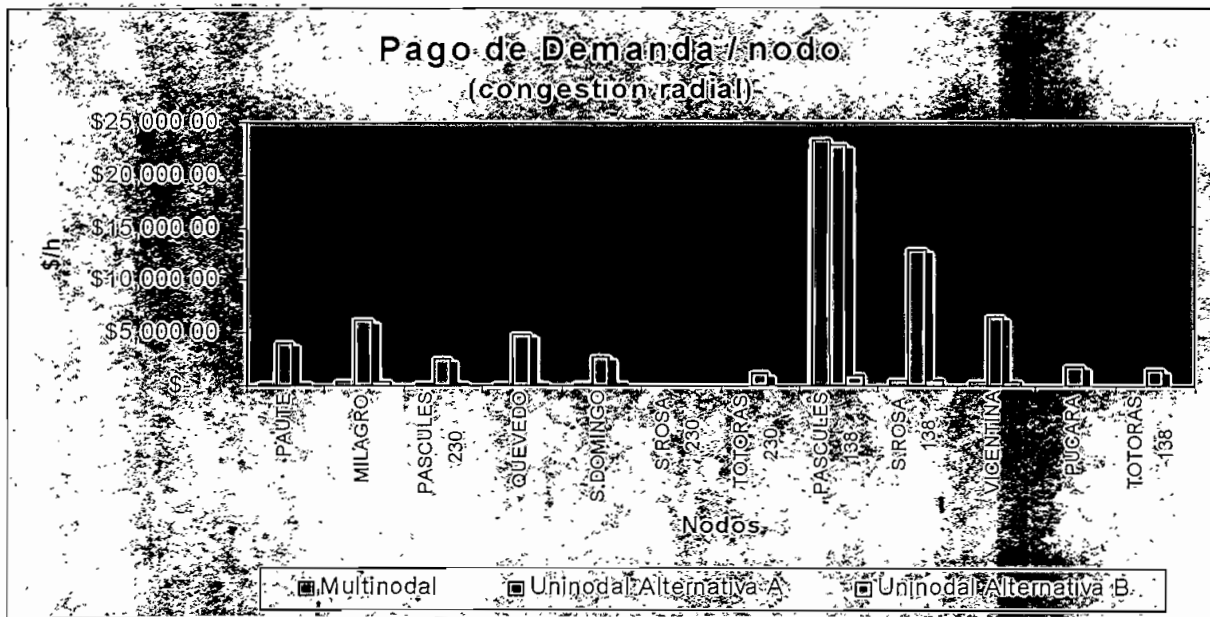


Gráfico 5-5 Pagos de la Demanda / barra (congestión radial)

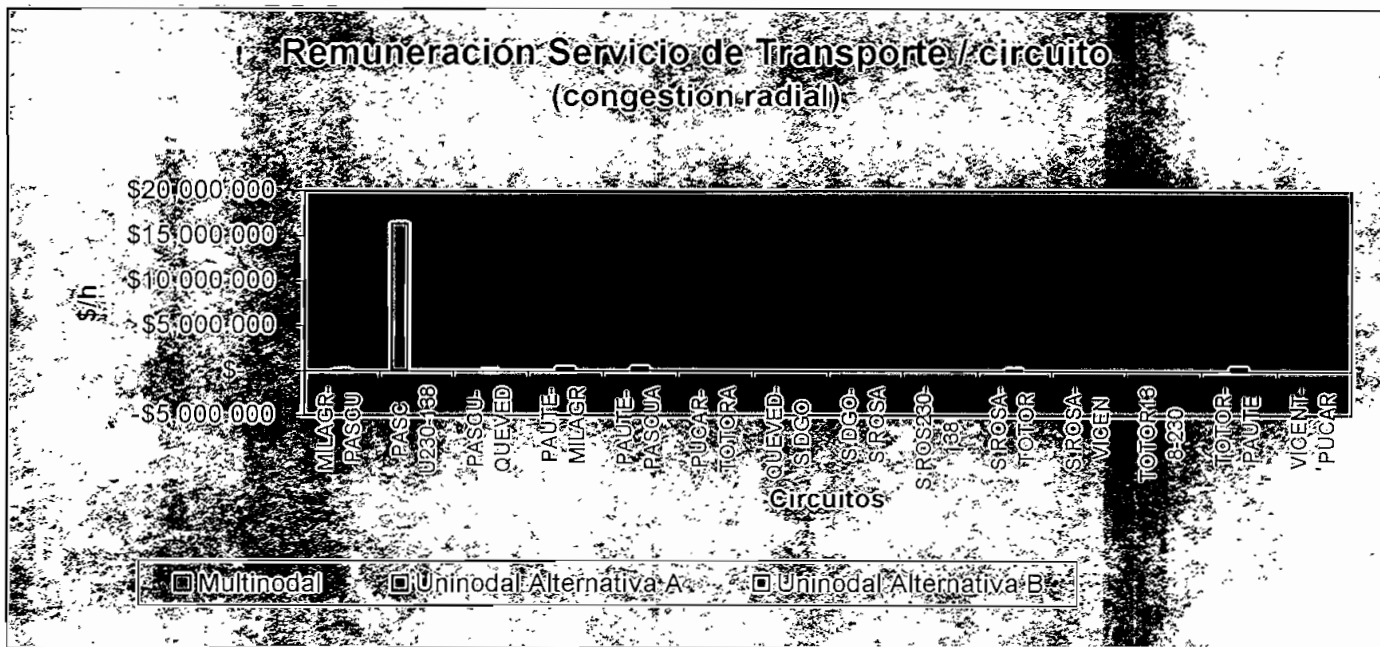


Gráfico 5-6 Remuneración servicio de Transporte / circuito (congestión Radial)

5.4 CONGESTIÓN EN ANILLO (MULTINODAL VS. UNINODAL)

Desarrollamos ahora un ejemplo en el que se produce una congestión en un ramal del anillo principal de 230 kV.

Utilizando los mismos datos del ejemplo 5.2, suponemos que la capacidad de transporte de la línea conectada entre los nodos 6-7 se ve disminuida por alguna causa a 100 MW, lo cual provoca congestión en dicha línea. A continuación se presentan los resultados del despacho económico:

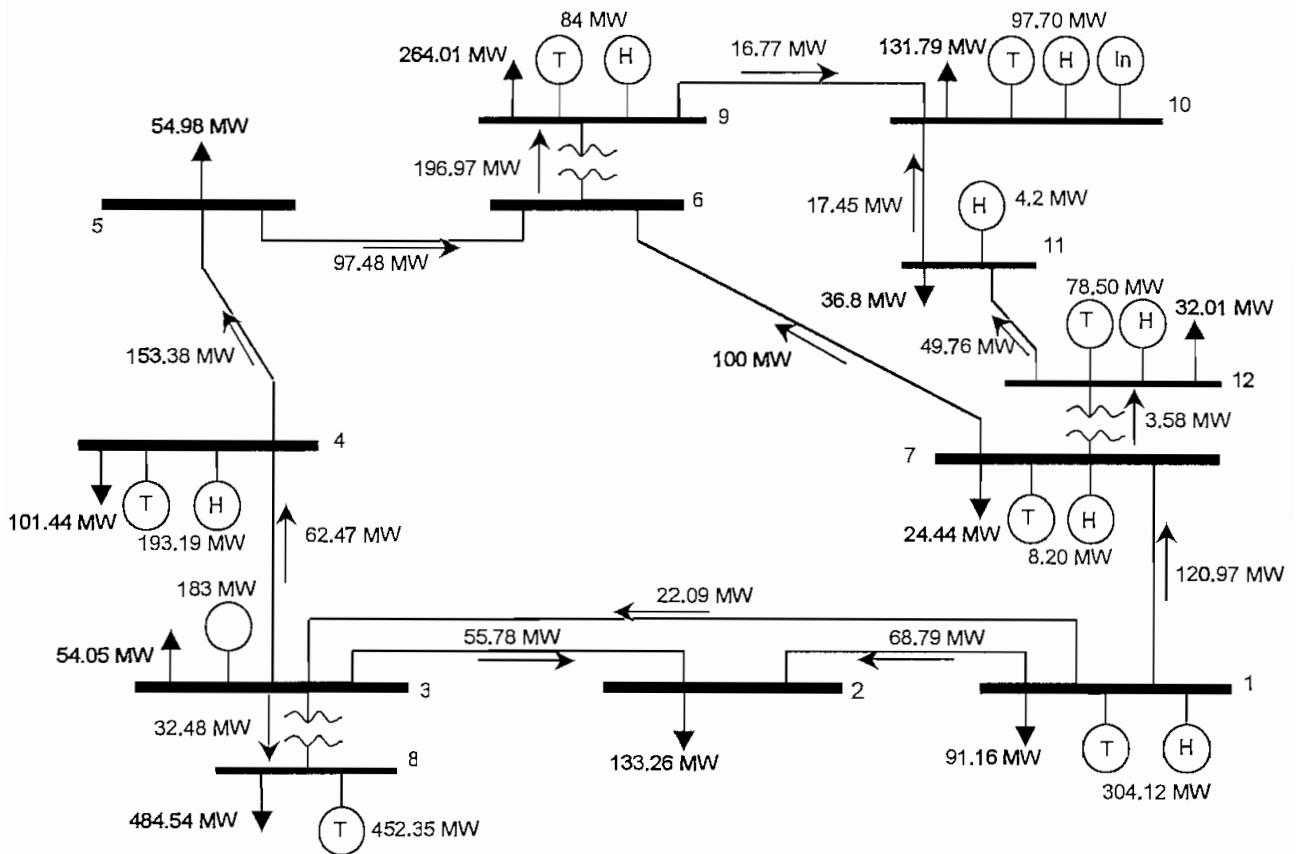


Diagrama 5-6 Flujos de potencia; generación y demanda acumulada en cada barra (ejemplo 5.4)

