ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

MODELO PARA CONTRATACIÓN DE COMPRA DE ENERGÍA DE EMELNORTE AL M. E. M.

TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO EN LA ESPECIALIZACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

CRISTIAN DAVID VELASTEGUI CRUZ

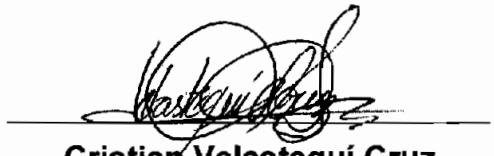
DIRECTOR: ING. VÍCTOR OREJUELA

Quito, Octubre 2000

DECLARACIÓN

Yo, Cristian David Velasteguí Cruz, declaro 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.

La Escuela Politécnica Nacional, puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley, Reglamento de Propiedad Intelectual y por la normatividad institucional vigente.



Cristian Velasteguí Cruz

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Cristian Velasteguí Cruz, bajo mi supervisión.

Ing. Víctor Orejuela
DIRECTOR DE TESIS

Ing. José Huaca
CODIRECTOR DE TESIS

AGRADECIMIENTO

Al Ing. Víctor Orejuela quien con su acertada Dirección supo guiarme para culminar este trabajo, a la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. por darme la oportunidad de poner en práctica mis conocimientos, y de manera especial a las personas que conforman la Dirección de Planificación de EMELNORTE S.A., quienes colaboraron en todo lo que estuvo a su alcance para llevar a feliz término este estudio.

DEDICATORIA

A la memoria de mi padre, a mi madre y a mi hermana Raquel, pilares fundamentales en mi vida, quienes han sabido apoyarme a lo largo de mis estudios universitarios.

A Marielisa y Micaela, quienes me han entregado su amor, comprensión y paciencia, he impulsaron la culminación de este estudio.

A Dios y a toda mi familia.

Cristian David

CONTENIDO:

GLOSARIO DE TERMINOS

CAPITULO 1 1

1.1 ANTECEDENTES: 2
1.2 JUSTIFICACIÓN: 3
1.3 OBJETIVOS: 3
1.4 ALCANCE: 4

CAPITULO 2 6

2.1 CONEXIÓN CON EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. 7
2.2 DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA 7
2.3 SISTEMA DE SUBTRANSMISION 8
2.3.1 DESCRIPCION DEL SISTEMA 8
2.3.2 SUBESTACIONES: 9
2.3.2.1 Subestaciones de Distribución. 9
2.3.2.2 Subestaciones de Generación. 10
2.3.2.3 Subestaciones de Seccionamiento. 10
2.3.3 LINEAS DE SUBTRANSMISION 10
2.3.4 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN. 12
2.3.4.1 Red de Alta Tensión. 12
2.3.4.2 Transformadores de Distribución. 13
2.3.4.3 Red de Baja Tensión 13
2.3.4.4 Alumbrado Público. 13
2.3.5 DATOS ADICIONALES DEL SISTEMA DE EMELNORTE 13
2.3.5.1 Factor de carga. 13
2.3.5.2 Pérdidas de potencia y energía. 14

2.3.5.3 Información adicional: 14

CAPITULO 3 15

3.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGIA 15
3.1.1 INTRODUCCION 15
3.1.2 METODOLOGIA 15
3.1.3 ANALISIS REGRESIVO – METODO DIRECTO 16
3.1.3.1 Consumo de Energía Residencial 17
3.1.3.2 Consumo de Energía Comercial 18
3.1.3.3 Consumo de Energía Industrial 18
3.1.3.4 Consumo de Energía Otros 19
3.1.3.5 Consumo de Alumbrado Público 19
3.1.3.6 Plan de Reducción de Pérdidas 19

CAPITULO 4 24

4.1 EXPERIENCIA DE EMELNORTE EN NEGOCIACIÓN DE CONTRATOS 24
4.2 TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGIA Y POTENCIA BAJO LA LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO 25
4.3 MARCO LEGAL PARA REALIZAR CONTRATOS A PLAZO EN LA ACTUALIDAD 30
4.3.1 CUMPLIMIENTO DE LOS CONTRATOS A PLAZO. 30
4.3.2 CONTROL DE LOS CONTRATOS A PLAZO 32
4.3.2.1 Información contractual a ser suministrada al CENACE. 32
4.3.2.2 Duración de los Contratos. 33
4.3.2.3 Ubicación de los Contratos. 33
4.3.2.4 Energía Efectiva de Contratos. 34
4.3.2.5 El transmisor y los Contratos. 38
4.3.2.6 Información de los Agentes del MEM. 38
4.3.2.7 Máxima Demanda de Energía a Contratar por los Distribuidores. .. 39

4.3.2.8 Máxima Demanda a Contratar por los Generadores. 41
4.3.2.9 Etapa Transitoria. 43
4.3.2.10 Liquidación a la Empresa de Transmisión. 45
4.3.2.10.1 Remuneración Variable al Transmisor en el Mercado Ocasional. 46
4.3.2.10.2 Remuneración Variable al Transmisor en el Mercado de Contratos. 46

CAPITULO 5 49

5.1 MODELO PARA EL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN LA COMPRA DE ENERGIA AL MEM A TRAVES DE CONTRATOS A PLAZO 49
5.1.1 INTRODUCCION 49
5.1.2 METODOLOGIA 49
5.1.2.1 Escenarios Relevantes 51
5.1.2.2 Curva Típica de Demanda 52
5.1.2.3 Simulación de Flujos 52
5.1.2.4 Topología del Sistema 53
5.1.2.5 Condiciones de Generación y Carga 54
5.1.2.6 Sistema nodal utilizado en el Mercado Eléctrico Ecuatoriano 54
5.1.2.7 Flujo Neto de Fondos (FNF) 64
5.1.2.8 Análisis de Sensibilidad 65

CAPITULO 6 68

6.1 ESCENARIO #1 68
6.1.1 HIDROLOGÍA LLUVIOSA. (Abril – Septiembre) 68
6.1.2 CALCULO DE LA CURVA DE CARGA TIPICA DE EMELNORTE S.A. 68
6.1.3 SIMULACION CON EL PAQUETE COMPUTACIONAL PWD. 70
6.1.3.1 Topología del Sistema 70
6.1.3.2 Condiciones de Generación y Carga: 71

6.1.3.3 Flujo de Potencia y Factores de Nodo: 71
6.2 ESCENARIO # 2 73
6.2.1 HIDROLOGÍA SECA. (Octubre – Marzo) 73
6.2.2 CALCULO DE LA CURVA DE CARGA TIPICA DE EMELNORTE S.A. 73
6.2.3 SIMULACION CON EL PAQUETE COMPUTACIONAL PWD. 74
6.2.3.1 Topología del Sistema 74
6.2.3.2 Condiciones de Generación y Carga 74
6.2.3.3 Flujo de Potencia y Factores de Nodo 75
6.3 BALANCE ENERGÉTICO 76
6.4 FLUJO NETO DE FONDOS (FNF) 77
6.5 POSIBLES POLITICAS DE NEGOCIACIÓN DE EMELNORTE EN EL MERCADO DE CONTRATOS A PLAZO 81
6.6 ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE EQUILIBRIO 83
6.7 RESULTADOS OBTENIDOS 86
6.8 DATOS QUE SE PUEDEN CONSIDERAR AL MOMENTO DE SELECCIONAR EL AGENTE GENERADOR. 90
6.9 SELECCIÓN DE LOS GENERADORES PARA LA REALIZACIÓN DEL CONTRATO. 94
6.10 ANALISIS DE LA PROPUESTA DE CONTRATOS A PLAZO DEL FONDO DE SOLIDARIDAD PARA EMELNORTE 99

CAPITULO 7 102

7.1 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 102
7.1.1 CONCLUSIONES: 102
7.1.2 RECOMENDACIONES: 107

BIBLIOGRAFÍA

ANEXOS

APENDICES

GLOSARIO DE TERMINOS:

AGENTES DEL MEM. Personas naturales o jurídicas dedicadas a las actividades de generación, al servicio público de distribución o transmisión, Grandes Consumidores, así como quienes realicen actividades de importación y exportación de energía.

BARRA DE MERCADO. Barra eléctrica de una subestación, asignada por el CONELEC, para la determinación del precio de la energía.

BARRA DEL GENERADOR. Barra eléctrica de una subestación, en la cual se conecta físicamente la Empresa Generadora.

BARRA DEL DISTRIBUIDOR. Barra eléctrica de una subestación, en la cual se conecta físicamente la Empresa Distribuidora.

CARGO EQUIVALENTE DE ENERGIA. Valor por unidad de energía que calcula el CENACE una vez concluido el mes y para el período total del mes concluido, para el cobro por conceptos de Potencia Remunerable Puesta a Disposición, Reserva Adicional de Potencia, Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia y Costos de Arranque y Parada.

CARGO VARIABLE POR TRANSPORTE. Valor que determina el CENACE mediante la metodología de factores de nodo y que es proporcional a las pérdidas de energía.

CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA (CENACE). Corporación Civil de derecho privado, sin fines de lucro, a cargo de la administración de las

transacciones técnicas y financieras del MEM, manteniendo condiciones de seguridad y calidad de la operación del Sistema Nacional Interconectado.

CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CONELEC). Organismo de derecho público encargada de la planificación, regulación y control del sector eléctrico.

CONTRATOS A PLAZO (A TERMINO). De libre acuerdo entre las partes. Mínimo un año de duración. Se cumple y se paga (cobra) independientemente de que el generador haya sido despachado o no por el CENACE.

COSTO MARGINAL DE ENERGIA. Es el costo marginal de generación, calculado para cada hora, de aquella central que, en condiciones de despacho económico, sea la que atienda un incremento de carga.

COSTO MARGINAL DE MERCADO. El Costo Marginal en el Mercado (CMM) de una unidad de generación en una hora "h", es el costo marginal transferido a la Barra de Mercado dividiendo el costo marginal por el correspondiente factor de nodo horario.

DISTRIBUIDOR. Es la persona natural o jurídica titular de una concesión para la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica por virtud de la cual asume la obligación de prestar el suministro de electricidad a los consumidores finales ubicados dentro del área respecto de la cual goza de exclusividad regulada.

EMPRESA GENERADORA. Empresa eléctrica o persona natural titular de una concesión o permiso o licencia para la explotación económica de una o varias centrales de generación eléctrica de cualquier tipo y que coloca su

producción total o parcialmente en el sistema de transmisión o en la red de distribución.

EMPRESA DE TRANSMISION O TRANSMISOR. Empresa titular de la concesión para la prestación del servicio de transmisión y la transformación de la tensión vinculada a la misma, desde el punto de entrega por un generador o autroproductor, hasta el punto de recepción por un distribuidor o gran consumidor.

ESCENARIO HIDRÓLOGICO. Son las condiciones esperadas bajo las cuales se desenvuelve la generación hidroeléctrica, y que le permitirá determinar a esta, el programa de generación.

FACTOR DE NODO O FACTOR NODAL. En un nodo de la red, es la variación que tienen las pérdidas marginales de transmisión producidas entre dicho nodo y la barra de mercado ante una variación de la inyección o retiro de potencia en ese nodo.

FONDO DE SOLIDARIDAD. Organismo tenedor de acciones, que son propiedad del Estado, en las Empresas de Generación escindidas del INECEL, la Empresa de Transmisión Transelectric y las Empresas Eléctricas de Distribución.

GRAN CONSUMIDOR. Consumidor cuyas características de consumo lo facultan para acordar libremente con un generador o distribuidor el suministro y precio de energía eléctrica para consumo propio.

LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO (LRSE). Es la Ley que rige el Sector Eléctrico del País, promulgada en el Registro Oficial No. 43 (Suplemento) del 10 de octubre de 1996.

MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM). Es el mercado integrado por generadores, distribuidores y grandes consumidores, donde se realizan transacciones de grandes bloques de energía eléctrica. Así mismo incluye la exportación e importación de energía y potencia eléctricas.

MERCADO A PLAZO. Conjunto de transacciones pactadas en contratos a plazo, entre agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.

MERCADO OCASIONAL. Es el mercado de transacciones de energía a corto plazo, no incorporadas en contratos a plazo de suministro de electricidad.

PLIEGO TARIFARIO. Conjunto de reglas relativas a la determinación de las tarifas a consumidor final, tarifas de transmisión, peajes de distribución, tarifas de alumbrado público y las fórmulas de reajuste correspondientes, que se cobran por la prestación del servicio de electricidad.

POTENCIA REACTIVA O REACTIVOS. Es la potencia que no representa un consumo útil, pero que aporta a las pérdidas de transporte y distribución; y es determinante en el control de voltaje.

POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICION. Es la cantidad de potencia activa que será remunerada a cada generador.

PRECIO NODAL DE LA ENERGÍA. Es el precio correspondiente a cada nodo de la red en función del precio de la energía en la barra de mercado y los factores nodales correspondientes.

PRECIO UNITARIO DE POTENCIA. Corresponde al costo unitario mensual de capital más costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad generadora más económica para proveer potencia de punta o reserva de energía en el año seco identificado.

PROCEDIMIENTOS DEL MEM. Conjunto de procedimientos relacionados con la administración de las transacciones financieras del Mercado Eléctrico Mayorista.

REGLAMENTO PARA EL FUNCIONAMIENTO DEL MEM. Es el Reglamento en donde se establece las normas para la administración de las transacciones financieras del Mercado Eléctrico Mayorista, a cargo del CENACE.

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (SNI). Es el sistema integrado por los elementos del Sistema Eléctrico conectados entre sí, el cual permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación y centros de consumo, dirigido a la prestación del servicio público de suministro de electricidad.

TRANSACCIONES DE POTENCIA REACTIVA. Es el flujo de potencia reactiva en los puntos de intercambio con el MEM, cuyo control es responsabilidad de todos los Agentes del MEM.

CAPITULO 1

RESUMEN:

El presente trabajo presenta un modelo de sensibilidades, el cual, contempla con criterio técnico – económico la satisfacción de la demanda de electricidad de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A.

Con los datos obtenidos del modelo de sensibilidades se establece un conjunto de recomendaciones sobre políticas que la Empresa podría tomar al momento de realizar la Compra de electricidad.

La meta principal del modelo fue el obtener el máximo precio del kWh que EMELNORTE S.A. esté en condiciones de pagar en el Mercado de Contratos a Plazo, sin que esta transacción afecte su estabilidad económica.

El estudio se encuentra dividido por Capítulos, entre los más relevantes tenemos: Introducción, Descripción del Sistema de Distribución de EMELNORTE S.A., Proyección de la Demanda de Potencia y Energía, Marco Legal en el Mercado de Contratos a Plazo, Modelo de Sensibilidades aplicado a EMELNORTE.

Finalmente se presentan la Conclusiones y Recomendaciones de tipo general para el Sector Eléctrico Ecuatoriano y específicas para la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A.

1.1 ANTECEDENTES:

Desde que el Sistema Eléctrico Ecuatoriano pasó a ser controlado por la Ley de Régimen del Sector Eléctrico Ecuatoriano y entro el Vigencia el Reglamento de Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista el 1 de Abril de 1999, han sido varios los problemas e inconvenientes al que se han enfrentado los Agentes del MEM, de manera especial los Agentes Distribuidores de Electricidad, debido a que la política tarifaria no se ha ajustado a la realidad económica de dichas Empresas.

Motivo de este estudio es lo que sucede con la Empresa Eléctrica Regional del Norte y con la gran mayoría de Empresas de Distribución del país, las cuales han empezado a tener problemas en sus planillas de pago al CENACE, debido a que no existe una política de tarifas que marchen de acuerdo con la realidad de los costos de producción y comercialización.

El Fondo de Solidaridad ha establecido que un 50% de la demanda de electricidad de EMELNORTE sea cubierta por la sumatoria de energía de una lista de Generadores del MEM, dicha contratación se lo hará en la Barra de los Generadores asumiendo las pérdidas que ocasiona dicha transacción la Empresa Eléctrica Regional Norte.

Al encontrarse el país incursionando en un nuevo modelo económico, además de que las tarifas eléctricas a usuario final están ligadas directamente al Costo Marginal de Generación, la Inflación y la Tasa de Cambio (fijada recientemente a 25000 sucres por dólar), llevan a la Empresa a un escenario económicamente incierto.

Por lo expresado anteriormente la Empresa Eléctrica Regional Norte necesita de un modelo de compra de electricidad en el MEM, que le permita optar por la alternativa más conveniente, ya sea a través de Contratos a Plazo negociados con los Agentes Generadores del MEM, o que decida comprar toda la demanda de Energía en el Mercado Ocasional (SPOT).

1.2 JUSTIFICACIÓN:

En el instante en que el Mercado Eléctrico Mayorista se libere por completo, esto es, cuando se lleguen a concesionar todas las Empresas de Generación y Distribución del país, la Empresa Eléctrica de Distribución EMELNORTE considerará negociar su demanda de electricidad mediante Contratos a Término, para esto la Empresa de Distribución debe realizar un estudio económico, en el cual se determine el precio máximo del kWh que se podría cancelar si se mantienen transacciones de Compra de energía y potencia en el Mercado Ocasional y en el Mercado de Contratos.

Existen varios factores a considerar en la negociación de Compra de Energía a través de Contratos a Plazo, pues las tres Barras en donde la Empresa puede realizar la negociación son: Barra de Mercado, Barra del Agente Generador o en la Barra del Distribuidor, alternativas que deben ser analizadas, con el fin de encontrar un equilibrio económico independientemente de la Barra escogida.

1.3 OBJETIVOS:

- Hacer estudios de mercado con el fin de anticiparnos a requerimientos futuros de carga.

- Plantear un modelo de sensibilidades que contemple la satisfacción de la demanda de electricidad de EMELNORTE, con criterio técnico – económico.

- Determinar las alternativas de negociación de compra de electricidad que satisfagan las necesidades de la Empresa según lo determinado en el modelo de sensibilidades.

- Establecer un conjunto de recomendaciones sobre políticas que la empresa podría tomar al momento de realizar la compra de electricidad.

1.4 ALCANCE:

Con el fin de elaborar el Modelo de Sensibilidades, considerando las tres Barras de negociación del Contrato, se realizó el Balance Energético de la Empresa, en el cual se estiman los requerimientos futuros de demanda de Energía, el horizonte de estudio que se utilizo para la proyección de la demanda fue de tres años.

A continuación se consideró en el Balance Económico de la Empresa, todos los pagos que realiza la Empresa Distribuidora al CENACE por concepto de compra de energía y potencia, ya sea en el Mercado Ocasional o en el Mercado de Contratos a Término.

Parámetros importantes en las transacciones del Mercado Eléctrico Mayorista consiste la evaluación de los Factores de Nodo dentro del Sistema Nodal, lo que llevaron a la solución del Flujo de Potencia del Sistema Nacional Interconectado con el fin de obtener estos factores, debido a que el método para encontrar los Factores de Nodo es un subproducto de la Solución del Flujo de Potencia, para dicha solución se utilizó el paquete de simulación Power World.

Los Factores de Nodo cambian en función de las Condiciones Generación y Carga del Sistema, por lo cual se corrieron flujos de potencia para Demanda Mínima, Media y Máxima, considerando escenarios hidrológicos que se presentan en nuestro país,

En el Balance Energético como en el Balance Económico se consideraron algunas políticas de negociación: Comprar la demanda pactada en forma constante; de manera variable durante todos los meses que estipule el contrato, ó solo hacerlo en Hidrología Seca, cuando el precio del kWh en el Mercado Spot

es alto, asumiendo que en el Contrato se puede acordar un precio menor al de la Barra de Mercado en esos momentos.

Para encontrar el máximo precio del kWh se realizó el Flujo de Fondos obtenido en el Balance Económico de la Empresa, este Flujo de Fondos se lo lleva a Valor Presente, ya que al momento de tomar decisiones de dinero se lo hace en un mismo punto del tiempo, luego se realizó el Análisis de Sensibilidad, el cual permite encontrar el menor precio del kWh, precio que lleva al VAN a igualarse a cero.

El contar con los precios máximos del kWh que puede pagar la Empresa en el Mercado de Contratos, constituye una herramienta importante al momento de negociar con los Agentes Generadores del MEM, esto ayuda a efectuar un análisis más efectivo y a tomar la mejor decisión a favor de los intereses de la Empresa.

CAPITULO 2

Descripción del Sistema de Distribución de EMELNORTE S.A.

CAPITULO 2

INFORMACIÓN GENERAL

La Empresa Eléctrica Regional Norte S.A., como pionera del desarrollo del Sector Norte del Ecuador, tiene como función principal el satisfacer convenientemente los requerimientos de su mercado, el mismo que está relacionado con la demanda de potencia y energía, las que deben ser entregadas en óptimas condiciones de calidad, continuidad y en la oportunidad deseada.

EMELNORTE S.A., es de derecho privado y tiene a su cargo hasta la presente fecha la explotación de generación, y la transmisión, distribución y comercialización de la energía dentro de su área de concesión, que comprende las provincias del Carchi, Imbabura, Sector Norte de Pichincha y el Sector Noroeste de Sucumbios.

El área de concesión que está siendo servida íntegramente por EMELNORTE es de 11.220 km^2 y una población de aproximadamente 693.450 habitantes. En la actualidad estas redes tienen una cobertura de electrificación del 85%, aclarándose que este porcentaje es relativo al total de la población asentada en el área de servicio.

Las operaciones de EMELNORTE S.A. se inició en noviembre de 1975 y su estructura de capital social a 1999 es el que se presenta en el Anexo 1.

Las decisiones son tomadas jerárquicamente en base a la siguiente organización administrativa: la Junta de Accionistas, Directorio y Presidencia Ejecutiva respectivamente.

La ejecución de la política de decisión está canalizada a través de las siguientes direcciones: Asesoría: Planificación; Apoyo: Finanzas y Relaciones Industriales; Operativa: Distribución, Generación y Comercialización.

2.1 CONEXIÓN CON EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO.

El Sistema de Subtransmisión dela Empresa Eléctrica Regional Norte se encuentra interconectado al Sistema Nacional Interconectado desde el año de 1981, a través de una línea radial de transmisión a doble circuito, con una longitud de 80 Km, aislamiento para 138 kV, conductor 397.5 kcm, que se origina en la S/E Vicentina y llega a la S/E Ibarra, que esta ubicada en el sector de Bellavista, en donde se realiza la reducción del nivel de tensión de 138 kV a 69 kV, transformador trifásico de 27/30/33 MVA y de 138 kV a 34.5 kV con capacidad de 30/40/50 MVA.

Últimamente para mejorar el nivel de tensión en la zona norte del sistema y poder realizar la compra venta de energía con Colombia, el Ex-INECEL construyó la Línea de Transmisión a 138 kV mediante una terna entre Ibarra – Tulcán, con una longitud de 70 Km, conductor 336.4 kcm; reduciéndose el nivel de voltaje de 138 kV a 69 kV en la subestación Tulcán cuya capacidad es de 27/30/33 MVA.

La conexión del Sistema de EMELNORTE con el Sistema Nacional Interconectado la podemos observar en el Anexo 2.

2.2 DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA [7]

Los valores de energía y potencia registrados en el año de 1999 se muestran a continuación:

Energía anual	277.87 GWh
Demanda Máxima	62.41 MW
Factor de Carga	50.82 %

Tabla 1. Demanda de Energía y Potencia de EMELNORTE en 1999

En el año de 1999, se requirió para abastecer al sistema, 277.87 GWh de energía de los cuales: 64.975 GWh fueron por generación local representando el 23.38 %, el aporte del SNI de 185.192 GWh representa el 66.65 %, en el mercado de contratos se tiene: Molinos La Unión con 3.689 GWh que representa el 1.33 % y la interconexión con Colombia cuyo consumo fue de 24.014 GWh que representa el 8.64 % de la energía requerida por el sistema.

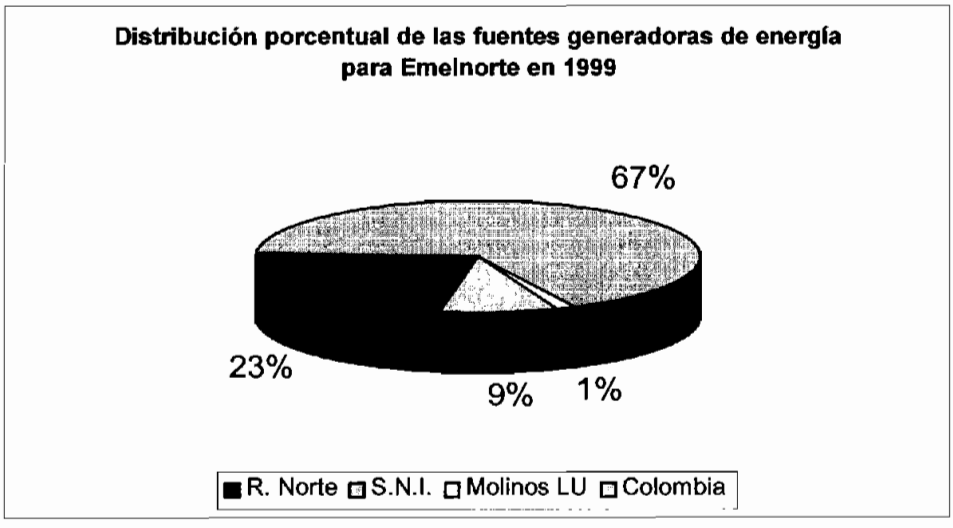


Gráfico 1. Pastel de Distribución de las fuentes generadoras para EMELNORTE

2.3 SISTEMA DE SUBTRANSMISION

2.3.1 DESCRIPCION DEL SISTEMA [7]

El sistema de subtransmisión está constituido por las líneas de subtransmisión y subestaciones, las cuales se encuentran distribuidas en el área de servicio de la Empresa.

En el Anexo 2 se presenta el diagrama Unifilar del sistema, en el que se observa en forma simplificada los elementos que conforman el Sistema de Potencia como son:

- Subestaciones, con los niveles de tensión, número de transformadores con sus potencias y el número de la S/E que corresponde a la codificación establecida por la Empresa.

- Líneas de subtransmisión, indicando su longitud, tipo de conductor y las subestaciones o centrales que interconectan.

- Centrales, indicando su nombre, número de unidades y potencia instalada.

A continuación se realiza una descripción más detallada del Sistema:

2.3.2 SUBESTACIONES:

Las subestaciones que conforman el sistema de EMELNORTE, se pueden clasificar de acuerdo a su función que desempeñan en:

1. Subestaciones de Distribución
2. Subestaciones de Generación
3. Subestaciones de Seccionamiento (Paso o Derivación)

2.3.2.1 Subestaciones de Distribución.

Generalmente en estás subestaciones se realiza la reducción de voltaje a nivel de alimentadores primarios, es decir en nuestro caso de 69/13.8 kV y de 34.5 kV/13.8/6.3 kV, están ubicadas en su mayoría en la periferia excepto las Subestaciones Diesel y La Playa que se encuentran ubicadas dentro del predio urbano.

Al no encontrarse ubicadas las subestaciones de distribución en el centro de carga la caída de voltaje a nivel de los alimentadores primarios aumenta y no se puede realizar una distribución adecuada de la carga.

La capacidad instalada en subestaciones de este tipo es de 111.25 MVA, las mismas que se presentan en el Anexo 3.

2.3.2.2 Subestaciones de Generación.

Estas subestaciones de elevación de voltaje permiten transmitir la electricidad generada al Sistema de Subtransmisión de la Empresa.

Estas subestaciones tienen una capacidad instalada de 20.057 MVA las cuales se detallan en el Anexo 3.

2.3.2.3 Subestaciones de Seccionamiento.

Sirven para la interconexión entre subestaciones de distribución, las cuales distribuyen la energía hacia otras subestaciones, un ejemplo de este tipo es la Subestación Alpachaca.

En el Anexo 3 se detalla este tipo de subestación.

2.3.3 LINEAS DE SUBTRANSMISION

Las líneas de Subtransmisión están interconectando las distintas subestaciones del sistema en forma radial, existiendo un anillo formado por la línea de 138 kV entre la S/E Ibarra y la S/E Tulcán de Transelectric con las líneas de 69 kV de EMELNORTE que enlaza las S/Es del Chota, El Ángel, San Gabriel y Tulcán, el mismo que opera abierto en el ramal de 69 kV que une la S/E El Ángel con la S/E Chota por problemas de protecciones.

Las líneas de subtransmisión a 34.5 kV operan en forma radial totalmente.

Las líneas de subtransmisión que interconectan las subestaciones del S.N.I., a nivel de 69 kV con las S/E de distribución, son:

Ibarra	Otavalo
Otavalo	Cayambe
Ibarra	Chota
Chota	El Ángel
El Ángel	San Gabriel
San Gabriel	Tulcán
Tulcán	El Rosal

Tabla 2. Líneas de Subtransmisión a 69 kV del Sistema de EMELNORTE

Las interconexiones entre las S/E del S.N.I. y las S/Es de Distribución a nivel de 34.5 kV están dadas por las siguientes Líneas de Subtransmisión:

Ibarra	Alpachaca
Alpachaca	Diesel
Alpachaca	Derivación Atuntaqui
Derivación Atuntaqui	Tabacundo
Ibarra	Cementos Selva Alegre

Tabla 3. . Líneas de Subtransmisión a 34.5 kV del Sistema de EMELNORTE

Líneas de Subtransmisión desde las Centrales de Generación Local a las S/E correspondientes a 34. 5 kV:

Ambi	Alpachaca
San Miguel de Car	El Rosal

Tabla 4. Líneas de Subtransmisión desde las Centrales de Generación

Las líneas de 69 kV están construidas en su mayoría, por postes de hormigón armado de 18 m y por estructuras metálicas, para vanos largos y en partes donde existe alguna derivación.

Los conductores utilizados a nivel de 69 kV son del tipo ACSR (Aluminio reforzado con alma de Acero), con Calibres que oscilan entre el 266.8 kcm y 477 kcm, teniéndose una longitud de 152.1 km de propiedad exclusiva de EMELNORTE, mientras que las líneas a 34.5 kV son soportadas por postes de 14 m con conductores ACSR que oscilan entre el 1/0 y 477 kcm, con una longitud de 88.8 Km.

En el Anexo 4 se desglosa detalladamente las líneas de subtransmisión del sistema de EMELNORTE.

2.3.4 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.

2.3.4.1 Red de Alta Tensión.

Los alimentadores primarios de distribución del sistema de EMELNORTE se presentan dos niveles de voltaje, 13.8 kV y 6.3 kV.

El nivel de voltaje de 6.3 kV se tiene en el centro de las ciudades de Ibarra y Tulcán, el mismo que con el tiempo se ira eliminando y cambiando a 13.8 kV con el objeto de reducir pérdidas y no saturar los alimentadores.

Los alimentadores a 13.8 kV cubren las áreas periféricas de las ciudades y la zona rural, los alimentadores primarios son de predominio trifásico y radial con una longitud aproximada 3000 Km. Actualmente EMELNORTE tiene 5 alimentadores a 6.3 kV y 38 a 13.8 kV. En la zona rural predominan los circuitos monofásicos.

Los conductores utilizados para alta tensión son del tipo ACSR, con calibres comprendidos entre el 3/0 y 2 AWG.

2.3.4.2 Transformadores de Distribución.

La relación de transformación es de 13.8 kV a 210/121 voltios o 240/120 voltios, según sean estas trifásicas o monofásicas respectivamente, la capacidad instalada en transformadores de distribución es de alrededor de 150.000 kVA

2.3.4.3 Red de Baja Tensión

Las redes de baja tensión urbana son a cinco hilos, es decir, 3 fases con neutro más hilo piloto, con conductor del tipo ASC 5005 con calibres comprendidos entre el 2/0 y 6 AWG, el predominio de estos circuitos se presenta en la zona urbana, teniendo una longitud aproximada de 3.500 Km

2.3.4.4 Alumbrado Público.

Según datos de la Dirección de Distribución se tiene instaladas 33.082 luminarias con potencias comprendidas entre 400 y 70 vatios, existiendo un predominio de lámparas de mercurio de 125 W con un 32.3 %, con una demanda aproximadamente de 3.342 MW.

El Anexo 5 se detalla la cantidad y tipo de luminarias instaladas en el sistema de EMELNORTE.

2.3.5 DATOS ADICIONALES DEL SISTEMA DE EMELNORTE [7]

2.3.5.1 Factor de carga.

El incremento tarifario sostenido que se ha presentado en el año anterior y la eliminación de los subsidios del sector residencial han hecho que se disminuya la demanda particularmente de este sector, lo cual ha llevado a su vez a un aumento del factor de carga.

El decrecimiento en el consumo residencial, afecta directamente en la hora pico, motivo por el cual se está llegando a obtener valores de factor de carga de alrededor del 50.82 %.

2.3.5.2 Pérdidas de potencia y energía.

Actualmente el sistema de EMELNORTE tiene un promedio de pérdidas de potencia de alrededor del 15 % considerando que el 8.97 % son pérdidas técnicas y el 6.03 % son pérdidas no técnicas (negras), mientras que las pérdidas de energía se encuentran alrededor del 18 %.

En la Ley se dice: Los límites admisibles para las pérdidas no técnicas en el cálculo de tarifas, serán fijados por el CONELEC para cada distribuidor en un plazo de 30 días posteriores a la expedición del reglamento de tarifas, hasta llegar al 2 % en el año 2002, porcentaje máximo aceptable que deberá mantenerse a futuro.

Sin embargo el CONELEC se adelantó, a la aplicación del aspecto anterior, ya que el CONELEC ya estableció que el porcentaje de reconocimiento de pérdidas no técnicas de Energía para el año 2000 es del 2%.

2.3.5.3 Información adicional:

El área de concesión de EMELNORTE se encuentra en el Anexo 2.1

Los datos estadísticos de EMELNORTE referente al número de abonados por sectores de consumo se presentan en el Anexo 6.

En el Anexo 7 se detalla el número total de abonados urbanos y rurales por cantón que se encuentran ubicados dentro del área de concesión de la Empresa.

CAPITULO 3

Proyección de la Demanda de Potencia y Energía

CAPITULO 3

3.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGIA

3.1.1 INTRODUCCION

La Planificación de un SEP consiste en un proceso de análisis, evaluación y recomendaciones de qué nuevos equipos y facilidades deben ser añadidos al sistema eléctrico a fin de reemplazar aquellos cuya vida útil esta agotada y satisfacer la demanda de potencia y energía que requiere la Empresa. Esto implica que el objetivo primario de la Planificación de un SEP es satisfacer en forma adecuada los requerimientos de demanda a un "mínimo costo".

El estudio de mercado que se va a realizar es a Corto Plazo y se ha planteado un horizonte de 3 años, con lo cual se determinan los requerimientos de potencia y energía a futuro, esto permitirá determinar el porcentaje de Energía que la Empresa contratará a los Agentes Generadores.

Cabe anotar que el margen de error de los resultados dependen en gran parte de los datos estadísticos disponibles en la Empresa así como de la metodología empleada.

El método utilizado en la proyección de la demanda de EMELNORTE se detalla a continuación:

3.1.2 METODOLOGIA

El motivo de realizar el estudio de mercado para un período de 3 años se debe a que se considera un tiempo prudente para que el Mercado Eléctrico Mayorista se consolide y se proceda a la firma de Contratos a Plazo en forma libre entre los Agentes Distribuidores y Agentes Generadores.

3.1.3 ANALISIS REGRESIVO – METODO DIRECTO [4]

El Método Directo de Análisis Regresivo consiste en determinar la curva que mejor se ajuste a datos históricos de demanda utilizando el proceso de mínimos cuadrados.

El período analizado debe ser el mayor posible, cuidando que estos datos históricos no tengan distorsiones, los cuales pueden afectar la proyección normal de la demanda.

El análisis debe seguir las siguientes etapas:

a) Recopilar los datos históricos de demanda de todas las Subestaciones de Distribución de EMELNORTE y de Grandes consumidores que podrían distorsionar la tendencia global de crecimiento.

b) Aplicar el proceso de mínimos cuadrados y determinar la curva de mejor ajuste a los datos históricos.

c) Agregar las Demandas de Subestaciones de Distribución que la Empresa pretende ubicar de acuerdo al Plan de Expansión de Sistema de Subtransmisión.

El estudio de mercado se encuentra orientado a identificar cuanto, cuando y donde son los requerimientos de Potencia y Energía del Sistema de Potencia.

La Demanda de Potencia y Energía de un Sistema Eléctrico de Potencia es función de: el Precio de la Energía, de la Oferta que exista, de los Ingresos de los Usuarios, de la Necesidad del Servicio de Electricidad, entre las más relevantes.

Al momento de proyectar la Demanda se debe tener en cuenta la situación económica que esta atravesando el país en estos momentos, todo el impacto que

conlleva la dolarización en nuestro país, esto se reflejara en el consumo de electricidad por los abonados de las Empresas de Distribución del país.

Además hay que tomar en cuenta que el CONELEC ha dispuesto un incremento sustancial en las tarifas de consumo de electricidad al usuario final a partir de Junio del 2000, con incrementos graduales mensuales hasta llegar a la tarifa real.

Por las consideraciones anteriormente expuestas, es necesario establecer escenarios para la proyección de la Demanda.

Los Escenarios que se considerarán en la proyección son: Menor , Medio y Mayor Crecimiento de Demanda.

Los porcentajes de crecimiento o decrecimiento de la Demanda fueron tomados de la Dirección de Planificación de EMELNORTE con el fin de tener una misma referencia de Demanda.

A continuación se va ha revisar las posibles tendencias que podrían tomar los siguientes Sectores de Consumo:

Los datos históricos de las Demandas de las Subestaciones a partir de 1996 se encuentran tabulados en el Anexo 8.

3.1.3.1 Consumo de Energía Residencial

Dado que este sector representa el 37 % del consumo total de energía del Sistema de EMELNORTE, y que ha sido el más afectado por la crisis económica que vive el país ha presentado un decrecimiento en el valor del Consumo / Abonado, ya que el número de abonados sigue creciendo y se ha registrado un consumo que oscila entre los 70 kWh y los 80 kWh promedio en este sector, mismo que se espera que sufra un decrecimiento mayor debido a la política de tarifas.

Sin embargo, la reciente medida económica de implementar la dolarización en el país hace prever una recuperación de la economía en todas las familias que se han visto avocadas por la crisis.

Tomando en cuenta los antecedentes anteriores consideramos que el escenario de menor crecimiento de la demanda corresponde aquel en que la crisis económica se extienda por un período de 1 año.

El escenario de medio crecimiento considera que la crisis económica se superará y que exista un porcentaje de crecimiento conservador en la Demanda del Sistema de EMELNORTE.

El escenario de mayor crecimiento considera los datos históricos que se obtienen en el Sistema de Subtransmisión antes de la crisis y se mantiene ese crecimiento sostenido de la Demanda.

3.1.3.2 Consumo de Energía Comercial

El sector de Consumo Comercial representa el 10.5 % del total de la Demanda del Sistema y se han realizado las mismas consideraciones que se fijaron para el sector Residencial, ya que su crecimiento toma como variables explicativas al crecimiento de abonados residenciales, el crecimiento del valor agregado comercial y el crecimiento de los abonados comerciales respecto de los residenciales.

3.1.3.3 Consumo de Energía Industrial

Al representar este sector el 21 % de la Demanda del Sistema de EMELNORTE, es el sector que menos ha sufrido la crisis económica del país, esto se debe a un crecimiento sostenido de la demanda en las Subestaciones de Cayambe, Tabacundo.

La Dirección de Planificación se encuentra realizando el estudio para la construcción de una nueva Subestación que será ubicada en Tocachi, con el fin de aliviar a las Subestaciones anteriores y prever un mayor crecimiento debido al Proyecto del Canal de Riego de Tabacundo, el mismo que permitirá el ingreso de nuevas Plantaciones Florícolas que son consideradas como cargas especiales dentro del Sistema.

No se debe dejar de lado a la empresa de Cementos Selva Alegre, la cual se constituye como el más importante Consumidor que tiene el Sistema de EMELNORTE, la industria cuenta con una línea directa a 34.5 kV que sale desde la Subestación Ibarra, sin embargo su demanda es inferior a la capacidad instalada en esta industria,, ya que cuentan con un grupo Generador propio.

3.1.3.4 Consumo de Energía Otros

El sector de Consumo de Energía "Otros Consumos" representa el 10.5 % en la demanda del Sistema y su crecimiento depende del crecimiento de los consumos de los sectores residencial, comercial e industrial, por lo que se considerará todas las observaciones realizadas a estos sectores de consumo.

3.1.3.5 Consumo de Alumbrado Público

El Consumo de Alumbrado público representa el 6% de la demanda total del Sistema, al ser un consumo obligatorio que debe brindar la Empresa, no se contempla a este sector en los escenarios de crecimiento.

3.1.3.6 Plan de Reducción de Pérdidas

El reducir las pérdidas técnicas como las no técnicas constituye uno de los mayores problemas que tienen las Empresas de Distribución del país.

La reducción de las pérdidas técnicas considera realizar grandes inversiones de capital en la red de Distribución, en cuanto a que el mayor porcentaje de disminución de pérdidas técnicas se lo consigue con una nueva configuración de los alimentadores que salen de las Subestaciones.

Debido al nuevo pliego tarifario se estima que las pérdidas no técnicas crecerán en un porcentaje considerable.

La Empresa de Distribución esta entregando todo su esfuerzo en este aspecto, por lo que en la proyección se consideró un porcentaje de reducción de las pérdidas en el Sistema de Distribución.

Los resultados obtenidos del estudio de mercado para los años 2000, 2001 y 2002 se encuentra en el Anexo 9. (Escenario Menor - Anexo 9.1, Escenario Medio - Anexo 9.2, Escenario Mayor - Anexo 9.3)

En la siguiente tabla se indica los resultados de la proyección de demanda de potencia desde el año 2000 al 2002 considerando los tres escenarios de estudio.

MES	Escenario Menor			Escenario Medio			Escenario Mayor		
	2000	2001	2002	2000	2001	2002	2000	2001	2002
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Enero	55,33	56,42	57,91	61,38	64,19	66,60	67,42	71,96	75,29
Febrero	55,85	56,07	57,53	61,95	63,79	66,16	68,05	71,51	74,79
Marzo	54,80	55,03	56,44	60,79	62,61	64,91	66,77	70,18	73,38
Abril	58,17	58,46	59,97	64,53	66,51	68,97	70,88	74,56	77,97
Mayo	56,59	56,86	58,28	62,78	64,69	67,03	68,96	72,52	75,77
Junio	57,04	57,34	58,78	63,27	65,24	67,60	69,50	73,13	76,43
Julio	56,13	56,47	57,90	62,26	64,24	66,59	68,39	72,02	75,28
Agosto	57,97	58,29	59,70	64,30	66,31	68,66	70,64	74,34	77,61
Septiembre	58,77	59,19	61,05	65,19	67,34	70,21	71,61	75,49	79,37
Octubre	55,86	56,30	58,20	61,96	64,05	66,93	68,07	71,80	75,67
Noviembre	57,77	58,25	60,33	64,08	66,27	69,38	70,39	74,29	78,43
Diciembre	56,37	56,74	58,52	62,53	64,55	67,30	68,69	72,36	76,08

Tabla 5. Datos proyectados de demanda de potencia.

La proyección que fue realizada siguiendo la metodología antes explicada, entrega la Demanda Máxima por año, los datos tabulados anteriormente, se obtuvieron al mantener el mismo comportamiento de la demanda máxima mensual registrada en años anteriores en el Sistema de Distribución de EMELNORTE.

En el Gráfico 2 se muestra el crecimiento de la Demanda Máxima de Potencia anual de la Empresa Eléctrica Regional Norte.

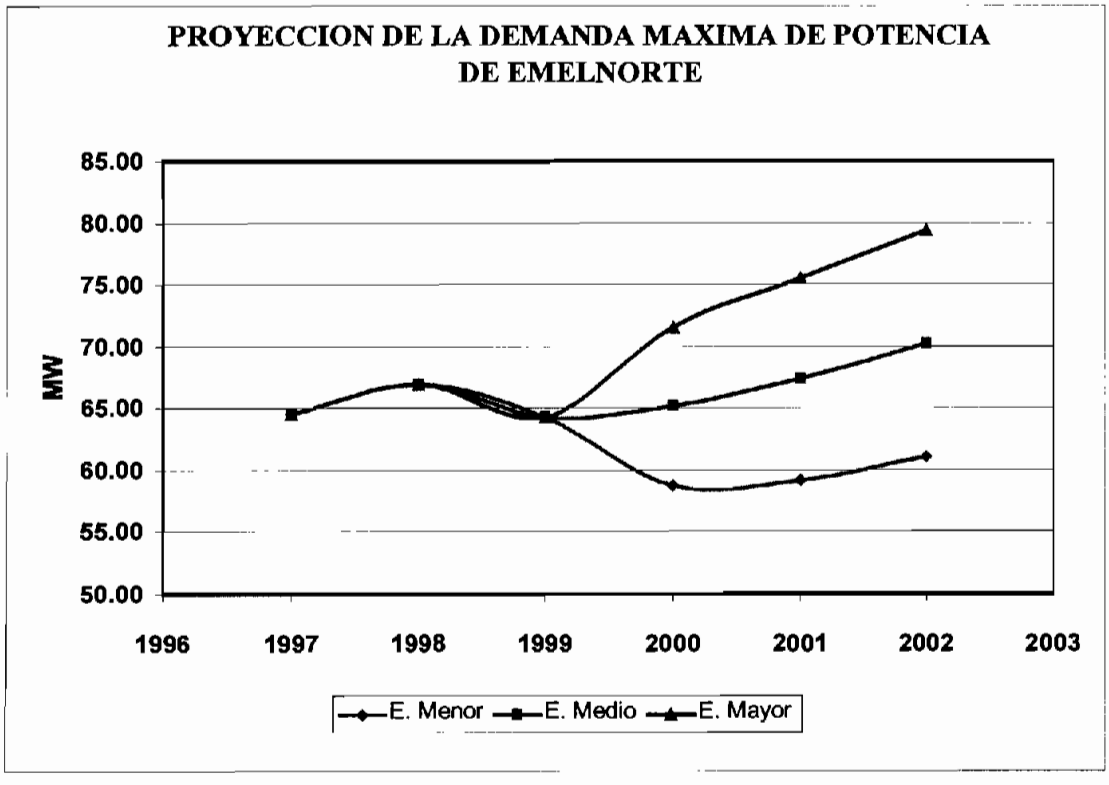


Gráfico 2. Proyección de la demanda de potencia del sistema de EMELNORTE

En la siguiente tabla se indica los resultados de la proyección de demanda de energía desde el año 2000 al 2002 considerando los tres escenarios de estudio.

MES	Escenario Menor			Escenario Medio			Escenario Mayor		
	2000	2001	2002	2000	2001	2002	2000	2001	2002
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
Enero	20,72	21,29	22,02	22,67	23,85	24,94	24,76	26,53	27,92
Febrero	20,91	21,16	21,87	22,88	23,70	24,77	24,99	26,36	27,73
Marzo	20,52	20,76	21,46	22,45	23,26	24,30	24,52	25,87	27,21
Abril	21,78	22,06	22,80	23,83	24,71	25,82	26,03	27,49	28,91
Mayo	21,19	21,45	22,16	23,19	24,03	25,10	25,32	26,73	28,10
Junio	21,36	21,63	22,35	23,37	24,24	25,31	25,52	26,96	28,34
Julio	21,01	21,30	22,01	23,00	23,87	24,93	25,11	26,55	27,91
Agosto	21,70	21,99	22,69	23,75	24,64	25,70	25,94	27,40	28,78
Septiembre	22,00	22,33	23,21	24,08	25,02	26,29	26,30	27,83	29,43
Octubre	20,91	21,24	22,13	22,89	23,80	25,06	24,99	26,47	28,06
Noviembre	21,63	21,98	22,93	23,67	24,62	25,97	25,85	27,39	29,08
Diciembre	21,11	21,41	22,25	23,10	23,98	25,20	25,22	26,67	28,21

Tabla 6. Datos proyectados de demanda de energía.

En el Gráfico 3. se indica el crecimiento de la Demanda de Energía anual para el período de estudio.

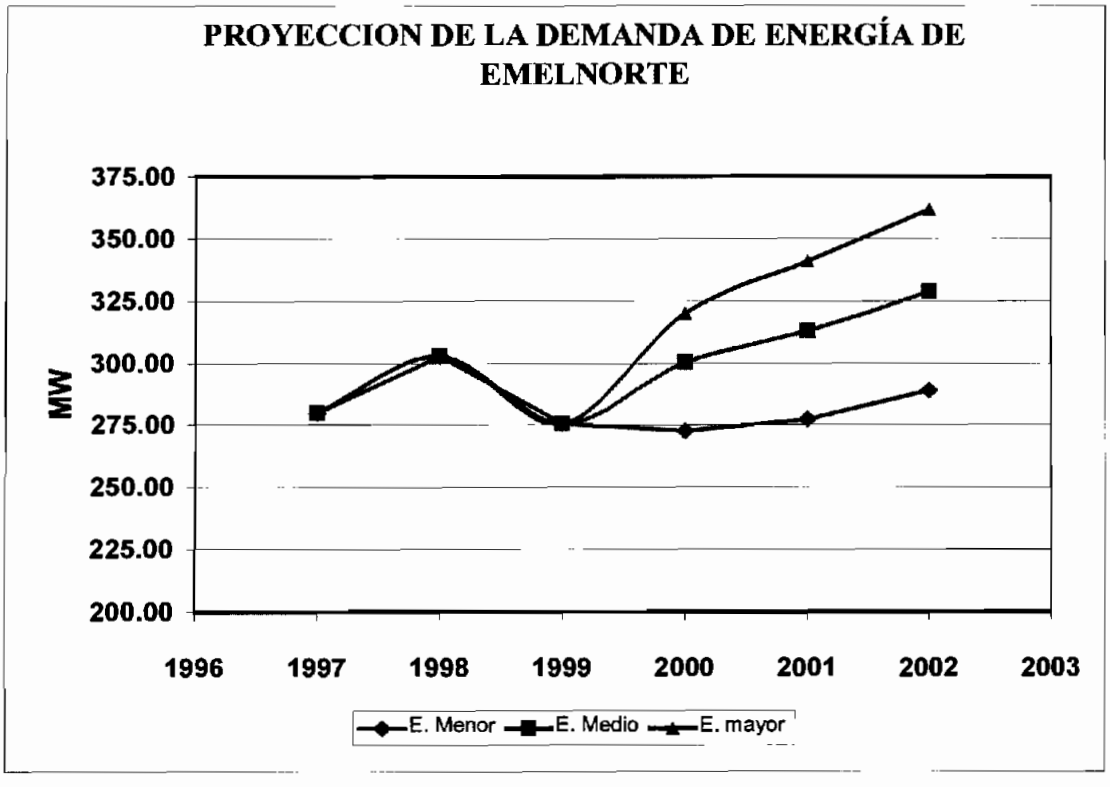


Gráfico 3. Proyección de la demanda de energía del sistema de EMELNORTE

Las proyecciones de demanda de potencia y energía serán utilizados por el Modelo de Sensibilidad para establecer parámetros fundamentales de negociación mediante los Contratos a Plazo.

CAPITULO 4

Marco Legal en el Mercado de Contratos a Plazo

CAPITULO 4

4.1 EXPERIENCIA DE EMELNORTE EN NEGOCIACIÓN DE CONTRATOS [7].

Antes que llegue a promulgarse la Ley de Régimen del Sector Eléctrico Ecuatoriano, las Empresas Distribuidoras de todo el país se acogían a la forma de Pago de la planilla de Potencia y Energía que indicaba el INECEL.

Era muy difícil imaginar que se pudiera realizar contratos a plazo con los distintos generadores del país.

La forma de liquidar la demanda de potencia y energía por parte del INECEL de las Empresas Distribuidoras del país, consistía en los siguientes rubros:

- Pago por potencia comprada al S.N.I.
- Pago por la demanda de energía el mismo que estipulaba dos tarifas:
- Pago por bajo factor de potencia.

- El pago por demanda de potencia consistía en multiplicar la demanda registrada por el CENACE por el precio que se fijaba por kW.

- El pago por demanda de energía se dividía por bloques de consumo.

  El primer bloque de energía consistía en multiplicar la demanda registrada por el CENACE por las 250 horas de consumo, este resultado se remuneraba a 127 sucres por kWh.

  El segundo bloque de energía se lo obtenía de la resta entre la demanda total de energía registrada por el CENACE menos el valor de consumo del primer bloque, la cantidad resultante se liquidaba a 150 sucres por kWh.

Sin embargo cabe recordar que EMELNORTE S.A. ha tenido experiencias en contratos a plazo con el país vecino de Colombia, el mismo que se realizó en los años 80 en base a un Convenio de intercambio de energía entre CEDENAR (Centrales Eléctricas de Nariño) y EMELNORTE, suscrito en febrero de 1978 con una potencia límite de 3 MW a un nivel de voltaje de 34.5 kV, y a un costo fijo de USD 0.027/kWh.

4.2 TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGIA Y POTENCIA BAJO LA LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO[2] .

Al analizar ahora la nueva planilla entregada por el CENCE se establece que contiene cinco rubros:

- Cargos por Potencia.
- Cargo por Energía.
  Energía comprada en el mercado ocasional.
  Saldo de energía de contratos
- Cargos por Transmisión.
  Tarifa fija de transmisión.
  Tarifa variable de transmisión en el mercado de contratos
- Cargo por Inflexibilidades y Restricciones.
- Cargos por reactivos.
  Por energía reactiva. (C. Variable)
  Por potencia reactiva. (C. Fijo)
- PPA.

a. **Cargos por Potencia.-** Con la finalidad de remunerar los servicios de: Potencia Remunerable Puesta a Disposición, Reserva Adicional de Potencia (PR), Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) y por los costos de Arranques y Paradas se establece el denominado Cargo Equivalente de " Energía ".

Este cargo corresponde a la relación entre la remuneración total que los generadores percibirán por los servicios anteriores, en ese período en función de la energía entregada en las horas de demanda media y punta a los Distribuidores y Grandes Consumidores, en los respectivos nodos de cada agente receptor.

Para la determinación de Cargo Equivalente de Energía es necesario que estén previamente establecidos los montos de potencia, precios y remuneraciones que a continuación se detalla:

- Definición de los montos de potencia remunerable puesta a disposición mensual de cada unidad térmica y central hidroeléctrica.

- Definición por parte del CONELEC, del precio unitario de potencia.

- Remuneración total a los generadores por potencia remunerable puesta a disposición.

- Remuneración total a los generadores designados por el CENACE para Regulación Secundaria de Frecuencia.

- Remuneración total a los generadores con unidades turbo vapor por concepto de arranques y paradas.

- Remuneración total a los generadores designados para reserva de potencia.

Con la información previamente establecida se determina el Cargo Equivalente de energía en forma mensual de la siguiente manera:

$$COSTOTCEP = REMTOTPR + REMTOTRA + REMTOTRSF + REMTOTAP$$

Donde:

COSTOTCEP = Costo total por concepto de Potencia Remunerable, Reserva de Potencia, Regulación Secundaria de frecuencia y costos de Arranque y Parada de todos los agentes generadores.

Por otra parte, es necesario establecer mensualmente la energía total demandada por todos los agentes Distribuidores y Grandes Consumidores en las horas de demanda media y pico en los respectivos nodos de cada agente receptor.

Por lo que el CEP queda establecido así:

$$CEP = \frac{COSTOTCEP}{ETOTAL_{7-22}}$$

Donde :

CEP = Cargo Equivalente de Energía.

COSTOTCEP = Costo total a recaudar para pago a los generadores.

$ETOTAL_{7\text{-}22}$ = Energía total entregada en las horas de demanda media y punta a los Distribuidores y Grandes Consumidores.

Una vez obtenido el CEP, cada Agente Distribuidor y Gran Consumidor debe pagar por Potencia Remunerable, Reserva de Potencia, Reserva para RSF y costos de Arranque–Parada de las Unidades Turbo – Vapor, para ello al final de cada mes se debe establecer el cobro a estos Agentes, por medio de la relación entre la energía total entregada a cada agente Distribuidor y Gran Consumidor y el Cargo Equivalente de Energía CEP.

$$COSTOT_{m,d} = EMESCEP_{m,d} \times CEP$$

Donde:

$COSTOT_{m,\,d}$ = Costo total que cada Distribuidor y Gran Consumidor d, deben aportar por concepto de Potencia a Remunerar, Reserva de Potencia, Regulación de Frecuencia y costos de Arranques y Paradas.

$EMESCEP_{m,\,d}$ = Energía total recibida por el Distribuidor o Gran Consumidor en el mes m.

b. **Costos por Energía.-** La energía se valorará con el costo económico marginal instantáneo obtenido al final de cada hora.

La energía en cada nodo o barra en el S.N.I. varía en función de su ubicación respecto a la Barra de Mercado.

El precio de la energía, para una hora dada, de una barra o un nodo de la red se calcula como el producto de su Factor de Nodo horario multiplicado por el Precio de la Energía en la Barra de Mercado a esa hora.

c. **Cargos por Transmisión.-** La remuneración variable al transmisor se determina como la diferencia entre el pago total de los agentes receptores de energía a una determinada hora al precio marginal horario y el ingreso total de los agentes que venden energía en esa hora y al precio mencionado.

El monto total de la Remuneración Variable al Transmisor se obtendrá de los dos mercados: Mercado Ocasional y Mercado de Contratos a Plazo.

d. **Cargo por Inflexibilidades y Restricciones.-** Cuando existen Restricciones Operativas que obligan al despacho de unidades menos económicas, el CENACE establece los mecanismos para que la generación producida por dichas unidades sea remunerada al generador a

su costo variable declarado y evite las distorsiones que por este concepto puedan producirse en la fijación de los precios del mercado.
Los sobrecostos producidos son calculados por el CENACE y cubiertos por el Agente del MEM que los provoque, para compensar al que entró sobre el despacho económico.

Los costos originados por inflexibilidades operativas que puedan tener las unidades de generación, que las obliguen a mantenerse en operación en períodos que no son requeridos por el sistema, no inciden en los costos económicos del MEM.

Los sobrecostos, con relación a los precios del mercado, serán asumidos por el Agente propietario de la unidad inflexible. El CONELEC establece las Regulaciones pertinentes.

e. **Cargos por Reactivos.-** Los Distribuidores y Grandes Consumidores deben comprometer en cada uno de sus puntos de interconexión con el transportista u otros agentes del MEM, un factor de potencia dentro de los siguientes límites:

0.98 o superior inductivo para demanda media y máxima.
1 o menor inductivo para demanda mínima.

El agente que incumpla los índices señalados, para corregir dicho incumplimiento, puede contratar con otro Agente para el suministro de potencia reactiva.

El agente que suministre potencia reactiva adicional, luego de cumplir con los parámetros de calidad obligatorios mencionados es remunerado por dicha producción de potencia reactiva.

4.3 MARCO LEGAL PARA REALIZAR CONTRATOS A PLAZO EN LA ACTUALIDAD [1].

El **Artículo 46.- Contratos a Plazo en el Mercado Eléctrico Mayorista** de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico establece que "en el mercado eléctrico mayorista, los contratos a plazo son los que libremente se acuerden entre generadores y grandes consumidores y los que se celebren entre generadores y distribuidores, por un plazo mínimo de un año y a ser cumplidos a través del Centro Nacional de Control de Energía.Dentro del plazo de 10 días posteriores a su celebración, los contratos a plazo deberán ser registrados en el CENACE y su vigencia se iniciará 20 días después de su registro".

El **Artículo 81.- Registro de los Contratos de Compra Venta de Energía** del Reglamento Sustitutivo del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico establece que " la energía total contratada para el siguiente año calendario de cada generador deberá ser informada al CENACE, quién mantendrá registros de los contratos a plazo. Esta información será acompañada de la documentación que establezca el reglamento operativo y será enviada al CONELEC antes del 31 de octubre del año anterior".

4.3.1 CUMPLIMIENTO DE LOS CONTRATOS A PLAZO.

Los contratos a plazo pactados entre Agentes del MEM, una vez que hayan sido registrados y se hayan cumplido los plazos establecidos para la entrada en vigencia de los mismos, son cumplidos a través del CENACE; Corporación que realiza la liquidación únicamente de las transacciones imputables a los contratos a plazo que hayan sido cumplidas en el mercado ocasional por otros generadores, así como de las tarifas de transmisión, los peajes de distribución y otras remuneraciones de generación, que hayan sido requeridas para el cumplimiento total de esos contratos.

Para este propósito los generadores deben informar al CENACE en relación con sus contratos a plazo los siguientes datos:

- El agente consumidor correspondiente.
- Vigencia y plazo de ejecución.
- Programa de demandas a abastecer y garantías de abastecimiento.

El CENACE informa los precios de la energía en la barra de mercado y en el caso de contratos de importación o exportación en el nodo de frontera.

Los contratos a plazo deben ser cumplidos por los generadores independientemente del hecho de que sus equipamientos de generación haya sido despachada o no despachados por el CENACE. De no haber sido despachados, el vendedor cumplirá con su contrato por medio del generador que haya resultado despachado y percibirá el precio pactado contractualmente con sus clientes, abonando a su vez al generador que haya resultado despachado el precio que corresponda a través del mercado.

Aspectos a observarse.- Los contratos a plazo para que sean registrados y puedan ser administrados por el CENACE deberán considerar los siguientes aspectos:

a. Cumplir con las condiciones generales establecidas en la Ley y su Reglamento General en cuanto a plazos mínimos de contratación y entrada en vigencia.

b. Cualquier modificación debe ser igualmente registrada ante el CENACE. La entrada en vigencia de dichas modificaciones se sujetará a los mismos plazos establecidos para la entrada en vigencia del contrato principal.

c. Los generadores que cuenten con unidades térmicas no comprometerán una producción mayor de aquella proveniente de su Capacidad Efectiva tomando en cuenta los períodos de mantenimiento respectivos.

d. Los generadores que cuenten con plantas hidroeléctricas no comprometerán una producción mensual o estacional mayor de aquella proveniente de su Energía Firme mensual o estacional en función de la capacidad del reservorio, tomando en cuenta los períodos de mantenimiento respectivos.

4.3.2 CONTROL DE LOS CONTRATOS A PLAZO [2].

4.3.2.1 Información contractual a ser suministrada al CENACE.

El Mercado Eléctrico Mayorista Ecuatoriano contempla un Mercado de Contratos en el cual los agentes Distribuidores o Importadores pactan el suministro de una determinada cantidad de energía proveniente de los Generadores o los Exportadores.

El Mercado de Contratos contempla únicamente contratos de abastecimiento de energía. *Los precios a pagar por la energía son de libre acuerdo entre las partes.*

Los montos de energía comprometidos en los contratos también son de libre acuerdo pero bajo las restricciones sobre las cantidades máximas establecidas en el Reglamento de Mercado. Un agente puede firmar uno o más contratos de suministro de energía.

Los agentes Generadores están en la obligación de reportar sus contratos, en los formatos respectivos, al CENACE para su análisis y su registro. La Corporación verificará que los contratos se enmarquen en las disposiciones del Reglamento de Mercado de acuerdo a lo procedimientos establecidos.

Esta información será presentada antes del 31 de Octubre del año anterior de conformidad con lo establecido en el artículo 81 del Reglamento Sustitutivo del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

4.3.2.2 Duración de los Contratos.

La duración mínima de los contratos es de un año. Los contratos deben registrarse en el CENACE quien analiza los acuerdos técnicos acordados y emitirá un informe aprobando o negando la inscripción del contrato en los siguientes veinte días después de denunciado. Una vez aprobado, el contrato comenzará a ejecutarse desde el primer día del mes posterior a la emisión del informe.

Las partes involucradas en los contratos pueden modificar las condiciones contractuales cada trimestre. En este caso se deberá notificar al CENACE los cambios. La Corporación analizará las nuevas condiciones y en el transcurso de veinte días emitirá un informe aceptando o negando las modificaciones. En caso de aceptarse las nuevas condiciones contractuales entrarán a regir desde el primer día laborable del siguiente mes posterior a la emisión del informe por parte de la Corporación.

4.3.2.3 Ubicación de los Contratos.

Los contratos de energía, excepto los de importación o exportación, se pactan en la Barra de Mercado del Sistema, en la Barra del Distribuidor o en la Barra del Generador. Los compradores se hacen cargo de llevar la energía de contratos desde la barra de contrato hasta su nodo de recepción. Los vendedores de energía se hacen cargo de llevar su energía desde su nodo de entrega hasta la barra de contrato.

Si un distribuidor posee más de un nodo de entrega el CENACE, para propósito de evaluación de las transacciones en el MEM considerará que la

empresa distribuidora está representada por una barra equivalente con un factor de nodo definido en los términos establecidos en estos procedimientos.

Los contratos de importación o exportación se pactan en el nodo de intercambio correspondiente. Para el vendedor de energía el punto de intercambio es su nodo frontera. Para el comprador de energía el punto de intercambio es su nodo frontera.

4.3.2.4 Energía Efectiva de Contratos.

Debido a que los contratos se pactan libremente entre los agentes en cualquier barra de interés (Barra de Mercado, Barra del Distribuidor \ Gran Consumidor o Barra del Generador) es necesario determinar qué cantidad de toda la energía entregada \ recibida por un determinado agente, y que es medida por el SIMEC en los puntos de entrega \ recepción, corresponde a la energía pactada en contratos.

a. Energía de Contratos pactados en la Barra de Mercado.

Si un contrato de energía se pacta en la Barra de Mercado el Generador debe llevar esta energía al punto de venta, haciéndose cargo de las pérdidas hasta la Barra de Mercado, mientras que el Distribuidor / Gran Consumidor debe llevar esta energía a su nodo haciéndose cargo de las pérdidas de energía desde la Barra de Mercado hasta su punto o nodo de consumo.

En estas condiciones se tiene que para el Distribuidor en una hora dada:

$$EcDjh = EcBMh * \left[\frac{2}{2 + |FNDjh - 1|} \right]$$

Donde:

EcDjh = Energía efectivamente comprada en el contrato por el Distribuidor j a la hora h reflejada desde la Barra de Mercado hasta el nodo del Distribuidor.

EcBMh = Energía contratada en la barra de mercado.
FNDjh = Factor de nodo del Distribuidor j a la hora h.

Y para el Generador se tiene:

$$EcGih = EcBMh * \left[\frac{2}{2 - |1 - FNGih|} \right]$$

Donde:

EcGih = Energía efectivamente vendida en el contrato por el Generador i a la hora h reflejada desde la Barra del Generador hasta la Barra de Mercado.

EcBMh = Energía contratada en la barra de mercado.

FNGih = Factor de nodo del Generador i a la hora h.

b. *Energía de Contratos pactados en la Barra del Distribuidor o Gran Consumidor.*

Si un contrato de energía se hace en la Barra del Distribuidor o Gran Consumidor el Generador se hace responsable de llevar la cantidad de energía pactada hasta ese punto asumiendo todas las pérdidas de energía involucradas en la transacción.
En estas condiciones se tiene que para el Distribuidor en una hora dada:

$$EcDjh = EcBDjh$$

Donde:

EcDjh = Energía efectivamente comprada en el contrato por el Distribuidor j a la hora h.

EcBDjh = Energía contratada por el distribuidor en su barra.

Y para el Generador se tiene:

$$EcGih = EcBDjh * \left[\frac{2 + |FNDjh - 1|}{2 - |1 - FNGih|} \right]$$

Donde:

EcGih = Energía efectivamente vendida en el contrato por el generador i a la hora h reflejada desde la barra del Generador hasta la barra del distribuidor o Gran Consumidor.

EcBDjh = Energía contratada por el Distribuidor o Gran Consumidor en su barra.

FNGih = Factor de nodo del Generador i a la hora h.

FNDjh = Factor de nodo del Distribuidor j a la hora h.

c. *Energía de Contratos pactados en la Barra del Generador.*

Si un contrato de energía se hace en la Barra del Generador el Distribuidor o Gran Consumidor se hace responsable de llevar la cantidad de energía desde ese punto asumiendo todas las pérdidas de energía involucradas en la transacción.

En estas condiciones se tiene que para el Distribuidor en una hora dada:

$$EcDjh = EcBGih * \left[\frac{2 - |1 - FNGih|}{2 + |FNDjh - 1|} \right]$$

Donde:

EcDjh = Energía efectivamente comprada en el contrato por el Distribuidor j a la hora h reflejada desde la Barra del Generador hasta el nodo del Distribuidor.

EcBGih = Energía contratada en la Barra del Generador.

FNDjh = Factor de nodo del Distribuidor j a la hora h.

FNGih = Factor de nodo del Generador i a la hora h.

Y para el Generador se tiene:

$$EcGih = EcBGih$$

Donde:

EcGih = Energía efectivamente vendida en el contrato por el Generador i a la hora h.

EcBGih = Energía contratada en la Barra del Generador.

4.3.2.5 El transmisor y los Contratos.

Es de conocimiento de las partes que el contrato de suministro de energía no incluye el riesgo que introduce el Sistema de transmisión reflejado en restricciones o fallas. La existencia del contrato de suministro de energía garantiza únicamente el compromiso de disponibilidad del Generador para entregar su energía si es despachado por el CENACE y cumplir así directamente sus contratos o indirectamente, a través de otro generador, si no es despachado. La confiabilidad del Sistema de Transmisión, por lo tanto, es un factor que deben tener en cuenta las partes al pactar un contrato.

4.3.2.6 Información de los Agentes del MEM.

Los Generadores y los Distribuidores son los agentes responsables de reportar al CENACE antes del 31 de Octubre de cada año la información relativa a los contratos. Este reporte deberá contener los siguientes aspectos generales:

- Agente Vendedor.
- Agente Comprador.
- Fecha de inicio de Contrato.
- Ubicación del Contrato: Barra de Mercado / Distribuidor / Generador.

Además se deben especificar las curvas de demanda horaria comprometidas en contratos para los siguientes días típicos de cada mes del año:

Mes:	D. Laborable	Sábado	Domingo	D. Feriado
	kWh	kWh	kWh	kWh
Hora 1				
Hora 2				
Hora 3				
.....				
Hora 24				

Para los Generadores el cuadro anterior representa la cantidad de energía que se comprometen a entregar al agente comprador en la barra de venta, para los Distribuidores o Grandes Consumidores este cuadro contiene la energía que pueden recibir de un determinado agente vendedor en la compra.

Debido a que el CENACE " liquida únicamente las transacciones del Mercado de Contratos a Plazo cumplidas en el Mercado Ocasional ", no es necesario que el reporte incluya el precio para la energía pactada en los contratos.

4.3.2.7 Máxima Demanda de Energía a Contratar por los Distribuidores.

Los Distribuidores, como parte de su proceso para ser reconocido como agente del MEM o como parte del reporte anual de operación, deben presentar las proyecciones de la demanda energética para el siguiente año de operación especificada mes a mes en forma de una curva de carga horaria para días típicos (Día Laborable, Sábado, Domingo, Feriado).

El CENACE verificará que esta información esté de acuerdo con sus estimaciones y aprobará los modelos empleados.

Se considera que la demanda total comprometida en contratos por un Distribuidor es la suma aritmética de las demandas cubiertas por los contratos con cada generador. Para una hora dada de un día típico (Día Laborable, Sábado, Domingo, Feriado):

$$EcDjh = \sum EcDjGih$$

Donde:

EcDjh = Energía total de contratos a recibir en la hora h por un Distribuidor en la barra de contrato.

EcDjGih = Energía de contratos a recibir en la hora h de un Generador i en la barra de contrato.

i = Número de Generadores que han efectuado contratos con el Distribuidor j.

El CENACE verificará que la energía total de contratos a recibir en la hora h por un Distribuidor no sobrepase la energía declarada por el Distribuidor como demanda total del sistema. De existir en un Distribuidor energía contratada en exceso en un porcentaje igual o superior al 5% se considerará que el o los contratos que hagan que se sobrepase la banda del 5% no se acepten oficialmente y no entren en ejecución, según los plazos y procedimientos establecidos.

El CENACE efectúa este análisis para los días típicos (Día Laborable, Sábado, Domingo, Feriado) de cada mes del año de contrato.
La Corporación también efectúa este análisis acumulando la energía de los días típicos para encontrar la energía del mes y verificando que la energía a contratar mensualmente por el Distribuidor no sobrepase la cantidad de energía demandada por el sistema del Distribuidor en más del 5%.

$$EcDjm \geq \left[\sum_{DL} EcDjGiDL + \sum_{SAB} EcDjGiSAB + \sum_{DOM} EcDjGiDOM + \sum_{FER} EcDjGiFER \right]$$

Donde:

EcDjm = Requerimiento de energía total en el mes m de un Distribuidor j.

$\sum$ EcDjGiDL = Energía de contratos a recibir en los días laborables del mes m de un Generador i en la barra de contrato.

$\sum$ EcDjGiSAB = Energía de contratos a recibir en los días sábados del mes m de un Generador i en la barra de contrato.

$\sum$ EcDjGiDOM = Energía de contratos a recibir en los días domingos del mes m de un Generador i en la barra de contrato.

$\sum$ EcDjGiFER = Energía de contratos a recibir en los días feriados del mes m de un Generador i en la barra de contrato.

i = Número de Generadores que han efectuado contratos con el Distribuidor j.

4.3.2.8 Máxima Demanda a Contratar por los Generadores.

De acuerdo al Reglamento de Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista, los Generadores hidroeléctricos no podrán comprometer en contratos una cantidad de energía superior a aquella proveniente de su energía firme mensual. A sí mismo, ningún Generador termoeléctrico podrá comprometer en contratos una energía superior a aquella proveniente de su capacidad efectiva. En ambos casos deben considerarse períodos de mantenimiento.

Los Generadores deben presentar las proyecciones de la producción de energía firme para el siguiente año de operación, especificada mes a mes. El CENACE verificará que esta información esté de acuerdo con sus estimaciones y aprobará los modelos empleados.

Se considera que la energía total comprometida en contratos por un generador es la suma aritmética de las energías comprometidas en los contratos con cada Distribuidor. Para una hora dada de un día típico (Día Laborable, Sábado, Domingo, Feriado):

$$EcGih = \sum_{j=1}^{m} EcGiDjh$$

Donde:

EcGih = Energía total de contratos a entregar en la hora h por un Generador en la barra de contrato.

EcGiDjh = Energía de contratos a entregar en la hora h a un Distribuidor j en la barra de contrato.

j = Número de Distribuidores que han efectuado contratos con el Generador i.

El CENACE verificará que la energía total de contratos a entregar en la hora h por un Generador no sobrepase la energía declarada por el Generador como energía firme hidroeléctrica o capacidad efectiva termoeléctrica, según sea el caso. De existir en un Generador con energía contratada en exceso en un porcentaje igual o superior al 5% se considerará que el o los contratos que hagan que se sobrepase la banda del 5% no se acepten oficialmente y no entren en ejecución, según los plazos y procedimientos establecidos.

El CENACE efectúa este análisis para los días típicos (Día Laborable, Sábado, Domingo, Feriado) de cada mes del año de contrato.

La Corporación también efectúa este análisis, acumulando la energía de los días típicos para encontrar la energía del mes y verificando que la energía a contratar en el mes por el Generador no sobrepase la energía firme hidroeléctrica o efectiva termoeléctrica, según sea el caso, en más del 5% (cinco por ciento).

$$EcGim \geq \left[\sum_{DL} EcGiDjDL + \sum_{SAB} EcGiDjSAB + \sum_{DOM} EcGiDjDOM + \sum_{FER} EcGiDjFER \right]$$

Donde:

EcGim = Energía firme hidroeléctrica o efectiva termoeléctrica total en el mes m de un Generador.