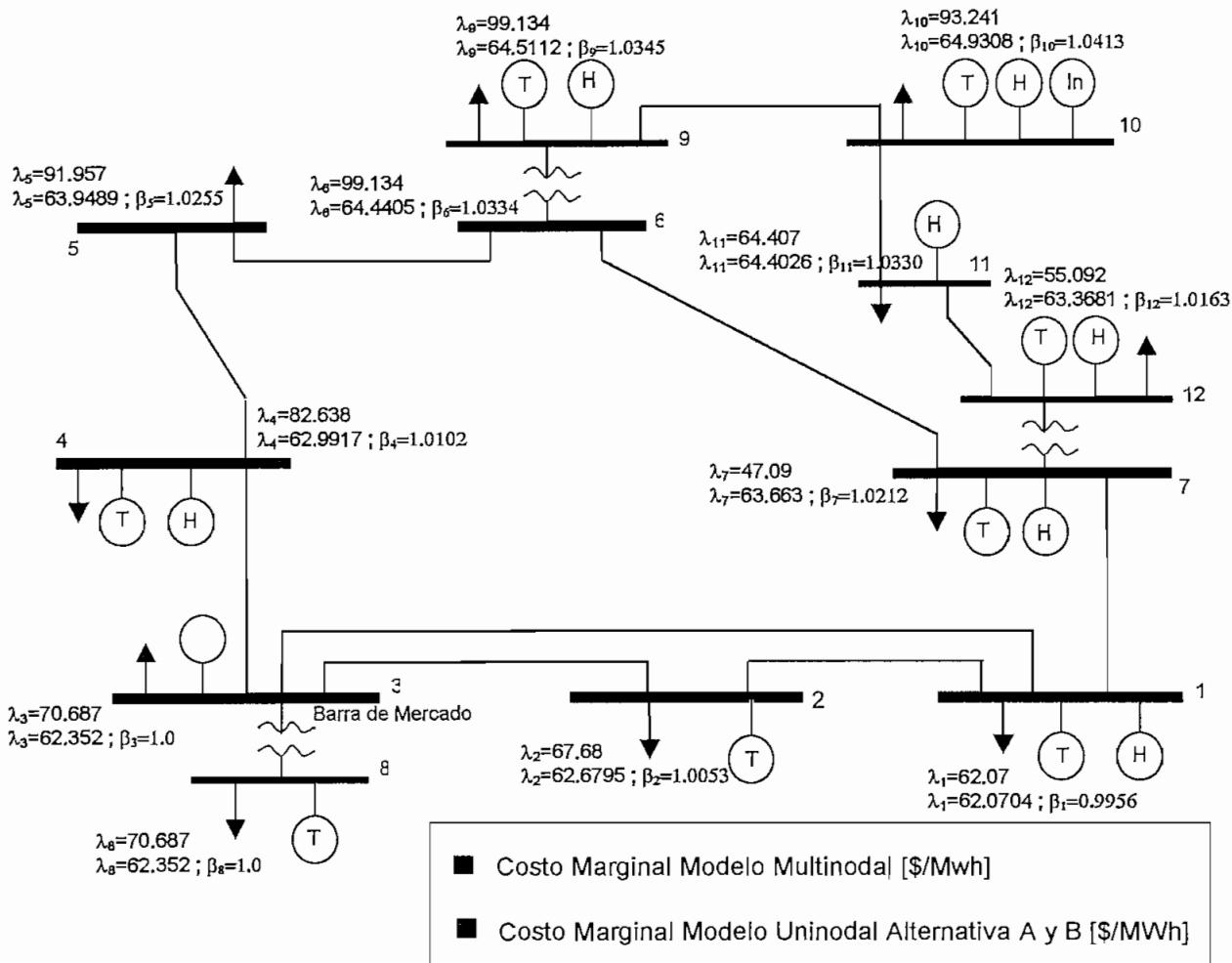


Diagrama 5-7 Costos Marginales en cada barra (ejemplo 5.4)

Si el congestionamiento se produce en un ramal de un anillo de la red, los costos marginales en un modelo multinodal se ven afectados en todos los nodos, como se observa en el gráfico 5.7. En contraste el modelo uninodal fija precios de la energía de manera uniforme en todo el sistema. Podemos acotar que en este caso en particular ambas alternativas A y B dan los mismos valores de costos marginales en una barra.

Cabe destacar que la aplicación de la alternativa B del modelo uninodal, obliga a crear un procedimiento mediante el cual se determine de manera precisa las unidades que deben considerarse o calificarse como forzadas para levantar la

restricción. El mencionado procedimiento no resulta del todo sencillo ya que en primera instancia se podría realizar un despacho “ficticio” (sin considerar la congestión) en el cual se observará que varias unidades no entran al despacho, a éstas unidades se las calificaría como forzadas.

En un congestionamiento en un ramal del anillo no resulta del todo preciso asegurar que las unidades que no sean requeridas en el despacho ficticio sean las unidades que exclusivamente se encuentran para levantar la restricción ya que una limitación de esa naturaleza provoca cambios en el despacho físico en todo el sistema y no solo en la zona contigua a la restricción. Además ante la presencia de congestionamientos simultáneos, el proceso para determinar que unidades ingresan al despacho por causa de las congestiones resulta complicado y bastante subjetivo.

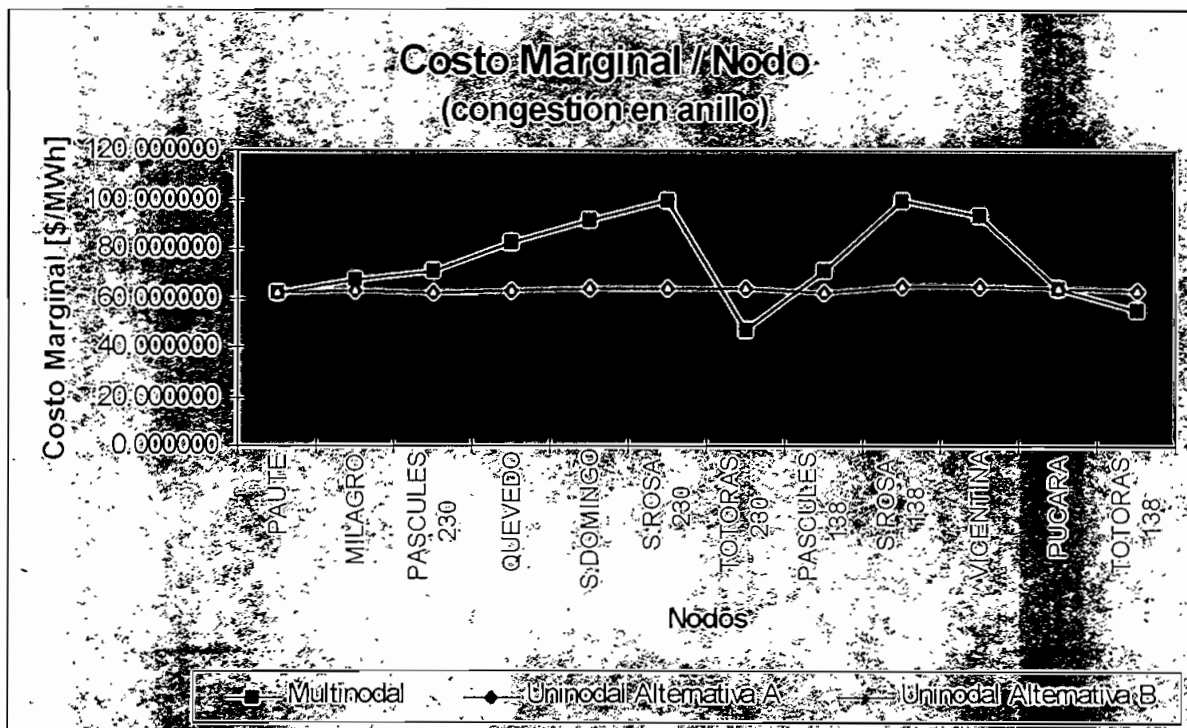


Gráfico 5-7 Costos Marginales Multinodal vs Uninodal (congestión en anillo)

En el grafico 5.8 se muestra un resumen global de los recursos en el mercado. Se puede notar la gran cantidad de recursos que se producen para la transmisión en

un modelo multinodal, comparada con la cantidad moderada que se recauda en el modelo uninodal como remuneración variable.

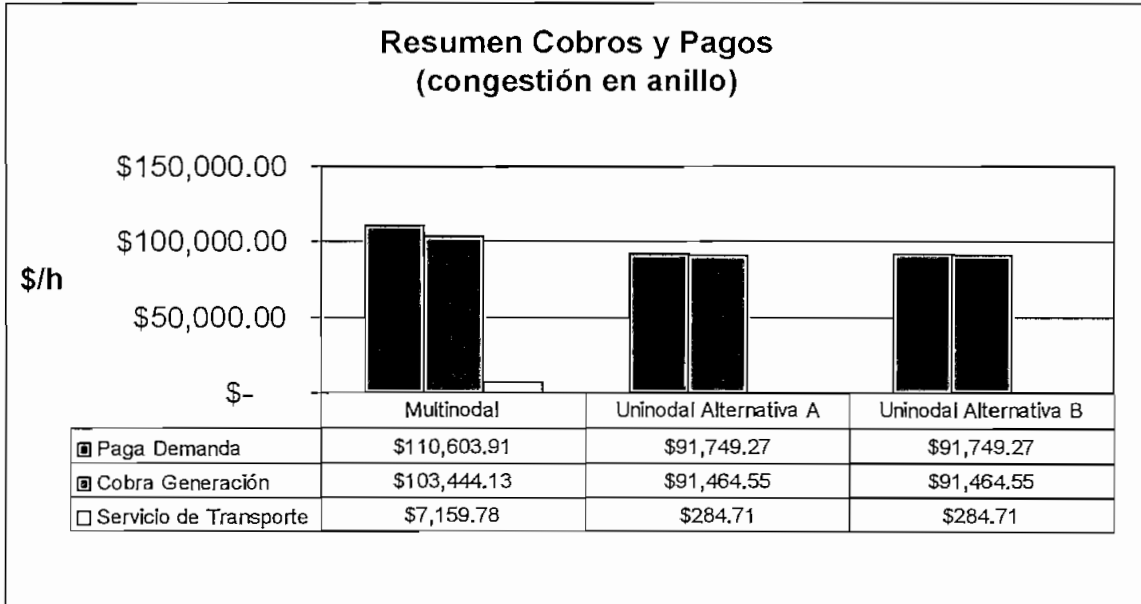


Gráfico 5-8 Resumen General Cobros y Pagos (congestión en anillo)

A continuación en el Gráfico 5.9, en el que se muestra el pago que debe realizar la demanda en cada uno de los nodos para cubrir los precios de la energía que el modelo multinodal impone; al contrario de las alternativas A y B del modelo uninodal en las cuales el pago es el mismo.

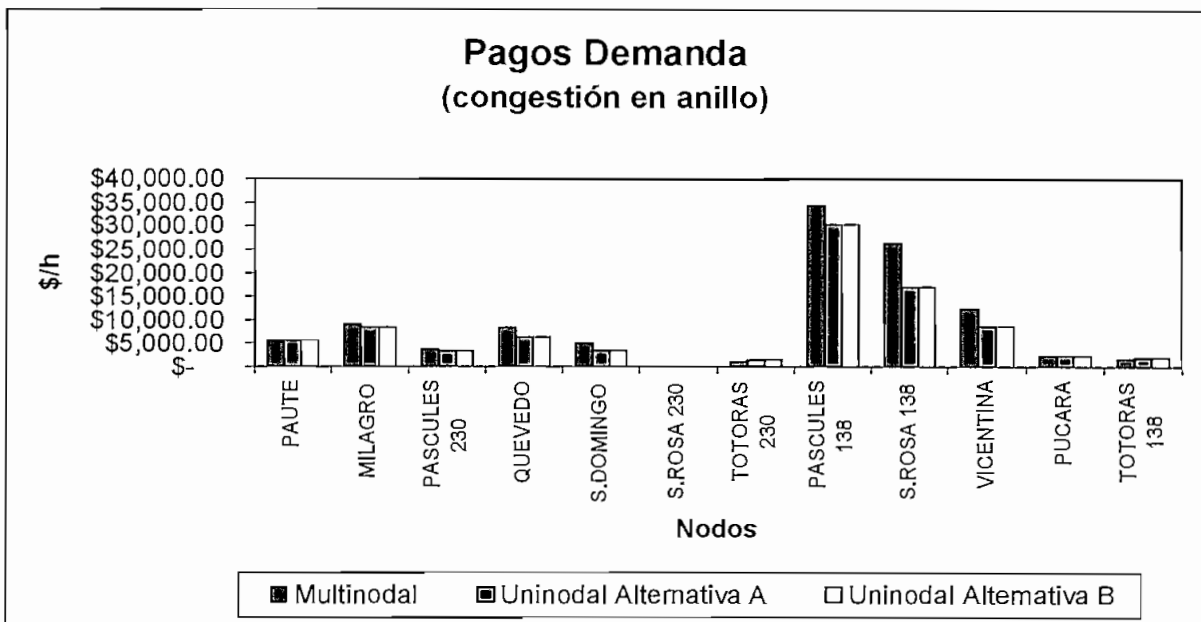


Gráfico 5-9 Pagos de la Demanda / barra (Congestión en anillo)

El Gráfico 5.10 muestra la remuneración al servicio de transporte en cada uno de los circuitos. El modelo multinodal permite recaudar del mercado recursos para la construcción de obra, en tanto que el modelo uninodal cubre solamente el cargo variable de la actividad de transmisión.