$\sum$EcGiDjDL = Energía de contratos a entregar en los días laborables del mes m a un Distribuidor j en la barra de contrato.

$\sum$EcGiDjSAB = Energía de contratos a entregar en los días sábados del mes m a un Distribuidor j en la barra de contrato.

$\sum$EcGiDjDOM = Energía de contratos a entregar en los días domingos del mes m a un Distribuidor j en la barra de contrato.
$\sum$EcGiDjFER = Energía de contratos a entregar en los días feriados del mes m a un Distribuidor j en la barra de contrato.

4.3.2.9 Etapa Transitoria.

La Disposición Transitoria Segunda del Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista establece que se deberá incluir en los contratos de concesión de generación de las centrales: Paute, Agoyán, Pucará, Gonzalo Zevallos, Trinitaria y Esmeraldas, la obligatoriedad del generador de vender a todos los Distribuidores, en contratos a plazo, su energía firme en forma proporcional a la demanda de éstos.

Los plazos de vigencia de la obligatoriedad señalada en el inciso anterior serán fijados por el CONELEC, hasta tanto se consolide el MEM.

La producción de energía de los Generadores y la demanda de energía de los Distribuidores comprometidas en esos contratos a plazo se determinarán con base en la producción y demandas fijadas en una programación mensual. El CENACE hará cumplir esta disposición.

En función a la demanda de energía mensual de las Empresas de Distribución aceptada por el CENACE, la Corporación determinará los porcentajes de demanda de energía que cada Distribuidor representa del total.

$$\%EDjm = \frac{EDjm}{\sum_{j=1}^{k} EDjm}$$

Donde:

%EDjm = Porcentaje de demanda de energía que el Distribuidor j representa en un mes m.
EDjm = Demanda de energía que el Distribuidor j consume en un mes m.

$\sum$ EDjm = Demanda de energía total de k Distribuidores en un mes m.

En función de los niveles de energía firme hidroeléctrica o efectiva termoeléctrica para cada mes del año de operación, reconocidos por el CENACE, la Corporación verificará los niveles de energía máximos que las centrales Paute, Agoyán, Pucará, Gonzalo Zevallos, Trinitaria y Esmeraldas deben asignar obligatoriamente en contratos con todos los Distribuidores reconocidos en el MEM.

$$EcaDjm = \%EDjm * \sum_{i=1}^{7} E(f,e)Gim$$

Donde:

EcaDjm = Energía de contratos asignada a cada Distribuidor j en el mes m.

%EDjm = Porcentaje de demanda de energía que el distribuidor j representa en un mes m.

$\sum$ E(f,e)Gim = Energía firme hidroeléctrica o efectiva termoeléctrica en un mes m de los Generadores que poseen las Centrales Paute, Agoyán, Pucará, Gonzalo Zevallos, Trinitaria y Esmeraldas.

Si la energía asignada a un Distribuidor, por efectos de esta disposición, es mayor que su demanda de energía mensual se limitará ésta hasta alcanzar ese valor.

El CENACE ejecutará todos los análisis necesarios y emitirá las disposiciones debidas.

4.3.2.10 Liquidación a la Empresa de Transmisión.

La remuneración variable al Transmisor se hace prescindiendo de los contratos. Es la diferencia entre la energía neta entregada por los Generadores y Autogeneradores y la neta recibida por los Distribuidores y Grandes Consumidores la que se considera para la remuneración al transporte, afectando a cada nodo del sistema por su respectivo precio nodal de la energía.

Para una hora determinada:

$$RVTh = \left[\sum_{i=1}^{n} EeGih * Fnih * PEMh\right] - \left[\sum_{j=1}^{m} ErDjh * Fnjh * PEMh\right]$$

Donde:

RVTh = Remuneración variable al Transmisor en una hora h.

EeGih = Energía entregada por el Generador i en su nodo a la hora h.

ErDjh = Energía recibida por el Distribuidor j en su nodo a la hora h.

Fnih = Factor de nodo del Generador i a la hora h.

Fnjh = Factor de nodo del Distribuidor j a la hora h.

PEMh = Precio de la Energía en la barra de mercado a la hora h.

De esta manera, la Remuneración Variable al Transmisor se determina como la diferencia entre el pago total de los agentes receptores de energía a una determinada hora al precio marginal horario y el ingreso total de los agentes que venden energía en esa hora y al precio mencionado.

El monto total de la Remuneración Variable al Transmisor se obtendrá de los dos mercados: Mercado Ocasional (RVTMO) y Mercado de Contratos a Plazo (RVTMC).

4.3.2.10.1 Remuneración Variable al Transmisor en el Mercado Ocasional.

El CENACE liquida únicamente las transacciones de energía en el Mercado Ocasional o las transacciones del Mercado de Contratos que se cumplan en el Mercado Ocasional.

Siendo así, la porción de la Remuneración Variable al Transmisor que corresponde al Mercado Ocasional se determina con la energía transada en este mercado al precio marginal horario.

$$RVTMOh = PREMOh - IVEMOh$$

Donde:

RVTMOh = Remuneración Variable al Trasmisor en el Mercado Ocasional en una hora h.

PREMOh = Suma de los pagos de los Agentes receptores de energía en el Mercado Ocasional.

IVEMOh = Suma de los ingresos de los Agentes vendedores de energía en el Mercado Ocasional

4.3.2.10.2 Remuneración Variable al Transmisor en el Mercado de Contratos.

El CENACE conoce, del Mercado de Contratos, las cantidades de energía pactada. Haciendo uso de estas cantidades se evalúa la Remuneración Variable al Transporte al precio marginal horario de la energía de la siguiente manera:

$$RVTMCh = RVTh - RVTMOh$$

Donde:

RVTMCh = Remuneración Variable al Transmisor en el Mercado de Contratos.

RVTh = Remuneración Variable al Transmisor en una hora h.

RVTMOh = Remuneración Variable al Transmisor en el Mercado Ocasional en una hora h.

El valor de RVTMCh será obtenido sumando los pagos que hacen los Agentes que compren energía por medio de contratos en forma proporcional a la energía pactada evaluada al costo marginal horario:

$$PRVTnh = RVTMCh * \left[\frac{Ercnh * FNnh * PEMh}{Etrch} \right]$$

Donde:

PRVTnh = Pago para Remuneración Variable al Transmisor en el Mercado de Contratos del Agente comprador n a la hora h.

RVTMCh = Remuneración Variable al Transmisor en el Mercado de Contratos.

Ercnh = Cantidad de energía pactada en contrato por el Agente comprador n a hora h.

FNnh = Factor de nodo del agente n, comprador de contrato, a la hora h.

CAPITULO 5

Modelo de Sensibilidades

CAPITULO 5

5.1 MODELO PARA EL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN LA COMPRA DE ENERGIA AL MEM A TRAVES DE CONTRATOS A PLAZO

5.1.1 INTRODUCCION

Desde que el Estado Ecuatoriano promulgó la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista han tenido muchas dificultades para aplicar dicha Ley, los que han sido resueltos en la medida que se han presentado.

La Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. pretende anticiparse a la consolidación del Mercado Eléctrico en donde los Agentes Distribuidores pactarán de forma libre con el Agente Generador que convenga, lo que implica realizar un estudio para que la Empresa cuente con la herramienta necesaria, para poder negociar con los Agentes Generadores del MEM el precio de la Energía a ser pactada en los Contratos.

Este estudio debe contemplar todos los aspectos que fija la Ley del Régimen del Sector Eléctrico en cuanto a realizar Contratos a Plazo, con el fin de que estén de acuerdo a la Ley y sus Reglamentos.

5.1.2 METODOLOGIA

Los puntos que se han considerado para la realización del modelo se indican a continuación:

- ✓ Determinar los Escenarios más relevantes o importantes en los que se producen cambios significativos en las unidades de Generación Eléctrica

en el Sistema Nacional Interconectado, cambios que son producidos debido a:

- Hidrología Lluviosa
- Hidrología Seca

✓ Encontrar la curva típica de carga proyectada de EMELNORTE S.A., en por unidad y en MW, para cada uno de los escenarios anteriormente determinados.

✓ Mediante el Programa Computacional de Simulación de Flujos de Potencia Power World, encontrar los Factores de Nodo del S.N.I., el mismo que interviene en varios parámetros económicos dados en la transacción de compra de energía, así como saber con que Agentes Generadores convendría realizar el Contrato. Para esto se necesita conocer:

- Topología del Sistema Nacional Interconectado con el fin de construir su Diagrama Unifilar y poder simularlo.

- Condiciones de Generación y Demanda del S.N.I. para las dos estaciones hidrológicas del año y considerando además las condiciones de Demanda del Sistema (Demanda Base, Demanda Media y Demanda Máxima).

- Correr el flujo de potencia del sistema para luego encontrar los factores de nodo en todas las barra del S.N.I.

✓ Realizar el Balance Energético de la Empresa con los datos históricos: proyectar la demanda de energía y de potencia, producción de la Generación local y establecer en que porcentaje se reparte la demanda de energía en las distintas condiciones de demanda del Sistema, evaluar las pérdidas y el factor de carga.

- ✓ Realizar el Flujo Neto de Fondos mensual de la Empresa, considerando parámetros de negociación: si la Contratación de Energía se la realiza en la Barra del Distribuidor, Barra de Mercado o en la Barra del Generador.

- ✓ Mediante el Flujo Neto de Caja realizar el análisis de sensibilidad del precio y de la cantidad de la Energía a ser Contratada.

5.1.2.1 Escenarios Relevantes [8]

Nuestro país cuenta con dos escenarios hidrológicos bien definidos, a saber, lluvioso y seco, el primero se presenta entre los meses intervalo Abril – Septiembre mientras que el segundo se presenta durante Octubre – Marzo de cada año.

La consideración de hidrología lluviosa o seca, se la realiza en función de los datos históricos registrados de los caudales afluentes medios mensuales que se dirigen al embalse Amaluza (Cuenca Oriental), Pisayambo y Agoyán debido a la capacidad instalada en estas Centrales y especialmente la de Paute que utiliza el embalse de Amaluza.

La aclaración se debe a que la estacionalidad hidrológica para los caudales afluentes del embalse Daule Peripa (Cuenca Occidental) tienen comportamiento diferente de los caudales de los embalses anteriores.

El considerar en nuestro país los escenarios de hidrología es de suma importancia para este tipo de estudio, debido a que la Generación de Energía de origen Hidroeléctrico constituye el 72.5% de la Generación total, mientras que la Generación Térmica corresponde al 27.5%.

Debido a la teoría marginalista incorporada al Sector Eléctrico Ecuatoriano, en la que fija el procedimiento de despacho de las unidades generadoras en función de su costo de producción declarado, es evidente que las primeras unidades a ser despachadas son las Centrales hidráulicas, siempre y cuando estas se

encuentren disponibles de ingresar para tomar carga en el Sistema y esto en gran medida depende de la estación hidrológica en que se encuentre.

El definir una política de contratación de compra de energía con los Generadores Locales es un punto que merece toda la atención del caso, ya que, cuando se escindan las Empresas de Generación y Distribución de Energía de EMELNORTE, estas empiezan a funcionar en forma independiente y esto implica que la Empresa Generadora podría vender o no su producción a la Empresa Distribuidora, por lo que amerita estipular dos escenarios de estudio que tienen que ver con la compra de Energía a los Generadores Locales.

5.1.2.2 Curva Típica de Demanda

El determinar la curva típica de carga de la Empresa, implicará conocer en que forma y en que cantidad se distribuye la energía que es demandada por el Sistema al que sirve EMELNORTE en las tres condiciones de demanda del sistema (base, media y máxima).

Mediante la proyección realizada anteriormente, y contando con la curva típica actual de la Empresa, se puede estimar la curva típica estacional, la misma que sería satisfecha por los Agentes Generadores que ingresen al Mercado de Contratos, además esta curva será reportada en forma definitiva al CENACE como lo estipula la Ley del Sector Eléctrico y específicamente en la Regulación N.- CONELEC 010/99.

5.1.2.3 Simulación de Flujos [10]

Para la Simulación de Flujos se ha empleado un paquete de simulación de Sistemas de Potencia el PowerWorld Versión 6.0 el cual cuenta con un interfaz de usuario muy amigable y altamente interactivo.

El PWD tiene la capacidad de analizar grandes Sistemas de Potencia, además de utilizar un mecanismo gráfico para modelar la red.

Este paquete y específicamente la Versión 6.0 es extremadamente poderosa al realizar el análisis del Sistema y más visual que las anteriores versiones.

Tiene un algoritmo muy confiable al momento de resolver los flujos de potencia de la red y la capacidad suficiente de resolver sistemas de hasta 60.000 barras.

Esta herramienta será muy útil para realizar los correspondientes estudios del modelo de sensibilidad, ya que este programa indicará la variación que sufren las pérdidas del sistema de potencia real respecto a la variación de inyección de potencia real, en las distintas Barras de Generación y Carga del Sistema:

$$\frac{dP_{losses}}{dP_i}$$

Donde:

P_{losses} = Pérdidas totales de potencia activa en el Sistema.

Pi = Potencia activa inyectada o retirada del nodo i.

El parámetro anterior permitirá encontrar los Factores de Nodo del Sistema de Potencia utilizado.

5.1.2.4 Topología del Sistema

La configuración, datos técnicos y eléctricos de todos los elementos que componen la Red del S.N.I. como Líneas de Transmisión, Subestaciones, Máxima producción de cada Generador, Capacitores conectados a la Red se requiere ingresar al PWD para realizar las Simulaciones de Flujos de Potencia.

5.1.2.5 Condiciones de Generación y Carga [8]

En todo Sistema Eléctrico de Potencia, el principal objetivo es el de abastecer la demanda del usuario en las mejores condiciones de seguridad, calidad y economía.

El Sistema Eléctrico de Potencia constituye un Sistema dinámico por la naturaleza del consumo y esta demanda debe ser satisfecha por los Agentes Generadores del Sistema en la medida que la demanda lo exija.

La demanda es continua, variable, pero siempre existe en el sistema.

Para suplir estas condiciones de demanda del Sistema, los Generadores varían su producción además de incluir en la misma las pérdidas que se producen al momento de transmitir la energía a las distintas Empresas de Distribución.

El mantener el balance entre la Carga y la Generación en todas las condiciones de demanda, implica tener una frecuencia estable en todo el sistema, ya que si no se obtiene dicho balance el Sistema podría colapsar.

Para correr el programa de Simulación de Flujos se necesita conocer las condiciones de Despacho de Generación, que permita mantener el balance en el Sistema, para cada condición de demanda y para cada condición hidrológica.

Esta información se la obtiene de los reporte a través del Internet que lo realiza el CENACE mediante su página WEB todos los días, mediante estos datos se puede estimar un promedio de Generación y Carga en todas las barras del sistema para llevar a cabo la simulación respectiva.

5.1.2.6 Sistema nodal utilizado en el Mercado Eléctrico Ecuatoriano [4].

El valor de la energía varía según la hora o tiempo de producción así como el lugar donde es producida o utilizada. El concepto de precio de la energía en un

nodo del sistema de transmisión refleja entonces el costo de producción en cierto instante y el costo de transportarla hasta dicho nodo.

La naturaleza del negocio de la energía eléctrica ha cambiado radicalmente en los últimos años; los sistemas eléctricos predominantemente estatales y monopólicos en su organización, han ido segmentándose por actividad, creándose compañías generadoras y distribuidoras o consumidores independientes que compiten en un Mercado Eléctrico Mayorista - MEM.

Los competidores, denominados Agentes del MEM, están vinculados entre sí a través del sistema o función de transporte. La energía puede negociarse en el Mercado en forma puntual o spot o a través de contratos a plazo.

El precio de la energía en el Mercado puntual se valora al costo marginal, valor que se determina de modelos basados en mínimo costo o de modelos basados en mínimo precio. Últimamente se han presentado metodologías que valoran la energía en ofertas de contratos y otras en ofertas de tiempo real.

Según los fundamentos técnicos y económicos de la desmonopolización, se ha establecido que no existen significantes economías de escala en el negocio de generación, por lo que es posible la plena competencia.

El negocio de la distribución tiende a desarrollarse a través de monopolios geográficos, asumiendo que no existen claras economías de escala. La transmisión es vista como el único negocio eléctrico donde están presentes importantes economías de escala, donde la competencia no es posible dando lugar a monopolios naturales, que determinan la necesidad de regulaciones particulares para el transportista.

El principio económico señala que el óptimo social se obtiene cuando en una economía, los bienes y servicios se valoran a costos marginales estando los sistemas económicamente adaptados, es decir que su producción es a mínimo costo. Los costos marginales se entienden dan señales económicas correctas

para los agentes y usuarios del sistema. También se ha acordado que los ingresos obtenidos de la venta de energía a costos marginales mas el ingreso de la potencia al costo de desarrollo de unidades adecuadas para proporcionar potencia de pico, son equivalentes al costo de capital mas los costos de operación y mantenimiento de todas las plantas de generación.

Con esta concepción, el MEM se compone de un Mercado a Término o de Contratos en el que los Agentes pactan libremente cantidades, precios y condiciones y de un Mercado Spot con precios sancionados en forma horaria en función del mínimo costo de producción (modelo en Ecuador). El precio, denominado de Mercado, se sanciona en un nodo físico del sistema de transmisión y dicho precio está representado por el costo marginal de corto plazo; los precios en los demás nodos se determinan afectando el precio de Mercado por el correspondiente factor de nodo.

El nodo físico en el que se sanciona el Precio de Mercado (λ), se denomina Barra de Mercado; en dicho nodo se efectúa el despacho económico, que involucra no solo los costos variables de operación de los generadores sino también sus pérdidas marginales de transporte hasta la barra de Mercado; esto se realiza penalizando el costo variable de cada generador al dividirlo para su factor de nodo. El precio de la energía en la Barra de Mercado es un valor horario único a precio marginal de la energía, que representa el costo económico de generar el próximo Kwh.

Los precios nodales de energía en todos los puntos de la red se obtienen a partir del Precio de Mercado multiplicado por su factor de nodo. Los generadores cobran y los consumidores pagan la energía que producen o consumen al correspondiente precio nodal. Todos los generadores excepto el marginal obtienen beneficio económico en la transacción toda vez que el precio nodal es superior a su costo de producción, en tanto que el generador marginal tiene beneficio nulo.

En consecuencia, los factores nodales son los vínculos esenciales en la determinación de precios en cada nodo y vinculan también eléctricamente a los Agentes a través de la red de transmisión. Los factores nodales varían hora a hora en función de la variación del despacho y están influenciados fuertemente por la configuración del sistema de transmisión. Sus valores dan señales adecuadas no solo para la valoración espacial de la energía sino también para la determinación de sitios para ingreso de nueva generación.

Los factores nodales eléctricamente describen como cambian las pérdidas en el sistema de transmisión (pérdidas marginales de transmisión) cuando ocurre un pequeño cambio en la demanda o generación en un determinado nodo.

Despacho Económico, Factores de Nodo y Precios Nodales.

Si un sistema de potencia consiste de n unidades de generación para abastecer una demanda total PD a través de un sistema de transmisión, existirán pérdidas PL que son función de las potencias de generación y de demanda del sistema. El despacho económico consiste en determinar las potencias de generación de las n unidades que satisfagan la demanda PD al mínimo costo de producción.

El costo de producción de cada generador está determinado por su curva de entrada-salida fi (Pgi). El costo total del sistema es obviamente la suma de los costos de producción de cada unidad.

Matemáticamente el problema consiste en minimizar la función objetivo FT que es el costo total de producción sujeta a la restricción que se cumpla el balance de la potencia activa del sistema, es decir:

$$\text{Min } FT = f1 + f2 + ... + fn = \sum_{i=1}^{n} fi(Pgi)$$

$$PD + PL - \sum_{i=1}^{n} Pgi = \varphi = 0$$

La solución del problema se obtiene al resolver el siguiente sistema de ecuaciones denominadas ecuaciones de coordinación obtenidas a su vez de la derivación de la función de Lagrange $L = FT + \lambda\varphi$:

$$\frac{dfi}{dPgi} - \lambda\left(1 - \frac{\partial PL}{\partial Pgi}\right) = 0$$

(1)

$$PD + PL - \sum_{i=1}^{n} Pgi = \varphi = 0$$

Al resolver este sistema de ecuaciones se obtiene el valor de λ y los *Pgi* que además deben estar dentro de sus límites. Existen dos métodos para la solución de estas ecuaciones, el primero o clásico en el despacho económico que consiste en expresar la potencia *PL* en función de las potencias de generación a través de los denominados coeficientes de pérdidas *B*; el otro método es la incorporación de las ecuaciones del flujo de potencia como restricciones del problema de optimización, método denominado flujo óptimo de potencia. Una variante al flujo óptimo es la solución de las ecuaciones antes indicadas determinando las pérdidas increméntales o marginales de transmisión a partir del jacobiano de las ecuaciones del flujo de potencia en el punto de solución.

Se definen las siguientes expresiones como:

$\frac{dfi}{dPgi}$	costo marginal o incremental del generador i
$\frac{\partial PL}{\partial Pgi}$	pérdidas marginales de transmisión debido al generador i
λ	costo marginal del sistema
$\beta i = \left(1 - \frac{\partial PL}{\partial Pgi}\right)$	factor de nodo del generador i.

De las ecuaciones de coordinación y de las definiciones anteriores se establece lo siguiente: Las funciones de costo *fi* son normalmente cuadráticas, por lo que los costos marginales de los generadores se expresan como funciones lineales de las potencias, en este caso los generadores que no están en sus límites trabajan a igual costo marginal que a la vez es del sistema.

Cuando las funciones de costo se las aproxima a lineales, los costos marginales de los generadores son constantes y no es posible obtener una solución a igual costo marginal por lo que para obtener el despacho económico, los costos marginales de cada generador afectado por el correspondiente factor de nodo, se ordenan de menor a mayor hasta satisfacer la carga y pérdidas del sistema, el último generador despachado de esta forma establece el costo marginal del sistema λ.

En lo relacionado con las magnitudes relativas del factor de nodo se tiene que si se incrementa una potencia en el nodo i y aumentan las pérdidas, las pérdidas marginales son positivas y por tanto el factor es menor que 1.

Lo indicado puede resumirse en las siguientes expresiones derivadas de las ecuaciones de coordinación:

$$\frac{dfi}{dPgi}\left(1-\frac{\partial PL}{\partial Pgi}\right)^{-1}=\lambda$$

lo que es igual a:

$$\frac{dfi}{dPgi}\frac{1}{\beta i}=\lambda \qquad (2)$$

Es decir los costos marginales de generación divididos para su factor de nodo deben ser iguales en el punto económico. Cuando las funciones de costo son lineales todas las unidades se les carga a su máximo según el orden de mérito

dado por la ecuación (2), siendo la última unidad despachada la que establece el costo marginal del sistema.

Cuando no se considera el sistema de transmisión, es decir un sistema sin pérdidas, todos los factores nodales serían iguales a 1. El efecto de incluir el sistema de transmisión y por tanto de las pérdidas marginales de transmisión, determina que los costos marginales varíen en cada nodo o barra de la red. Efectivamente, si se ha determinado el costo marginal del sistema de acuerdo con (2) la relación de costos entre cualesquiera dos barras p y q del sistema es:

$$\frac{dfp}{dPp}\frac{1}{\beta p} = \frac{dfq}{dPq}\frac{1}{\beta q} = \lambda \qquad (3)$$

donde βp y βq son los factores nodales de las barras p y q respectivamente y, *dfp/dPp* y *dfq/dPq* son los *precios marginales nodales* de p y q. No necesariamente p o q o ambos deben ser nodos de generación, es decir puede ser cualquier nodo de la red de transmisión. La expresión (3) es de gran importancia pues establece el precio marginal de la energía en cualquier nodo p del sistema dado por:

$$\frac{dfp}{dPp} = \lambda \beta p = \rho p \qquad (4)$$

Por tanto el precio nodal de energía esta dado por el producto del costo marginal del sistema multiplicado por el correspondiente factor de nodo. Siendo el costo marginal de generación del sistema el obtenido de la ecuación (2).

En general los factores nodales son menores que 1 para nodos generadores o exportadores y mayores que 1 para nodos de demanda o importadores. Examinando la expresión (4), vemos que el precio marginal nodal para un nodo exportador, es menor que el de Mercado y a ese precio son remunerados por su producción horaria de energía, los generadores ubicados en ese nodo o a ese precio pagan los distribuidores conectados al nodo.

Alternativamente para un nodo importador el precio nodal es mayor que el de Mercado y por tanto a ese precio pagan la energía los distribuidores conectados al nodo o son remunerados por su producción, los generadores ubicados en dicho nodo.

De los resultados de esta señal económica, que indica que los precios nodales pueden ser menores o mayores que el precio marginal del Mercado, aparece la necesidad para los Agentes de mejorar su vinculación con el Mercado con inversiones en transmisión, a la vez que orienta a la nueva generación las mejores posibilidades de ubicación.

Barra de Mercado o Nodo de Referencia

La expresión para el precio nodal de la energía dada por la ecuación (4) sugiere que existe o debe seleccionarse un nodo en el cual el factor de nodo sea 1 de tal forma que el precio marginal de ese nodo coincide con el de Mercado. El nodo así seleccionado se le denomina nodo de referencia o Barra de Mercado.

$$\frac{dfp}{dPp} = \lambda \qquad (5)$$

De esta forma se puede definir que la Barra de Mercado es el nodo en el que se sanciona el precio marginal del sistema. Es decir en dicho nodo, se efectúa el despacho económico mediante la expresión (2), y por tanto los factores nodales βi son calculados con respecto a esta referencia.

Como demostraremos a continuación, el nodo de referencia o Barra de Mercado así conceptual izado puede ser cualquier nodo del sistema de transmisión. Si se cambia la referencia obviamente cambia el precio marginal del mercado, cambian los factores nodales pero el precio marginal nodal no se ve afectado y por tanto los cobros o pagos horarios de energía que se realizan con precios nodales no se afectan. Estos conceptos son de gran importancia en el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista.

Determinación de Factores Nodales en Sistemas de Potencia.

En los temas anteriores se ha establecido toda la base teórica de los factores de nodo, interrelaciones entre ellos, etc., ahora es necesario establecer como obtenerlos.

En forma práctica y eficiente, los factores nodales de un sistema de potencia pueden obtenerse directamente de la información del *jacobiano* del sistema de potencia en el punto de solución; por esta razón flujos de potencia utilizando el método de Newton-Raphson, son los adecuados para esta determinación.

La formulación analítica de este modelo es el siguiente:

Las pérdidas activas de transmisión en un sistema de potencia puede expresarse como una función de las potencias activa y reactiva netas inyectadas a las barras del sistema:

$PL = PL(P1,P2,P3,.....Pn,Q1,Q2,Q3,.....Qn)$, siendo a su vez:

$Pi = Pi(\delta i(\ \delta 2,\delta 3,.....\delta n,V1,V2,V3,.....Vn)$

$Qi = Qi(\delta i(\ \delta 2,\delta 3,.....\delta n,V1,V2,V3,.....Vn)$

en las que *Pi, Qi*, son las potencias activa y reactiva netas inyectadas al nodo i; *δi y Vi* el ángulo y voltaje nodal. En flujos de potencia los ángulos se miden con respecto al ángulo de la barra oscilante o de referencia.

Un cambio marginal de la potencia de pérdidas con respecto a un cambio en las variables nodales está dado por:

$$\frac{\partial PL}{\partial \delta i} = \sum_{j}^{n} \frac{\partial PL}{\partial Pj}\frac{\partial Pj}{\partial \delta i} + \sum_{j}^{n} \frac{\partial PL}{\partial Qj}\frac{\partial Qj}{\partial \delta i}$$

$$\frac{\partial PL}{\partial Vi} = \sum_{j}^{n} \frac{\partial PL}{\partial Pj}\frac{\partial Pj}{\partial Vi} + \sum_{j}^{n} \frac{\partial PL}{\partial Qj}\frac{\partial Qj}{\partial Vi}$$

Al expresar estas relaciones en forma matricial se tiene:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial PL}{\partial \delta} \\ \\ \frac{\partial PL}{\partial V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial \delta} \\ \\ \frac{\partial P}{\partial V} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\partial PL}{\partial P} \\ \\ \frac{\partial PL}{\partial Q} \end{bmatrix}$$

La matriz transpuesta de la anterior es el conocido Jacobiano de las ecuaciones del flujo de potencia.

De la expresión anterior:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial PL}{\partial P} \\ \\ \frac{\partial PL}{\partial Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial \delta} \\ \\ \frac{\partial P}{\partial V} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \frac{\partial PL}{\partial \delta} \\ \\ \frac{\partial PL}{\partial V} \end{bmatrix} \qquad (17)$$

Los términos de la matriz jacobiana se obtienen de la solución del flujo de potencia, por tanto se puede obtener su transpuesta e inversa como lo establece la ecuación (17).

Los términos de interés son las pérdidas incrementales de transmisión con respecto a las variaciones de inyección de potencia activa. Debido a la baja dependencia de la potencia reactiva con el ángulo, la ecuación (17) se simplifica a la siguiente ecuación matricial:

$$\left[\frac{\partial PL}{\partial P}\right] = \left[\frac{\partial P}{\partial \delta}\right]^{-1} \left[\frac{\partial PL}{\partial \delta}\right] \qquad (18)$$

los términos del vector $\left[\frac{\partial PL}{\partial \delta}\right]$ fácilmente pueden obtenerse como:

$$\frac{\partial PL}{\partial \delta i} = 2Vi\sum_{i} Vj\sin(\delta j - \delta j)gij \qquad (19)$$

gij es la conductancia del elemento ij

De esta forma quedan determinados en bloque los factores nodales de un sistema de potencia.

La barra oscilante del sistema es a la vez la barra de referencia o barra de Mercado, pues las pérdidas marginales de transmisión se calculan con esa referencia; además estas coinciden con las pérdidas de transmisión del generador de la barra oscilante.

5.1.2.7 Flujo Neto de Fondos (FNF) [5]

El flujo de fondos es un esquema de presentación sistemática de los ingresos y egresos que se presentan período por período (por lo general se considera flujos anuales), pero para este estudio se utilizará flujos mensuales.

Los ingresos y egresos se obtienen de los diferentes estudios que se realizan en la etapa de formulación del proyecto.

Proyecto es la factibilidad de realizar el proceso de Compra de Energía a través de Contratos a Plazo en el MEM.

Por lo tanto, el flujo de fondos puede considerarse como una síntesis de todos los estudios realizados, como parte de la etapa de preinversión.

Los aspectos que se deben considerar para la construcción del flujo de fondos son los siguientes:

- El momento de registrar tanto los ingresos como los egresos de efectivo, el registro se lo realiza según la contabilidad de caja.

- El período de tiempo en el que se van a dar los flujos, depende de la naturaleza del proyecto, hay proyectos en los que el flujo de fondos se lo realiza por meses, trimestres, semestres o años.

- Se supone que tanto los ingresos como los egresos se realizan al final del período, lo que implica que tanto los ingresos como los egresos se realizan el mismo momento.

- El primer período de vida del proyecto se le asigna el nombre de "0", al respecto no existe consenso si se trata de un período o del momento inicial del primer período, lo cual no constituye problema, hay que considerar este aspecto cuando se obtengan los indicadores de rentabilidad.

El flujo de fondos está formado básicamente por cuatro elementos: Los ingresos de operación, la inversión inicial, los costos de operación y el valor de desecho o salvamento de los activos del proyecto al final de la vida útil del proyecto. Sin embargo es necesario considerar otros aspectos que pueden incidir en la estimación del flujo de fondos, aspectos tales como la depreciación, y la amortización de activos diferidos.

5.1.2.8 Análisis de Sensibilidad [6]

Dado que existe incertidumbre cuando no se conoce de manera confiable las probabilidades de ocurrencia de los diferentes eventos, se lleva a cabo un análisis de sensibilidad que me permite medir cuan sensible es una negociación a uno o más variables o parámetros de decisión (precios, producción, tasa de interés, etc.), para lo cual es necesario desarrollar modelos de sensibilización.

Como un forma de agregar información a los resultados pronosticados de la negociación, se puede desarrollar un análisis de sensibilidad que permita medir cuan sensible es la evaluación realizada, a las variaciones de uno o más parámetros decisorios.

La importancia de este análisis se manifiesta en el hecho de que las variables que se han utilizado para llevar a cabo la evaluación de la negociación, pueden tener desviaciones como consecuencia significativa en la medición de los resultados. Así la evaluación de la negociación será sensible a las variaciones de uno o más parámetros, si al incluir estas variaciones, la decisión inicial cambia.

Observar que variables tienen mayor efecto en el resultado, frente a distintos grados de error en su estimación que permite decidir acerca de la necesidad de realizar estudios más profundos de esas variables, para mejorar las estimaciones y reducir el grado de riesgo por error.

La incidencia que un error de una variable tiene sobre el resultado de la evaluación están en función del tiempo de duración del contrato.

El valor del dinero en el tiempo, explica los errores en los períodos finales del flujo de caja para que la evaluación este menos influida por los errores en los períodos cercanos.

Aunque más frecuentes son los errores en las estimaciones futuras debido a lo inciertas que son las proyecciones.

Dependiendo del número de variables que se sensibilicen simultáneamente, el análisis puede clasificarse como unidimensional o multidimensional. Aunque la sensibilización generalmente se aplica a las variables económicas y financieras del flujo de fondos de un proyecto, puede aplicarse a cualquier variable de tipo técnico o de mercado, que son las que configuran la proyección de los estados financieros. Es decir, la sensibilización de factores como localización, tamaño o tecnología se reduce al análisis de sus inferencias económica en el flujo de caja.

En análisis de sensibilidad unidimensional se tiene dos tipos de procesos:

- Análisis de Equilibrio entre Gastos e Ingresos.
- Análisis de Sensibilidad propiamente dicho.

El primer proceso determina hasta donde puede modificarse una variable para que el proyecto siga siendo rentable. Si en la evaluación se determinó que el escenario proyectado como más probable el Valor Actual Neto (VAN) es positivo, es probable preguntarse, hasta donde puede bajarse el precio o caer la cantidad de demanda o subir el costo para que el VAN positivo se haga cero.

Se define el VAN de equilibrio como cero, debido a que es el nivel mínimo de aprobación del negocio, es decir que se esta buscando el punto de quiebre o variabilidad máxima en el valor de una variable.

En cambio en el segundo proceso vemos el impacto de los errores en las estimaciones de una variable en los resultados de la negociación, esto implica un índice de rentabilidad y define rangos de error a cometer en la estimación de la negociación.

CAPITULO 6

Modelo de Sensibilidades aplicado a EMELNORTE

CAPITULO 6

6.1 ESCENARIO #1

6.1.1 HIDROLOGÍA LLUVIOSA. (Abril – Septiembre) [8]

Para determinar el escenario de hidrología lluviosa promedio, se ha considerado los precios de la energía en la barra de mercado: Abril del año 2000 y de Mayo a Septiembre del año 1999.

El precio de la energía en la barra de mercado durante estos meses osciló entre 0.00645 USD/kWh y 0.0150 USD/kWh; y un mes que promedia estos precios es el de Julio, mes en el que se registro el precio de la energía de 0.00963 USD/kWh.

El mes de Julio se ha seleccionado debido que se requiere tomar datos que caractericen a esta estación hidrológica.

Mediante la revisión de los caudales del embalse de Amaluza, los que se han registrado desde el año 1964 hasta 1999, se puede observar que el nivel de precipitaciones que se tiene en el mes de Julio es el mayor registrado entre todos los meses del año y lo más probable es que esta situación se repita en el año 2000.

Los datos históricos de caudales registrados se encuentran en el Apéndice 1.

6.1.2 CALCULO DE LA CURVA DE CARGA TIPICA DE EMELNORTE S.A. [7]

Consiste en obtener las curvas de carga típicas (Día laborable y fin de semana) para el mes de Julio, la misma que será proyectada para el período de estudio, según la tendencia de crecimiento de la demanda de la Empresa realizada en el Capítulo II.

Al haber determinado la demanda máxima para cada mes del período de proyección 2000 – 2002, el siguiente paso consiste en generar la curva típica para un día ordinario y un día de fin de semana, para esto se hace referencia a los datos estadísticos de la Empresa, los mismos que son datos reales de demanda, tomados mediante lecturas hora a hora en los puntos o barras de entrega de energía por parte del Sistema Nacional Interconectado al sistema de EMELNORTE.

Para obtener la curva típica de carga en p.u. para el mes de Julio, se realiza un promedio por cada día de la semana, se lo hace en por unidad, con el fin de conseguir la curva que caracterice a dicho mes, y se lo hace separando día ordinario de un día de fin de semana.

Como se conoce, la demanda varía en función de los días de la semana y el cambio es más evidente entre un día laborable a un día de fin de semana o feriado.

Se debe tomar en cuenta este factor ya que implica definir dos tipos de curvas típicas que caractericen al mes de Julio.

Esta curva servirá de base para realizar la proyección de la curva típica del sistema para luego ser ingresada en el paquete de simulación PWD, la misma que caracteriza la demanda del sistema de EMELNORTE durante la estación de hidrología lluviosa.

En el gráfico siguiente se muestran las Curvas típicas del sistema de EMELNORTE, tanto del día laborable como del día de fin de semana.

En el Anexo 10 se indican las curvas en por unidad para un día ordinario y para el fin de semana, además de los datos proyectados para el horizonte de estudio 2000 al 2002.