Se puede destacar además, que la remuneración al servicio de transporte en ciertos circuitos incluso puede llegar a ser negativa ya que se produce una fuerte penalización debido a la restricción que se presenta en un ramal del anillo (circuito Totoras-Paute). Por tanto el modelo multinodal permite una expansión acorde a las necesidades operativas del sistema y con la celeridad que se requiere, es decir si un circuito debe transportar gran cantidad de energía y su capacidad es limitada, provocará que ingresen unidades costosas que abastecen la demanda, produciendo consecuentemente que la diferencia de costos marginales entre nodos sea mayor y a su vez generar los recursos suficientes para aliviar la congestión.

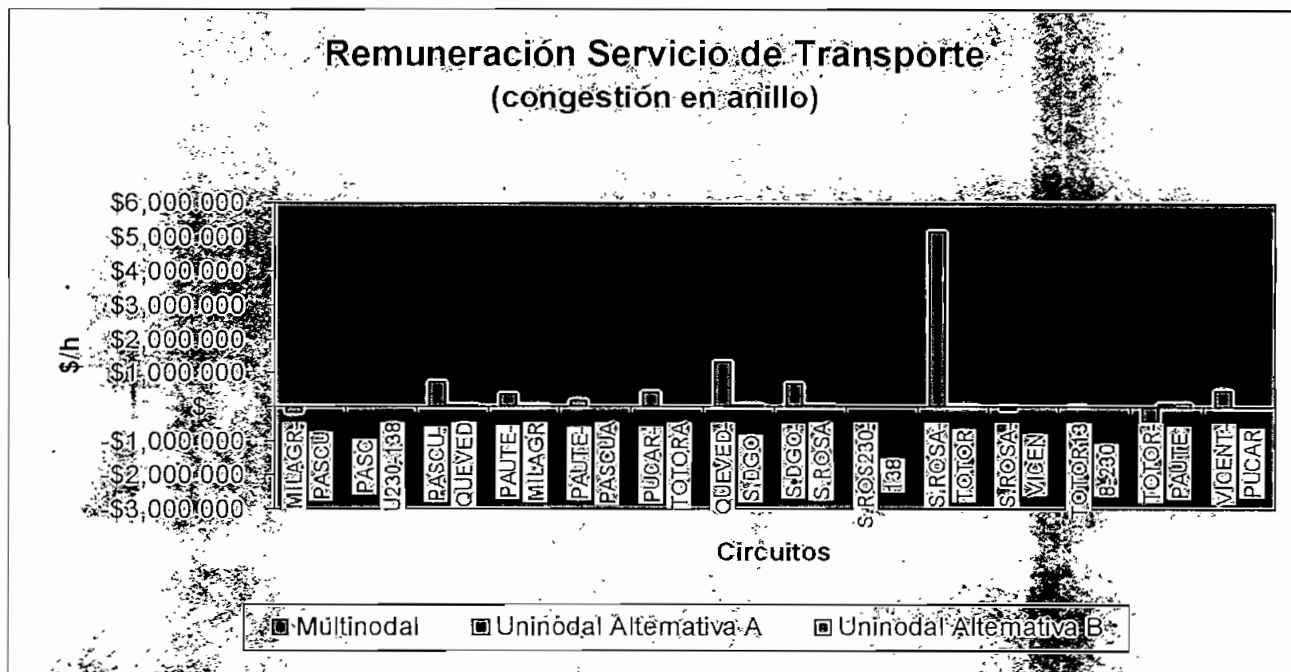


Gráfico 5-10 Remuneración servicio de Transporte / circuito

5.5 EJEMPLO DESCONEXIÓN LÍNEA 1 – 2 (MULTINODAL VS. UNINODAL)

En esta sección se presenta el análisis de los efectos que se producen como consecuencia de la desconexión de una línea (congestión causada por mantenimientos o contingencias), en los costos marginales para los modelos detallados en el presente estudio.

El ejemplo 5.5 muestra la desconexión de los dos circuitos de la línea que conecta los nodos 1 y 2. La simulación esta realizada en época de hidrología alta en la cual sería más difícil evacuar toda la producción de la Central Hidroeléctrica Paute. Debido a la desconexión de una línea principal de transmisión, se ha tomado en cuenta como límite de estabilidad un flujo máximo de 300 MW por las restantes líneas de la red.

En el esquema 5-8 se detallan los resultados del despacho económico: los flujos por las líneas, la generación y demanda total en cada barra:

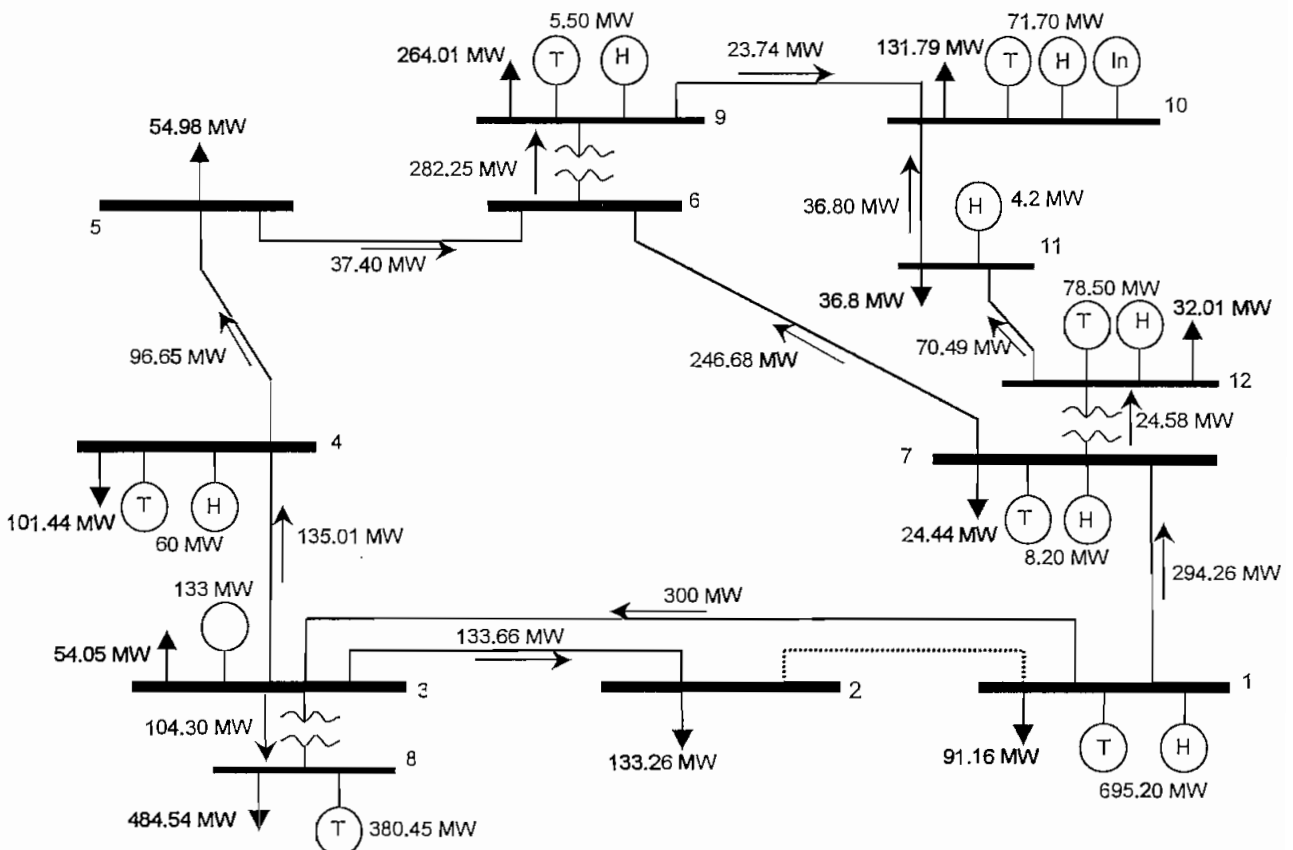


Diagrama 5-8 Flujos de potencia; generación y demanda acumulada en cada barra (ejemplo 5.5)