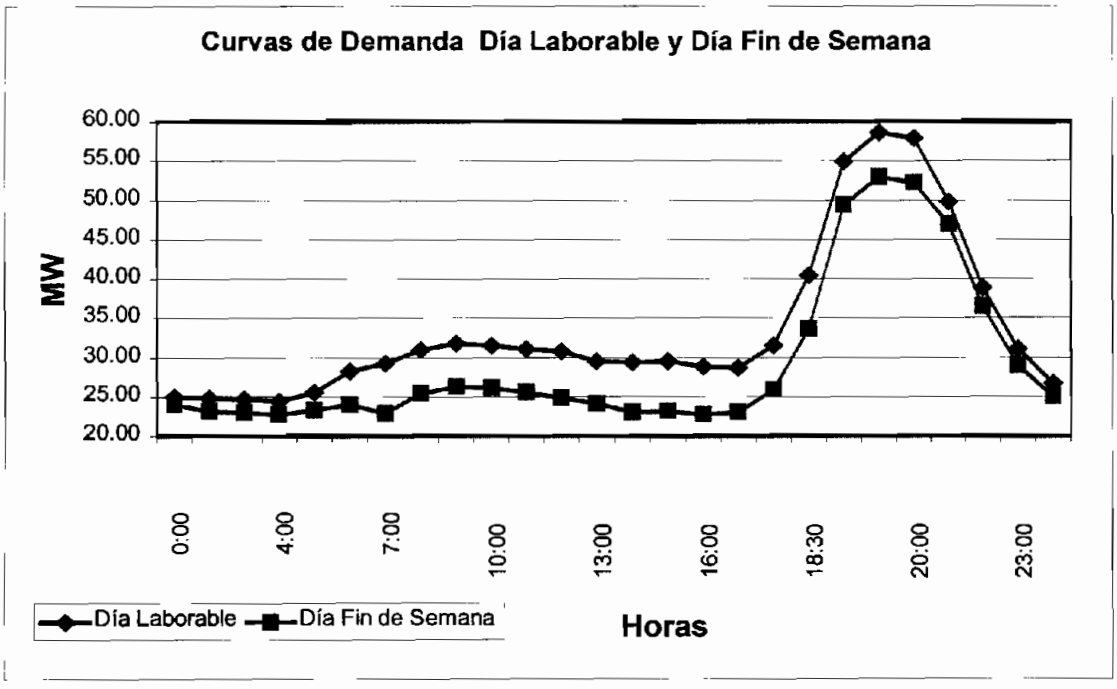


Gráfico 4. Curva típica de demanda de EMELNORTE para el mes de Julio/99. Día Laborable y Día de fin de semana

6.1.3 SIMULACION CON EL PAQUETE COMPUTACIONAL PWD.

6.1.3.1 Topología del Sistema [8]

Con el fin de realizar un estudio dinámico se ha procedido a compactar el Sistema Nacional Interconectado, para esto se ha realizado lo siguiente en cuanto a su configuración:

- Convertir las líneas de transmisión de doble circuito a un solo circuito.
- Compactar las Subestaciones de Transferencia a un solo transformador de potencia.
- El estimar en el diagrama solamente a los Generadores que podrían ofertar su producción en el Mercado de Contratos a Plazo, omitiendo los generadores pequeños con los que cuentan las diferentes Empresas Distribuidoras del país.
- Colocar las cargas en las distintas barras, considerando resumirlas a lo máximo, por ejemplo, colocar una sola carga que sea la suma de

Guaranda y Riobamba, siempre y cuando se lo pueda realizar, ya que estas cargas se encuentran en una forma radial.

Los parámetros eléctricos de los elementos (Líneas, Transformadores y Nomenclatura) utilizados en la simulación del S.N.I. en el PWD se encuentran tabulados en el Anexo 11.

6.1.3.2 Condiciones de Generación y Carga:

Para conocer la Generación que satisface las condiciones de Demanda (Base, Media y Máxima) del Escenario #1 de Hidrología Lluviosa, se ha revisado los despachos reales de Generación de todas la máquinas que han sido utilizadas en el S.N.I., los mismos que reporta el CENACE diariamente en su página WEB.

Los meses de Despacho de Generación que fueron revisados son Junio, Julio y Agosto del año 1999, datos que se utilizaron para realizar un promedio de la demanda de cada unidad despachada para las tres condiciones de demanda.

Las cargas del Sistema Nacional Interconectado, no varian debido al cambio de la estacionalidad Hidrológica, las cuales mantienen sus curvas de carga.
Las condiciones de Generación y Carga para cada condición de demanda (Base, Media y Máxima) se encuentran tabulados en el Anexos 12.

6.1.3.3 Flujo de Potencia y Factores de Nodo:

Los flujos de potencia corridos para cada condición de demanda del Sistema se encuentran en el Anexo 13 para Demanda Base (Gráfico1), Media (Gráfico 2) y Máxima (Gráfico 3) para el escenario #1.

La ecuación utilizada para realizar el cálculo de los Factores de Nodo es la siguiente:

$$Fni = \left(1 - \frac{\partial PL}{\partial Pi}\right)$$

El factor $\partial PL / \partial Pi$ se lo obtiene del Programa de Simulación de Flujos, el cual es desplegado en una hoja de Excel para cada una de las barras del Sistema.

Los Factores de Nodo de los Generadores del Sistema Nacional Interconectado y de las barras de EMELNORTE *(Compactado o Reducido),* encontrados para cada una de las condiciones de demanda del sistema son:

Factores de Nodo en las Barras Generadoras del S.N.I. y de EMELNORTE en Hidrología Lluviosa

Barra	Nombre	FN D. Máxima	FN D. Media	FN D. Mínima	FN. Promedio
2	Hidropaute	0,9514	0,9600	0,9802	0,9639
6	Barra de Mercado	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
13	Termopichincha	1,0540	1,0371	1,0151	1,0354
15	Termopichincha	1,0535	1,0360	1,0152	1,0349
17	EMELNORTE77	1,0841	1,0510	1,0239	1,0530
18	EMELNORTE79	1,0839	1,0506	1,0243	1,0529
19	EMELNORTE92	1,0927	1,0506	1,0222	1,0552
24	Hidroagoyán	0,9607	0,9457	0,9587	0,9550
26	Termoesmeraldas	0,9824	1,0491	1,0360	1,0225
27	Hidronación	0,9844	0,9936	0,9880	0,9887
31	Electroguayas	1,0077	1,0018	0,9987	1,0027
32	Electroguayas	0,9979	0,9993	0,9999	0,9990
34	Hidropucara	0,9782	0,9640	0,9935	0,9786

Tabla 7. Factores de Nodo en Hidrología Lluviosa.

Al comparar los datos anteriores con los Factores de nodo que publica el CENACE diariamente en su página WEB y con los datos de los Factores de Nodo del Programa de Operación del MEM Oct/99-Sep/00, podemos constatar que tienen la misma tendencia y que los datos encontrados mediante la solución de un flujo de potencia se encuentran dentro de un margen aceptable de error, el mismo que se justifica por el mismo hecho de no tener el diagrama Unifilar del S.N.I. en forma completa.

6.2 ESCENARIO # 2

6.2.1 HIDROLOGÍA SECA. (Octubre – Marzo)

Para determinar el escenario de hidrología seca promedio, se ha considerado los precios de la energía en la barra de mercado: Octubre a Diciembre del año 1999 y de Enero a Marzo de año 2000.

El precio de la energía en la barra de mercado durante estos meses osciló entre 0.04043 USD/kWh y 0.00417 USD/kWh; y un mes que promedia estos precios es el de Noviembre, mes en el que se registro el precio de la energía de 0.02251 USD/kWh.

El mes de Noviembre se ha seleccionado debido que se requiere tomar datos que caractericen a esta estación hidrológica.

Mediante la revisión de los caudales del embalse de Amaluza, (Apéndice 1), los que se han registrado desde el año 1964 hasta 1999, se puede observar que el nivel de precipitaciones que se tiene en el mes de Noviembre es bajo y lo más probable es que esta situación se repita en el año 2000.

6.2.2 CALCULO DE LA CURVA DE CARGA TIPICA DE EMELNORTE S.A.

La metodología desarrollada para este punto es la misma utilizada en el Escenario 1, solo que la Curva típica a determinar corresponde al mes de Noviembre.

En el Anexo 14 se indican las curvas en por unidad para un día ordinario y para el fin de semana, además de los datos proyectados para el horizonte de estudio 2000 al 2002.

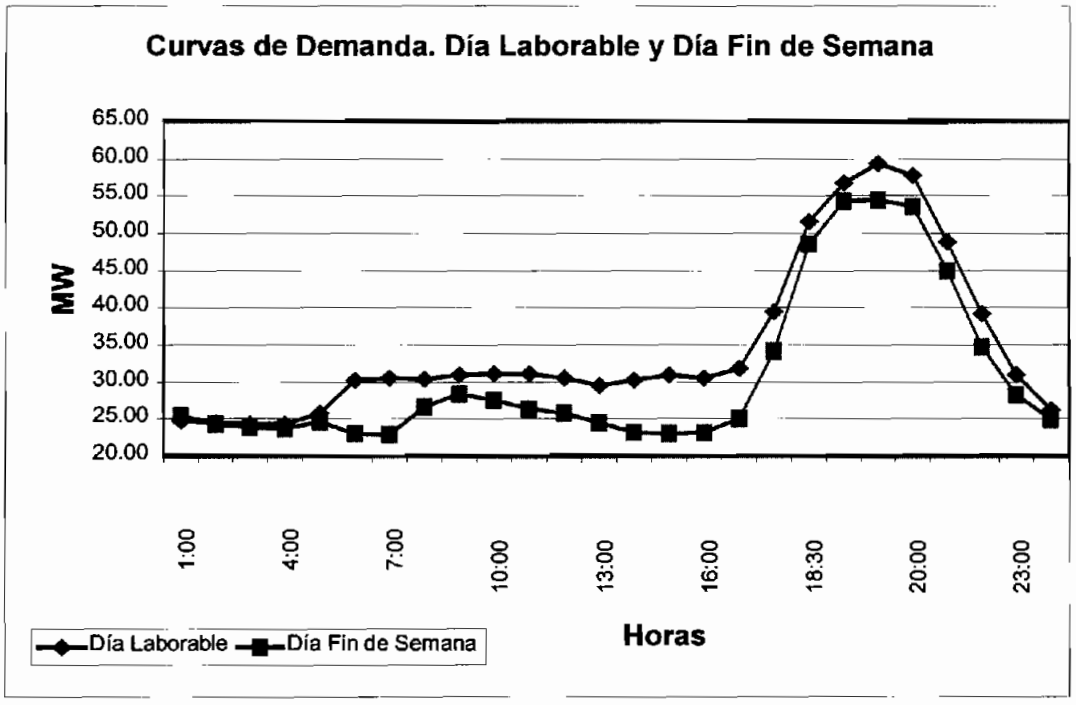


Gráfico 5. Curva típica de demanda de EMELNORTE para el mes de Noviembre/99. Día Laborable y Dia de fin de semana

6.2.3 SIMULACION CON EL PAQUETE COMPUTACIONAL PWD.

6.2.3.1 Topología del Sistema

Ver Escenario 1.

6.2.3.2 Condiciones de Generación y Carga

Para conocer la Generación que satisface las condiciones de Demanda (Base, Media y Máxima) del Escenario #2 de Hidrología Seca, hemos revisado los despachos reales de Generación de todas las máquinas que han sido utilizadas, los mismos que reporta el CENACE diariamente en su página WEB.

Los meses de Despacho de Generación que fueron revisados son: Octubre del año 1999 al mes de Marzo del año 2000, datos que se utilizaron para realizar un promedio de la demanda de cada unidad despachada, para las tres condiciones de demanda.

Las condiciones de Generación y Carga para cada condición de demanda (Base, Media y Máxima) se encuentran tabulados en el Anexo 15.

6.2.3.3 Flujo de Potencia y Factores de Nodo

Los flujos de potencia corridos para cada condición de demanda del Sistema se encuentran en el Anexo 16 para Demanda Base (Gráfico1), Media (Gráfico 2) y Máxima (Gráfico 3), para el escenario #2.

La ecuación utilizada para realizar el cálculo de los Factores de Nodo es la siguiente:

$$Fni = \left(1 - \frac{\partial PL}{\partial Pi}\right)$$

Los Factores de Nodo de los Generadores del Sistema Nacional Interconectado *(Compactado o Reducido),* encontrados para cada una de las condiciones de demanda del sistema son:

Factores de Nodo en las Barras Generadoras del S.N.I. y de EMELNORTE en Hidrología Seca

Barra	Nombre	FN D. Máxima	FN D. Media	FN D. Mínima	FN. Promedio
2	Hidropaute	0,9797	0,9906	0,9995	0,9899
6	Barra de Mercado	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
13	Termopichincha	1,0522	1,0229	1,0003	1,0251
15	Termopichincha	1,0519	1,0168	0,9976	1,0221
17	EMELNORTE77	1,0795	1,0352	1,0075	1,0407
18	EMELNORTE79	1,0802	1,0348	1,0077	1,0409
19	EMELNORTE92	1,0890	1,0346	1,0059	1,0432
24	Hidroagoyán	0,9996	0,9844	0,9785	0,9875
26	Termoesmeraldas	0,9128	0,8687	0,8724	0,8846
27	Hidronación	0,9284	0,9205	0,9662	0,9384
31	Electroguayas	0,9912	0,9911	0,9844	0,9889
32	Electroguayas	0,9918	0,9908	0,9914	0,9913
34	Hidropucara	1,0081	0,9838	0,9718	0,9879

Tabla 8. Factores de Nodo en Hidrología Seca.

Al comparar los datos anteriores con los Factores de nodo que publica el CENACE diariamente en su página WEB y con los datos de los Factores de Nodo del Programa de Operación del MEM Oct/99-Sep/00, podemos constatar que tienen la misma tendencia y que los datos encontrados mediante la solución de un flujo de potencia se encuentran dentro de un margen aceptable de error, el mismo que se justifica por el mismo hecho de no tener el diagrama Unifilar del S.N.I. en forma completa.

6.3 BALANCE ENERGÉTICO

Contenido:

En el Balance Energético intervienen los siguientes factores:

- Energía total requerida.- Cantidad de energía que constituye la Demanda Total de EMELNORTE, la misma que se obtuvo mediante una proyección de datos históricos.

- Energía demandada al S.N.I. – Contribución de Energía que realiza el Sistema Nacional Interconectado a la Demanda de EMELNORTE.

- Generación Local.- Energía que producen los Generadores Locales de la Empresa (Central Ambi , San Miguel de Car, etc.) y que es demandada por el Sistema de Distribución de EMELNORTE.

- Energía contratada a través del SPOT.- Consumo de energía que se realiza en este mercado y la cantidad de energía se encuentra dividido en función de las tres condiciones del sistema.

- Energía contratada a través del Mercado de Contratos a Plazo.- Consumo de energía que se realiza en este mercado y la cantidad de energía se encuentra dividido en función de las tres condiciones del sistema.

➧ Las Pérdidas en el Mercado de Contratos a Plazo.- Es función del factor de nodo y nos permite conocer que cantidad de energía que deberíamos contratar (consumo + pérdidas) en la Barra de Mercado, Barra del Distribuidor ó en la Barra del Generador.

Las Fórmulas utilizadas para evaluar las pérdidas de energía involucradas en la transacción son tomadas de la Regulación CONELEC – 010/99 las que fueron analizadas en el Capitulo 4

➧ Molinos La Unión.- Contrato de compra de energía a esta empresa.

➧ Pérdidas.- Porcentaje de pérdidas que tendrá el Sistema de Distribución de EMELNORTE, obtenido con un método estadístico anteriormente explicado, el mismo que contempla el Plan de reducción de Pérdidas explicado en el Capitulo III.

➧ Energía facturada.- La energía que factura la Empresa, la misma que constituye el ingreso económico de la Empresa.

➧ Potencia máxima total.- Demanda máxima de potencia eléctrica registrado en un período de tiempo determinado, cuyos valores mensuales proyectados se encuentran en este balance.

➧ Factor de carga.- Es la relación entre la demanda promedio de un período establecido con respecto a la demanda máxima del mismo período.

6.4 FLUJO NETO DE FONDOS (FNF)

Ingresos:

⊕ *Ingreso por cobro de planillas*.- Pago que realiza el usuario final a la Empresa por el Servicio de Suministro de Electricidad y que tendrá un

incremento mensual a partir de Junio del 2000 hasta llegar a 8.5 centavos de dólar por kWh.

Costos:

⊕ *Costos de inversión.*- Son los que corresponden a la capacidad de producir o funcionar. Los costos de inversión generalmente consisten en desembolsos de tres clases: la adquisición de activos fijos, activos nominales y el capital de trabajo.

⊕ *Costos de Operación y Mantenimiento.*- Reflejan los desembolsos por insumos y otros rubros para el ciclo productivo del proyecto a lo largo de su funcionamiento. Los costos de operación pueden clasificarse en: costos de producción, costos de ventas, costos administrativos y costos financieros.

⊕ *Pago a los Generadores Locales.*- Remuneración por la Energía Comprada a los Generadores locales cuando se escinda la Empresa de Generación, se estima este rubro desde el año 2001.

⊕ *Molinos La Unión.*- Pago por Energía a esta empresa Generadora que aporta con su producción a la Demanda del Sistema.

⊕ *Costos por Potencia Remunerable.*- Pago por Potencia activa a los Generadores del Mercado Eléctrico Mayorista, y se consideran incrementos en su tarifa del 5 % y del 10 % para el año 2001 y 2002 respectivamente.

⊕ *Costos por transmisión.*- Pago por transporte de energía eléctrica de alto voltaje por medio de líneas transmisoras interconectadas y subestaciones de transmisión, en el Mercado Ocasional o SPOT y en el Mercado de Contratos, y se consideran incrementos en su tarifa del 5 % y del 10 % para el año 2001 y 2002 respectivamente.

⊕ *Costo por Energía en el SPOT*.- Pago por la Demanda de Energía que depende del factor de Nodo de la Empresa, del Precio del kWh en la Barra de Mercado y de la Cantidad de Energía entregada por el SPOT.

⊕ *Costo por Energía en el Mercado de Contratos*.- Pago por la energía pactada en un contrato entre el Agente Distribuidor EMELNORTE y el Agente Generador.

NOTA.- ***Los incrementos del 5 y 10 % en las tarifas de Potencia a remunerar a los Generadores y el pago por Transmisión, son estimados ya que el CONELEC ha manifestado en la Resolución No. 0087/00 suspender la aplicación de las "Fórmulas para el reajuste de Tarifas y Peajes", en atención a que las definiciones y porcentajes de reparto de las componentes consideradas para el cálculo de estas fórmulas, en los actuales momentos no se corresponden con la nueva realidad económica del país, a fin de que el Directorio vuelva a considerarlas y resuelva sobre su aplicación.***
En el momento en que el CONELEC obtenga las nuevas fórmulas de reajuste de tarifas y peajes, se debe reajustar los incrementos en los rubros anteriores para que el modelo cuente con datos reales para estos costos.

Evidentemente el Flujo de Fondos depende en forma directa del Balance Energético realizado en el punto anterior, además este flujo variará dependiendo si realizamos la negociación en la Barra de Mercado, en la Barra del Distribuidor ó en la Barra del Generador, ya que implican sumar otros rubros adicionales, por lo que realizaremos este flujo de fondos para cada una de las alternativas expuestas anteriormente.

Además que el Flujo de Fondos cambia en función de la cantidad de Energía y del Precio del kWh que se pacte en los Contratos a Plazo, en cambio en el Mercado SPOT depende del precio de la energía en la Barra de Mercado.

Para que el estudio no se complique en cuanto al manejo de información que se obtendrá por la cantidad de Flujos de Fondos que se presentaría al variar el precio y la cantidad de energía en el Mercado de Contratos, se propone realizar en forma conjunta al Flujo de Fondos el *ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE EQUILIBRIO*, considerando las *POLÍTICAS DE NEGOCIACIÓN*, que se tratarán en el siguiente punto.

La variable que vamos a determinar hasta donde puede modificarse para que la contratación de Energía en el Mercado de Contratos sea rentable (Valor Actual Neto = 0, Nivel mínimo de aprobación del negocio) es el Precio de la Energía, este estudio nos entregará cuál es el Precio máximo que puede pagar la Empresa de Distribución, dependiendo de las políticas de negociación que la Empresa tome en el Mercado de Contratos a Plazo.

6.5 POSIBLES POLITICAS DE NEGOCIACIÓN DE EMELNORTE EN EL MERCADO DE CONTRATOS A PLAZO

En la Nueva Ley de Régimen del Sector Eléctrico y específicamente en la Regulación del CONELEC 010/99 Procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista se determina como tiempo mínimo de duración del contrato en el MEM de 1 año y se estipula claramente que los contratos se realizaran solamente por abastecimiento de energía y que el precio a pactar entre los Agentes son de libre acuerdo.

La Regulación dice que se debe de especificar y reportar al CENACE, las curvas de demanda horarias comprometidas en contratos para los días típicos de cada mes del año, pero no define nada si la Empresa de Distribución llega a un acuerdo con el Agente Generador y si la forma de entrega de la Demanda de Energía pactada se la realiza en ciertos meses del año de vigencia del contrato.

A la Empresa de Distribución le conviene que la mayor cantidad de Energía a ser entregada por el Agente Generador se la realice en los meses en que los precios de la energía en la Barra de Mercado es alto, esto es, en Hidrología Seca.

Sin embargo si la Empresa Generadora ha realizado el estudio de precios de la energía en la Barra de Mercado va ha desear todo lo contrario, es decir, vender su mayor producción de energía en el SPOT cuando los precios en la Barra de Mercado se encuentren altos y si no han realizado dicho estudio, la Empresa Distribuidora podría aprovechar este aspecto.

Para considerar que las posibles políticas de Contratación de Energía que EMELNORTE mantendría con los Agentes Generadores revisaremos varias alternativas:

- Considerar para el Estudio Económico Precios Congelados e Internacionales de los Combustibles que repercuten el precio de la Energía en la Barra de Mercado. Los precios del kWh se encuentran en el Anexo 17.

- El porcentaje de la Demanda de Energía a ser contratada en el Mercado de Contratos es constante durante todos los meses que corresponden al intervalo de duración del Contrato.

- El porcentaje de la Demanda de Energía a ser contratada en el Mercado de Contratos es variable durante todos los meses que corresponden al intervalo de duración del Contrato, considerando los siguientes puntos:

  - No recibir Energía durante los meses en que el precio del kWh en la Barra de Mercado es bajo, esto es en Hidrología Lluviosa.

  - Recibir un cierto porcentaje de Energía mediante el Contrato, durante los meses en que el precio del kWh en la Barra de Mercado es bajo.

RESUMEN DEL ESTUDIO A REALIZAR:

Barra de Mercado, Generador y Distribuidor	Análisis de sensibilidad de Equilibrio
	Sensibilizar (USD/kWh), en función del %de GWh a Contratar
	a) % GWh a contratar en forma constante en Hidrología Lluviosa y Seca
	b) % GWh a contratar en Hidrología Seca
	c) % GWh a contratar en forma variable en Hidrología Lluviosa y Seca

Tabla 9. Resumen del estudio a realizarse.

Para realizar el estudio tomaremos como datos de demanda a los encontrados en el Escenario Medio contemplado en el Capitulo 3.

Los incrementos de Compra de Energía en el Mercado de Contratos son del 10% de la Demanda total que necesita la Empresa.

Nota.- *El análisis se lo realizará para los años 2000, 2001 y 2002*

6.6 ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE EQUILIBRIO [6]

El principio base del método es que define a cada elemento del flujo de caja, como el más probable de ocurrencia.

Por tanto, la sensibilización de una variable siempre se hará sobre la evaluación preliminar. Dado que el VAN es la diferencia entre los ingresos y costos actualizados del proyecto (compra de energía), para que sea igual a cero debe cumplirse:

$$0 = \sum_{i=1}^{n} \frac{Y_t}{(1+i)^t} - \sum_{i=1}^{n} \frac{E_t}{(1+i)^t} - I_o$$

Donde:

Io = Inversión inicial

Y_t = Ingresos del período t

E_t = Egresos del período t

i = Tasa de descuento

t = Período

Fórmula que deberá desagregarse en función de las variables que se van a sensibilizar. Para nuestro caso sería así:

$$0 = \sum_{t=1}^{11} \frac{Y_t}{(1+i)^t} - \sum_{t=1}^{11} \frac{E_t}{(1+i)^t} - \sum_{t=1}^{11} \frac{D_E * P}{(1+i)^t}$$

Donde:

Y_t = Ingresos del período t

E_t = Egresos del período t

i = Tasa de descuento
t = Período 11 meses

D_E = Demanda de Energía a ser contratada.

P = Precio del kWh en el Mercado de Contratos. (Variable a sensibilizar)

Al resolver la ecuación anterior obtendríamos el valor del precio de la energía, el mismo que es el máximo valor que pagaría la Empresa para que el proyecto tenga el mínimo nivel de aprobación.

$$I - E * X = 0$$

$$X = \frac{I}{E}$$

Donde:

I = Valor Presente Neto del Flujo de Fondos, excepto el pago por Energía negociada en Contratos.

E = Cantidad de Energía a ser negociada en el Mercado de Contratos.

X = Precio máximo del kWh que se puede pagar en el Mercado de Contratos a Plazo (M. C. P.)

La tasa de descuento que se utilizo para este modelo es del 12 % anual, la cual es la tasa oficial en el Sistema Bancario Ecuatoriano en estos momentos sobre precios constantes.

6.7 RESULTADOS OBTENIDOS

En los Cuadros, que se señalan a continuación, se presentan los principales resultados de los diferentes estudios ejecutados, para la opción a) de la tabla 10.

# Cuadro	Descripción	Anexo
1	PKwh.PC.KHLL-S, BM-2000	18
2	PKwh.PI.KHLL-S, BM-2000	19
3	PKwh.PC.KHLL-S, BM-2001	22
4	PKwh.PI.KHLL-S, BM-2001	23
5	PKwh.PC.KHLL-S, BM-2002	24
6	PKwh.PI.KHLL-S, BM-2002	25
7	PKwh.PC.KHLL-S, HP-2000	26
8	PKwh.PI.KHLL-S, HP-2000	27
9	PKwh.PC.KHLL-S, HP-2001	28
10	PKwh.PI.KHLL-S, HP-2001	29
11	PKwh.PC.KHLL-S, HP-2002	30
12	PKwh.PI.KHLL-S, HP-2002	31
13	PKwh.PC.KHLL-S, HN-2000	32
14	PKwh.PI.KHLL-S, HN-2000	33
15	PKwh.PC.KHLL-S, HN-2001	34
16	PKwh.PI.KHLL-S, HN-2001	35
17	PKwh.PC.KHLL-S, HN-2002	36
18	PKwh.PI.KHLL-S, HN-2002	37

# Cuadro	Descripción	Anexo
19	PKwh.PC.KHLL-S, TE-2000	38
20	PKwh.PI.KHLL-S, TE-2000	39
21	PKwh.PC.KHLL-S, TE-2001	40
22	PKwh.PI.KHLL-S, TE-2001	41
23	PKwh.PC.KHLL-S, TE-2002	42
24	PKwh.PI.KHLL-S, TE-2002	43
25	PKwh.PC.KHLL-S, EG-2000	44
26	PKwh.PI.KHLL-S, EG-2000	45
27	PKwh.PC.KHLL-S, EG-2001	46
28	PKwh.PI.KHLL-S, EG-2001	47
29	PKwh.PC.KHLL-S, EG-2002	48
30	PKwh.PI.KHLL-S, EG-2002	49
31	PKwh.PC.KHLL-S, BD-2000	50
32	PKwh.PI.KHLL-S, BD-2000	51
33	PKwh.PC.KHLL-S, BD-2001	52
34	PKwh.PI.KHLL-S, BD-2001	53
35	PKwh.PC.KHLL-S, BD-2002	54
36	PKwh.PI.KHLL-S, BD-2002	55

Nomenclatura:

P.Kwh	Precio del kilovatiohora
PC	Considerando Precios Congelados de los Combustibles
PI	Considerando Precios Internacionales de los Combustibles
KHLL-S	% GWh a contratar en forma constante en Hidrología Lluviosa y Seca
BM	Contrato a Plazo en la Barra de Mercado
HP	Contrato a Plazo en la Barra de Hidropaute
HN	Contrato a Plazo en la Barra de Hidronación
TE	Contrato a Plazo en la Barra de Termoesmeraldas
EG	Contrato a Plazo en la Barra de Electroguayas
BD	Contrato a Plazo en la Barra del Distribuidor (EMELNORTE)
2000, 2001, 2002	Corresponde al año para el cual se hace la evaluación

Los Cuadros de Resultados para la opción b y c de la Tabla 9, se encuentran en el Anexo 56.

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	0,028254
20	0,021130
30	0,018755
40	0,017568
50	0,016855
60	0,016380
70	0,016041
80	0,015787
90	0,015589
100	0,015430

Cuadro N. 1

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	-
20	-
30	-
40	-
50	0,003751
60	0,007563
70	0,010287
80	0,012329
90	0,013918
100	0,015189

Cuadro N. 2

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	0,107473
20	0,061613
30	0,046327
40	0,038683
50	0,034097
60	0,031040
70	0,028856
80	0,027218
90	0,025944
100	0,024925

Cuadro N.3

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	-
20	-
30	-
40	-
50	-
60	0,002050
70	0,007452
80	0,011502
90	0,014653
100	0,017174

Cuadro N. 4

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	0,185162
20	0,100468
30	0,072236
40	0,058120
50	0,049651
60	0,044005
70	0,039972
80	0,036947
90	0,034594
100	0,032712

Cuadro N. 5

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	-
20	-
30	-
40	0,003567
50	0,010838
60	0,0156857
70	0,0191481
80	0,021745
90	0,023765
100	0,025380

Cuadro N. 6

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	0,028093
20	0,021047
30	0,018698
40	0,017524
50	0,016819
60	0,016349
70	0,016014
80	0,015762
90	0,015566
100	0,015410

Cuadro N.7

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	-
20	-
30	-
40	-
50	0,003992
60	0,007763
70	0,010456
80	0,012477
90	0,014048
100	0,015305

Cuadro N. 8

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	0,106464
20	0,061106
30	0,045986
40	0,038427
50	0,033891
60	0,030867
70	0,028707
80	0,027087
90	0,025827
100	0,024819

Cuadro N. 9

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	-
20	-
30	-
40	-
50	-
60	0,002460
70	0,007802
80	0,011808
90	0,014924
100	0,017417

Cuadro N. 10

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	0,183307
20	0,099537
30	0,071614
40	0,057653
50	0,049276
60	0,043691
70	0,039702
80	0,036710
90	0,034383
100	0,032522

Cuadro N.11

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	-
20	-
30	-
40	0,003961
50	0,011152
60	0,015947
70	0,019372
80	0,021940
90	0,023938
100	0,025536

Cuadro N. 12

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	0,027628
20	0,020647
30	0,018320
40	0,017156
50	0,016458
60	0,015993
70	0,015660
80	0,015411
90	0,015217
100	0,015062

Cuadro N. 13

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	-
20	-
30	-
40	-
50	0,003508
60	0,007244
70	0,009913
80	0,011914
90	0,013471
100	0,014716

Cuadro N. 14

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	0,105203
20	0,060266
30	0,045287
40	0,037798
50	0,033304
60	0,030308
70	0,028169
80	0,026564
90	0,025315
100	0,024317

Cuadro N.15

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	-
20	-
30	-
40	-
50	-
60	0,001666
70	0,006958
80	0,010927
90	0,014015
100	0,016484

Cuadro N. 16

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	0,181321
20	0,098335
30	0,070672
40	0,056841
50	0,048543
60	0,043010
70	0,039058
80	0,036095
90	0,033789
100	0,031945

Cuadro N. 17

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	-
20	-
30	-
40	0,003150
50	0,010274
60	0,015024
70	0,018417
80	0,020961
90	0,022940
100	0,024523

Cuadro N. 18

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	0,027040
20	0,020198
30	0,017917
40	0,016776
50	0,016092
60	0,015636
70	0,015310
80	0,015066
90	0,014876
100	0,014724

Cuadro N.19

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	-
20	-
30	-
40	-
50	0,003290
60	0,006952
70	0,009568
80	0,011529
90	0,013055
100	0,014276

Cuadro N. 20

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	0,102998
20	0,058955
30	0,044274
40	0,036934
50	0,032529
60	0,029593
70	0,027496
80	0,025923
90	0,024699
100	0,023721

Cuadro N. 21

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	-
20	-
30	-
40	-
50	-
60	0,001168
70	0,006355
80	0,010245
90	0,013271
100	0,015692

Cuadro N. 22

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	0,177595
20	0,096262
30	0,069150
40	0,055595
50	0,047462
60	0,042039
70	0,038166
80	0,035262
90	0,033002
100	0,031195

Cuadro N.23

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	-
20	-
30	-
40	0,002618
50	0,009601
60	0,014256
70	0,017581
80	0,020075
90	0,022014
100	0,023566

Cuadro N. 24

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	0,028440
20	0,021332
30	0,018963
40	0,017778
50	0,017067
60	0,016593
70	0,016255
80	0,016001
90	0,015804
100	0,015646

Cuadro N. 25

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	-
20	-
30	-
40	-
50	0,004190
60	0,007994
70	0,010711
80	0,012749
90	0,014334
100	0,015602

Cuadro N. 26

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	0,107480
20	0,061727
30	0,046476
40	0,038851
50	0,034275
60	0,031225
70	0,029046
80	0,027412
90	0,026141
100	0,025125

Cuadro N.27

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	-
20	-
30	-
40	-
50	-
60	0,002661
70	0,008049
80	0,012091
90	0,015234
100	0,017749

Cuadro N. 28

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	0,184987
20	0,100490
30	0,072325
40	0,058242
50	0,049793
60	0,044160
70	0,040136
80	0,037118
90	0,034771
100	0,032894

Cuadro N. 29

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	-
20	-
30	-
40	0,004174
50	0,011428
60	0,016264
70	0,019719
80	0,022310
90	0,024325
100	0,025937

Cuadro N. 30

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	0,029139
20	0,021868
30	0,019444
40	0,018232
50	0,017505
60	0,017020
70	0,016674
80	0,016414
90	0,016212
100	0,016051

Cuadro N.31

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	-
20	-
30	-
40	-
50	0,004377
60	0,008268
70	0,011048
80	0,013132
90	0,014754
100	0,016051

Cuadro N. 32

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	0,110005
20	0,063200
30	0,047599
40	0,039798
50	0,035117
60	0,031997
70	0,029768
80	0,028097
90	0,026797
100	0,025756

Cuadro N. 33

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	-
20	-
30	-
40	-
50	-
60	0,002869
70	0,008381
80	0,012515
90	0,015731
100	0,018303

Cuadro N. 34

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	0,189292
20	0,102854
30	0,074042
40	0,059635
50	0,050991
60	0,045229
70	0,041113
80	0,038026
90	0,035625
100	0,033704

Cuadro N.35

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	-
20	-
30	-
40	0,004417
50	0,011838
60	0,016785
70	0,020319
80	0,022969
90	0,025031
100	0,026680

Cuadro N. 36

6.8 DATOS QUE SE PUEDEN CONSIDERAR AL MOMENTO DE SELECCIONAR EL AGENTE GENERADOR.

En el Sistema Nacional Interconectado existen 7 Agentes Generadores que por su capacidad de Generación conforman la lista de Generadores que se tomaron en cuenta para la realización de los Contratos a Plazo, estos son:

- Hidropaute
- Hidroagoyán
- Hidropucará
- Hidronación
- Termoesmeraldas
- Termopichincha
- Electroguayas.

Para realizar el Análisis de Sensibilidad se consideró a dos Generadores Hidráulicos: Hidropaute e Hidronación y a dos Generadores Térmicos: Termoesmeraldas y Electroguayas, como se indicaron en los cuadros anteriores.

Existen parámetros tanto técnicos como económicos que son definitivos al momento de realizar la selección del Generador a Contratar las cuales se consideran a continuación:

- El precio del kWh encontrado para cada uno de los Agentes Generadores mediante el modelo de sensibilidad de compra de energía.

- El Precio Fijo Anual por kWh generado, el cual ha sido encontrado mediante un estudio de costos de cada uno de los Agentes Generadores.

- La frecuencia con que cada Generador del S.N.I. es despachado o no por el CENACE, ya que la Ley de Régimen del Sector Eléctrico estipula que la existencia del Contrato de suministro de energía garantiza únicamente el compromiso de disponibilidad del Generador para entregar su energía *si es despachado* por el CENACE y cumplir así directamente sus contratos o indirectamente, a través de otro generador, si no es despachado.

- Su ubicación eléctrica en el Sistema Nacional Interconectado, lo que permite estimar el costo por Transmisión a través de su factor de nodo, lo que refleja también la cantidad de pérdidas que implica al trasladar la energía desde el nodo Generador hasta el Nodo de la Empresa Distribuidora EMELNORTE en el MCP.

Para aclarar los puntos anteriores revisaremos los siguientes datos de los Agentes Generadores del Sistema Nacional Interconectado:

1) Datos obtenidos por el Modelo de Sensibilidades:

   Con el fin de comparar los diferentes precios que se podría pagar a los Agentes Generadores se ha procedido a graficar los precios del kWh arrojados por el Modelo de Sensibilidades vs. el porcentaje de la Demanda de Energía que la Empresa podría negociar.

Se ha procedido a realizar 6 gráficos considerando los años de estudio y el precio de los combustibles. Los gráficos se encuentran en el Anexo 57 (Con Precios Congelados de Combustibles: Gráfico 1 – Año 2000, Gráfico 2 – Año 2001 y Gráfico 3 – Año 2002); (Con Precios Internacionales de Combustibles: Gráfico 4 – Año 2000, Gráfico 5 – Año 2001 y Gráfico 6 – Año 2002).

2) Precio estimado de la Energía al que se remunerarán en un Mercado de Contratos a Plazo a los Agentes Generadores.