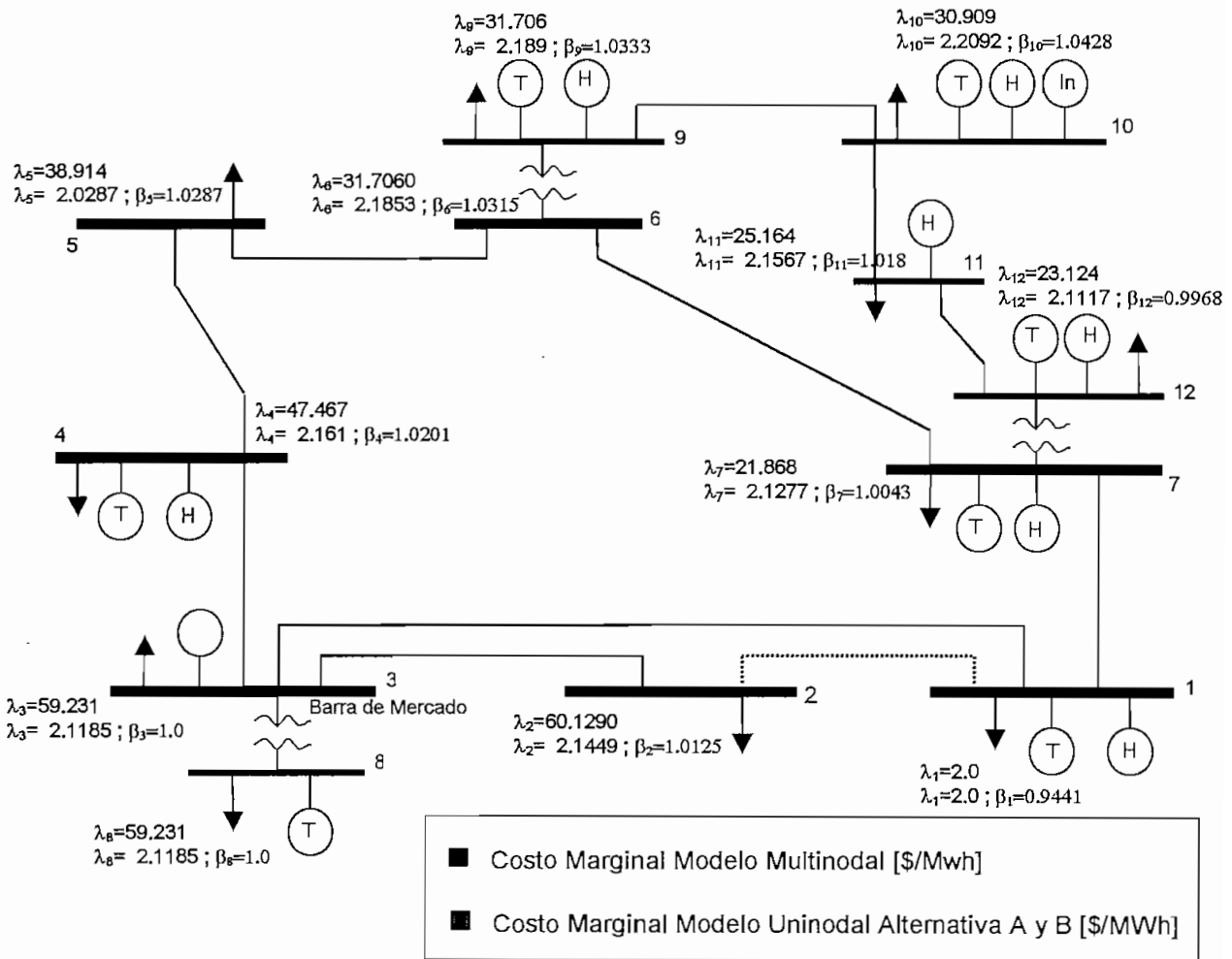


Diagrama 5-9 Costos Marginales en cada barra (ejemplo 5.5)

Cualquier limitante en la transmisión de energía eléctrica produce una diferencia en los costos marginales entre los nodos de sistema para un modelo multinodal. (observar Gráfico 5.11). Además, se puede notar la uniformidad en los precios de la energía en un modelo uninodal para ambas alternativas A y B.

En los gráficos 5.13 y 5.14 se observa, respectivamente, los pagos de la demanda por barra y la remuneración al servicio de transporte por circuito:

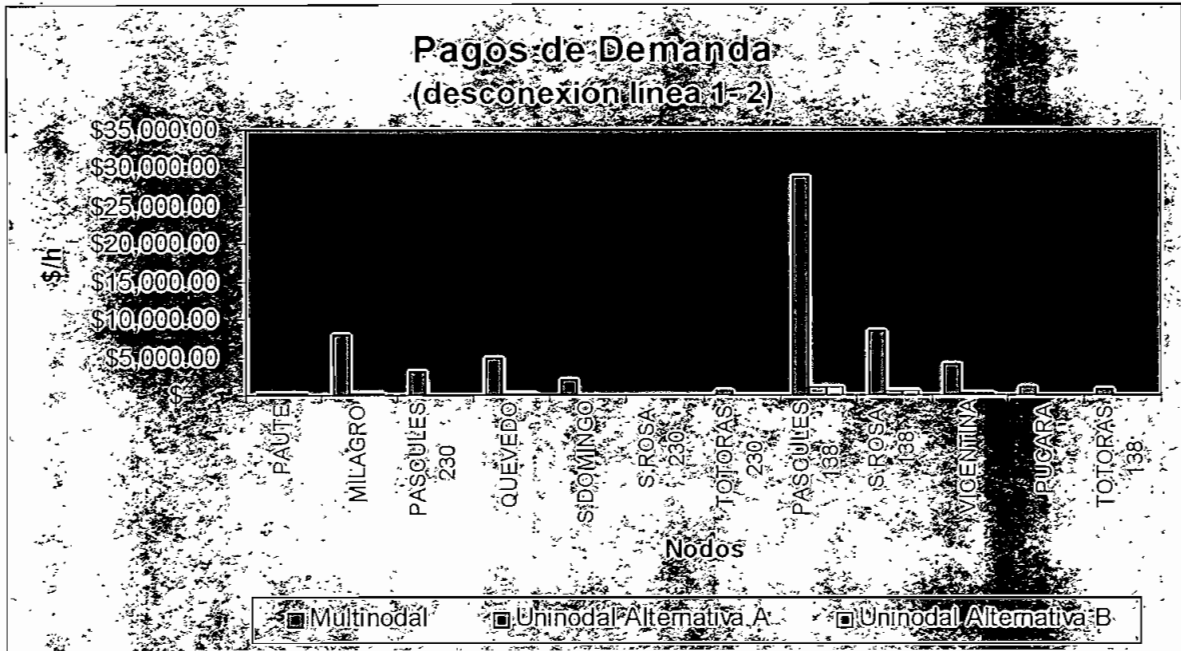


Gráfico 5-13 Pagos de la Demanda / barra (Desconexión línea 1 – 2)

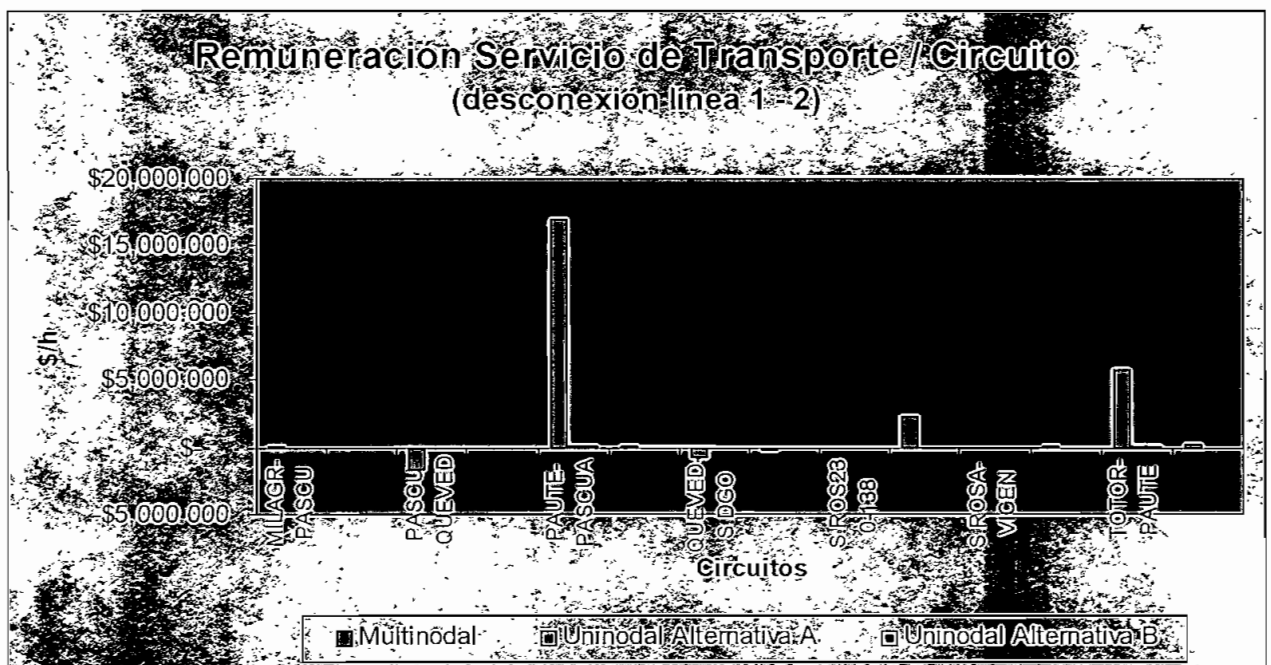


Gráfico 5-14 Remuneración servicio de Transporte / circuito (desconexión línea 1-2)

5.6 EJEMPLO DESCONEXIÓN LÍNEA 1 – 3 (MULTINODAL VS. UNINODAL)

Al igual que en el ejemplo anterior, éste muestra los efectos que produce la desconexión de ambos circuitos en la línea 1-3 en los costos marginales del sistema de prueba, el cual esta simulado en época de hidrología alta. También se ha tomado en cuenta como límite de estabilidad un flujo máximo por las restantes líneas 300 MW.

A continuación se presentan los resultados del despacho económico:

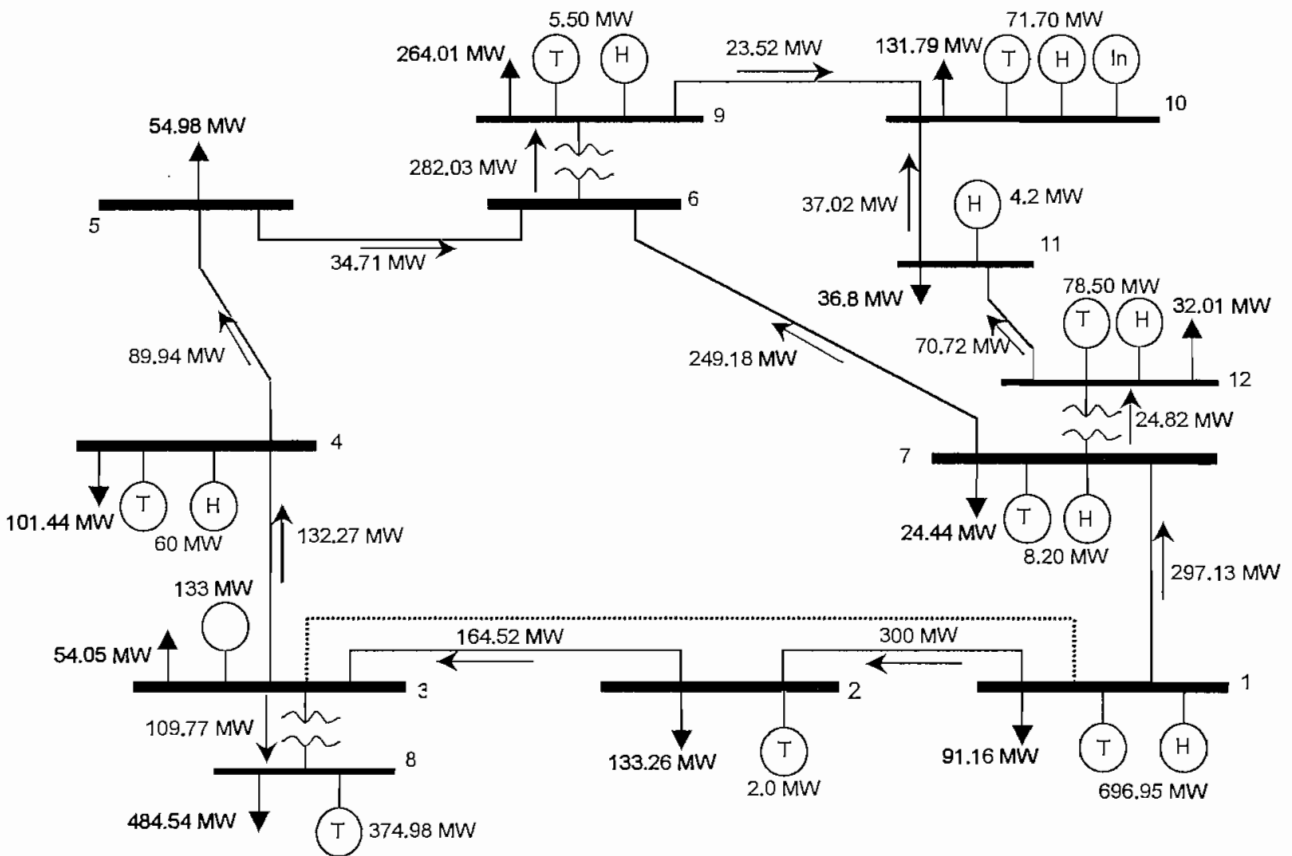


Diagrama 5-10 Flujos de potencia; generación y demanda acumulada en cada barra (ejemplo 5.6)

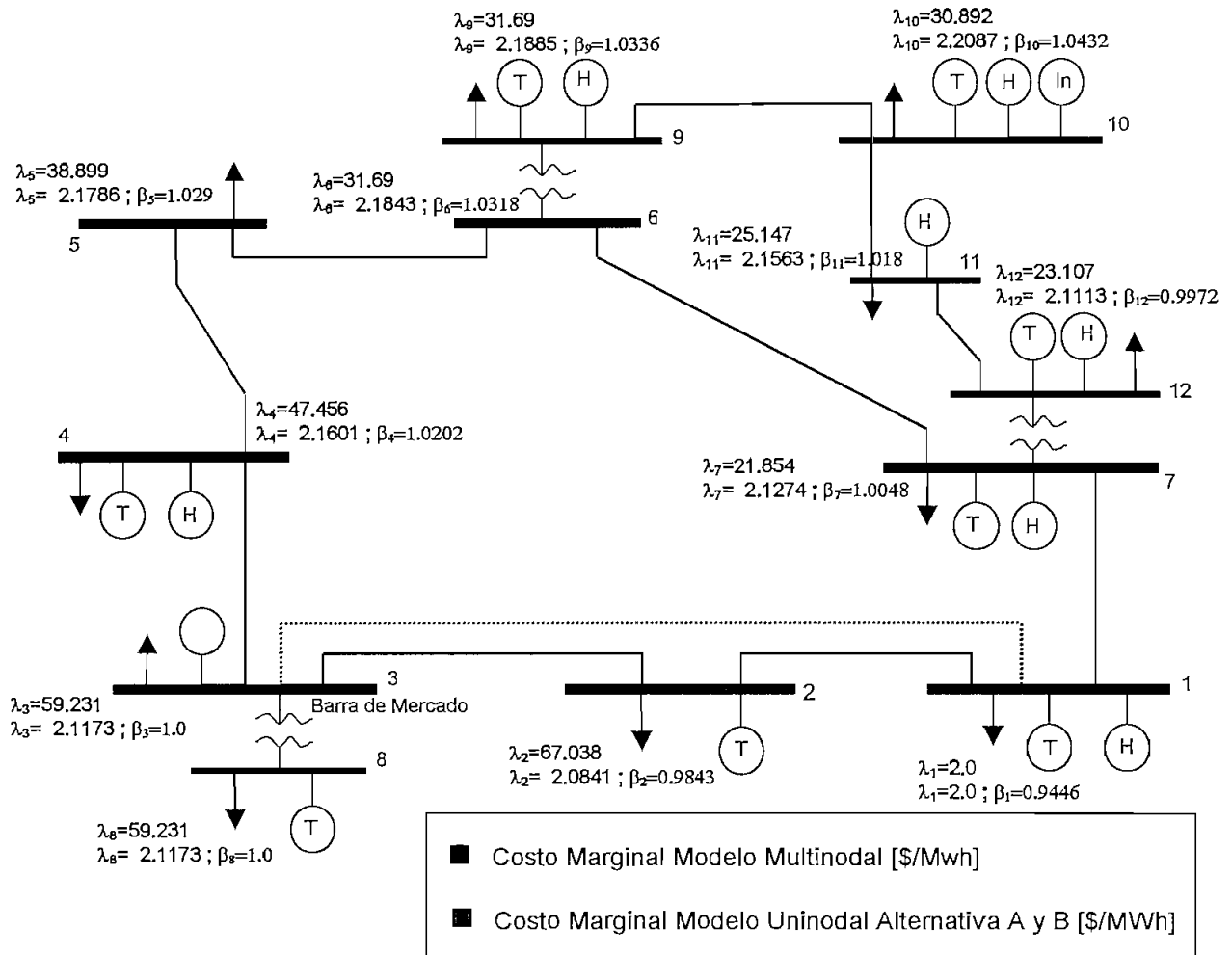


Diagrama 5-11 Costos Marginales en cada barra (ejemplo 5.6)

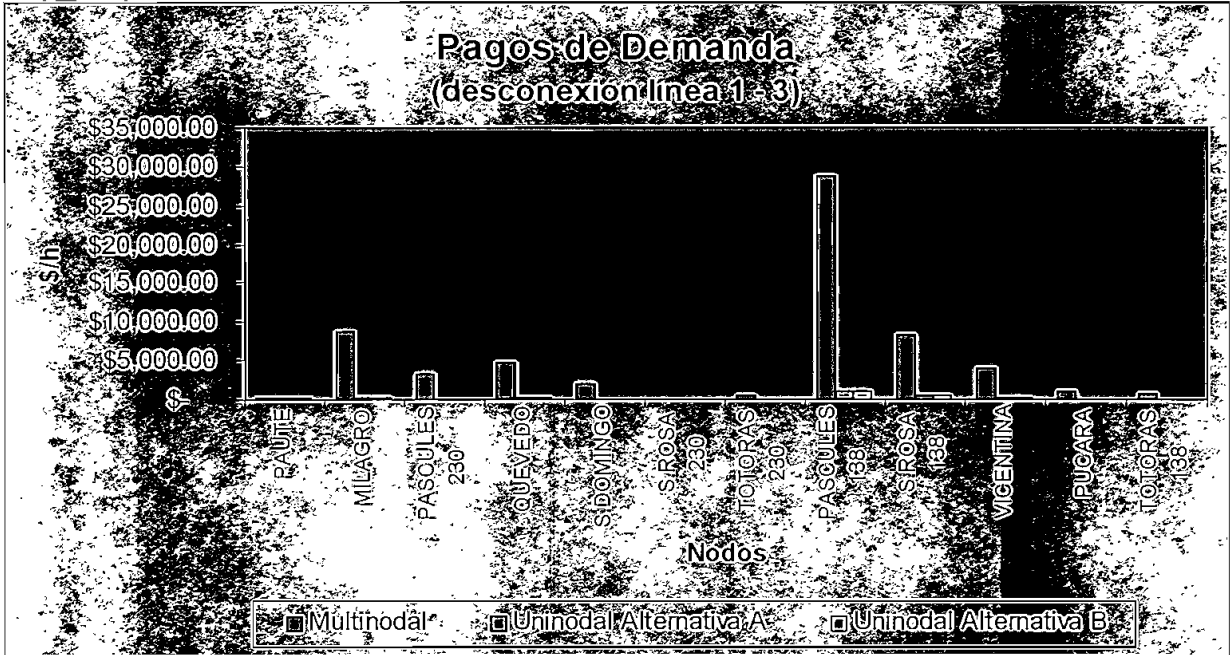


Gráfico 5-17 Pagos de la Demanda / barra (Desconexión línea 1 – 3)

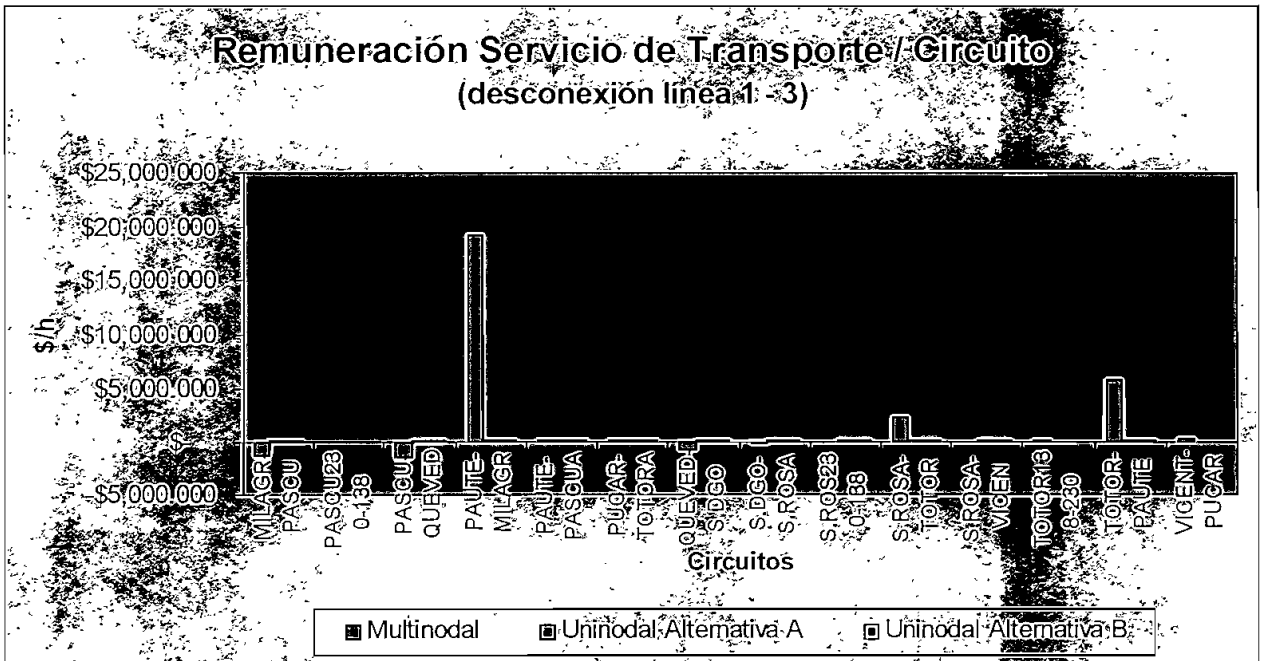


Gráfico 5-18 Remuneración servicio de Transporte / circuito (desconexión línea 1-3)

5.7 EX – ANTE VS. EX – POST (UNINODAL)

Las metodologías ex-ante y ex-post serán analizadas para un modelo de una barra, simulado en nuestro sistema de prueba en época de estiaje, con existencia de un redespacho debido al incremento de caudales que ingresan al embalse de la Central Hidroeléctrica Paute, lo cual permite disponer de variaciones entre lo que se programó y lo que realmente se ejecutó en el despacho para realizar las comparaciones necesarias.

Para la metodología ex – ante se utiliza el despacho programado realizado por el Cenace, en el cual ya se tienen en cuenta la selección de las unidades que participan y el manejo adecuado de embalses a través del valor del agua.