A. GENERADOR	Precio del kWh a los Distribuidores (USD/kWh) F. S. [1]	Precio del kWh a los Distribuidores (USD/kWh) M. E. M.[2]	Costo Variable Unitario.[3] (USD/kWh)	Potencia Efectiva MW	Tipo
Termopichincha	0.057544	*	0.0258	82.2	T
Electroguayas	0.052324	0.0708	0.0185	391	T
Hidropucará	0.028869	0.0470	0.0020	73	H
Hidroagoyán	0.014894	0.0470	0.0020	160	H
Hidronación	*	0.0400	0.0020	213	H
Hidropaute	0.009075	0.0400	0.0020	1100	H
Termoesmeraldas	0.045815	0.0570	0.0115	125	T

Tabla 10. Precios de la Energía que se cobran actualmente dados por el Fondo de Solidaridad y el precio que los A. Generadores cobrarían en un Mercado Eléctrico Mayorista Libre.

3) Despacho de los Agentes Generadores.

Estadísticas del Despacho de los Generadores en el Sistema Nacional Interconectado realizado por el CENACE							
MES	Hidropaute	Hidronación	Hidropucará	Hidroagoyán	T. Esmeraldas	T.Pichincha	Electroguay.
Ene-00	a, b, c	b, c	b, c	a, b, c	a, b, c	a, b, c	a, b, c
Feb-00	a, b, c	b, c	C	a, b, c	a, b, c	a, b, c	a, b, c
Mar-00	a, b, c	b. c	c	a, b, c	-	c	a, b, c
Abr-00	a, b, c	c	b, c	a, b, c	-	c	a, b, c
May-99	a, b, c	c	b, c	a, b, c	-	c	a, b, c
Jun-99	a, b, c	a, b, c	b, c	a, b, c	-	c	a, b, c
Jul-99	a, b, c	c	b, c	a, b, c	-	c	a, b, c
Ago-99	a, b, c	c	b, c	a, b, c	-	c	a, b, c
Sep-99	a, b, c	b, c	b, c	a, b, c	a, b, c	a, b, c	a, b, c
Oct-99	a, b, c	b, c	b, c	a, b, c	a, b, c	a, b, c	a, b, c
Nov-99	a, b, c	b, c	b, c	a, b, c	a, b, c	a, b, c	a, b, c
Dic-99	a, b, c	b, c	b, c	a, b, c	a, b, c	-	a, b, c

Tabla 11. Estadísticas de despacho de las Unidades Generadoras del S.N.I.

[1] Datos Tomados del oficio N.GGFS-2000-076 enviado por el Fondo de Solidaridad. Apéndice 2.
[2] Datos obtenidos de conversaciones directas con los Agentes Generadores.
[3] Datos enviados por el CENACE vía e-mail.
* Datos desconocidos.

a =	Despachado en Demanda Base
b =	Despachado en Demanda Media
c =	Despachado en Demanda Máxima

4) Pérdidas de Energía en el Mercado de Contratos.

Pérdidas de Energía desde el nodo Generador al nodo Distribuidor al Contratar en el Mercado de Contratos a Plazo la Demanda Anual de EMELNORTE.
(Centrales Hidroeléctricas)

EMELNORTE	Hidropaute (GWh)				Hidroagoyán (GWh)				Hidronación (GWh)				Hidropucará (GWh)			
Año	2000	2001	2002	TOTAL	2000	2001	2002	TOTAL	2000	2001	2002	TOTAL	2000	2001	2002	TOTAL
ENERO	0,36	0,38	0,41	1,15	0,41	0,44	0,47	1,32	0,83	0,88	0,94	2,65	0,45	0,48	0,51	1,44
FEBRERO	0,37	0,39	0,41	1,17	0,43	0,45	0,47	1,35	0,86	0,90	0,95	2,71	0,47	0,49	0,52	1,47
MARZO	0,36	0,38	0,40	1,14	0,42	0,44	0,46	1,31	0,83	0,87	0,92	2,63	0,45	0,47	0,50	1,43
ABRIL	0,74	0,77	0,82	2,33	0,85	0,89	0,95	2,69	0,52	0,54	0,57	1,63	0,63	0,66	0,70	1,98
MAYO	0,68	0,72	0,76	2,17	0,79	0,83	0,88	2,50	0,48	0,50	0,53	1,52	0,58	0,61	0,65	1,84
JUNIO	0,72	0,76	0,80	2,28	0,83	0,87	0,92	2,63	0,50	0,53	0,56	1,59	0,61	0,64	0,68	1,93
JULIO	0,76	0,80	0,84	2,40	0,88	0,92	0,97	2,77	0,53	0,56	0,59	1,68	0,65	0,68	0,71	2,04
AGOSTO	0,83	0,86	0,91	2,60	0,96	1,00	1,05	3,00	0,58	0,60	0,64	1,82	0,70	0,73	0,77	2,21
SEPTIEMBRE	0,86	0,90	0,95	2,70	0,99	1,03	1,10	3,12	1,16	1,21	1,28	3,64	0,73	0,76	0,81	2,30
OCTUBRE	0,37	0,39	0,42	1,19	0,43	0,45	0,48	1,37	0,86	0,91	0,97	2,74	0,47	0,49	0,53	1,49
NOVIEMBRE	0,38	0,40	0,43	1,21	0,44	0,46	0,49	1,39	0,88	0,92	0,99	2,79	0,48	0,50	0,54	1,52
DICIEMBRE	0,37	0,39	0,41	1,17	0,42	0,45	0,48	1,35	0,85	0,89	0,95	2,70	0,46	0,49	0,52	1,47
TOTAL (GWh)	**6,8**	**7,1**	**7,6**	**21,5**	**7,8**	**8,2**	**8,7**	**24,8**	**8,9**	**9,3**	**9,9**	**28,1**	**6,7**	**7,0**	**7,4**	**21,1**

Pérdidas de Energía desde el nodo Generador al nodo Distribuidor al Contratar en el Mercado de Contratos a Plazo la Demanda Anual de EMELNORTE.
(Centrales Térmicas)

EMELNORTE	Termoesmeraldas (GWh)				Termopichincha (GWh)				Electroguayas (GWh)			
Año	2000	2001	2002	TOTAL	2000	2001	2002	TOTAL	2000	2001	2002	TOTAL
ENERO	1,38	1,48	1,57	4,43	0,45	0,48	0,51	1,44	0,36	0,39	0,41	1,16
FEBRERO	1,44	1,51	1,59	4,54	0,47	0,49	0,52	1,47	0,38	0,39	0,42	1,18
MARZO	1,39	1,46	1,55	4,40	0,45	0,47	0,50	1,43	0,36	0,38	0,40	1,15
ABRIL	0,77	0,81	0,86	2,44	0,72	0,75	0,80	2,26	0,43	0,45	0,48	1,36
MAYO	0,72	0,75	0,80	2,27	0,66	0,70	0,74	2,10	0,40	0,42	0,44	1,26
JUNIO	0,75	0,79	0,84	2,38	0,70	0,73	0,78	2,21	0,42	0,44	0,47	1,32
JULIO	0,80	0,83	0,88	2,51	0,74	0,77	0,82	2,33	0,44	0,46	0,49	1,39
AGOSTO	0,87	0,90	0,95	2,72	0,80	0,84	0,88	2,52	0,48	0,50	0,53	1,51
SEPTIEMBRE	0,90	0,94	0,99	2,83	0,83	0,87	0,92	2,62	0,50	0,52	0,55	1,57
OCTUBRE	1,45	1,52	1,62	4,59	0,47	0,49	0,53	1,49	0,38	0,40	0,42	1,20
NOVIEMBRE	1,47	1,55	1,66	4,68	0,48	0,50	0,54	1,52	0,38	0,40	0,43	1,22
DICIEMBRE	1,43	1,50	1,60	4,53	0,46	0,49	0,52	1,47	0,37	0,39	0,42	1,18
TOTAL (GWh)	**13,4**	**14,0**	**14,9**	**42,3**	**7,2**	**7,6**	**8,0**	**22,9**	**4,9**	**5,1**	**5,5**	**15,5**

Tabla 12. Pérdidas de Energía si se contrata la Demanda con cada uno de los Agentes Generadores.

6.9 SELECCIÓN DE LOS GENERADORES PARA LA REALIZACIÓN DEL CONTRATO.

1. **Precio de la Energía según el Modelo de Sensibilidades y el Fondo de Solidaridad.**

A. GENERADOR	Precio FS (USD/kWh) [4]
Hidropaute	0.009075
Hidroagoyán	0.014894
Hidropucará	0.028869
Hidronación	
Termoesmeraldas	0.045815
Electroguayas	0.052324
Termopichincha	0.057544

Mediante el Cuadro anterior se puede realizar un análisis en lo que tiene que ver con el precio de la energía en el Mercado de Contratos a Plazo, valores que fueron fijados por el Fondo de Solidaridad quien es el accionista mayoritario de las Empresas de Generación a excepción de Hidronación.

La Empresa se encuentra en capacidad de pagar el precio a todos los Generadores que señala el Fondo de Solidaridad para combustibles congelados, en cambio para precios internacionales de combustible la Empresa podría alcanzar solo a los Generadores hidráulicos de la lista anterior, a saber: Hidropaute, Hidroagoyán y para el 2002 se optaría también por Hidropucará si se mantienen los precios anteriores.

2. **Precio de la Energía según los Agentes Generadores:**

A. GENERADOR	Precio Real (USD/kWh)
Hidropaute	0.0400
Hidroagoyán	0.0470
Hidropucará	0.0470
Hidronación	0.0480
Termoesmeraldas	0.0570

[4] Datos tomados del oficio N. GGFS-2000-076 enviado por el Fondo de Solidaridad a EMELNORTE.

Electroguayas	0.0708
Termopichincha	*

Cuando el Mercado Eléctrico Mayorista se consolide o se libere por completo el precio del kWh, sufrirá un cambio debido a que cada uno de los Agentes Generadores ha realizado un estudio económico y han definido el precio fijo anual que ellos pondrían a consideración de los Agentes Distribuidores en el Mercado de Contratos a Plazo, los mismos que se muestran en la tabla anterior en orden ascendente.

La Empresa alcanzaría a negociar con los Agentes Generadores solo si los precios de los combustibles se mantienen congelados.

3. **Pérdidas del nodo del Generador al nodo de EMELNORTE en el caso de contratar toda la demanda de energía con un solo Agente Generador.**

A. GENERADOR	PERDIDAS (GWh/AÑO)
Electroguayas	15.5
Hidropucará	21.1
Hidropaute	21.5
Termopichincha	22.9
Hidroagoyán	24.8
Hidronación	28.1
Termoesmeraldas	42.3

En la tabla anterior se observa que la Empresa de Generación con la que EMELNORTE tendría la menor cantidad de perdidas de energía en el Mercado de Contratos a Plazo es Electroguayas, debido a que su nodo se encuentra cercano eléctricamente al nodo de EMELNORTE, y a continuación en la lista se encuentra una Central Hidráulica.

El parámetro de pérdidas de energía expuesto en el cuadro anterior se lo ha obtenido mediante la aplicación de las fórmulas que se encuentran en la Regulación CONELEC 010/99 y asumiendo que toda la demanda de energía se

contrataría con cada uno de los Agentes Generadores del Sistema; esta información entrega cual Generador ocasionaría que la Empresa pagara más dinero por energía que no es utilizada en beneficio propio.

4. **Orden Estadístico de Despacho de la unidades Generadoras durante 1 año.**

Despacho Promedio de los Generadores en Orden de Salida
Hidropaute
Hidroagoyán
Hidronación
Hidropucará
Electroguayas
Termoesmeraldas
Termopichincha

El Orden de Despacho de las Unidades Generadoras que realiza el CENACE se basa en el menor costo variable de producción declarado por las Centrales, y en el cuadro anterior se ha colocado por orden de salida que han tenido los Agentes Generadores durante un período de 1 año calendario y que la Empresa consideraría para realizar la negociación en el Mercado de Contratos, debido a que los Generadores cumplirán los contratos si son despachados en forma directa y si no son despachados la Ley indica que deben cumplir el Contrato a través de los que son despachados.

La selección de los Agentes Generadores con los cuales se llevaría a cabo la negociación implica un análisis de lo expuesto anteriormente en forma conjunta, es decir, cual de todos los parámetros tabulados en las páginas anteriores es el de mayor peso al momento de tomar una decisión en una contratación.

Se analiza los puntos 1 y 2, en lo referente al precio del kWh generado, cuyo parámetro comprende un gran porcentaje en la toma de la decisión para celebrar dicho contrato.

Las Unidades Generadoras Hidráulicas son las que han declarado los costos más bajos y ocupan los primeros puestos de prioridad para realizar el contrato, tales Empresas Generadoras son: Hidropaute, Hidroagoyán, Hidropucará e Hidronación.
Aún cuando el Mercado Eléctrico se libere por completo y los precios de la Energía entregados por los Agentes Generadores se incrementen a precios internacionales de producción, es conveniente realizar los contratos con las Centrales Hidráulicas, sin embargo hay que considerar las estacionalidades hidrológicas que se presentan en nuestro país.

El que se descarte la Central Hidráulica Hidropucará, se debe a que su Energía Firme se la despacha si esta disponible específicamente para realizar Regulación de Frecuencia del Sistema Nacional Interconectado.

Respecto al punto 3, Termoesmeraldas ocasionaría en un contrato de compra de energía la mayor cantidad de pérdidas de energía durante el año de duración del contrato.

El realizar un Contrato a Plazo con Termoesmeraldas lleva una pérdida de energía de 42.3 GWh anuales, lo que corresponde al 15.1 % de toda la Demanda Anual que necesita el Sistema de Distribución de EMELNORTE, este aspecto se debería tomar en consideración en la toma de la decisión., Hidropaute lleva pérdidas de Energía en el orden del 21.5 % de la Demanda total contratada, por lo que se encuentra en una de las mejores opciones.

En cuanto al punto 4, el orden de Despacho comienza por una Unidad Generadora Hidroeléctrica cuyo costo variable de producción es bajo, lo que ayuda para que estas Centrales que son las primeras en ser despachadas, cumplan con el Contrato en forma directa.

Por lo expuesto hasta aquí, las Centrales con las que se celebraría los Contratos a Plazo son los siguientes en orden de prioridad:

A.GENERADOR
Hidropaute
Hidroagoyán
Hidronación
Termoesmeraldas
Electroguayas

Cabe indicar que los gráficos del precio del kWh vs. el porcentaje de Demanda de energía a contratar en el Mercado de Contratos a Plazo cuando se realiza el pacto en la Barra de Mercado para todo el período de análisis se encuentran en el Anexo 58 (Gráfico 1 – Precios Congelados de Combustibles , Gráfico 2 – Precios Internacionales de Combustible).

Además los gráficos cuando se realiza el pacto en la Barra del Distribuidor para todo el período de análisis se encuentran en el Anexo 59 (Gráfico 1 – Precios Congelados de Combustibles , Gráfico 2 – Precios Internacionales de Combustible).

Una comparación de precios del kWh en las tres Barras de estudio se encuentran en el Anexo 60 (Con Precios Congelados de Combustibles: Gráfico 1 – Año 2000, Gráfico 2 – Año 2001 y Gráfico 3 – Año 2002); (Con Precios Internacionales de Combustibles: Gráfico 4 – Año 2000, Gráfico 5 – Año 2001 y Gráfico 6 – Año 2002).

6.10 ANALISIS DE LA PROPUESTA DE CONTRATOS A PLAZO DEL FONDO DE SOLIDARIDAD PARA EMELNORTE

En este punto enfocaremos la propuesta realizada por el Fondo de Solidaridad para la Empresa Eléctrica Regional Norte en lo que tiene que ver con la suscripción inmediata de los contratos de compra – venta de energía entre las empresas de Generación y las empresas de distribución en las que el fondo es accionista.

A continuación se presenta la siguiente tabla, en el que se detalla la propuesta de contratación por parte del Fondo de Solidaridad y los valores que podría cancelar EMELNORTE según el Modelo de Sensibilidades.

Se ha considerado los precios del kWh que ha enviado el Fondo de Solidaridad a la Empresa, los mismos que han sido reflejados a cada una de las Barras de los Agentes Generadores utilizando su Factor de Nodo Ponderado.

AGENTE GENERADOR	Energía a ser entregada a EMELNORTE en 1 año	% de la Demanda total Contratada	Factor de Nodo Ponderado en la BG	Precio en la BM	Precio en la BG	Valor a Cancelar a los Generadores. F. S.	Precio máximo del kWh con PC en la BG	Valor a Cancelar a los Generadores. PC. Modelo de Sensibilidad	Precio máximo del kWh con PI en la BG	Valor a Cancelar a los Generadores. PI. Modelo de Sensibilidad
	GWh	**%**		**c/kWh**	**c/kWh**	**USD**	**USD**	**USD**	**USD**	**USD**
Hidropaute	77,12	26	0.97	0.9075	0.8803	678,868	0.052	4,010,240	0.0240	1,850,880
Hidroagoyán	21,56	7	0.98	1.4894	1.4596	314,692	0.044	948,640	0.0200	431,200
Hidropucará	3,79	1	1.017	2.8869	2.9360	111,274	0.043	162,970	0.0195	73,905
Termopichincha	1,97	1	1.035	5.7544	5.9558	117,329	0.042	82,740	0.0190	37,430
Termoesmeraldas	11,59	4	1.014	4.5815	4.6456	538,430	0.038	440,420	0.0170	197,030
Electroguayas	33,32	11	1.025	5.2324	5.3632	1,787,022	0.033	1,099,560	0.0150	499,800
TOTAL	**149,34**	**50**				**3,547,615**		**6,744,570**		**3,090,245**

Tabla 13. Propuesta realizada por el Fondo de Solidaridad a EMELNORTE para el MCP.

Si se reducen las pérdidas no técnicas en un 50 %, incrementando la recaudación en la Empresa, se obtienen los siguientes resultados:

AGENTE GENERADOR	Energía a ser entregada a EMELNORTE en 1 año	% de la Demanda total Contratada	Factor de Nodo Ponderado en la BG	Precio en la BM	Precio en la BG	Valor a Cancelar a los Generadores. F. S.	Precio máximo del kWh con PI en la BG	Valor a Cancelar a los Generadores. PI. Modelo de Sensibilidad
	GWh	**%**		**c/kWh**	**c/kWh**	**USD**	**USD**	**USD**
Hidropaute	77,12	26	0.97	0.9075	0.8803	678,868	0.0271	2,091,494
Hidroagoyán	21,56	7	0.98	1.4894	1.4596	314,692	0.0226	487,256
Hidropucará	3,79	1	1.017	2.8869	2.9360	111,274	0.0220	83,513
Termopichincha	1,97	1	1.035	5.7544	5.9558	117,329	0.0215	42,296
Termoesmeraldas	11,59	4	1.014	4.5815	4.6456	538,430	0.0192	222,644
Electroguayas	33,32	11	1.025	5.2324	5.3632	1,787,022	0.0170	564,774
TOTAL	**149,34**	**50**				**3,547,615**		**3,491,977**

Tabla 14. Resultados si EMELNORTE reduce sus pérdidas no técnicas en un 50%.

Si se llega al porcentaje que estipula el CONELEC para las pérdidas no técnicas del 2% en las Empresas de Distribución, se obtienen los siguientes datos:

AGENTE GENERADOR	Energía a ser entregada a EMELNORTE en 1 año	% de la Demanda total Contratada	Factor de Nodo Ponderado en la BG	Precio en la BM	Precio en la BG	Valor a Cancelar a los Generadores. F. S.	Precio máximo del kWh con PI en la BG	Valor a Cancelar a los Generadores. PI. Modelo de Sensibilidad
	GWh	**%**		**C/kWh**	**c/kWh**	**USD**	**USD**	**USD**
Hidropaute	77,12	26	0.97	0.9075	0.8803	678,868	0.0288	2,221,056
Hidroagoyán	21,56	7	0.98	1.4894	1.4596	314,692	0.0240	517,440
Hidropucará	3,79	1	1.017	2.8869	2.9360	111,274	0.0234	88,686
Termopichincha	1,97	1	1.035	5.7544	5.9558	117,329	0.0228	44,916
Termoesmeraldas	11,59	4	1.014	4.5815	4.6456	538,430	0.0204	236,436
Electroguayas	33,32	11	1.025	5.2324	5.3632	1,787,022	0.0180	599,760
TOTAL	**149,34**	**50**				**3,547,615**		**3,708,294**

Tabla 15. Resultados si EMELNORTE reduce sus pérdidas no técnicas en un 2 %.

Donde :

B. M. = Barra de Mercado.

F. S. = Según el Fondo de Solidaridad.

P .C. = Precios Congelados de Combustible.

P. I. = Precios Internacionales de Combustible.

M. S. = Según el Modelo de Sensibilidades.

CAPITULO 7

Conclusiones y Recomendaciones

CAPITULO 7

7.1 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1.1 CONCLUSIONES:

1. Los datos históricos de Demanda en el Sistema de Distribución de EMELNORTE son confiables lo que ha llevado a que la proyección de potencia y energía disminuya su porcentaje de incertidumbre.

2. En este estudio se consideró el escenario medio de crecimiento de la demanda, debido a la etapa de recesión que vive el país por la aplicación de la dolarización.

3. La metodología utilizada para elaborar el Modelo de Sensibilidad pretendió alcanzar todos los aspectos técnicos-económicos, que conllevarán a negociar la compra de energía en el Mercado Ocasional (SPOT) y en el Mercado de Contratos a Plazo, según como indica la Regulación CONELEC N. 010/99, en la cual se fundamentan los Procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista.

4. En cualquiera de las tres Barras de negociación (Barra de Mercado, Barra del Generador y Barra del Distribuidor) que la Empresa decida realizar el Contrato de compra de energía, no se verá perjudicada a menos que sobrepase en el Contrato, el precio del kWh, que se encuentra en función del porcentaje de Energía a contratar.

5. En el estudio se consideraron aspectos que señala el Programa de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista Abril/2000 – Marzo/2001 en cuanto al costo marginal del kWh en la Barra de Mercado, considerando

fórmula utilizada para el cálculo de pérdidas se minimiza al momento de que el Factor de Nodo del Generador se acerca a 1.

10. Electroguayas es el Agente Generador que tiene mayor remuneración por su kWh generado, esto se presenta porque este Agente Generador se encuentra en una zona de gran demanda y cercana a la Barra de Mercado, su Factor de Nodo se aproxima a 1, esto se observa en los cuadros de Factores de Nodo que se encuentran en el Capítulo VI.

11. El precio del kWh se incrementa al pactar la Compra de Energía en la Barra del Distribuidor, porque le corresponde al Agente Generador asumir las pérdidas de energía que ocurre en la transacción y esto afecta directamente al Balance Económico. El Modelo de Sensibilidad reconoce al Agente Generador este costo al incrementar la Capacidad de pago de la Empresa por kWh negociado.

12. En el Balance Económico que utiliza el Modelo, se puede observar que el costo fijo de Operación y Mantenimiento (pago de trabajadores) es el de mayor peso superando al rubro de Inversiones, costo que decrece la posibilidad a la Empresa para que pueda pagar un precio mayor en el Mercado de Contratos a Plazo por kWh.

13. Debido a la simplificación en la configuración del Sistema Nacional Interconectado, y de la estimación de generación y demanda promedio del Sistema con el fin de obtener datos de Factores de Nodo promedio por estacionalidad hidrológica, el Modelo de Sensibilidades incurre en un porcentaje de error bajo que se puede despreciar. La reducción del diagrama del S.N.I. se lo realizó cuidando de que en el Sistema estén involucrados los principales Agentes Generadores.

14. En el gráfico referente al Precio del kWh que podría pagar la Empresa en el cual constan las tres Barras de negociación (Barra de Mercado, Barra del Generador – Promedio, Barra del Distribuidor), se observa una mínima diferencia de valores, pero al momento de realizar los pagos por kWh contratado, esta diferencia se ve marcada por los grandes montos de dinero a cancelar en la Transacción.

15. El presente trabajo es de gran utilidad en el momento que el Mercado Eléctrico Mayorista se libere por completo, porque indica el precio máximo del kWh que la Empresa podría pagar al momento de negociar con los Agentes Generadores, así como posibles políticas de negociación que podría proponer la Empresa al momento de suscribir el Contrato.

16. Al comparar los precios fijados por el Fondo de Solidaridad a los agentes generadores para la realización de Contratos, con los precios del kWh obtenidos mediante el Modelo de Sensibilidades, se puede ver que a la Empresa le favorece realizar la negociación del 26% y del 7% de la Demanda con Hidropaute e Hidroagoyán respectivamente, en cambio se ve perjudicada al negociar con todas las Centrales Térmicas.

17. Debido a la importancia de los Factores de Nodo en la Transacciones Comerciales del MEM. se ha utilizado un método exacto de solución de flujos de potencia, es decir, un método que no desprecia ningún término del Jacobiano como el que utiliza el Power World (Newton Raphson Completo).

18. El incremento del Precio Marginal del kWh en la Barra de Mercado a niveles internacionales, provoca un gran impacto en el Modelo de Sensibilidades, todo esto como consecuencia de la concepción en la

remuneración a los Agentes Generadores en el Mercado Eléctrico Mayorista.

19. En las transacciones de compra-venta entre los Generadores del Fondo y Emelnorte se tiene: si realizamos la transacción considerando Precios Congelados de Combustibles obtenidos en el Modelo de Sensibilidades, la Empresa tiene un ahorro del 90% aproximadamente del monto total de la transacción con el Fondo de Solidaridad; en cambio si consideramos Precios Internacionales de Combustibles la Empresa pagará un sobrecosto del 15 % aproximadamente del monto total de la transacción con los precios fijados por el Fondo de Solidaridad.

20. Existen muchas opciones que se podría proponer al Fondo de Solidaridad para que el monto del costo de Contratos sea igual al monto máximo que puede pagar la Empresa, una alternativa es: Hidropaute 29.4 %, Hidroagoyán 7.5 %, Hidropucará 1%, Termopichincha 1%, Termoesmeraldas 2.5 % y Electroguayas 8.6 % de la Demanda Total de EMELNORTE, la propuesta mantiene los porcentajes que ha sugerido el Fondo de Solidaridad.

21. Al reducir el porcentaje de pérdidas no técnicas en un 50 %, lleva a obtener resultados favorables para la Empresa, el sobrecosto disminuye al 1.6 % aproximadamente el monto total de la transacción con el Fondo de Solidaridad.

22. La Empresa comienza a beneficiarse de la propuesta del Fondo de Solidaridad si disminuye el valor de pérdidas no técnicas al valor que fija el CONELEC para la Empresas de Distribución en el 2002, lo que implica tener el 2 % de pérdidas no técnicas. La Empresa tiene un ahorro del 4.5 %

aproximadamente del monto que se pagará a los Generadores con la Propuesta del Fondo de Solidaridad.

7.1.2 RECOMENDACIONES:

1. Para este tipo de estudios se sugiere contemplar horizontes a corto plazo; además de verificar si existen desviaciones significativas en los valores estadísticos de demanda los mismos que no se tomarán en cuenta al momento de realizar la proyección.

2. La Empresa Eléctrica Regional Norte debe incentivar la ejecución del Plan de reducción de pérdidas técnicas que no implique grandes inversiones de dinero como son: la reubicación de Transformadores en el sistema, Balancear las fases de los alimentadores que salen de las Subestaciones de Distribución, en cuanto a las pérdidas no técnicas se pueden reducir aplicado efectivas políticas antirrobo de energía.

3. En los costos presentados en el Balance Económico de la Empresa, se observa que el pago por mano de obra a los trabajadores de la Empresa constituye un costo de gran peso en el Balance, una medida para que la Empresa incremente su capacidad de ingresos constituye el terminar el proceso de escisión de la Empresa, lo que permitirá simplificar procesos administrativos y técnicos, por consiguiente se llegará a una reducción del personal.

4. Dado el impacto que representa en el Balance Económico de la Empresa el internacionalizar los Precios de los Combustibles, sería conveniente que el CONELEC revise los valores del último pliego tarifario; debido a que existen otras Empresas que reciben mayores ingresos por el concepto de

este pliego, debería darse el mismo tratamiento que a esas Empresas, en consideración que EMELNORTE se encuentra en una zona donde la Generación es escasa y esto lleva a que su Factor de Nodo sea alto en comparación con otras Empresas Distribuidoras del país.

5. En la suscripción de Contratos a Plazo entre los Generadores y Distribuidores, el CONELEC debería tener en cuenta que las Empresas de Distribución no se encuentran en su mejor época y se debería tender a un equilibrio para que esta negociación no perjudique a ninguno de estos 2 Agentes del MEM.

6. En vista de que las pérdidas de Energía que se presentan en las Transacciones que se llevan en el Mercado de Contratos a Plazo son importantes, se debería solicitar al CONELEC que la remuneración por la energía que se ve perdida en el negocio se pague a un valor inferior al estipulado en el Contrato por el kWh efectivamente demandado en el Sistema de Distribución, se podría proponer que el pago por los kWh perdidos sean remunerados a costo variable de producción.

7. En el instante en que se concrete la escisión en la Empresa Eléctrica Regional Norte, la Empresa de Distribución debe tratar de comprar toda la producción a la nueva Empresa de Generación, se podría proponer la realización de un Contrato de Compra de Energía en el cual se estime un promedio entre el precio del kWh en su barra con el precio del kWh que tendría en la Barra de Mercado.

8. Resulta urgente que el CONELEC lleve la tarifa real a usuario final en un tiempo menor, con el fin de que la Empresa Eléctrica incremente sus ingresos.

9. En la Regulación CONELEC N. 010/99 en lo que tiene que ver al Control de Contratos a Plazo, existe una gran cantidad de términos y símbolos que dificultan la comprensión de eventos simples, se recomienda que se realice una comunicación al CENACE y CONELEC para que considere simplificar la terminología y simbología.

10. Se recomienda al CONELEC que revise las ecuaciones que permiten el cálculo de las Pérdidas de Energía en el Mercado de Contratos a Término, debido a que los resultados no reflejan la realidad de las pérdidas según la Topología del Sistema Nacional Interconectado.

11. EMELNORTE debe proponer políticas de negociación para que los Grandes Consumidores de su Sistema no disminuyan su demanda debido a la adquisición de grupos generadores a combustible, como es el caso de Cementos Selva Alegre, empresa que ha disminuido su demanda, el contar con cargas grandes en el Sistema de Distribución contribuye a aumentar los ingresos económicos de la Empresa.

12. A ninguno de los Agentes Generadores le conviene realizar Contratos de Venta de Energía a los precios del kWh que se obtuvieron al considerar precios internacionales de Combustible. Se propondría como una medida de negociación el considerar un promedio entre los datos obtenidos con precios congelados de combustibles y los resultados con precios internacionales de Combustible, con el fin de llegar a un acuerdo, estas curvas se pueden observar en el Anexo 61.

13. Las transacciones de Compra de Energía a través de Contratos a Término son convenientes a fin de disminuir el nivel de exposición de riesgo financiero de efectuar la totalidad de las transacciones de compra-venta de

potencia y energía en el Mercado Ocasional, debido a la volatilidad de los precios, siempre y cuando no vayan en contra de los intereses de la Empresa de Distribución.

14. Las alternativas o políticas de negociación que se tome al momento de llevar a cabo la Compra de Energía son fundamentales, en primera instancia la mayoría de Distribuidores optarán por negociar un porcentaje importante de su demanda con Generadores Hidráulicos, pero no hay que perder de vista las acciones que tomarán los Generadores Térmicos con el fin de arrebatarles el mercado a los Generadores Hidráulicos, eso se conocerá en el momento que el Mercado Eléctrico se consolide.

BIBLIOGRAFÍA:

[1] Ley de Régimen del Sector Eléctrico, actualizada a Abril del 2000.

[2] Regulación N° CONELEC 010/99. Procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista.

[3] Sistema Nodal para la Determinación de Precios Marginales en Mercados Eléctricos Mayoristas, G. Argüello, CENACE, Quito, 1998.

[4] Planeamiento de Sistemas de Distribución, Centrales Eléctricas Brasileras – Electrobras, 2da Edición, Campus, Río de Janeiro, 1986.

[5] Preparación y Evaluación de Proyectos, Sapag y Sapag, 3ra Edición, McGraw-Hill, Santafé de Bogotá, 1995.

[6] Decisiones Económicas: Análisis y Proyectos, Fabrycky and Thuesen, Prentice/Hall Internacional.

[7] Datos Proporcionados por la Dirección de Planificación de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A.

[8] Información obtenida vía Internet de las páginas Web del CENACE, CONELEC.

[9] Programa de Operación Mercado Eléctrico Mayorista Abril/2000 – Marzo/2001, CENACE.

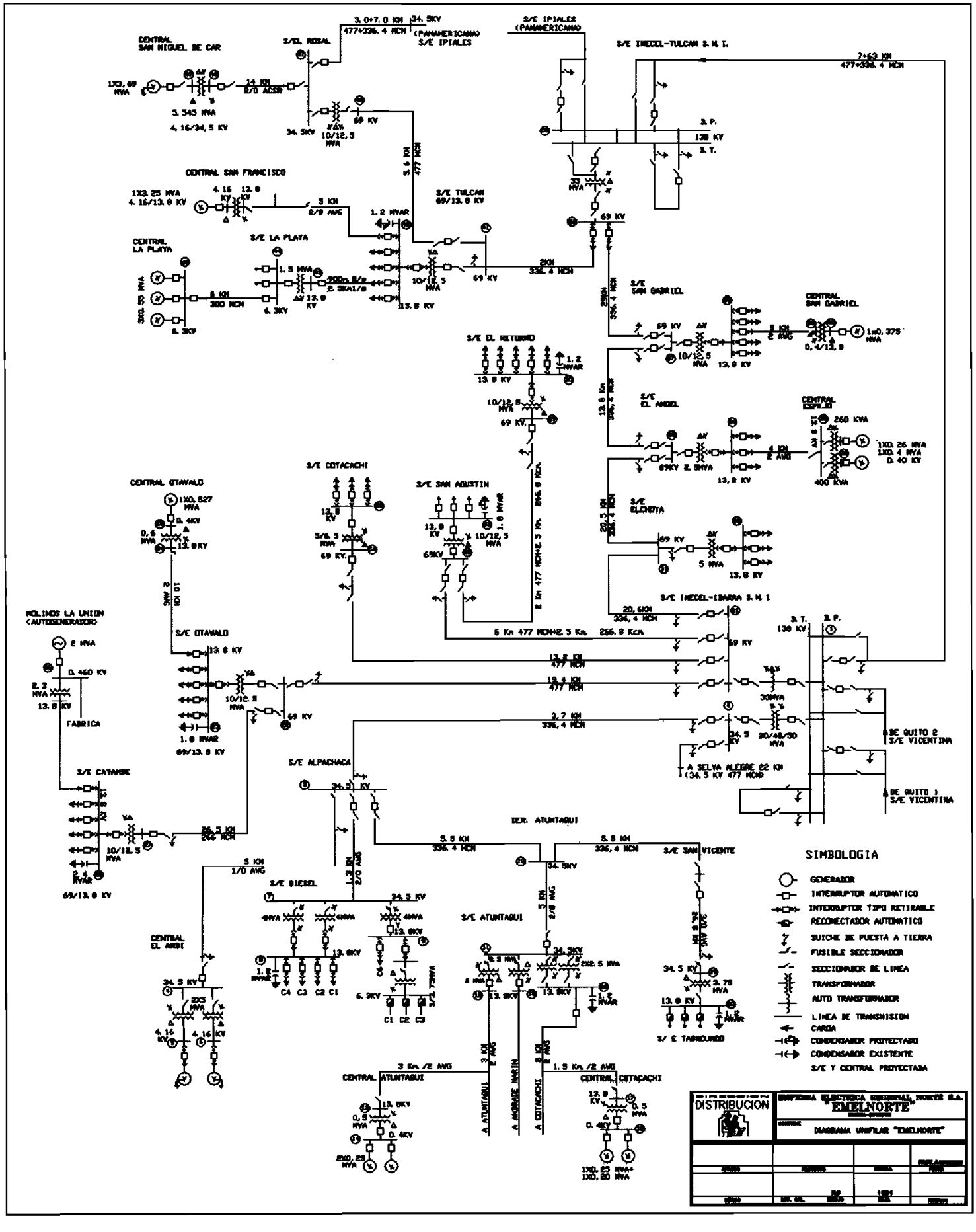
[10] Power World User`s Guide, Power World Corporation, USA, 1999.