El cálculo de los precios de la energía en un modelo uninodal se realiza relajando las restricciones correspondientes a los límites de transmisión por las líneas. Para ambas metodologías se calculará el precio de la energía, mediante la formulación primal del problema de optimización.

Debido a que los factores de nodo cuantifican las pérdidas marginales de transmisión, éstos serán calculados junto con la sanción de precios, es decir para la metodología ex – ante con datos del despacho programado, y para la metodología ex – post con datos del despacho realmente ejecutado.

El siguiente esquema muestra los costos marginales por barra, en horario de demanda base con los respectivos factores de nodo:

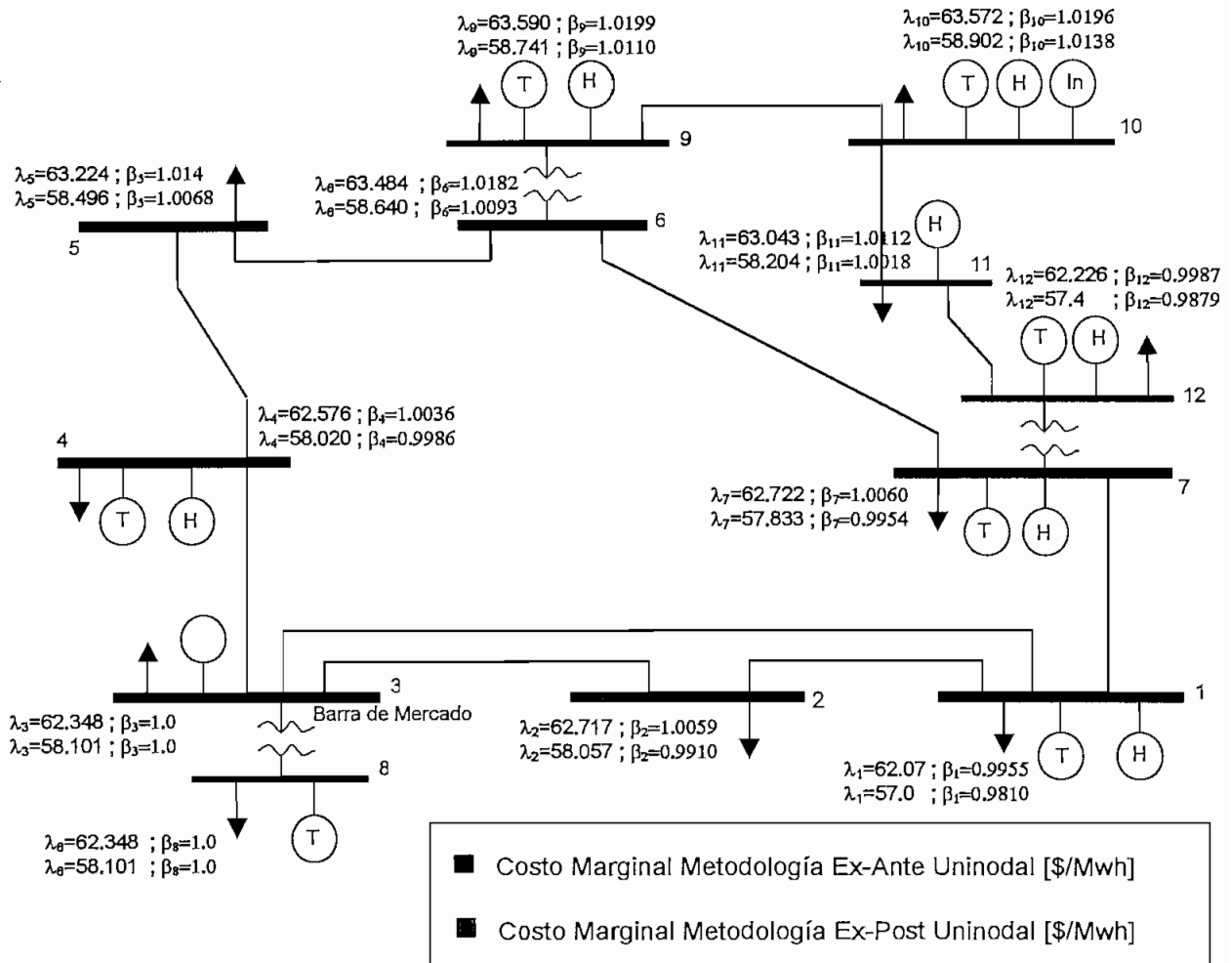


Diagrama 5-12 Costos Marginales en cada barra, demanda base (ejemplo 5.7)

En los gráficos siguientes observamos los costos marginales para ambas metodologías analizadas, se puede notar que los precios de la energía son menores en la metodología ex-post debido a la existencia de un redespacho por el aumento de caudales afluentes a la Central Hidroeléctrica Paute. Los costos marginales mantienen su tendencia, es decir tanto para demanda base, media y punta, debido al redespacho se produce una disminución en el precio de la energía en la metodología ex – post, porque permite reflejar los recursos realmente utilizados.

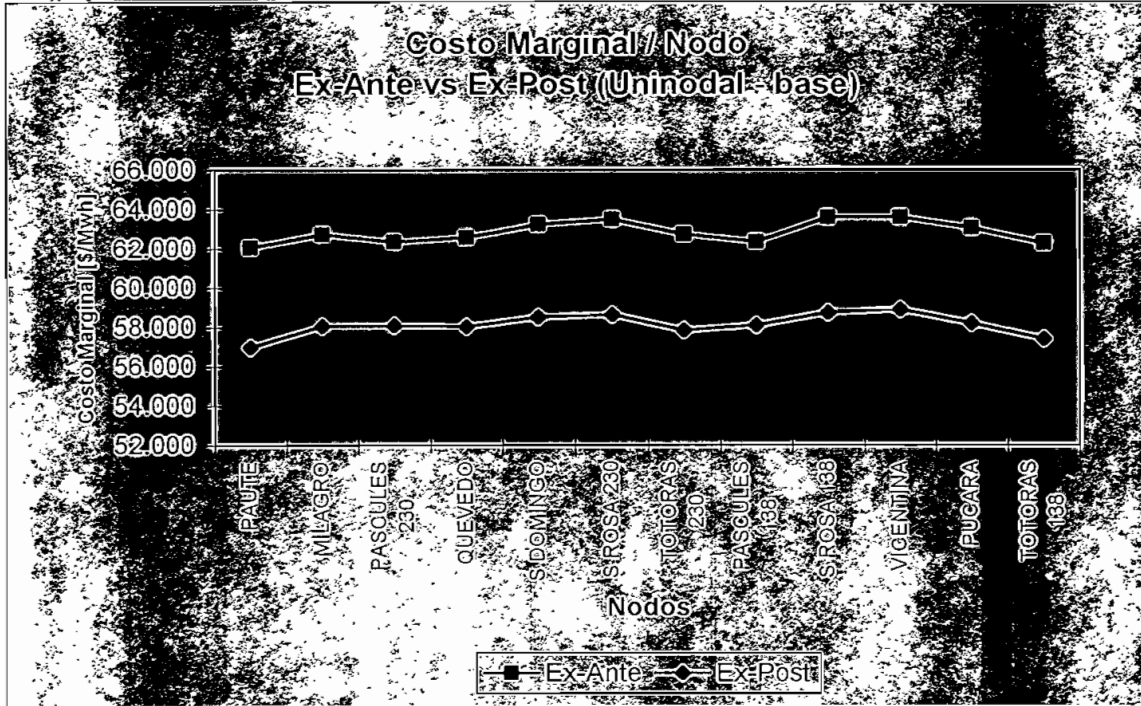


Gráfico 5-19 Costos Marginales Ex-Ante vs Ex-Post (Uninodal, demanda base)

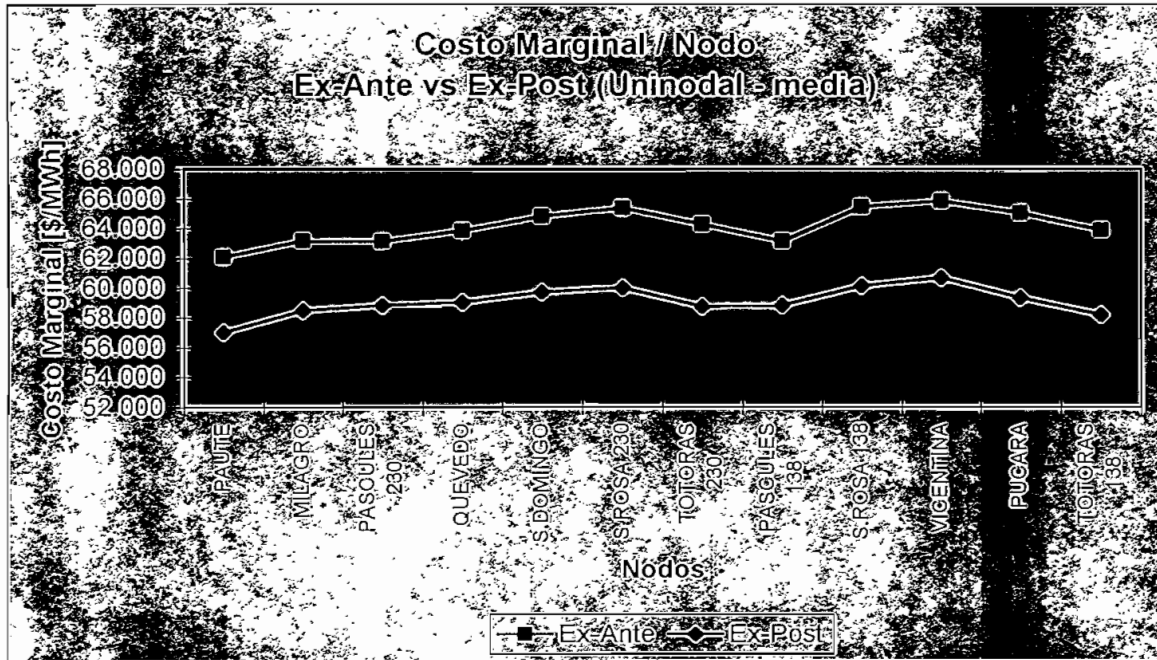


Gráfico 5-20 Costos Marginales Ex-Ante vs Ex-Post (Uninodal, demanda media)

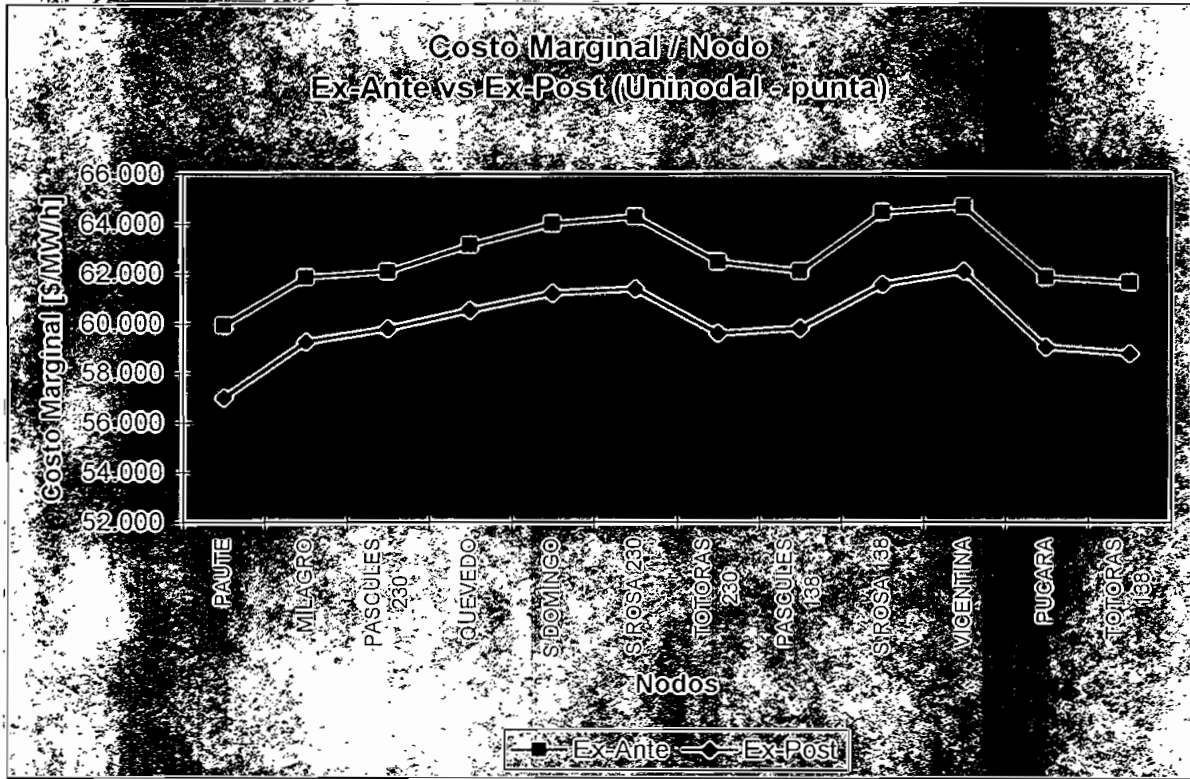


Gráfico 5-21 Costos Marginales Ex-Ante vs Ex-Post (Uninodal, demanda punta)

En el Gráfico 5.22 se muestra un resumen general de cobros y pagos a los generadores y distribuidores respectivamente. Podemos destacar que para la metodología ex – ante únicamente se realiza por anticipado la sanción de precios, pero las liquidaciones son hechas de acuerdo a la energía realmente consumida o producida (para ejemplos del presente estudio potencia promedio consumida o producida). En caso de producirse un redespacho, la metodología ex – ante exige que se respete el costo marginal previamente fijado pero pagándoles de acuerdo a su producción y consumo reales. El caso contrario, en el que se provoque por alguna causa un redespacho en el que ingresen unidades más costosas se respetará el precio fijado previamente, pero a los generadores que entren a producir serán remunerados por lo menos a su costo variable de producción.

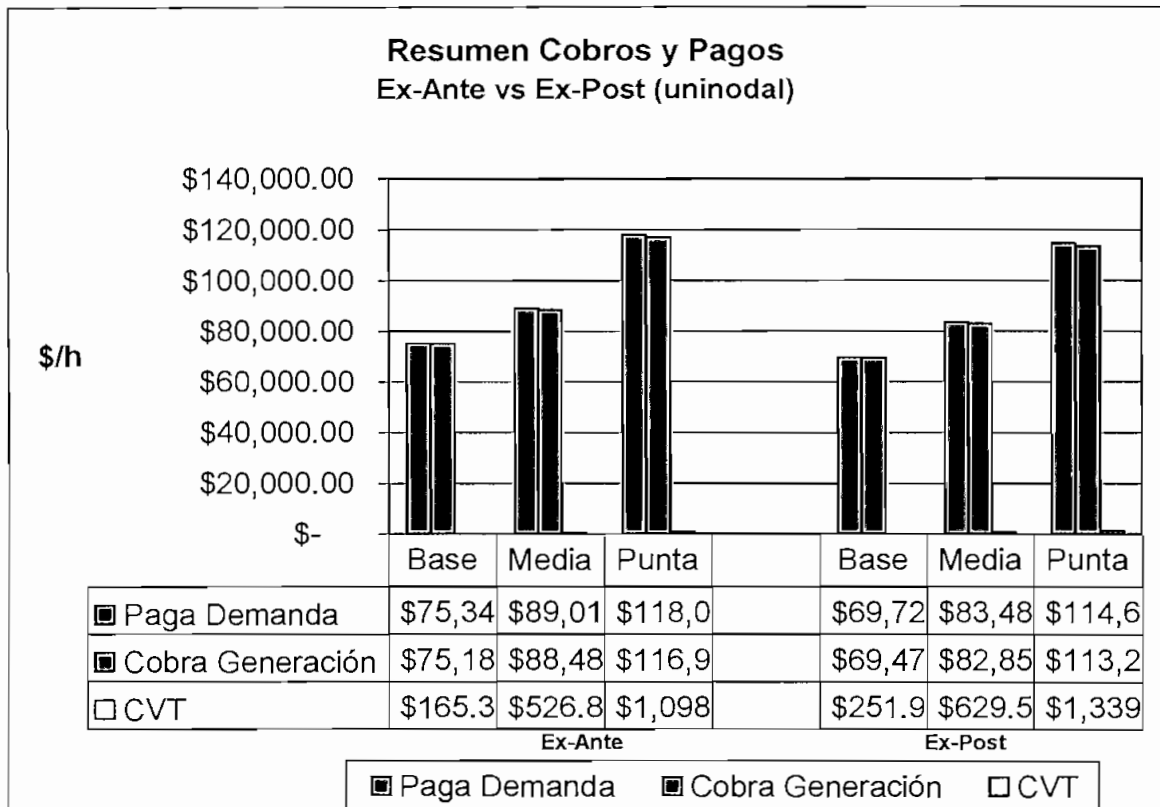


Gráfico 5-22 Resumen General Cobros y Pagos, Ex-Ante vs Ex-Post (Uninodal)

En los ejemplos ex-ante presentados, se aplica la siguiente metodología: se calcula el costo marginal de la energía en el despacho programado; y con ese precio se realizan las liquidaciones de la energía realmente producida; sin aplicar reconciliaciones en las diferencias, considerando que el mercado ya remunera la disponibilidad, mediante el pago de Potencia Remunerable Puesta a Disposición (PRPD).

Para la aplicación de una metodología ex – ante, se debería crear la normativa que permita ajustar las diferencias entre lo programado y lo realmente ejecutado. En la normativa vigente no existen estos principios, pues la metodología especificada en la normativa del MEM es esencialmente ex-post.

CAPITULO VI

6 CONCLUSIONES

- La normativa vigente que rige al Sector Eléctrico Ecuatoriano especifica de manera implícita la utilización de una metodología ex-post horaria, en el Reglamento para el Funcionamiento del MEM, artículo 13. No es factible la utilización de una metodología ex-ante en nuestro mercado, ya que requiere la implantación de mecanismos de reconciliación de diferencias en la liquidación de las transacciones, los cuales no están establecidos en la normativa vigente.
- Se concluye que el modelo de barra única para el cálculo del precio de la energía, de acuerdo a los artículos 11 y 13 del Reglamento para el Funcionamiento del MEM, es consistente con la separación y remuneración de las actividades de generación y transmisión establecidas en la normativa.
- Cuando no existen congestiones en la red, los costos marginales de la energía obtenidos de un modelo multinodal de precios y un modelo de una sola barra (uninodal) son los mismos. Pero se debe distinguir que la aplicación de uno u otro modelo tiene implicaciones en la estructura y diseño del mercado; es decir, aspectos como la remuneración de la actividad de transmisión o el pago de capacidad deberán ser acordes al modelo aplicado, ya que la no presencia de congestiones en la red es una condición particular, de las múltiples que pudiesen presentarse en un mercado eléctrico.
- En el sistema multinodal, los precios de la energía en cada nodo de la red son resultado del despacho económico de generación, ya que se obtienen de las variables duales de las ecuaciones de restricción del problema de despacho. La aplicación de este sistema responde a una organización y remuneración de las actividades de generación y transmisión consistentes con ese modelo.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda para la fijación de precios de la energía usar valores de potencia neta, es decir considerar el consumo de servicios auxiliares en todo el proceso de sanción de precios, para guardar consistencia con la estructura de los costos variables de producción.
- La posibilidad de cambio de modelo para el cálculo del precio de la energía, a cualquiera de los analizados en el presente estudio, implica un rediseño del modelo económico financiero del MEM. Para un mercado que tiene como objetivo fomentar las inversiones en generación, la inestabilidad normativa impone riesgo regulatorio, que disminuye los incentivos de futuras inversiones.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

BIBLIOGRAFÍA

Leyes y Reglamentos

- [1]. Ley de Régimen del Sector Eléctrico Ecuatoriano.
- [2]. Reglamento general al régimen del sector eléctrico.
- [3]. Reglamento de despacho y operación del Sistema Nacional Interconectado.
- [4]. Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista.
- [5]. Reglamento de Tarifas.

Libros y Artículos

- [6]. Plan Nacional de Electrificación 2002 – 2011, CONELEC
- [7]. Spot Pricing of Electricity, SCHWEPPE F., CARAMANIS M., TABORS R., BOHN R., Kluwer Academic Publishers; London; 1988.
- [8]. Competition and Choice in Electricity; SALLY HUNT, GRAHAM SHUTTLEWORTH; National Research Associates; 1996.
- [9]. Formacao de Precios em Mercados de Energía Eléctrica, EDSON LUIZ DA SILVA, Porto Alegre 2001.
- [10]. Transacciones de Energía en un Mercado Eléctrico Competitivo, PhD. FLORENCIO ABOYTES; IEEE Sección Ecuador.
- [11]. Electricity Transmission Pricing and Technology, MICHAEL EINHORN, RIAZ SIDDIQI.
- [12]. Un Modelo de Pre-Despacho com Gerenciamiento de Congestionamiento no Sistema de Transmissao, JOSÉ OSCULLO.
- [13]. Power System Economics; STOFT; February 2001.