Anexo 1. Estructura de Capital Social a Agosto del 2000

ACCIONISTAS	ACCIONES	PORCENTAJE
FONDO DE SOLIDARIDAD	24.492.218.855	51,3704
CONSEJO PROVINCIAL DE IMBABURA	7.200.429.160	15,1023
CONSEJO PROVINCIAL DE PICHINCHA	5.854.062.993	12,2784
CONSEJO PROVINCIAL DEL CARCHI	4.259.223.084	8,9334
MUNICIPIO DE COTACACHI	770.174.059	1,6154
MUNICIPIO DE MONTUFAR	758.006.234	1,5899
MUNICIPIO DE TULCAN	734.230.797	1,5400
MUNICIPIO DE IBARRA	579.036.082	1,2145
MUNICIPIO DE CAYAMBE	569.442.853	1,1944
MUNICIPIO DE ESPEJO	408.624.077	0,8571
MUNICIPIO DE PEDRO MONCAYO	403.347.110	0,8460
MUNICIPIO DE OTAVALO	374.227.004	0,7849
MUNICIPIO DE PIMAMPIRO	344.097.084	0,7217
MUNICIPIO DE MIRA	301.070.824	0,6315
MUNICIPIO DE ANTONIO ANTE	254.647.051	0,5341
CONSEJO PROVINCIAL DE SUCUMBIOS	160.075.004	0,3357
MUNICIPIO DE BOLIVAR	117.686.194	0,2468
MUNICIPIO DE SUCUMBIOS	50.965.073	0,1069
MUNICIPIO DE URCUQUI	45.692.874	0,0958
PARTICULARES	476.777	0,0010
TOTAL	**47.677.696.000**	**100**

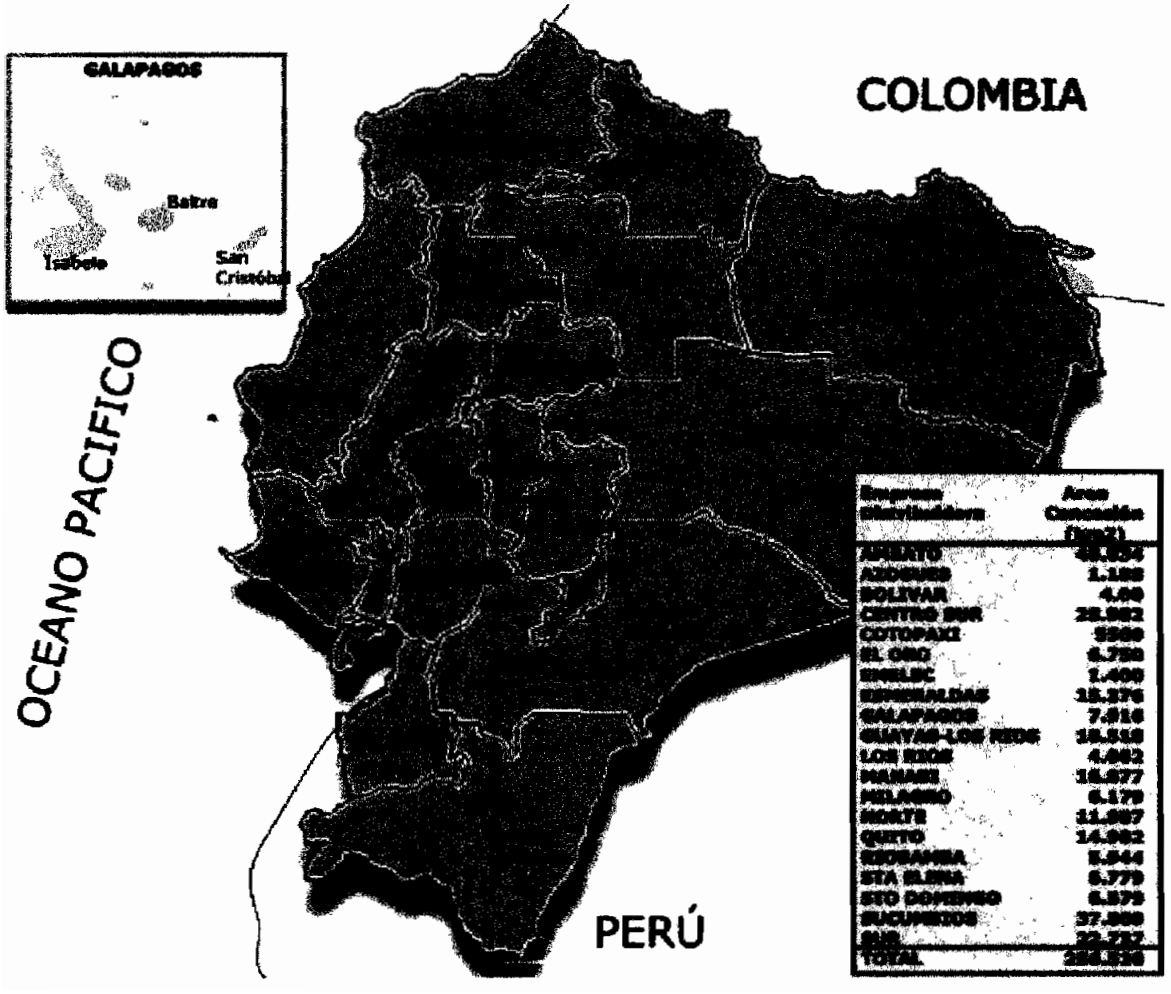
ANEXO 2

DIAGRAMA UNIFILAR DE EMELNORTE



ANEXO 2.1

AREA DE CONCESIÓN DE EMELNORTE S.A.



Anexo 3. SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION - SISTEMA EMELNORTE

No.	Subestación Nombre	Ubicación Cantón	Rel Voltaje kV	Capacidad Potencia (MVA)			Tap	Impedancia Propia base	R en p.u.	X en p.u.	Observaciones
				OA	FA	FOA					
1	Cayambe	Cayambe	69/13.8	10	12,5		5	0,0759	0,028	0,607	
1,1	Cayambe Sur	Cayambe	69/13.8	16			3	0,0761	0,022	0,476	Ingreso, 2001
2	Tabacundo34.5	Tabacundo	34.5/13.8	3,75			4	0,06	0,176	1,600	
2,1	Tabacundo69	Tabacundo	69/13.8	10			3	0,0761	0,028	0,761	Ingreso, 2001
3	Otavalo	Otavalo	69/13.8	10	12,5		3	0,0761	0,028	0,609	
4	San Vicente	Otavalo	34.5/13.8/5	SECCIONAMIENTO							
4,1	Selva Alegre	Otavalo	34,5	-	-		-	-		-	
5	Atuntaqui	A. Ante	34.5/13.8	2	2,5		3		0,292	2,020	
		A. Ante	34.5/13.8	2	2,5		3		0,292	2,020	
		A. Ante	34.5/13.8	2,5			3		0,366	2,532	
		A. Ante	34.5/13.8	2			3		0,385	3,120	
6	Cotacachi (2)	Cotacachi	67/13.8	5	6,5		3	0,0766	0,098	1,178	
7	Diesel	Ibarra	34.5/13.8	4				0,07	0,325	1,750	
		Ibarra	34.5/13.8	4				0,07	0,325	1,750	
		Ibarra	34.5/13.8	4				0,063	0,293	1,575	
		Ibarra	13.8/6.3	3	3,75			0,059	0,24	1,967	
8	Retorno	Ibarra	69/13.8	10	12,5		3	0,0766	0,028	0,613	
9	San Agustín (1)	Ibarra	67/13.8	10	14		3	0,074	0,034	0,740	
10	Alpachaca	Ibarra	34,5	SECCIONAMIENTO							
11	El Chota	Ibarra	69/13.8	5			3	0,0692	0,098	1,384	
11,1	Salinas	Ibarra	69/13.8	16			3	0,0761		0,476	Ingreso, 2003
11,2	Cuajara	Ibarra	69/13.8	10			3	0,0761		0,761	Ingreso, 2003
12	El Angel	Espejo	69/13.8	2,5			3	0,0668	0,236	2,672	
13	San Gabriel	Montufar	69/13.8	10	12,5		3	0,0761	0,028	0,609	
14	Tulcán	Tulcán	69/13.8	10	12,5		2	0,0768	0,0288	0,614	
15	El Rosal	Tulcán	69/34.5	10	12,5		2	0,0648	0,053	0,518	
16	La Playa	Tulcán	13.8/6.3	1,5			3	0,055	0,52	3,667	
Capacidad Instalada en OA (MVA)				**111,25**							

SUBESTACIONES DE GENERACION - SISTEMA EMELNORTE

No.	Subestación Nombre	Ubicación Cantón	Rel Voltaje kV	Capacidad Potencia (MVA)			Tap	Impedancia Propia base	R en p.u.	X en p.u.
				OA	FA	FOA				
1	Ambi	Antonio Ante	4.16/34.5	5			3	0,07	0,12	1,300
			4.16/34.5	5			3	0,07	0,12	1,300
2	San Miguel de Car	Tulcán	4/16/34.5	5,545			3	0,0715	0,1082	1,289
3	La Unión	Cayambe	.4/13.2	2,3			3	0,065	0,385	2,826
4	La Playa	Tulcán	6,3	-	-	-	-	-	-	-
5	Otavalo	Otavalo	.4/13.8	0,6			3	0,063	0,7	10,500
6	Atuntaqui	Antonio Ante	.4/13.8	0,4			3	0,027	0,7	6,750
7	El Angel	Espejo	.415/13.8	0,262			1	0,042	0,6	16,031
8	Cotacachi	Cotacachi	.4/13.8	0,6			3	0,038	0,35	6,333
9	San Gabriel	San Gabriel	.4/13.8	0,35			4	0,04	0,7	11,429
Capacidad Instalada en OA (MVA)				**20,057**						

Nota: La base de potencia para el cálculo en p.u. es 100 MVA

Anexo 4. Líneas de Subtransmisión

Líneas de subtransmisión		Long.	Volt.	# de	Tipo	Conductor	Observaciones
de	a	km	(kV)	Circ.			
Ibarra	El Retorno	8,0	69	1	Hawk	477	
Ibarra	Otavalo	19,4	69	1	Hawk	477	
Ibarra	El Chota	20,6	69	1	Linnet	336,4	
Ibarra	Cotacachi	13,2	69	1	Partridge	266,8	Entra en operación en el 2000
Otavalo	Cayambe	26,5	69	1	Partridge	266,8	
Cayambe	Tabacundo	8,0	69	1	Partridge	266,8	Posible Ingreso en el año 2001
Cayambe	Cayambe Sur	3,0	69	1	Partridge	266,8	Posible Ingreso en el año 2001
Chota	El Angel	20,5	69	1	Linnet	336,4	
Chota	Salinas	10,0	69	1	Partridge	266,8	Posible Ingreso en el año 2003
Chota	Cuajara	28,0	69	1	Partridge	266,8	Posible Ingreso en el año 2003
Salinas	Cuajara	18,0	69	1	Partridge	266,8	Posible Ingreso en el año 2003
El Angel	San Gabriel	13,8	69	1	Linnet	336,4	
San Gabriel	Tulcán	30,7	69	1	Linnet	336,4	
Túlcan	El Rosal	5,6	69	1	Hawk	477	
Inecel	Tulcán	2,0	69	1	Linnet	336,4	
Ibarra Bellavista	San Agustín	6/2.5	69	1	Hawk/Partridge	477/266.8	Ingreso Oct. 1999
San Agustín	El Retorno	2.5/2	69	1	Partridge/Hawk	266.8/477	Ingreso Oct. 1999
Total (km) Líneas Existentes a 69 kV		**152,1**					

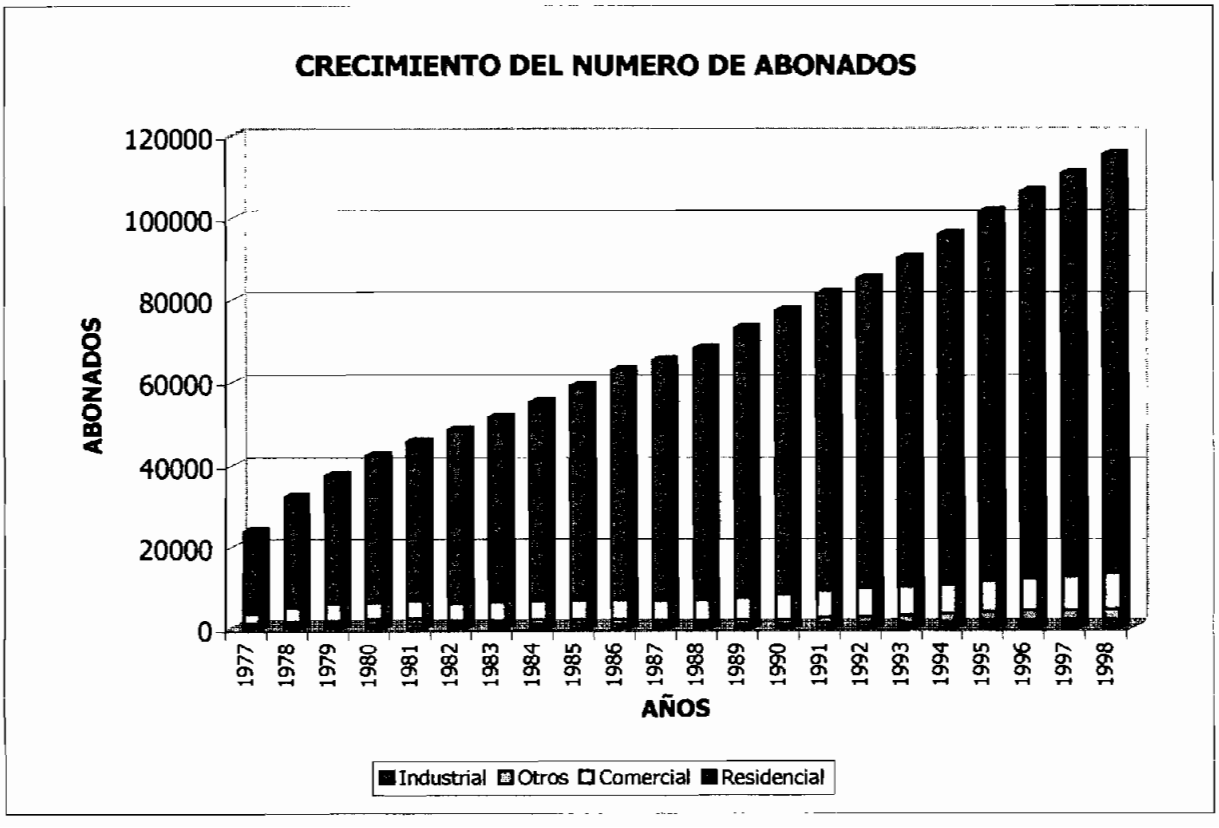
Líneas de subtransmisión		Long.	Volt.	# de	Tipo	Conductor
de	a	km	(kV)	Circ.		
Ibarra	Alpachaca	3,7	34,5	1	Linnet	336,4
Alpachaca	El Ambi	5,0	34,5	1	Raven	1/0
Alpachaca	Diesel	1,3	34,5	1	Quail	2/0
Alpachaca	Der. Atuntaqui	5,5	34,5	1	Linnet	336,4
Der. Atuntaqui	San Vicente	5,5	34,5	1	Linnet	336,4
San Vicente	Tabacundo	26,8	34,5	1	Pigeon	3/0
Der. Atuntaqui	Atuntaqui	5,0	34,5	1	Quail	2/0
Ibarra	Selva Alegre	22,0	34,5	1	Hawk	477
El Rosal	San Miguel de Ca	14,0	34,5	1	Quail	2/0
otal (km) Líneas Existentes a 34.5. k		**88,8**				

Anexo 5. Datos de Luminarias utilizadas en EMELNORTE

Tipo	Potencia (W)	Cantidad No	Potencia Total (kW)	Funcionando %	Potencia Neta (kW)
Mercurio	125	10686	1336	80	1069
Mercurio	175	2274	398	85	338
Mercurio	250	597	149	90	134
Mercurio	400	70	28	90	25
Sodio	70	7898	553	95	525
Sodio	150	1807	271	85	230
Sodio	250	2962	741	85	629
Sodio	400	378	151	90	136
(HQIT-HPIT)	400	142	57	95	54
Luz Mixta	160	6268	1003	20	201
Total			**4686**		**3342**

Anexo. 6 Crecimiento del número de abonados

AÑOS	INDUSTRIAL	OTROS	COMERCIAL	RESIDENCIAL	TOTAL	% de Crec.
1977	700	600	2200	20000	23500	
1978	800	800	3400	27000	32000	36,17
1979	900	1000	4000	31400	37300	16,56
1980	900	1200	4200	35600	41900	12,33
1981	1100	1300	4200	38800	45400	8,35
1982	903	907	4280	42157	48247	6,27
1983	867	990	4517	44953	51327	6,38
1984	847	1111	4638	48302	54898	6,96
1985	853	1243	4607	52170	58873	7,24
1986	921	1239	4632	55866	62658	6,43
1987	946	876	4726	58582	65130	3,95
1988	888	1016	4956	61037	67897	4,25
1989	957	961	5406	65542	72866	7,32
1990	963	1071	6108	69040	77182	5,92
1991	1004	1610	6608	72011	81233	5,25
1992	1095	1693	7001	75147	84936	4,56
1993	1240	1857	7006	79870	89973	5,93
1994	1440	1997	7070	85216	95723	6,39
1995	1613	2165	7592	89818	101188	5,71
1996	1838	2279	8013	93962	106092	4,85
1997	1923	2333	8196	98083	110535	4,19
1998	2059	2430	8769	101855	115113	4,14



Anexo 7. Población y número de abonados urbanos y rurales

PROVINCIAS A LAS QUE SIRVE	CANTONES RELACIONADOS	AÑO	NUMERO DE HABITANTES		NUMERO DE VIVIENDAS		NUM. DE VIV. CON SERVICIO	
			URBANO	RURAL	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
CARCHI	TULCAN	1999	50,567	35,702	10,508	6,197	10,298	4,325
	MONTUFAR		13,969	18,475	3,359	2,660	3,258	2,394
	ESPEJO		4,635	9,666	1,041	2,072	1,010	1,844
	BOLIVAR		2,383	14,329	608	3,031	590	2,584
	MIRA		3,334	12,072	751	2,588	728	2,281
	HUACA		6,530	6,961	1,633	1,497	1,584	1,225
IMBABURA	OTAVALO		27,545	45,562	5,955	9,916	5,836	7,738
	COTACACHI		7,279	28,785	1,586	6,362	1,538	4,875
	ANTONIO ANTE		15,877	14,137	3,830	3,046	3,715	2,576
	IBARRA		130,643	23,886	26,795	6,892	26,259	5,699
	URCUQUI		2,001	12,475	444	2,672	431	2,171
	PIMAMPIRO		6,311	10,974	1,347	2,237	1,307	1,768
PICHINCHA	PEDRO MONCAYO		15,877	12,322	3,969	2,650	3,850	2,242
	CAYAMBE		27,545	25,588	6,886	5,500	6,680	4,716
SUCUMBIOS	SUCUMBIOS			930		200		135

Nota 1 .- Los datos de Número de Habitantes y Número de Viviendas son registros que se obtuvieron de la proyección realizada por el INEC a partir del Censo realizado en 1990.

Nota 2 .- El dato del Número de viviendas con servicio fue entregado por la Dirección de Distribución .

ANEXO 8

DATOS HISTORICOS DE DEMANDA MAXIMA DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION

SUBESTACION	U	1,996	1,997	1,998	1,999
1. S/E CAYAMBE 69/13.8KV - 12.5MVA	MW	8.40	9.40	9.30	10.18
2. S/E TABACUNDO 34.5/13.8KV - 3.75MVA	MW	0.00	0.00	1.70	3.05
3. S/E OTAVALO 69/13.8KV - 12.5MVA	MW	6.80	7.00	7.50	7.10
4. S/E ATUNTAQUI 34.5/13.8KV - 9.5MVA	MW	4.47	4.80	5.23	5.54
5. S/E DIESEL 34.5/13.8/6.3KV - 15.75MVA	MW	10.30	10.82	11.83	10.12
6. S/E EL RETORNO 69/13.8KV - 12.5MVA	MW	8.50	8.50	8.30	7.90
7. S/E CHOTA 69/13.8KV - 5MVA	MW	1.60	1.60	3.60	3.60
8. S/E EL ANGEL-ESPEJO 69/13.8KV - 2.5MVA	MW	1.86	1.78	1.70	1.80
9. S/E SAN GABRIEL 69/13.8KV - 12.5MVA	MW	4.00	4.60	4.80	4.70
10. S/E TULCAN 69/13.8KV - 12.5MVA	MW	5.67	7.57	6.30	4.80
11. S/E LA PLAYA 13.8/6.3KV - 1.5MVA	MW	0.00	0.00	1.51	1.55
12. S/E EL ROSAL 34.5/69KV - 12.5MVA	MW	2.50	3.00	2.90	2.90
13. S/E ALPACHACA 34.5KV - PASO	MW	14.77	15.62	18.76	18.71
14. SELVA ALEGRE 34.5KV	MW	6.00	5.00	4.00	3.00
15. S/E SAN AGUSTIN 69/13.8KV - 12.5MVA	MW	0.00	0.00	0.00	0.00
16. S/E COTACACHI 69/13.8KV - 6.5MVA	MW	0.00	0.00	0.00	0.00
17. S/E CAYAMBE SUR 69/13.8 KV - 16MVA	MW	0.00	0.00	0.00	0.00
18. S/E CUAJARA 69/13.8 KV - 12.5MVA	MW	0.00	0.00	0.00	0.00
DEMANDA MAXIMA POTENCIA	MW	57.60	61.07	65.77	63.34
ENERGIA CONSUMIDA	GWH	243.62	264.87	297.12	282.99
FACTOR DE CARGA	PU	0.48	0.50	0.52	0.51

ANEXO 9.1

Escenario Menor

PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA POR SUBESTACION PRINCIPAL DE DISTRIBUCION

SUBESTACION	U	2,000	2,001	2,002
1. S/E CAYAMBE 69/13.8KV - 10 MVA	MW	8.94	8.46	7.05
2. S/E TABACUNDO 34.5/13.8KV - 7.5 MVA	MW	3.27	3.71	0.00
3. S/E OTAVALO 69/13.8KV - 10 MVA	MW	6.57	6.58	6.67
4. S/E ATUNTAQUI 34.5/13.8KV - 8 MVA	MW	5.10	2.65	2.72
5. S/E DIESEL 34.5/13.8/6.3KV - 8 MVA	MW	5.67	5.68	5.76
6. S/E EL RETORNO 69/13.8KV - 10 MVA	MW	5.52	5.56	5.67
7. S/E CHOTA 69/13.8KV - 5 MVA	MW	3.72	3.77	3.87
8. S/E EL ANGEL-ESPEJO 69/13.8KV - 2.5MVA	MW	1.57	1.58	1.61
9. S/E SAN GABRIEL 69/13.8KV - 10 MVA	MW	4.20	4.26	4.40
10. S/E TULCAN 69/13.8KV - 10 MVA	MW	4.63	5.19	5.81
11. S/E LA PLAYA 13.8/6.3KV - 1.5 MVA	MW	1.46	1.12	0.79
12. S/E EL ROSAL 13.8/34.5/69KV - 3/12.5MVA	MW	0.00	0.00	0.00
14. SELVA ALEGRE 34.5KV	MW	2.70	2.64	2.61
15. S/E SAN AGUSTIN 69/13.8KV - 10 MVA	MW	5.41	5.50	5.68
16. S/E COTACACHI 69/13.8KV - 5 MVA	MW	0.00	2.52	2.59
17. S/E TOCACHI 69/13.8KV - 10 MVA	MW	0.00	0.00	5.82

PROY. DEM. POTENCIA	MW	58.77	59.19	61.05
ENERGIA CONSUMIDA	GWH	252.06	255.96	266.88
FACTOR DE CARGA	PU	0.51	0.52	0.53

ANEXO 9.2

Escenario Medio

PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA POR SUBESTACION PRINCIPAL DE DISTRIBUCION

SUBESTACION	U	2,000	2,001	2,002
1. S/E CAYAMBE 69/13.8KV - 10 MVA	MW	9.92	9.62	8.11
2. S/E TABACUNDO 34.5/13.8KV - 7.5 MVA	MW	3.63	4.22	0.00
3. S/E OTAVALO 69/13.8KV - 10 MVA	MW	7.29	7.48	7.68
4. S/E ATUNTAQUI 34.5/13.8KV - 8 MVA	MW	5.66	3.01	3.12
5. S/E DIESEL 34.5/13.8/6.3KV - 8 MVA	MW	6.29	6.46	6.62
6. S/E EL RETORNO 69/13.8KV - 10 MVA	MW	6.12	6.32	6.52
7. S/E CHOTA 69/13.8KV - 5 MVA	MW	4.13	4.29	4.45
8. S/E EL ANGEL-ESPEJO 69/13.8KV - 2.5MVA	MW	1.74	1.80	1.86
9. S/E SAN GABRIEL 69/13.8KV - 10 MVA	MW	4.66	4.84	5.06
10. S/E TULCAN 69/13.8KV - 10 MVA	MW	5.14	5.90	6.68
11. S/E LA PLAYA 13.8/6.3KV - 1.5 MVA	MW	1.62	1.27	0.91
12. S/E EL ROSAL 13.8/34.5/69KV - 3/12.5MVA	MW	0.00	0.00	0.00
14. SELVA ALEGRE 34.5KV	MW	3.00	3.00	3.00
15. S/E SAN AGUSTIN 69/13.8KV - 10 MVA	MW	6.00	6.26	6.53
16. S/E COTACACHI 69/13.8KV - 5 MVA	MW	0.00	2.87	2.98
17. S/E TOCACHI 69/13.8KV - 10 MVA	MW	0.00	0.00	6.69
PROY. DEM. POTENCIA	MW	65.19	67.34	70.21
ENERGIA CONSUMIDA	GWH	279.59	291.21	306.92
FACTOR DE CARGA	PU	0.51	0.52	0.53

ANEXO 9.3

Escenario Mayor

PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA POR SUBESTACION PRINCIPAL DE DISTRIBUCION

SUBESTACION	U	2,000	2,001	2,002
1. S/E CAYAMBE 69/13.8KV - 12.5MVA	MW	9.45	9.95	5.22
2. S/E TABACUNDO 34.5/13.8KV - 3.75MVA	MW	2.01	2.15	2.30
3. S/E OTAVALO 69/13.8KV - 12.5MVA	MW	8.79	9.37	9.94
4. S/E ATUNTAQUI 34.5/13.8KV - 9.5MVA	MW	3.40	3.84	4.27
5. S/E DIESEL 34.5/13.8/6.3KV - 15.75MVA	MW	7.47	7.65	7.84
6. S/E EL RETORNO 69/13.8KV - 12.5MVA	MW	5.64	6.01	6.39
7. S/E CHOTA 69/13.8KV - 5MVA	MW	3.64	3.75	1.67
8. S/E EL ANGEL-ESPEJO 69/13.8KV - 2.5MVA	MW	1.94	2.07	1.28
9. S/E SAN GABRIEL 69/13.8KV - 12.5MVA	MW	5.51	5.84	6.18
10. S/E TULCAN 69/13.8KV - 12.5MVA	MW	6.90	7.33	7.76
11. S/E LA PLAYA 13.8/6.3KV - 1.5MVA	MW	1.78	1.93	2.07
12. S/E EL ROSAL 34.5/69KV - 12.5MVA	MW	2.90	2.90	2.90
13. S/E ALPACHACA 34.5KV - PASO	MW	12.87	13.64	14.41
14. SELVA ALEGRE 34.5KV	MW	4.00	4.00	4.00
15. S/E SAN AGUSTIN 69/13.8KV - 12.5MVA	MW	8.01	8.34	8.67
16. S/E COTACACHI 69/13.8KV - 6.5MVA	MW	3.08	3.26	3.44
17. S/E CAYAMBE SUR 69/13.8 KV - 16MVA	MW	0.00	0.00	5.22
18. S/E CUAJARA 69/13.8 KV - 12.5MVA	MW	0.00	0.00	3.11
PROY. DEM. POTENCIA	MW	71.61	75.49	79.37
ENERGIA CONSUMIDA	GWH	320.81	337.26	354.58
FACTOR DE CARGA	PU	0.51	0.51	0.51

Anexo 10. Datos Típicos para el mes de JULI0

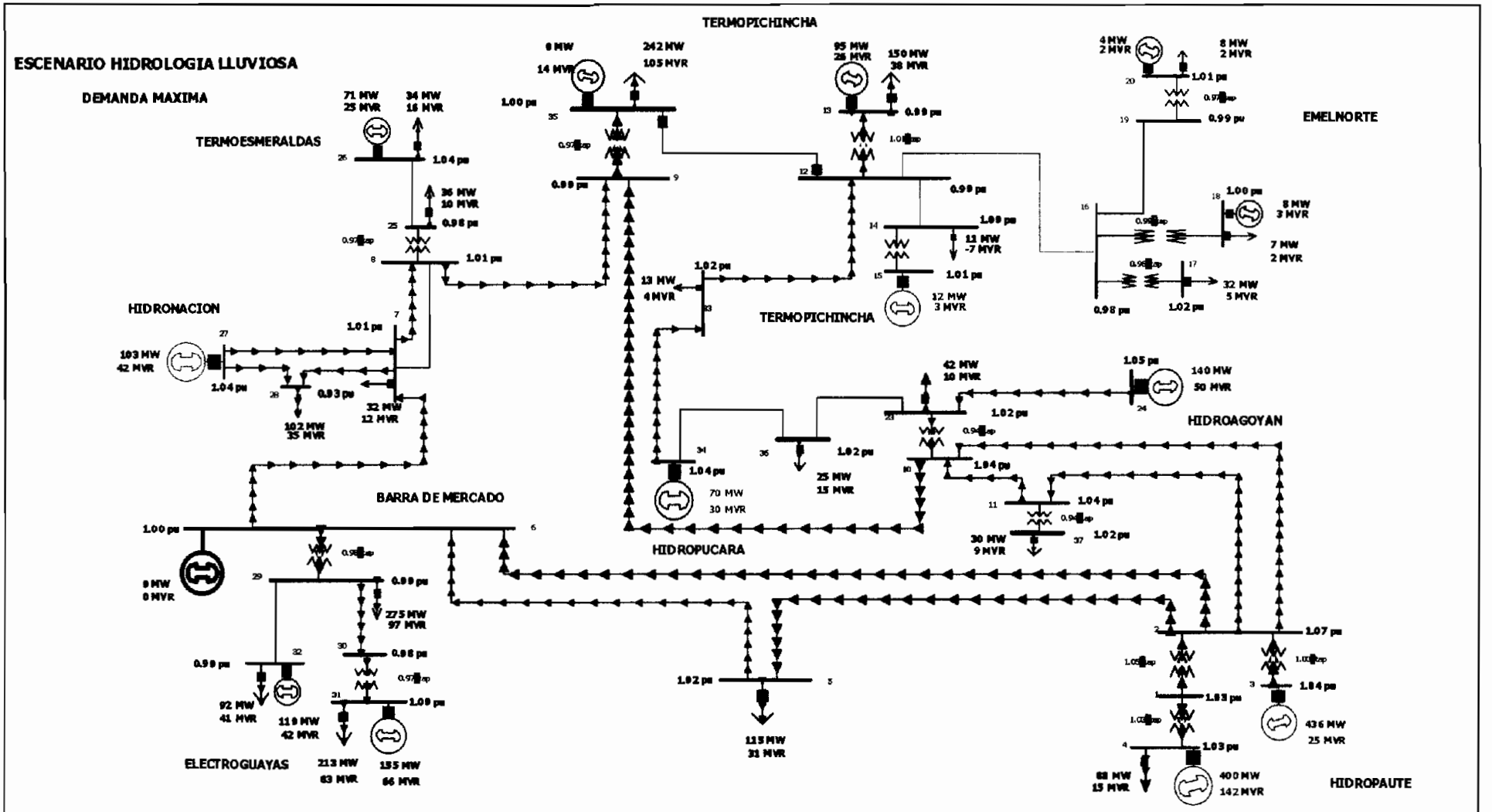
HORAS	Datos en p.u. JULIO		DATOS DE DEMANDA PROYECTADOS EN MW					
			2000		2001		2002	
	Ordinario	Fin de Semana	Ordinario	Fin de Semana	Ordinario	Fin de Semana	Ordinario	Fin de Semana
01:00	0.427	0.408	26.57	25.42	27.42	26.23	28.42	27.19
02:00	0.422	0.395	26.29	24.57	27.13	25.35	28.12	26.28
03:00	0.421	0.391	26.18	24.33	27.02	25.10	28.00	26.02
04:00	0.417	0.386	25.96	24.04	26.79	24.81	27.77	25.72
05:00	0.436	0.397	27.17	24.70	28.03	25.49	29.06	26.42
06:00	0.482	0.409	30.02	25.48	30.98	26.29	32.11	27.25
07:00	0.498	0.390	31.03	24.26	32.02	25.04	33.19	25.95
08:00	0.528	0.433	32.85	26.93	33.90	27.79	35.14	28.81
09:00	0.541	0.447	33.67	27.80	34.75	28.69	36.02	29.74
10:00	0.537	0.444	33.43	27.66	34.50	28.55	35.76	29.59
11:00	0.529	0.434	32.96	27.04	34.01	27.90	35.26	28.92
12:00	0.525	0.424	32.67	26.38	33.71	27.22	34.94	28.21
13:00	0.502	0.411	31.25	25.57	32.25	26.39	33.43	27.35
14:00	0.500	0.391	31.13	24.37	32.12	25.15	33.30	26.07
15:00	0.504	0.394	31.36	24.52	32.36	25.30	33.54	26.23
16:00	0.491	0.388	30.56	24.14	31.54	24.91	32.69	25.82
17:00	0.488	0.392	30.38	24.40	31.35	25.18	32.49	26.10
18:00	0.536	0.439	33.40	27.35	34.47	28.22	35.72	29.26
18:30	0.690	0.574	42.97	35.75	44.34	36.89	45.96	38.24
19:00	0.935	0.841	58.24	52.33	60.09	54.00	62.29	55.97
19:30	1.000	0.902	62.26	56.17	64.24	57.97	66.59	60.08
20:00	0.986	0.889	61.40	55.35	63.36	57.12	65.67	59.20
21:00	0.850	0.801	52.90	49.85	54.58	51.44	56.58	53.32
22:00	0.663	0.622	41.30	38.70	42.62	39.93	44.18	41.39
23:00	0.529	0.493	32.91	30.70	33.96	31.68	35.20	32.84
24:00 PM	0.456	0.425	28.36	26.45	29.27	27.30	30.34	28.29

Anexo 11. Parámetros Eléctricos de los Elementos del S.N.I.