- [14]. Power Generation Operation and Control; ALLEN J. WOOD, BRUCE F. WOLLENBERG; John Wiley & Sons, 1996.
- [15]. Teoría Microeconómica, Principios Básicos y Aplicaciones; WALTER NICHOLSON; sexta edición; Mc Graw Hill, 1997.
- [16]. Microeconomía versión para Latinoamérica; MICHAEL PARKIN, GERARDO ESQUIVEL; Addison Wesley, 2001.
- [17]. OSWALDO AÑÓ, RODOLFO RETA, Curso de Perfeccionamiento de mercados eléctricos competitivos, UNSJ.
- [18]. El Sistema de Transporte y el Mercado Eléctrico, Instituto de Energía Eléctrica – UNSJ.
- [19]. Desarrollo del Sector Eléctrico en Paraguay y Ecuador; RUDNICK HUGH, COFRÉ A., LLARRAÍN R.; PUC; Chile.
- [20]. Desarrollo del Sector Eléctrico, Competencia y Regulación, seguridad y abastecimiento e integración; RUDNICK HUGH; PUC; Chile.
- [21]. Seminario de Regulación Eléctrica; CONELEC; SYNEX Ingenieros consultores.
- [22]. The Cost of Security in Electricity Markets; CLAUDIO CAÑIZARES; IEEE Ecuador; University of Waterloo; Mayo 2002.
- [23]. Apuntes del Curso Mercado Eléctrico Mayorista, Ing GABRIEL ARGUELLO.
- [24]. Apuntes del Curso Operación de Sep, Ing. Medardo Cadena
- [25]. Metodología para la Determinación del Precio Spot Horario de la Energía en el MEM, Gómez C. Julio C.
- [26]. Análisis Comparativo de la Gobernabilidad de Mercados de Generación Eléctrica; CRISTIAN ALVAREZ; PUC; Chile 1998.
- [27]. El funcionamiento del Mercado Eléctrico en el año 1998, COMISIÓN NACIONAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO (CNSE).
- [28]. Coordinación Hidrotérmica de Largo Plazo en Sistemas Eléctricos de Libre Acceso; MARIO V. PEREIRA; PSRI - Brasil; IEEE Venezuela; Septiembre del 2000.
- [29]. Manual de Metodología Modelo SDDP versión 6.0; PSRI; Diciembre del 2000.

- [30]. Manual del Usuario SDDP versión 6.0; N. CAMPODÓNICO, R. KELMAN, S. GRANVILLE, M. McCOY, M. PEREIRA, T. PORTO; PSRI; Diciembre del 2000.
- [31]. Descripción de Archivos de Entrada SDDP; PSRI; Febrero del 2000

Páginas WEB Consultadas

- [32]. www.cenace.org.ec
- [33]. www.conelec.gov.ec
- [34]. www2.ing.puc.cl/power
- [35]. <http://power.ece.uiuc.edu/Grijalva/sgpower.htm>
- [36]. www.psr-inc.com
- [37]. www.mercadoelectriconet.com.ar
- [38]. www.iit.upco.es/alure
- [39]. www.cne.es
- [40]. www.cer.ie

ANEXOS

ANEXOS

A FLUJO DE POTENCIA DE CORRIENTE CONTINUA

El estudio de sistemas de potencia con aproximaciones ha sido ampliamente utilizado en el cálculo de precios de la energía, en metodologías empleadas en la remuneración del servicio de transporte, debido principalmente a la rápida convergencia de sus algoritmos, al sencillo cómputo y a su buena aproximación del flujo de potencia normal para redes de alta tensión.

Esta metodología es conocida con el nombre de flujo de potencia de corriente continua, sin embargo en realidad se trata de un flujo de corriente alterna normal simplificado, esto es un flujo exclusivo de potencia activa en los ramales del sistema, no existe flujo de potencia reactiva ni magnitudes de voltaje distintos de la unidad.

A continuación se muestra la deducción de las ecuaciones utilizadas en esta metodología, partiendo de las ecuaciones exactas del flujo de potencia por las líneas:



$$E_p = V_p \angle \theta_p$$

$$E_q = V_q \angle \theta_q$$

donde: S_{pq}, S_{qp} Potencia Aparente que sale o llega a los nodos
 p o q respectivamente

E_p Voltaje en el nodo p

E_q Voltaje en el nodo q

V_p Modulo de voltaje en el nodo p

V_q Modulo de voltaje en el nodo q

r_{pq} Re sistencia en el elemento pq

x_{pq} Reac tancia en el elemento pq

$$z_{pq} = r_{pq} + j \cdot x_{pq} \quad \Rightarrow \quad y_{pq} = g_{pq} + j \cdot b_{pq}$$

$$g_{pq} = \frac{r_{pq}}{r_{pq}^2 + x_{pq}^2}$$

$$b_{pq} = \frac{-x_{pq}}{r_{pq}^2 + x_{pq}^2}$$

donde: z_{pq} impedancia del elemento pq

y_{pq} admi tancia del elemento pq

g_{pq} conduc tancia del elemento pq

b_{pq} sucep tancia del elemento pq

$$\begin{aligned} S_{pq} &= E_p \cdot I_{pq}^* = V_p \angle \theta_p \cdot \left[\frac{V_p \angle \theta_p - V_q \angle \theta_q}{r_{pq} + j \cdot x_{pq}} \right]^* \\ &= V_p \angle \theta_p \cdot \left[\frac{V_p \angle -\theta_p - V_q \angle -\theta_q}{r_{pq} - j \cdot x_{pq}} \right] \\ &= \frac{V_p^2 - V_p \cdot V_q \angle \theta_{pq}}{r_{pq} - j \cdot x_{pq}} \cdot \frac{r_{pq} + j \cdot x_{pq}}{r_{pq} + j \cdot x_{pq}} \\ &= \frac{(V_p^2 - V_p \cdot V_q \cdot \text{Cos}(\theta_{pq}) - j \cdot V_p \cdot V_q \cdot \text{Sen}(\theta_{pq})) \cdot (r_{pq} + j \cdot x_{pq})}{r_{pq}^2 + x_{pq}^2} \end{aligned}$$

donde:

$$P_{pq} = \frac{V_p^2 \cdot r_{pq} - V_p \cdot V_q \cdot r_{pq} \cdot \cos(\theta_{pq}) + V_p \cdot V_q \cdot \sin(\theta_{pq})}{r_{pq}^2 + x_{pq}^2}$$

Ecuación A-1

$$Q_{pq} = \frac{-V_p \cdot V_q \cdot r_{pq} \cdot \sin(\theta_{pq}) + V_p^2 \cdot x_{pq} - V_p \cdot V_q \cdot \cos(\theta_{pq})}{r_{pq}^2 + x_{pq}^2}$$

Las simplificaciones con respecto al flujo de potencia normal son las siguientes:

- Los módulos de tensión son iguales a 1.0 pu
- La diferencia de ángulos de tensión entre nodos adyacentes θ_{pq} es considerada pequeña y por ello ($\cos \theta_{pq} = 1$) y ($\sin \theta_{pq} = \theta_{pq}$)
- La reactancia "x" de las líneas es mucho mayor que la resistencia "r"
- La relación entre reactancia y resistencia tiende a ser constante en las líneas de transmisión
- No se consideran los efectos a tierra de las líneas de transmisión

Aplicando las simplificaciones de flujo DC en la ecuación A-1 tenemos:

$$P_{pq} = \frac{r_{pq} - r_{pq} + x_{pq} \cdot \theta_{pq}}{r_{pq}^2 + x_{pq}^2} \cong \frac{\theta_p - \theta_q}{x_{pq}}$$

Ecuación A-2

o en forma matricial

$$\overline{P}_m = [b_m] \cdot (\overline{\theta}_p - \overline{\theta}_q)$$

$$\overline{P}_m = [b_m] \cdot [A^T] \cdot \overline{\theta}$$

Ecuación A-3

donde : \bar{P}_m vector de flujos de potencia por las líneas
 $[b_m]$ matriz diagonal de susceptancias
 $[A]_{m \times n}$ matriz de incidencia (m líneas \times n nodos)
 $\bar{\theta}$ vector de ángulos de tensión

Las pérdidas en el elemento pq se pueden expresar como:

$$L_{pq} = P_{pq} + P_{qp} = I_{pq}^2 \cdot r_{pq}$$

$$I_{pq} = \frac{\theta_p - \theta_q}{x_{pq}}$$

$$L_{pq} = \left(\frac{\theta_p - \theta_q}{x_{pq}} \right)^2 \cdot r_{pq}$$

$$L_{pq} = P_{pq}^2 \cdot r_{pq} \quad \text{Ecuación A-4}$$

donde : L_{pq} pérdidas en el elemento pq
 I_{pq} corrientes en el elemento pq

Por otro lado se tiene que para cada nodo, la potencia de inyección (generación menos demanda) es igual a la suma de los flujos por las líneas vinculadas, como se muestra a continuación:

$$\bar{P} = -[B] \cdot \bar{\theta} \quad \text{Ecuación A-5}$$

$$\bar{P} = \bar{g} - \bar{d}$$

$$\bar{\theta} = -[B]^{-1} \cdot (\bar{g} - \bar{d}) \quad \text{Ecuación A-6}$$

donde : \bar{P} vector de potencias netas inyectadas en cada nodo
 $[B']^{-1}$ matriz de susceptancias, eliminando fila y columna correspondiente a la barra oscilante, invertida y expandida
 \bar{g} vector de generación en los nodos
 \bar{d} vector de demanda en los nodos

Factores de Distribución de Transferencia de Potencia (PTDF)

Se los define como:

$$A_{mi} = \frac{\partial P_m}{\partial P_i} \quad \Rightarrow \quad \frac{\Delta P_m}{\Delta P_i}$$

donde :

m = índice de línea

i = índice de nodo

ΔP_m = cambio en MW del flujo de potencia en la línea m , cuando existe un cambio en la generación ΔP_i ocurrida en el nodo i

ΔP_i = cambio en la generación en el nodo i

Se asume en la definición que el cambio en la generación, ΔP_i , es exactamente compensada por un cambio opuesto en la generación de la barra de referencia, y que todos los generadores no cambian, es decir:

$$\Delta P_i + \Delta P_{referencia} = 0$$

En esas condiciones los factores A_{mi} representan la sensibilidad de flujo en la línea "m" para un cambio en la generación de la barra "i"

Los factores de distribución son principalmente utilizados para evaluar límites de intercambio, efectos de las contingencias en la red, efectos de cambios de generación y medida de utilización de la red (remuneración).

Considerando las ecuaciones de flujo de potencia de corriente continua A-5 y A-6 tenemos:

$$\begin{aligned}\bar{P} &= -[B] \cdot \bar{\theta} \\ \bar{\theta} &= -[B]^{-1} \cdot \bar{P} = [X] \cdot \bar{P} \\ \theta_p &= \sum_k x_{pk} \cdot P_k \quad \text{Ecuación A-7}\end{aligned}$$

Reemplazando la expresión A-7 en A-2 nos queda

$$\begin{aligned}P_m = P_{pq} &= \frac{\sum_k x_{pk} \cdot P_k - \sum_k x_{qk} \cdot P_k}{x_{pq}} \\ &= \frac{\sum_k (x_{pk} - x_{qk}) \cdot P_k}{x_{pq}}\end{aligned}$$

Si derivamos la última ecuación con respecto a la potencia inyectada en el nodo observamos:

$$A_{mk} = \frac{\partial P_m}{\partial P_k} = \frac{\sum_k (x_{pk} - x_{qk})}{x_{pq}} \quad \text{Ecuación A-8}$$

Como se puede notar los Factores de Distribución son independientes de las condiciones operativas del sistema, dependen únicamente de la configuración de la red y de la barra de referencia (u oscilante para este caso).

Ahora escribimos las ecuaciones en forma matricial, para ello reemplazamos la ecuación A-5 en A-3 tenemos:

$$\bar{P}_m = [b_m] \cdot [A^T] \cdot [-B]^{-1} \cdot (\bar{g} - \bar{d})$$