LINEAS DE TRANSMISION							
PARAMETROS ELECTRICOS							
De la Barra	Nombre	a la Barra	Nombre	R (p.u.)	X (p.u.)	C (p.u.)	Lim A MVA
5	Mil16	2	Paut3	0.0079	0.0641	0.5117	884
6	Pasc24	2	Paut3	0.0108	0.0877	0.7052	884
6	Pasc24	5	Mil16	0.0045	0.0358	0.0784	442
7	Quev44	8	SD49	0.0117	0.0936	0.1955	442
7	Quev44	8	SD49	0.0117	0.0936	0.1955	442
7	Quev44	6	Pasc24	0.0081	0.0646	0.5392	884
8	SD49	9	SR57	0.0044	0.0361	0.2822	884
9	SR57	12	Vice71	0.0131	0.0483	0.0118	158
9	SR57	10	Tot85	0.0059	0.0488	0.3782	884
10	Tot85	2	Paut3	0.0230	0.1905	0.3692	442
10	Tot85	11	Rio86	0.0047	0.0390	0.0756	442
11	Rio86	2	Paut3	0.0183	0.1515	0.2936	442
12	Vice71	33	lat74	0.0639	0.2356	0.0568	160
12	Vice71	16	Iba78	0.0284	0.1044	0.1024	320
12	Vice71	14	Guang73	0.0050	0.0183	0.0050	160
19	Tul92	16	Iba78	0.0495	0.1827	0.0442	160
23	Tot84	24	Agoyán	0.0088	0.0421	0.0432	372
26	Esme52	25	SD50	0.0654	0.2007	0.1971	282
27	DP94	7	Quev44	0.0340	0.1042	0.0256	141
27	DP94	28	Portoviejo	0.0824	0.2528	0.0621	141
28	Portoviejo	7	Quev44	0.0909	0.2833	0.0702	141
29	Pascu138	30	Salitral	0.0062	0.0224	0.0220	320
29	Pascu138	32	Trini138	0.0038	0.0311	0.0326	530
33	Lat74	34	Puc80	0.0249	0.0916	0.0221	160
34	Puc80	23	Tot84	0.0271	0.0968	0.0624	160

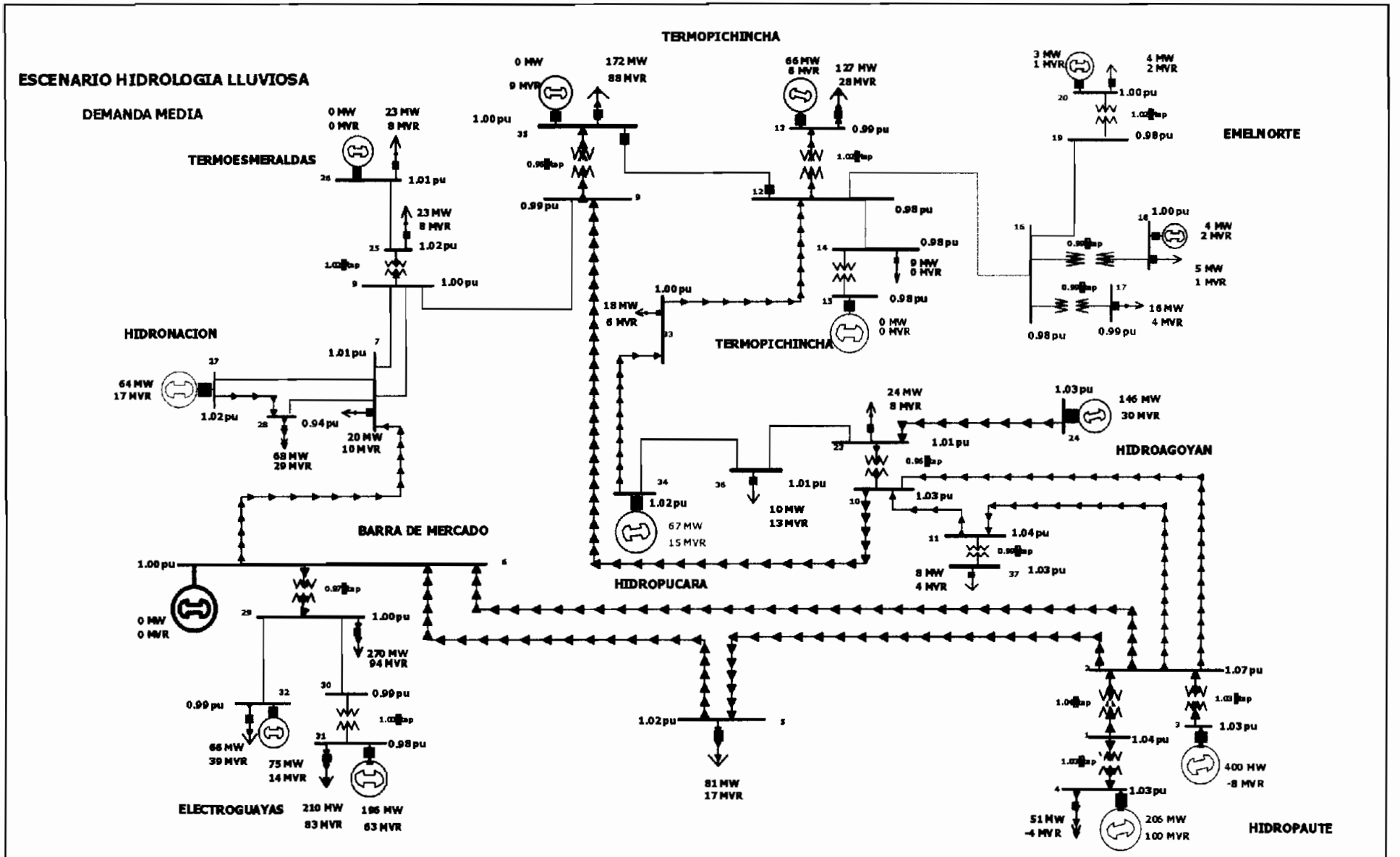
TRANSFORMADORES							
PARAMETROS ELECTRICOS							
De la Barra	Nombre	a la Barra	Nombre	R (p.u.)	X (p.u.)	C (p.u.)	Lim A MVA
1	Paut2	4	PauAB	0.0000	0.0207	0.0000	600
2	Paut3	1	Paut2	0.0000	0.0194	0.0000	750
2	Paut3	3	PautC	0.0000	0.0224	0.0000	600
6	Pasc24	29	Pascu138	0.0000	0.0237	0.0000	375
13	Vice70	12	Vice71	0.0000	0.1076	0.0000	100
14	Guang73	15	Guang	0.0000	0.4811	0.0000	30
16	Iba78	18	Iba79	0.0000	0.3084	0.0000	20
16	Iba78	17	Iba77	0.0000	0.2045	0.0000	50
20	tul92	19	Tul92	0.0000	0.2235	0.0000	33
23	Tot84	10	Tot85	0.0000	0.1041	0.0000	100
25	SD50	8	SD49	0.0000	0.0441	0.0000	167
30	Salitral	31	Salit69	0.0000	0.0561	0.0000	150

ANEXO 13 – Gráfico N. 1



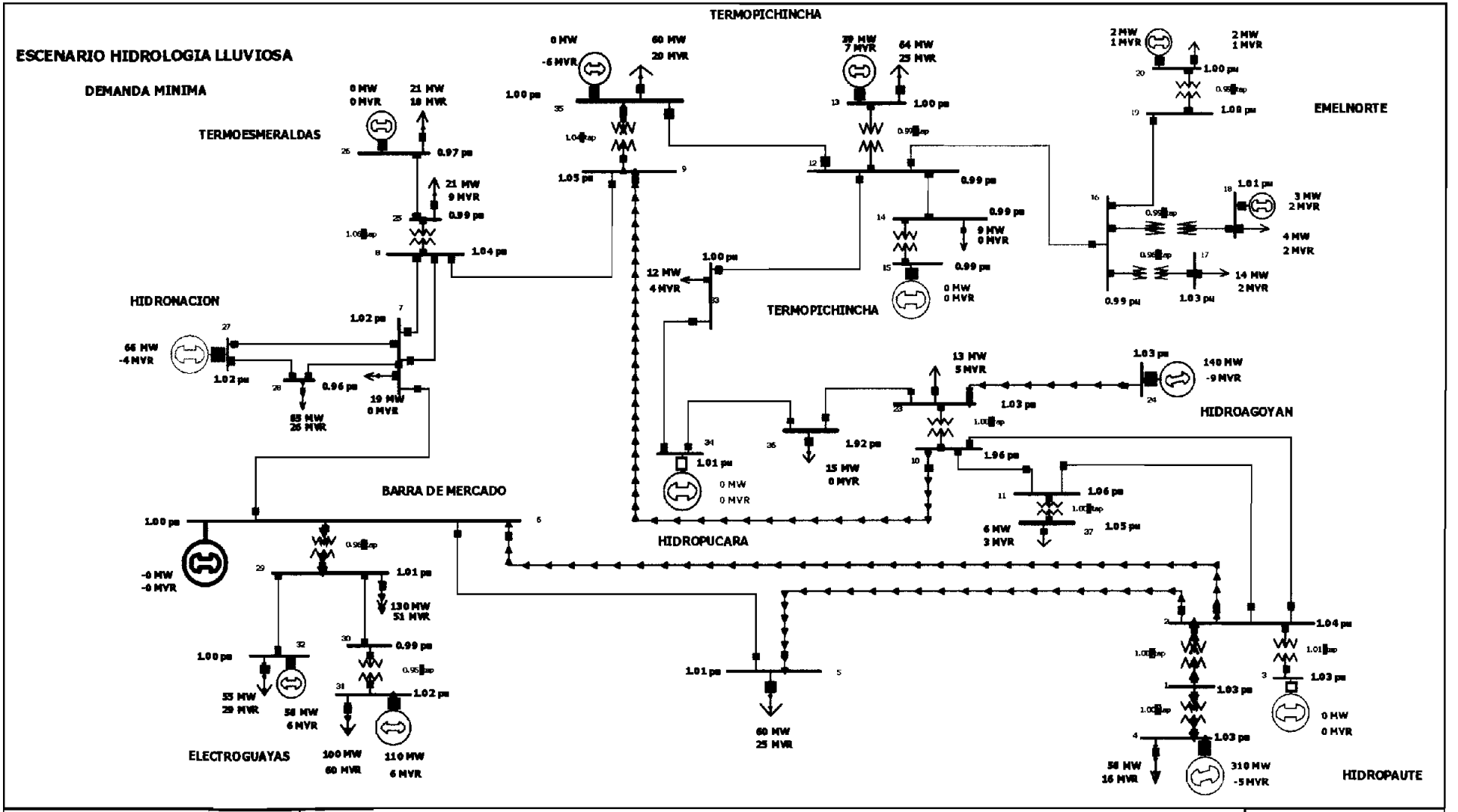
PROYECTO DE TITULACION C. VELASTEGUI C.	S.N.I HIDROLOGIA LLUVIOSA RESOLUCION DEL FLUJO DE POTENCIA PARA ENCONTRAR LOS FACTORES DE NODO	DEMANDA MAXIMA 1 27/9/00

ANEXO 13 – Gráfico N. 2



PROYECTO DE TITULACION C. VELASTEGUI C.	S.N.I. HIDROLOGIA LLUVIOSA RESOLUCION DEL FLUJO DE POTENCIA PARA ENCONTRAR LOS FACTORES DE NODO	DEMANDA MEDIA 2 27/9/00

ANEXO 13 – Gráfico N. 3



PROYECTO DE TITULACION C. VELASTEGUI C.	S.N.I. HIDROLOGIA LLUVIOSA RESOLUCION DEL FLUJO DE POTENCIA PARA ENCONTRAR LOS FACTORES DE NODO	DEMANDA MINIMA 3 27/9/00

Anexo 14. Datos Típicos para el mes de NOVIEMBRE

HORAS	Datos en p.u. NOVIEMBRE		DATOS DE DEMANDA PROYECTADOS EN MW					
			2000		2001		2002	
	Ordinario	Fin de Semana	Ordinario	Fin de Semana	Ordinario	Fin de Semana	Ordinario	Fin de Semana
01:00	0.41	0.43	26.56	27.38	27.47	28.32	28.76	29.65
02:00	0.41	0.41	26.26	26.08	27.16	26.97	28.44	28.23
03:00	0.41	0.40	26.07	25.67	26.96	26.54	28.22	27.79
04:00	0.41	0.40	26.06	25.52	26.95	26.40	28.22	27.64
05:00	0.43	0.41	27.67	26.38	28.61	27.28	29.95	28.56
06:00	0.51	0.39	32.51	24.77	33.62	25.61	35.20	26.82
07:00	0.51	0.38	32.82	24.62	33.94	25.46	35.53	26.66
08:00	0.51	0.45	32.57	28.63	33.68	29.61	35.26	31.00
09:00	0.52	0.47	33.33	30.41	34.46	31.44	36.08	32.92
10:00	0.52	0.46	33.36	29.49	34.50	30.50	36.11	31.93
11:00	0.52	0.44	33.41	28.23	34.55	29.19	36.17	30.56
12:00	0.51	0.43	32.77	27.60	33.89	28.55	35.48	29.89
13:00	0.49	0.41	31.70	26.23	32.78	27.12	34.32	28.39
14:00	0.51	0.39	32.47	24.91	33.58	25.76	35.15	26.97
15:00	0.52	0.39	33.28	24.79	34.42	25.64	36.04	26.84
16:00	0.51	0.39	32.83	24.88	33.95	25.73	35.54	26.93
17:00	0.53	0.42	34.16	26.93	35.33	27.85	36.98	29.15
18:00	0.66	0.57	42.35	36.65	43.80	37.90	45.86	39.68
18:30	0.86	0.81	55.41	52.08	57.31	53.86	60.00	56.39
19:00	0.95	0.91	60.96	58.34	63.05	60.34	66.00	63.17
19:30	0.99	0.91	63.74	58.50	65.92	60.50	69.01	63.34
20:00	0.97	0.90	62.04	57.59	64.16	59.56	67.17	62.35
21:00	0.82	0.75	52.47	48.20	54.26	49.85	56.81	52.19
22:00	0.66	0.58	42.03	37.29	43.46	38.56	45.50	40.37
23:00	0.52	0.47	33.25	30.36	34.39	31.40	36.00	32.87
24:00 PM	0.44	0.42	28.11	26.74	29.07	27.65	30.44	28.95

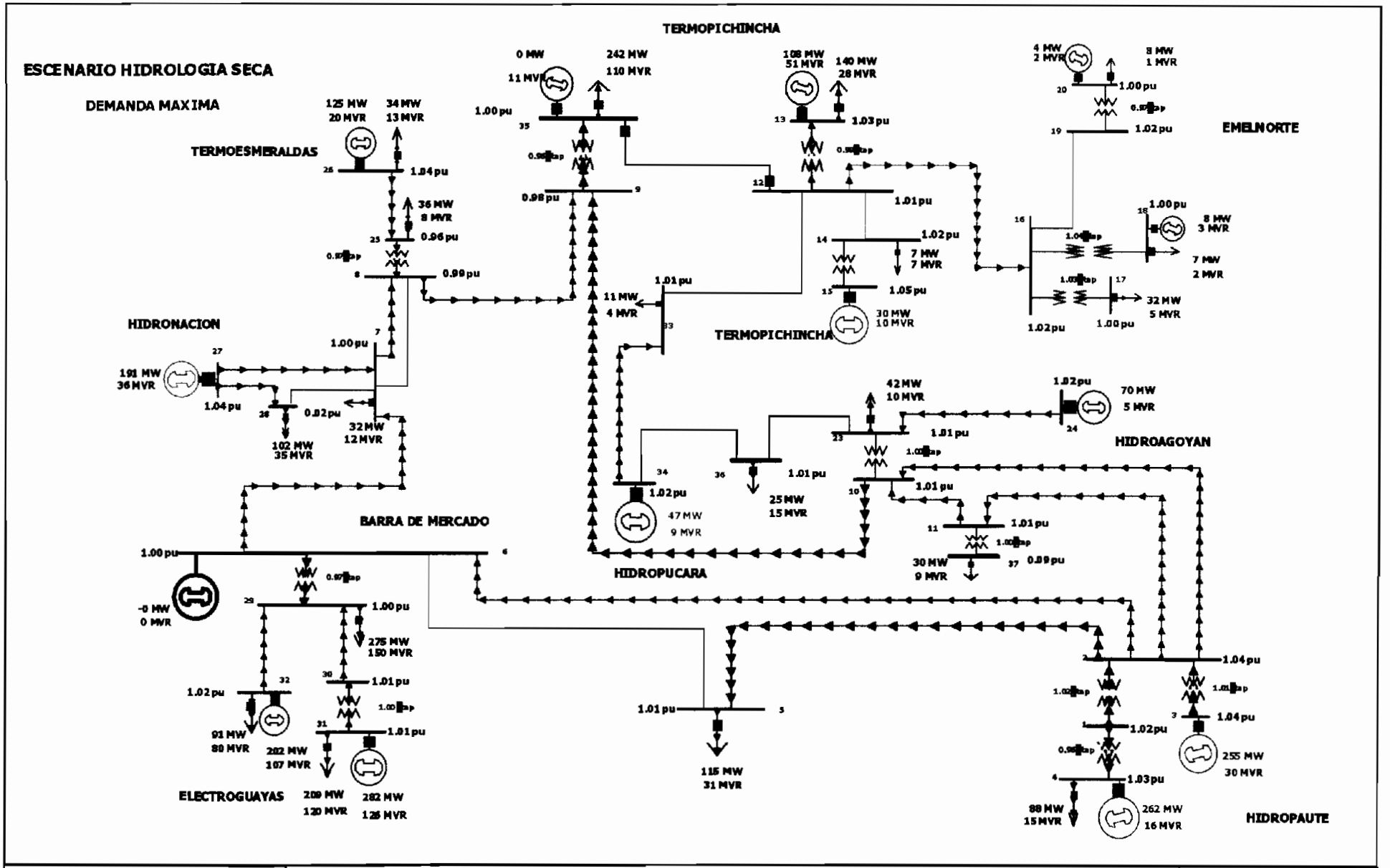
ANEXO 15

CONDICIONES DE GENERACION Y CARGA DEL S.N.I.
HIDROLOGÍA SECA

GENERADORES							
PARAMETROS ELECTRICOS							
Barra	Nombre	DEMANDA MAXIMA		DEMANDA MEDIA		DEMANDA MINIMA	
		P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
2	Hidropaute	517	46	268	49	44	6
13	Termopichincha	138	72	105	38	92	32
16	G. Emelnorte	12	5	7	3	5	3
24	Hidroagoyán	70	5	60	2	59	-10
26	Termoesmeraldas	125	20	130	30	125	7
27	Hidronación	191	36	178	43	107	5
31	Electroguayas	484	233	475	157	418	106
34	Hidropucara	47	9	60	20	60	7

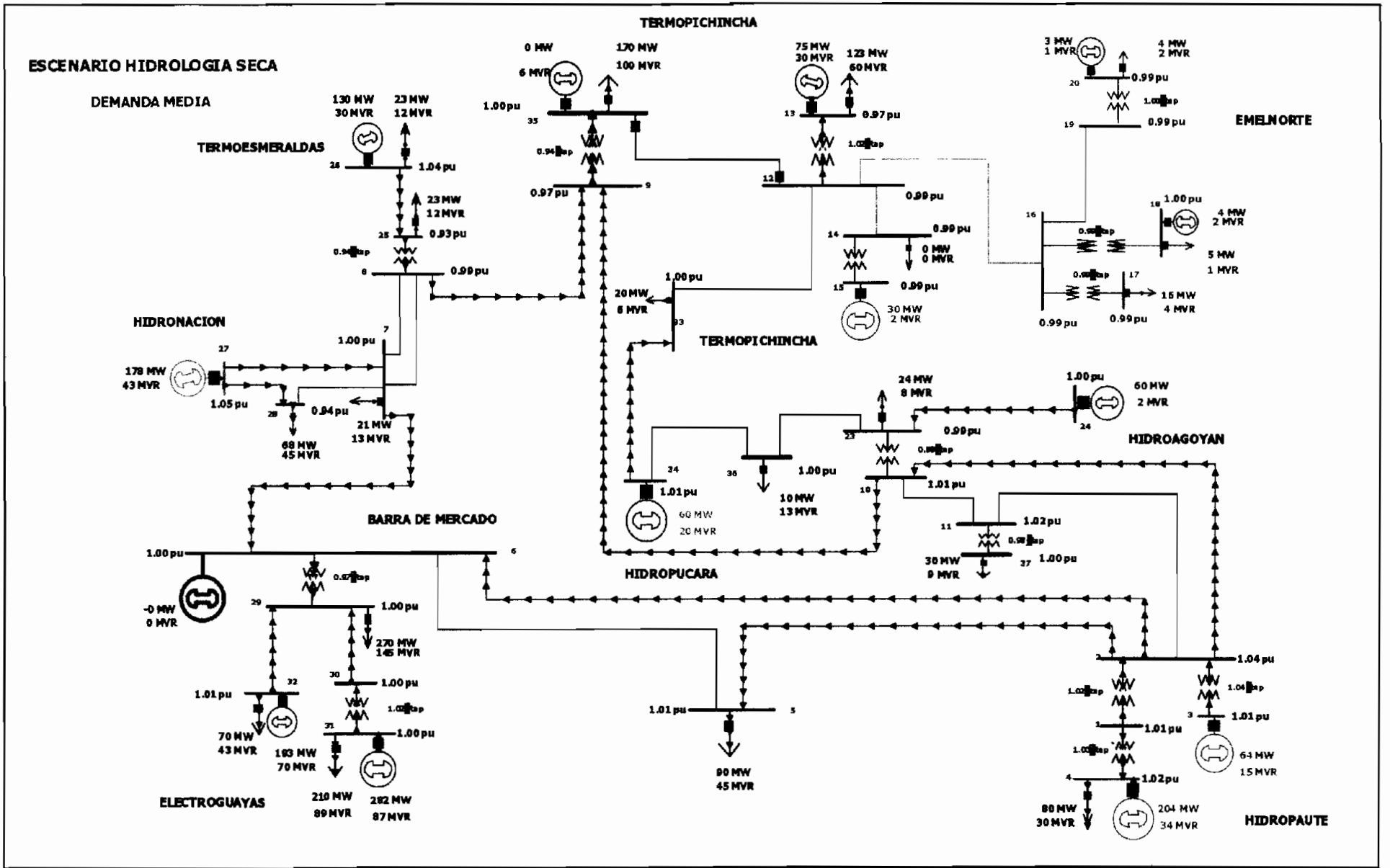
CARGAS							
Barra	Nombre	DEMANDA MAXIMA		DEMANDA MEDIA		DEMANDA MINIMA	
		P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
4	Paute AB	88	15	51	-4	56	16
5	Milagro 16	115	31	81	17	60	25
9	Santa Rosa 57	242	105	172	88	60	20
11	Riobamba 86	30	9	8	4	6	3
13	Vicentina 70	150	38	127	28	64	25
14	Guangopolo 73	11	-7	0	0	0	0
17	Ibarra 77	32	5	16	4	14	2
18	Ibarra 79	7	2	5	1	4	2
20	Tulcán 92	8	2	4	2	2	1
23	Totoras 84	42	10	24	8	13	5
36	Ambato 90	25	15	10	13	15	8
25	Sto.Domingo 50	32	12	20	10	19	8
26	Esmeraldas 52	70	26	46	16	42	19
28	Portoviejo	102	35	68	29	65	26
29	Pascuales 138	275	97	270	94	130	51
31	Salitral 69	213	83	210	83	100	60
32	Trinitaria 138	92	41	66	39	55	29
33	Latacunga 74	13	4	18	6	12	4

ANEXO 16 – Gráfico N. 1



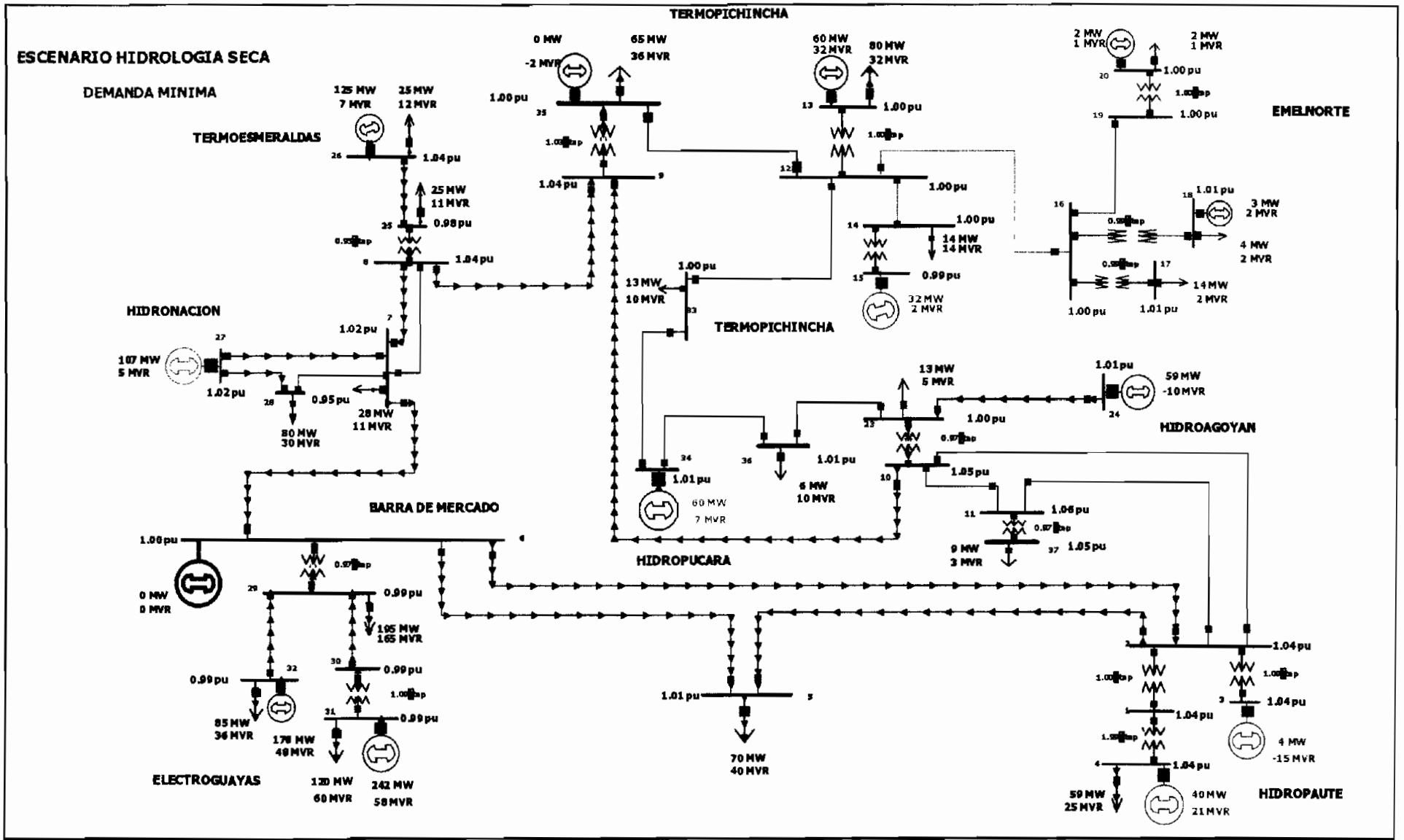
PROYECTO DE TITULACION C. VELASTEGUI C.	S.N.I HIDROLOGIA SECA RESOLUCION DEL FLUJO DE POTENCIA PARA ENCONTRAR LOS FACTORES DE NODO	DEMANDA MAXIMA 1 27/9/00

ANEXO 16 – Gráfico N. 2



PROYECTO DE TITULACION C. VELASTEGUI C.	S.N.I. HIDROLOGIA SECA RESOLUCION DEL FLUJO DE POTENCIA PARA ENCONTRAR LOS FACTORES DE NODO	DEMANDA MEDIA 2 27/9/00

ANEXO 16 – Gráfico N. 3



PROYECTO DE TITULACION C. VELASTEGUI C.	S.N.I HIDROLOGIA SECA RESOLUCION DEL FLUJO DE POTENCIA PARA ENCONTRAR LOS FACTORES DE NODO	DEMANDA MINIMA 3 27/9/00

ANEXO 17. COSTO DEL kWh EN LA BARRA DE MERCADO

Escenario 1 (PRECIOS DE COMBUSTIBLES CONGELADOS)												
Condición de Demanda	Abr-00	May-00	Jun-00	Jul-00	Ago-00	Sep-00	Oct-00	Nov-00	Dic-00	Ene-01	Feb-01	Mar-01
	USD/kWh	USD/kWh	USD/kWh	USD/kWh	USD/kWh	USD/kWh	USD/kWh	USD/kWh	USD/kWh	USD/kWh	USD/kWh	USD/kWh
D. Mínima	0.0088	0.0088	0.0088	0.0088	0.0088	0.0088	0.0244	0.0244	0.0244	0.0244	0.0244	0.0244
D. Media	0.0111	0.0111	0.0111	0.0111	0.0111	0.0111	0.0256	0.0256	0.0256	0.0256	0.0256	0.0256
D. Máxima	0.0147	0.0147	0.0147	0.0147	0.0147	0.0147	0.0254	0.0254	0.0254	0.0254	0.0254	0.0254

Escenario 2 (PRECIOS DE COMBUSTIBLES CONGELADOS ABR-JUN/2000 + PRECIOS INTERNACIONALES DE COMBUSTIBLE JUL/2000-MAR/2001)												
Condición de Demanda	Abr-00	May-00	Jun-00	Jul-00	Ago-00	Sep-00	Oct-00	Nov-00	Dic-00	Ene-01	Feb-01	Mar-01
	USD/kWh	USD/kWh	USD/kWh	USD/kWh	USD/kWh	USD/kWh	USD/kWh	USD/kWh	USD/kWh	USD/kWh	USD/kWh	USD/kWh
D. Mínima	0.0181	0.0181	0.0181	0.0181	0.0181	0.0181	0.0681	0.0681	0.0681	0.0681	0.0681	0.0681
D. Media	0.0227	0.0227	0.0227	0.0227	0.0227	0.0227	0.0706	0.0706	0.0706	0.0706	0.0706	0.0706
D. Máxima	0.0273	0.0273	0.0273	0.0273	0.0273	0.0273	0.0700	0.0700	0.0700	0.0700	0.0700	0.0700

ANEXO 18

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE MERCADO

BALANCE ENERGETICO DE EMELNORTE PARA EL 2000													
Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Energía Total Requerida	GWh	22.62	23.04	22.67	24.06	23.21	23.46	22.92	23.68	23.98	22.30	23.85	23.19
S.N.I.	GWh	16.75	17.40	16.88	17.62	16.35	17.19	18.18	19.78	20.49	17.53	17.79	17.26
Generación Local	GWh	5.491	5.261	5.407	6.063	6.480	5.897	4.363	3.527	3.105	4.392	5.682	5.553
SPOT	GWh	6.70	6.96	6.75	7.05	6.54	6.88	7.27	7.91	8.20	7.01	7.11	6.91
Demanda Base	GWh	2.48	2.58	2.50	2.61	2.42	2.54	2.69	2.93	3.03	2.59	2.63	2.56
Demanda Media	GWh	2.88	2.99	2.90	3.03	2.81	2.96	3.13	3.40	3.52	3.02	3.06	2.97
Demanda Máxima	GWh	1.34	1.39	1.35	1.41	1.31	1.38	1.45	1.58	1.64	1.40	1.42	1.38
MCP	GWh	10.05	10.44	10.13	10.57	9.81	10.31	10.91	11.87	12.30	10.52	10.67	10.36
Demanda Base	GWh	3.72	3.86	3.75	3.91	3.63	3.82	4.04	4.39	4.55	3.89	3.95	3.83
Demanda Media	GWh	4.32	4.49	4.36	4.54	4.22	4.43	4.69	5.10	5.29	4.52	4.59	4.45
Demanda Máxima	GWh	2.01	2.09	2.03	2.11	1.96	2.06	2.18	2.37	2.46	2.10	2.13	2.07
Pérdidas en MCP ***BM - EMELNORTE***													
TOTAL	GWh	0.17	0.18	0.17	0.25	0.23	0.25	0.26	0.28	0.29	0.18	0.18	0.18
Contratos a Plazo+Pérdidas	GWh	10.22	10.62	10.30	10.82	10.04	10.56	11.17	12.15	12.59	10.70	10.85	10.54
Molinos La Unión	GWh	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
Pérdidas	%	15.59	15.50	15.42	15.34	15.25	15.17	15.09	15.00	14.92	14.84	14.75	14.67
Energía Facturada	GWh	19.09	19.47	19.17	20.37	19.67	19.91	19.46	20.13	20.40	18.99	20.33	19.79
Potencia Máxima Total	MW	61.38	61.95	60.79	64.53	62.78	63.27	62.26	64.30	65.19	61.96	64.08	62.53
Factor de Carga		0.512	0.517	0.518	0.518	0.513	0.515	0.511	0.511	0.511	0.500	0.517	0.515

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE MERCADO

BALANCE ECONOMICO DE EMELNORTE PARA EL 2000

Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
INGRESOS													
Ingreso x cobro de planillas	USD	694,707	668,284	764,641	709,456	709,579	925,143	927,393	918,355	960,998	979,696	1,002,243	997,967
COSTOS													
Inversiones	USD	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265
Operación y Mantenimiento	USD	172,000	172,000	172,000	172,000	172,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000
Molinos La Unión	USD	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50
CENACE													
Costo x Potencia Remunerable	USD	185,700.93	192,983.08	187,168.36	195,315.33	181,281.87	190,601.80	201,537.05	219,269.90	227,218.53	194,397.31	197,200.98	191,418.67
SPOT													
Costo fijo de Transmisión	USD	119,905.80	121,028.95	118,751.70	126,061.58	122,639.43	123,602.80	121,625.46	125,623.38	127,355.18	121,051.76	125,181.95	122,161.87
MCP													
Costo variable de Transmisión		3,526.33	3,547.52	1,123.96	4,395.24	2,609.02	2,521.98	2,666.67	2,901.30	3,006.48	4,155.80	4,215.74	4,092.13
Costo x Energía SPOT		141,102.19	141,441.69	29,246.77	100,096.44	54,252.82	65,006.98	68,736.58	74,784.58	77,495.55	166,144.11	168,540.30	163,598.38
Costo Energia en el MCP	USD	167,414.41	173,979.46	168,737.34	177,268.21	164,531.44	172,990.20	182,915.04	199,009.38	206,223.55	175,254.43	177,782.02	172,569.11
Ingreso Neto	USD	694,706.80	668,283.71	764,641.28	709,455.89	709,578.67	925,142.53	927,392.62	918,354.54	960,998.23	979,695.68	1,002,242.86	997,967.09
Costo Neto	USD	860,449.90	875,780.94	747,828.37	845,937.04	768,114.82	803,524.01	826,281.05	870,388.79	890,099.53	909,803.65	921,721.23	902,640.40
Flujo Neto	USD	(165,743.10)	(207,497.22)	16,812.91	(136,481.15)	(58,536.15)	121,618.52	101,111.57	47,965.75	70,898.70	69,892.02	80,521.63	95,326.69

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PRECIO DEL kWh EN EL MCP PARA EL AÑO 2000

Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
VPN Ingresos	USD	1,671	-33,186	181,894	39,588	101,859	280,310	267,566	230,358	255,918	224,147	233,839	240,121
VPN Costos	USD	10,220,460	10,516,088	10,098,248	10,503,749	9,652,526	10,048,292	10,519,589	11,331,869	11,626,389	9,782,599	9,825,433	9,442,903
VPN	USD	0											
PRECIO MAXIMO DEL KWh	USD	**0.016380**											

ANEXO 19

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE MERCADO

BALANCE ECONOMICO DE EMELNORTE PARA EL 2000													
Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
INGRESOS													
Ingreso x cobro de planillas	USD	694,707	668,284	764,641	709,456	709,579	925,143	927,393	918,355	960,998	979,696	1,002,243	997,967
COSTOS													-
Inversiones	USD	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265
Operación y Mantenimiento	USD	172,000	172,000	172,000	172,000	172,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000
Molinos La Unión	USD	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50
CENACE													
Costo x Potencia Remunerable	USD	185,700.93	192,983.08	187,168.36	195,315.33	181,281.87	190,601.80	201,537.05	219,269.90	227,218.53	194,397.31	197,200.98	191,418.67
SPOT													
Costo fijo de Transmisión	USD	119,905.80	121,028.95	118,751.70	126,061.58	122,639.43	123,602.80	121,625.46	125,623.38	127,355.18	121,051.76	125,181.95	122,161.87
MCP													
Costo variable de Transmisión		3,526.33	3,547.52	1,123.96	4,395.24	2,609.02	5,016.29	5,304.09	5,770.79	5,979.98	11,358.81	11,522.63	11,184.77
Costo x Energía SPOT		141,102.19	141,441.69	29,246.77	100,096.44	54,252.82	131,844.84	139,409.08	151,675.41	157,173.70	454,944.11	461,505.48	447,973.26
Costo Energìa en el MCP	USD	77,302.40	80,333.77	77,913.25	81,852.32	75,971.21	79,876.99	84,459.71	91,891.15	95,222.24	80,922.48	82,089.57	79,682.55
Ingreso Neto	USD	694,706.80	668,283.71	764,641.28	709,455.89	709,578.67	925,142.53	927,392.62	918,354.54	960,998.23	979,695.68	1,002,242.86	997,967.09
Costo Neto	USD	770,337.89	782,135.24	657,004.29	750,521.16	679,554.60	779,742.96	801,135.64	843,030.88	861,749.89	1,111,474.71	1,126,300.86	1,101,221.36
Flujo Neto	USD	(75,631.09)	(113,851.53)	107,636.99	(41,065.26)	30,024.08	145,399.56	126,256.99	75,323.66	99,248.34	(131,779.03)	(124,058.00)	(103,254.27)

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PRECIO DEL kWh EN EL MCP PARA EL AÑO 2000

Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
VPN Ingresos	USD	1,671	-33,186	181,894	39,568	101,859	214,343	198,505	155,964	179,590	-46,500	-37,993	-21,128
VPN Costos	USD	10,220,460	10,516,088	10,098,248	10,503,749	9,652,526	10,048,292	10,519,589	11,331,869	11,626,389	9,782,599	9,825,433	9,442,903
VPN	USD	0											
PRECIO MAXIMO DEL KWh	USD	**0.007563**											

ANEXO 20

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE MERCADO

BALANCE ENERGETICO DE EMELNORTE PARA EL 2000													
Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Energía Total Requerida	GWh	22.62	23.04	22.67	24.06	23.21	23.46	22.92	23.68	23.98	22.30	23.85	23.19
S.N.I.	GWh	16.75	17.40	16.88	17.62	16.35	17.19	18.18	19.78	20.49	17.53	17.79	17.26
Generación Local	GWh	5.491	5.261	5.407	6.063	6.480	5.897	4.363	3.527	3.105	4.392	5.682	5.553
SPOT	GWh	6.70	6.96	6.75	17.62	16.35	17.19	18.18	19.78	20.49	7.01	7.11	6.91
Demanda Base	GWh	2.48	2.58	2.50	6.52	6.05	6.36	6.73	7.32	7.58	2.59	2.63	2.56
Demanda Media	GWh	2.88	2.99	2.90	7.57	7.03	7.39	7.82	8.50	8.81	3.02	3.06	2.97
Demanda Máxima	GWh	1.34	1.39	1.35	3.52	3.27	3.44	3.64	3.96	4.10	1.40	1.42	1.38
MCP	GWh	10.05	10.44	10.13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.52	10.67	10.36
Demanda Base	GWh	3.72	3.86	3.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.89	3.95	3.83
Demanda Media	GWh	4.32	4.49	4.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.52	4.59	4.45
Demanda Máxima	GWh	2.01	2.09	2.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.10	2.13	2.07
Pérdidas en MCP ***BM - EMELNORTE***													
TOTAL	GWh	0.17	0.18	0.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.18	0.18	0.18
Contratos a Plazo+Pérdidas	GWh	10.22	10.62	10.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.70	10.85	10.54
Molinos La Unión	GWh	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
Pérdidas	%	15.59	15.50	15.42	15.34	15.25	15.17	15.09	15.00	14.92	14.84	14.75	14.67
Energía Facturada	GWh	19.09	19.47	19.17	20.37	19.67	19.91	19.46	20.13	20.40	18.99	20.33	19.79
Potencia Máxima Total	MW	61.38	61.95	60.79	64.53	62.78	63.27	62.26	64.30	65.19	61.96	64.08	62.53
Factor de Carga		0.512	0.517	0.518	0.518	0.513	0.515	0.511	0.511	0.511	0.500	0.517	0.515

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE MERCADO

BALANCE ECONOMICO DE EMELNORTE PARA EL 2000

Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
INGRESOS													
Ingreso x cobro de planillas	USD	694,707	668,284	764,641	709,456	709,579	925,143	927,393	918,355	960,998	979,696	1,002,243	997,967
COSTOS													
Inversiones	USD	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265
Operación y Mantenimiento	USD	172,000	172,000	172,000	172,000	172,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000
Molino La Unión	USD	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50
CENACE													-
Costo x Potencia Remunerable	USD	185,700.93	192,983.08	187,168.36	195,315.33	181,281.87	190,601.80	201,537.05	219,269.90	227,218.53	194,397.31	197,200.98	191,418.67
SPOT													
Costo fijo x Transmisión	USD	119,905.80	121,028.95	118,751.70	126,061.58	122,639.43	123,602.80	121,625.46	125,623.38	127,355.18	121,051.76	125,181.95	122,161.87
MCP													
Costo variable x Transmisión	USD	3,526.33	3,547.52	1,123.96	-	-	-	-	-	-	4,155.80	4,215.74	4,092.13
Costo x Energía SPOT	USD	141,102.19	141,441.69	29,246.77	250,241.11	135,632.04	162,517.46	171,841.45	186,961.44	193,738.87	166,144.11	168,540.30	163,598.38
Costo Energia en el MCP	USD	241,566.67	251,039.56	243,475.56	-	-	-	-	-	-	252,879.25	256,526.37	249,004.52
Ingreso Neto	USD	694,706.80	668,283.71	764,641.28	709,455.89	709,578.67	925,142.53	927,392.62	918,354.54	960,998.23	979,695.68	1,002,242.86	997,967.09
Costo Neto	USD	934,602.16	952,841.04	822,566.59	814,418.26	682,353.60	725,522.30	743,804.21	780,654.97	797,112.83	987,428.47	1,000,465.58	979,075.82
Flujo Neto	USD	(239,895.36)	(284,557.32)	(57,925.31)	(104,962.37)	27,225.08	199,620.23	183,588.41	137,699.57	163,885.40	(7,732.79)	1,777.28	18,891.27

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PRECIO DEL kWh EN EL MCP PARA EL AÑO 2000

Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
VPN Ingresos	USD	1,671	-33,186	181,894	-101,875	26,163	189,932	172,949	128,435	151,345	224,147	233,839	240,121
VPN Costos	USD	10,220,460	10,516,088	10,098,248	0	0	0	0	0	0	9,782,599	9,825,433	9,442,903
VPN	USD	0											
PRECIO MAXIMO DEL KWh	USD	**0.023636**											

ANEXO 21

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE MERCADO

BALANCE ECONOMICO DE EMELNORTE PARA EL 2000

Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
INGRESOS													
Ingreso x cobro de planillas	USD	694,707	668,284	764,641	709,456	709,579	925,143	927,393	918,355	960,998	979,696	1,002,243	997,967
COSTOS													
Inversiones	USD	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265
Operación y Mantenimiento	USD	172,000	172,000	172,000	172,000	172,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000
Molino La Unión	USD	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50
CENACE													
Costo x Potencia Remunerable	USD	185,700.93	192,983.08	187,168.36	195,315.33	181,281.87	190,601.80	201,537.05	219,269.90	227,218.53	194,397.31	197,200.98	191,418.67
SPOT													
Costo fijo x Transmisión	USD	119,905.80	121,028.95	118,751.70	126,061.58	122,639.43	123,602.80	121,625.46	125,623.38	127,355.18	121,051.76	125,181.95	122,161.87
MCP													
Costo variable x Transmisión		3,526.33	3,547.52	1,123.96	-	-	-	-	-	-	11,358.81	11,522.63	11,184.77
Costo x Energía SPOT		141,102.19	141,441.69	29,246.77	250,241.11	135,632.04	329,612.10	348,522.70	379,188.52	392,934.26	454,944.11	461,505.48	447,973.26
Costo Energia en el MCP	USD	(13,135.78)	(13,650.90)	(13,239.58)	-	-	-	-	-	-	(13,750.93)	(13,949.25)	(13,540.24)
Ingreso Neto	USD	694,706.80	668,283.71	764,641.28	709,455.89	709,578.67	925,142.53	927,392.62	918,354.54	960,998.23	979,695.68	1,002,242.86	997,967.09
Costo Neto	USD	679,899.70	688,150.58	565,851.45	814,418.26	682,353.60	892,616.95	920,485.46	972,882.05	996,308.22	1,016,801.30	1,030,262.03	1,007,998.58
Flujo Neto	USD	14,807.09	(19,866.87)	198,789.83	(104,962.37)	27,225.08	32,525.58	6,907.17	(54,527.52)	(35,309.99)	(37,105.62)	(28,019.17)	(10,031.49)

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PRECIO DEL kWh EN EL MCP PARA EL AÑO 2000

Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
VPN Ingresos	USD	1,671	-33,186	181,894	-101,875	26,163	30,947	6,507	-50,859	-32,608	-46,500	-37,993	-21,128
VPN Costos	USD	10,220,460	10,516,088	10,098,248	0	0	0	0	0	0	9,782,599	9,825,433	9,442,903
VPN	USD	0											
PRECIO MAXIMO DEL KWh	USD	**-0.001285**											

ANEXO 22

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE MERCADO

BALANCE ENERGETICO DE EMELNORTE PARA EL 2001													
Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Energía Total Requerida	GWh	23.78	23.86	23.47	24.93	24.05	24.33	23.78	24.56	24.90	23.18	24.79	24.07
S.N.I.	GWh	17.91	18.22	17.69	18.49	17.19	18.05	19.04	20.65	21.42	18.41	18.73	18.14
Generación Local	GWh	5.491	5.261	5.407	6.063	6.480	5.897	4.363	3.527	3.105	4.392	5.682	5.553
SPOT	GWh	7.16	7.29	7.08	7.40	6.88	7.22	7.61	8.26	8.57	7.36	7.49	7.26
Demanda Base	GWh	2.65	2.70	2.62	2.74	2.54	2.67	2.82	3.06	3.17	2.72	2.77	2.69
Demanda Media	GWh	3.08	3.13	3.04	3.18	2.96	3.11	3.27	3.55	3.68	3.17	3.22	3.12
Demanda Máxima	GWh	1.43	1.46	1.42	1.48	1.38	1.44	1.52	1.65	1.71	1.47	1.50	1.45
MCP	GWh	10.74	10.93	10.61	11.09	10.31	10.83	11.42	12.39	12.85	11.05	11.24	10.89
Demanda Base	GWh	3.98	4.05	3.93	4.11	3.82	4.01	4.23	4.58	4.75	4.09	4.16	4.03
Demanda Media	GWh	4.62	4.70	4.56	4.77	4.43	4.66	4.91	5.33	5.53	4.75	4.83	4.68
Demanda Máxima	GWh	2.15	2.19	2.12	2.22	2.06	2.17	2.28	2.48	2.57	2.21	2.25	2.18
Pérdidas en el MCP ***BM - EMELNORTE***													
TOTAL	GWh	0.18	0.19	0.18	0.27	0.25	0.26	0.27	0.30	0.31	0.19	0.19	0.19
Contratos a Plazo+Pérdidas	GWh	10.93	11.12	10.79	11.36	10.56	11.09	11.70	12.69	13.16	11.23	11.43	11.07
Molinos La Unión	GWh	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
Pérdidas	%	15.59	15.64	15.69	15.74	15.79	15.84	15.89	15.94	15.99	16.04	16.09	16.14
Energía Facturada	GWh	20.07	20.13	19.79	21.01	20.25	20.48	20.00	20.64	20.92	19.46	20.81	20.19
Potencia Máxima Total	MW	64.19	63.79	62.61	66.51	64.69	65.24	64.24	66.31	67.34	64.05	66.27	64.55
Factor de Carga		0.514	0.519	0.521	0.521	0.516	0.518	0.514	0.514	0.514	0.503	0.520	0.518

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE MERCADO

BALANCE ECONOMICO DE EMELNORTE PARA EL 2001

Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
INGRESOS													
Ingreso x cobro de planillas	USD	1,160,729	1,155,415	1,152,015	1,172,650	1,207,693	1,240,401	1,253,194	1,250,933	1,308,820	1,338,184	1,373,397	1,378,278
COSTOS													
Inversiones	USD	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332
Operacón y Mantenimiento	USD	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000
Molino La Unión	USD	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50
Pago por GL	USD	135,488	129,831	133,432	60,936	65,132	59,268	43,852	35,452	31,209	108,387	140,211	137,021
CENACE													
Costo x Potencia Remunerable	USD	208,481	212,141	205,929	215,285	200,113	210,190	221,634	240,422	249,364	214,328	218,108	211,225
SPOT													
Costo fijo x Transmisión	USD	131,680	130,859	128,422	136,433	132,693	133,824	131,780	136,029	138,133	131,390	135,932	132,406
MCP													
Costo variable x Transmisión	USD	4,245	4,319	4,193	2,713	2,522	2,649	2,793	3,030	3,142	4,364	4,441	4,301
Costo x Energía SPOT	USD	169,696	172,675	167,619	69,929	65,001	68,274	71,991	78,094	80,999	174,455	177,532	171,930
Costo Energia en el MCP	USD	339,198	345,153	335,046	352,627	327,776	344,283	363,027	393,800	408,447	348,710	354,861	343,663
Ingreso Neto	USD	1,160,729	1,155,415	1,152,015	1,172,650	1,207,693	1,240,401	1,253,194	1,250,933	1,308,820	1,338,184	1,373,397	1,378,278
Costo Neto	USD	1,314,656	1,320,846	1,300,508	1,163,791	1,119,105	1,144,355	1,160,944	1,212,694	1,237,161	1,307,501	1,356,952	1,326,414
Flujo Neto	USD	(153,927)	(165,431)	(148,493)	8,859	88,587	96,046	92,250	38,239	71,659	30,683	16,445	51,864

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PRECIO DEL kWh EN EL MCP PARA EL AÑO 2001

Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
VPN Ingresos	USD	185,271	177,942	182,877	350,855	400,118	418,957	428,891	402,970	443,370	346,894	336,138	354,520
VPN Costos	USD	10,927,839	11,009,583	10,581,386	11,026,373	10,147,824	10,553,314	11,017,703	11,833,320	12,151,927	10,271,957	10,349,646	9,923,799
VPN	USD	0											
PRECIO MAXIMO DEL KWh	USD	**0.031040**											

ANEXO 23

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE MERCADO

BALANCE ECONOMICO DE EMELNORTE PARA EL 2001

Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
INGRESOS													
Ingreso x cobro de planillas	USD	1,160,729	1,155,415	1,152,015	1,172,650	1,207,693	1,240,401	1,253,194	1,250,933	1,308,820	1,338,184	1,373,397	1,378,278
COSTOS													
Inversiones	USD	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332
Operacón y Mantenimiento	USD	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000
Molino La Unión	USD	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50
Pago por GL	USD	371,126	355,630	365,494	122,975	131,442	119,607	88,496	71,546	62,981	296,893	384,062	375,326
CENACE													
Costo x Potencia Remunerable	USD	208,481	212,141	205,929	215,285	200,113	210,190	221,634	240,422	249,364	214,328	218,108	211,225
SPOT													
Costo fijo x Transmisión	USD	131,680	130,859	128,422	136,433	132,693	133,824	131,780	136,029	138,133	131,390	135,932	132,406
MCP													
Costo variable x Transmisión	USD	11,602	11,805	11,460	5,396	5,016	5,268	5,555	6,026	6,250	11,927	12,137	11,754
Costo x Energía SPOT	USD	464,671	472,829	458,983	141,828	131,832	138,471	146,010	158,387	164,278	477,702	486,128	470,787
Costo Energia en el MCP	USD	22,409	22,802	22,134	23,296	21,654	22,745	23,983	26,016	26,983	23,037	23,443	22,704
Ingreso Neto	USD	1,160,729	1,155,415	1,152,015	1,172,650	1,207,693	1,240,401	1,253,194	1,250,933	1,308,820	1,338,184	1,373,397	1,378,278
Costo Neto	USD	1,535,837	1,531,934	1,518,289	971,079	948,618	955,973	943,326	964,293	973,858	1,481,144	1,585,678	1,550,070
Flujo Neto	USD	(375,108)	(376,518)	(366,274)	201,571	259,074	284,427	309,868	286,640	334,962	(142,960)	(212,281)	(171,792)

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PRECIO DEL kWh EN EL MCP PARA EL AÑO 2001

Concepto	Unidad	INI	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
VPN Ingresos	USD	-352,699	-350,214	-337,359	218,253	269,774	292,263	314,503	291,619	334,250	-109,650	-170,952	-133,632	
VPN Costos	USD	10,927,839	11,009,583	10,581,386	11,026,373	10,147,824	10,553,314	11,017,703	11,833,320	12,151,927	10,271,957	10,349,646	9,923,799	
VPN	USD	0												
PRECIO MAXIMO DEL KWh	USD	**0.002051**												

ANEXO 24

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE MERCADO

BALANCE ENERGETICO DE EMELNORTE PARA EL 2002													
Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Energía Total Requerida	GWh	24.86	24.94	24.53	26.06	25.11	25.41	24.84	25.62	26.16	24.41	26.16	25.29
S.N.I.	GWh	18.99	19.30	18.74	19.62	18.26	19.14	20.10	21.72	22.68	19.64	20.10	19.36
Generación Local	GWh	5.491	5.261	5.407	6.063	6.480	5.897	4.363	3.527	3.105	4.392	5.682	5.553
SPOT	GWh	7.60	7.72	7.50	7.85	7.30	7.65	8.04	8.69	9.07	7.86	8.04	7.75
Demanda Base	GWh	2.81	2.86	2.77	2.90	2.70	2.83	2.97	3.21	3.36	2.91	2.97	2.87
Demanda Media	GWh	3.27	3.32	3.22	3.37	3.14	3.29	3.46	3.74	3.90	3.38	3.46	3.33
Demanda Máxima	GWh	1.52	1.54	1.50	1.57	1.46	1.53	1.61	1.74	1.81	1.57	1.61	1.55
MCP	GWh	11.40	11.58	11.25	11.77	10.95	11.48	12.06	13.03	13.61	11.78	12.06	11.62
Demanda Base	GWh	4.22	4.28	4.16	4.35	4.05	4.25	4.46	4.82	5.04	4.36	4.46	4.30
Demanda Media	GWh	4.90	4.98	4.84	5.06	4.71	4.94	5.19	5.60	5.85	5.07	5.18	5.00
Demanda Máxima	GWh	2.28	2.32	2.25	2.35	2.19	2.30	2.41	2.61	2.72	2.36	2.41	2.32
Pérdidas en el MCP ***BM - EMELNORTE***													
TOTAL	GWh	0.19	0.20	0.19	0.28	0.26	0.27	0.29	0.31	0.33	0.20	0.21	0.20
Contratos a Plazo+Pérdidas	GWh	11.59	11.78	11.44	12.05	11.22	11.76	12.35	13.34	13.93	11.98	12.26	11.82
Molinos La Unión	GWh	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
Pérdidas	%	16.19	16.24	16.29	16.34	16.39	16.44	16.49	16.54	16.59	16.64	16.69	16.74
Energía Facturada	GWh	20.84	20.89	20.53	21.80	21.00	21.23	20.75	21.39	21.82	20.35	21.79	21.06
Potencia Máxima Total	MW	66.60	66.16	64.91	68.97	67.03	67.60	66.59	68.66	70.21	66.93	69.38	67.30
Factor de Carga		0.518	0.524	0.525	0.525	0.520	0.522	0.518	0.518	0.518	0.506	0.524	0.522

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE MERCADO

BALANCE ECONOMICO DE EMELNORTE PARA EL 2002

Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
INGRESOS													
Ingreso x cobro de planillas	USD	1,448,329	1,446,831	1,442,232	1,461,212	1,491,245	1,518,470	1,519,700	1,500,399	1,552,487	1,563,278	1,580,505	1,565,498
COSTOS													
Inversiones	USD	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190
Operación y Mantenimiento	USD	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000
Molino La Unión	USD	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803
Pago GL	USD	135,488	129,831	133,432	60,936	65,132	59,268	43,852	35,452	31,209	108,387	140,211	137,021
CENACE													
Costo x Potencia Remunerable	USD	242,184	246,112	239,008	250,136	232,774	243,999	256,295	276,943	289,209	250,412	256,246	246,901
SPOT													
Costo fijo x Transmisión	USD	149,630	148,635	145,829	154,948	150,587	151,884	149,600	154,244	157,737	150,378	155,865	151,196
MCP													
Costo variable x Transmisión	USD	4,502	4,575	4,443	2,878	2,678	2,807	2,949	3,186	3,328	4,655	4,763	4,590
Costo x Energía SPOT	USD	179,988	182,907	177,627	74,184	69,035	72,364	76,011	82,134	85,772	186,102	190,438	183,493
Costo Energìa en el MCP	USD	510,040	518,313	503,352	530,335	493,525	517,324	543,393	587,171	613,177	527,367	539,653	519,973
Ingreso Neto	USD	1,448,329	1,446,831	1,442,232	1,461,212	1,491,245	1,518,470	1,519,700	1,500,399	1,552,487	1,563,278	1,580,505	1,565,498
Costo Neto	USD	1,566,825	1,575,366	1,548,685	1,418,411	1,358,725	1,392,640	1,417,093	1,484,124	1,525,424	1,572,294	1,632,168	1,588,168
Flujo Neto	USD	(118,496)	(128,535)	(106,452)	42,801	132,520	125,831	102,607	16,274	27,063	(9,016)	(51,663)	(22,670)

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PRECIO DEL kWh EN EL MCP PARA EL AÑO 2002

Concepto	Unidad	ENE	FEB	MARZO	ABRIL	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
VPN Ingresos	USD	391,544	385,918	389,079	556,280	601,617	611,940	608,561	562,844	591,251	473,948	441,771	445,745
VPN Costos	USD	11,590,560	11,661,937	11,213,183	11,697,321	10,777,643	11,185,510	11,632,853	12,445,575	12,868,118	10,957,730	11,101,998	10,591,225
VPN	USD	0											
PRECIO MAXIMO DEL KWh	USD	**0.04400**											

ANEXO 25

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE MERCADO

BALANCE ECONOMICO DE EMELNORTE PARA EL 2002													
Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
INGRESOS													
Ingreso x cobro de planillas	USD	1,448,329	1,446,831	1,442,232	1,461,212	1,491,245	1,518,470	1,519,700	1,500,399	1,552,487	1,563,278	1,580,505	1,565,498
COSTOS													
Inversiones	USD	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190
Operación y Mantenimiento	USD	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000
Molino La Unión	USD	6,803.24	6,803.24	6,803.24	6,803.24	6,803.24	6,803.24	6,803.24	6,803.24	6,803.24	6,803.24	6,803.24	6,803.24
Pago GL	USD	371,126	355,630	365,494	122,975	131,442	119,607	88,496	71,546	62,981	296,893	384,062	375,326
CENACE													
Costo x Potencia Remunerable	USD	242,184	246,112	239,008	250,136	232,774	243,999	256,295	276,943	289,209	250,412	256,246	246,901
SPOT													
Costo fijo x Transmisión	USD	149,630	148,635	145,829	154,948	150,587	151,884	149,600	154,244	157,737	150,378	155,865	151,196
MCP													
Costo variable x Transmisión	USD	12,305.26	12,504.85	12,143.89	5,724.46	5,327.13	5,584.01	5,865.41	6,337.94	6,618.66	12,723.28	13,019.70	12,544.91
Costo x Energía SPOT	USD	492,851	500,845	486,388	150,458	140,015	146,766	154,162	166,582	173,960	509,594	521,466	502,450
Costo Energía en el MCP	USD	181,806	184,754	179,421	189,040	175,919	184,402	193,694	209,299	218,569	187,982	192,361	185,346
Ingreso Neto	USD	1,448,329	1,446,831	1,442,232	1,461,212	1,491,245	1,518,470	1,519,700	1,500,399	1,552,487	1,563,278	1,580,505	1,565,498
Costo Neto	USD	1,794,896	1,793,475	1,773,278	1,218,274	1,181,057	1,197,236	1,193,107	1,229,945	1,254,068	1,752,975	1,868,013	1,818,758
Flujo Neto	USD	(346,567)	(346,644)	(331,046)	242,938	310,188	321,234	326,593	270,453	298,419	(189,697)	(287,507)	(253,260)

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PRECIO DEL kWh EN EL MCP PARA EL AÑO 2002

Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
VPN Ingresos	USD	-164,761	-160,287	-148,637	419,273	467,139	481,095	490,134	447,474	477,430	-1,568	-86,134	-60,873
VPN Costos	USD	11,590,560	11,661,937	11,213,183	11,697,321	10,777,643	11,185,510	11,632,853	12,445,575	12,868,118	10,957,730	11,101,998	10,591,225
VPN	USD	0											
PRECIO MAXIMO DEL KWh	USD	**0.0156857**											

ANEXO 26

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE HIDROPAUTE

BALANCE ENERGETICO DE EMELNORTE PARA EL 2000													
Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Energía Total Requerida	GWh	22.62	23.04	22.67	24.06	23.21	23.46	22.92	23.68	23.98	22.30	23.85	23.19
S.N.I.	GWh	16.75	17.40	16.88	17.62	16.35	17.19	18.18	19.78	20.49	17.53	17.79	17.26
Generación Local	GWh	5.491	5.261	5.407	6.063	6.480	5.897	4.363	3.527	3.105	4.392	5.682	5.553
SPOT	GWh	6.70	6.96	6.75	7.05	6.54	6.88	7.27	7.91	8.20	7.01	7.11	6.91
Demanda Base	GWh	2.48	2.58	2.50	2.61	2.42	2.54	2.69	2.93	3.03	2.59	2.63	2.56
Demanda Media	GWh	2.88	2.99	2.90	3.03	2.81	2.96	3.13	3.40	3.52	3.02	3.06	2.97
Demanda Máxima	GWh	1.34	1.39	1.35	1.41	1.31	1.38	1.45	1.58	1.64	1.40	1.42	1.38
MCP	GWh	10.05	10.44	10.13	10.57	9.81	10.31	10.91	11.87	12.30	10.52	10.67	10.36
Demanda Base	GWh	3.72	3.86	3.75	3.91	3.63	3.82	4.04	4.39	4.55	3.89	3.95	3.83
Demanda Media	GWh	4.32	4.49	4.36	4.54	4.22	4.43	4.69	5.10	5.29	4.52	4.59	4.45
Demanda Máxima	GWh	2.01	2.09	2.03	2.11	1.96	2.06	2.18	2.37	2.46	2.10	2.13	2.07
Pérdidas en MCP *HP - EMELNORTE*													
TOTAL	GWh	0.21	0.22	0.22	0.44	0.41	0.43	0.46	0.50	0.51	0.22	0.23	0.22
Contratos a Plazo+Pérdidas	GWh	10.26	10.67	10.34	11.01	10.22	10.75	11.36	12.36	12.81	10.74	10.90	10.58
Molinos La Unión	GWh	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
Pérdidas	%	15.59	15.50	15.42	15.34	15.25	15.17	15.09	15.00	14.92	14.84	14.75	14.67
Energía Facturada	GWh	19.09	19.47	19.17	20.37	19.67	19.91	19.46	20.13	20.40	18.99	20.33	19.79
Potencia Máxima Total	MW	61.38	61.95	60.79	64.53	62.78	63.27	62.26	64.30	65.19	61.96	64.08	62.53
Factor de Carga		0.512	0.517	0.518	0.518	0.513	0.515	0.511	0.511	0.511	0.500	0.517	0.515

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE HIDROPAUTE

BALANCE ECONOMICO DE EMELNORTE PARA EL 2000

Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
INGRESOS													
Ingreso x cobro de planillas	USD	694,707	668,284	764,641	709,456	709,579	925,143	927,393	918,355	960,998	979,696	1,002,243	997,967
COSTOS													
Inversiones	USD	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265
Operación y Mantenimiento	USD	172,000	172,000	172,000	172,000	172,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000
Molino La Unión	USD	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535
CENACE													
Costo x Potencia Remunerable	USD	185,701	192,983	187,168	195,315	181,282	190,602	201,537	219,270	227,219	194,397	197,201	191,419
SPOT													
Costo fijo x Transmisión	USD	119,906	121,029	118,752	126,062	122,639	123,603	121,625	125,623	127,355	121,052	125,182	122,162
MCP													
Costo variable x Transmisión	USD	937.14	942.89	308.46	3,310.24	1,857.99	1,910.80	2,020.43	2,198.20	2,277.88	1,105.07	1,121.01	1,088.14
Costo x Energía SPOT	USD	141,102	141,442	29,247	100,096	54,253	65,007	68,737	74,785	77,496	166,144	168,540	163,598
Costo x Energía MCP	USD	167,803	174,383	169,129	180,032	167,097	175,688	185,767	202,112	209,439	175,661	178,195	172,970
Ingreso Neto	USD	694,707	668,284	764,641	709,456	709,579	925,143	927,393	918,355	960,998	979,696	1,002,243	997,967
Costo Neto	USD	858,250	873,580	747,405	847,616	769,930	805,610	828,487	872,789	892,587	907,160	919,039	900,037
Flujo Neto	USD	(163,543)	(205,297)	17,237	(138,160)	(60,351)	119,532	98,905	45,566	68,411	72,536	83,203	97,930

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PRECIO DEL kWh EN EL MCP PARA EL AÑO 2000

Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
VPN Ingresos	USD	4,260	-30,607	182,693	40,640	102,581	280,891	268,174	231,014	256,590	226,936	236,640	242,814
VPN Costos	USD	10,263,615	10,560,492	10,140,888	10,687,766	9,821,631	10,224,330	10,703,884	11,530,394	11,830,075	9,823,905	9,866,920	9,482,776
VPN	USD	0											
PRECIO MAXIMO DEL KWh	USD	**0.016349**											

ANEXO 27

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE HIDROPAUTE

BALANCE ECONOMICO DE EMELNORTE PARA EL 2000													
Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
INGRESOS													
Ingreso x cobro de planillas	USD	694,707	668,284	764,641	709,456	709,579	925,143	927,393	918,355	960,998	979,696	1,002,243	997,967
COSTOS													
Inversiones	USD	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265
Operación y Mantenimiento	USD	172,000	172,000	172,000	172,000	172,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000
Molino La Unión	USD	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50
CENACE													
Costo x Potencia Remunerable	USD	185,701	192,983	187,168	195,315	181,282	190,602	201,537	219,270	227,219	194,397	197,201	191,419
SPOT													
Costo fijo x Transmisión	USD	119,906	121,029	118,752	126,062	122,639	123,603	121,625	125,623	127,355	121,052	125,182	122,162
MCP													
Costo variable x Transmisión	USD	937.14	942.89	308.46	3,310.24	1,857.99	3,832.98	4,052.88	4,409.49	4,569.33	3,018.32	3,061.85	2,972.07
Costo x Energía SPOT	USD	141,102	141,442	29,247	100,096	54,253	131,845	139,409	151,675	157,174	454,944	461,505	447,973
Costo x Energía MCP	USD	79,675	82,800	80,305	85,482	79,340	83,419	88,205	95,966	99,445	83,407	84,609	82,129
Ingreso Neto	USD	694,707	668,284	764,641	709,456	709,579	925,143	927,393	918,355	960,998	979,696	1,002,243	997,967
Costo Neto	USD	770,122	781,997	658,581	753,066	682,173	782,102	803,630	845,745	864,562	1,105,619	1,120,360	1,095,455
Flujo Neto	USD	(75,415)	(113,713)	106,061	(43,610)	27,406	143,041	123,763	72,610	96,436	(125,923)	(118,117)	(97,488)

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PRECIO DEL kWh EN EL MCP PARA EL AÑO 2000

Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
VPN Ingresos	USD	4,260	-30,607	182,693	40,640	102,581	215,469	199,683	157,234	180,893	-38,874	-30,334	-13,767
VPN Costos	USD	10,263,615	10,560,492	10,140,888	10,687,766	9,821,631	10,224,330	10,703,884	11,530,394	11,830,075	9,823,905	9,866,920	9,482,776
VPN	USD	0											
PRECIO MAXIMO DEL KWh	USD	**0.00776**											

ANEXO 28

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE HIDROPAUTE

BALANCE ENERGETICO DE EMELNORTE PARA EL 2001													
Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGOST	SEP	OCT	NOV	DIC
Energía Total Requerida	GWh	23.78	23.86	23.47	24.93	24.05	24.33	23.78	24.56	24.90	23.18	24.79	24.07
S.N.I.	GWh	17.91	18.22	17.69	18.49	17.19	18.05	19.04	20.65	21.42	18.41	18.73	18.14
Generación Local	GWh	5.491	5.261	5.407	6.063	6.480	5.897	4.363	3.527	3.105	4.392	5.682	5.553
SPOT	GWh	7.16	7.29	7.08	7.40	6.88	7.22	7.61	8.26	8.57	7.36	7.49	7.26
Demanda Base	GWh	2.65	2.70	2.62	2.74	2.54	2.67	2.82	3.06	3.17	2.72	2.77	2.69
Demanda Media	GWh	3.08	3.13	3.04	3.18	2.96	3.11	3.27	3.55	3.68	3.17	3.22	3.12
Demanda Máxima	GWh	1.43	1.46	1.42	1.48	1.38	1.44	1.52	1.65	1.71	1.47	1.50	1.45
MCP	GWh	10.74	10.93	10.61	11.09	10.31	10.83	11.42	12.39	12.85	11.05	11.24	10.89
Demanda Base	GWh	3.98	4.05	3.93	4.11	3.82	4.01	4.23	4.58	4.75	4.09	4.16	4.03
Demanda Media	GWh	4.62	4.70	4.56	4.77	4.43	4.66	4.91	5.33	5.53	4.75	4.83	4.68
Demanda Máxima	GWh	2.15	2.19	2.12	2.22	2.06	2.17	2.28	2.48	2.57	2.21	2.25	2.18
Pérdidas en MCP ***HP - EMELNORTE***													
TOTAL	GWh	0.23	0.23	0.23	0.46	0.43	0.45	0.48	0.52	0.54	0.24	0.24	0.23
Contratos a Plazo+Pérdidas	GWh	10.97	11.17	10.84	11.56	10.74	11.29	11.90	12.91	13.39	11.28	11.48	11.12
Molinos La Unión	GWh	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
Pérdidas	%	15.59	15.64	15.69	15.74	15.79	15.84	15.89	15.94	15.99	16.04	16.09	16.14
Energía Facturada	GWh	20.07	20.13	19.79	21.01	20.25	20.48	20.00	20.64	20.92	19.46	20.81	20.19
Potencia Máxima Total	MW	64.19	63.79	62.61	66.51	64.69	65.24	64.24	66.31	67.34	64.05	66.27	64.55
Factor de Carga		0.514	0.519	0.521	0.521	0.516	0.518	0.514	0.514	0.514	0.503	0.520	0.518

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE HIDROPAUTE

BALANCE ECONOMICO DE EMELNORTE PARA EL 2001

Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
INGRESOS													
Ingreso x cobro de planillas	USD	1,160,729	1,155,415	1,152,015	1,172,650	1,207,693	1,240,401	1,253,194	1,250,933	1,308,820	1,338,184	1,373,397	1,378,278
COSTOS													
Inversiones	USD	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332
Operación y Mantenimiento	USD	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000
Molino La Unión	USD	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50
Pago por GL	USD	135,488.1	129,830.7	133,431.7	60,936.4	65,132.5	59,268.0	43,851.6	35,452.4	31,208.6	108,387.4	140,210.5	137,021.3
CENACE													
Costo x Potencia Remunerable	USD	208,481	212,141	205,929	215,285	200,113	210,190	221,634	240,422	249,364	214,328	218,108	211,225
SPOT													
Costo fijo x Transmisión	USD	131,680	130,859	128,422	136,433	132,693	133,824	131,780	136,029	138,133	131,390	135,932	132,406
MCP													
Costo variable x Transmisión	USD	1,128.70	1,148.51	1,114.88	2,055.48	1,910.62	2,006.83	2,116.09	2,295.47	2,380.85	1,160.35	1,180.82	1,143.55
Costo x Energía SPOT	USD	169,696	172,675	167,619	69,929	65,001	68,274	71,991	78,094	80,999	174,455	177,532	171,930
Costo x Energía MCP	USD	338,731	344,678	334,585	356,805	331,659	348,361	367,327	398,465	413,285	348,230	354,373	343,190
Ingreso Neto	USD	1,160,729	1,155,415	1,152,015	1,172,650	1,207,693	1,240,401	1,253,194	1,250,933	1,308,820	1,338,184	1,373,397	1,378,278
Costo Neto	USD	1,311,074	1,317,201	1,296,969	1,167,311	1,122,377	1,147,792	1,164,568	1,216,625	1,241,238	1,303,818	1,353,204	1,322,784
Flujo Neto	USD	(150,345)	(161,785)	(144,954)	5,339	85,316	92,609	88,626	34,308	67,582	34,366	20,193	55,494

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PRECIO DEL kWh EN EL MCP PARA EL AÑO 2001

Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
VPN Ingresos	USD	188,387	181,082	185,894	351,493	400,705	419,568	429,529	403,655	444,073	349,823	339,090	357,350
VPN Costos	USD	10,973,981	11,056,071	10,626,065	11,219,547	10,325,606	10,738,200	11,210,724	12,040,631	12,364,819	10,315,330	10,393,347	9,965,702
VPN		0											
PRECIO MAXIMO DEL KWh	USD	**0.03087**											

ANEXO 29

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE HIDROPAUTE

BALANCE ECONOMICO DE EMELNORTE PARA EL 2001

Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
INGRESOS													
Ingreso x cobro de planillas	USD	1,160,729	1,155,415	1,152,015	1,172,650	1,207,693	1,240,401	1,253,194	1,250,933	1,308,820	1,338,184	1,373,397	1,378,278
COSTOS													
Inversiones	USD	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332
Operación y Mantenimiento	USD	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000
Molino La Unión	USD	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50
Pago por GL	USD	371,126.5	355,629.7	365,493.6	122,974.6	131,442.5	119,607.5	88,495.9	71,545.8	62,981.4	296,892.8	384,061.9	375,326.1
CENACE													
Costo x Potencia Remunerable	USD	208,481	212,141	205,929	215,285	200,113	210,190	221,634	240,422	249,364	214,328	218,108	211,225
SPOT													
Costo fijo x Transmisión	USD	131,680	130,859	128,422	136,433	132,693	133,824	131,780	136,029	138,133	131,390	135,932	132,406
MCP													
Costo variable x Transmisión	USD	3,082.85	3,136.97	3,045.11	4,123.19	3,832.62	4,025.62	4,244.79	4,604.61	4,775.88	3,169.30	3,225.21	3,123.43
Costo x Energía SPOT	USD	464,671	472,829	458,983	141,828	131,832	138,471	146,010	158,387	164,278	477,702	486,128	470,787
Costo x Energía MCP	USD	26,993	27,467	26,663	28,434	26,430	27,761	29,272	31,754	32,935	27,750	28,240	27,349
Ingreso Neto	USD	1,160,729	1,155,415	1,152,015	1,172,650	1,207,693	1,240,401	1,253,194	1,250,933	1,308,820	1,338,184	1,373,397	1,378,278
Costo Neto	USD	1,531,903	1,527,931	1,514,403	974,944	952,211	959,747	947,305	968,609	978,335	1,477,099	1,581,563	1,546,085
Flujo Neto	USD	(371,174)	(372,515)	(362,388)	197,706	255,482	280,654	305,889	282,323	330,485	(138,915)	(208,166)	(167,807)

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PRECIO DEL kWh EN EL MCP PARA EL AÑO 2001

Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
VPN Ingresos	USD	-344,180	-341,632	-329,110	219,489	270,911	293,446	315,737	292,945	335,612	-101,642	-162,884	-125,896
VPN Costos	USD	10,973,981	11,056,071	10,626,065	11,219,547	10,325,606	10,738,200	11,210,724	12,040,631	12,364,819	10,315,330	10,393,347	9,965,702
VPN		0											
PRECIO MAXIMO DEL KWh	USD	**0.00246**											

ANEXO 30

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE HIDROPAUTE

BALANCE ENERGETICO DE EMELNORTE PARA EL 2002													
Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Energía Total Requerida	GWh	24.86	24.94	24.53	26.06	25.11	25.41	24.84	25.62	26.16	24.41	26.16	25.29
S.N.I.	GWh	18.99	19.30	18.74	19.62	18.26	19.14	20.10	21.72	22.68	19.64	20.10	19.36
Generación Local	GWh	5.491	5.261	5.407	6.063	6.480	5.897	4.363	3.527	3.105	4.392	5.682	5.553
SPOT	GWh	7.60	7.72	7.50	7.85	7.30	7.65	8.04	8.69	9.07	7.86	8.04	7.75
Demanda Base	GWh	2.81	2.86	2.77	2.90	2.70	2.83	2.97	3.21	3.36	2.91	2.97	2.87
Demanda Media	GWh	3.27	3.32	3.22	3.37	3.14	3.29	3.46	3.74	3.90	3.38	3.46	3.33
Demanda Máxima	GWh	1.52	1.54	1.50	1.57	1.46	1.53	1.61	1.74	1.81	1.57	1.61	1.55
MCP	GWh	11.40	11.58	11.25	11.77	10.95	11.48	12.06	13.03	13.61	11.78	12.06	11.62
Demanda Base	GWh	4.22	4.28	4.16	4.35	4.05	4.25	4.46	4.82	5.04	4.36	4.46	4.30
Demanda Media	GWh	4.90	4.98	4.84	5.06	4.71	4.94	5.19	5.60	5.85	5.07	5.18	5.00
Demanda Máxima	GWh	2.28	2.32	2.25	2.35	2.19	2.30	2.41	2.61	2.72	2.36	2.41	2.32
Pérdidas en MCP ***HP - EMELNORTE***													
TOTAL	GWh	0.24	0.25	0.24	0.49	0.46	0.48	0.51	0.55	0.57	0.25	0.26	0.25
Contratos a Plazo+Pérdidas	GWh	11.64	11.83	11.49	12.26	11.41	11.96	12.56	13.58	14.18	12.03	12.32	11.87
Molinos La Unión	GWh	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
Pérdidas	%	16.19	16.24	16.29	16.34	16.39	16.44	16.49	16.54	16.59	16.64	16.69	16.74
Energía Facturada	GWh	20.84	20.89	20.53	21.80	21.00	21.23	20.75	21.39	21.82	20.35	21.79	21.06
Potencia Máxima Total	MW	66.60	66.16	64.91	68.97	67.03	67.60	66.59	68.66	70.21	66.93	69.38	67.30
Factor de Carga		0.518	0.524	0.525	0.525	0.520	0.522	0.518	0.518	0.518	0.506	0.524	0.522

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE HIDROPAUTE

BALANCE ECONOMICO DE EMELNORTE PARA EL 2002

Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
INGRESOS													
Ingreso x cobro de planillas	USD	1,448,329	1,446,831	1,442,232	1,461,212	1,491,245	1,518,470	1,519,700	1,500,399	1,552,487	1,563,278	1,580,505	1,565,498
COSTOS													
Inversiones	USD	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190
Operación y Mantenimiento	USD	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000
Molino La Unión	USD	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803
Pago GL	USD	135,488	129,831	133,432	60,936	65,132	59,268	43,852	35,452	31,209	108,387	140,211	137,021
CENACE													
Costo x Potencia Remunerable	USD	242,184	246,112	239,008	250,136	232,774	243,999	256,295	276,943	289,209	250,412	256,246	246,901
SPOT													
Costo fijo x Transmisión	USD	149,630	148,635	145,829	154,948	150,587	151,884	149,600	154,244	157,737	150,378	155,865	151,196
MCP													
Costo variable x Transmisión	USD	1,197.15	1,216.57	1,181.45	2,180.55	2,029.20	2,127.05	2,234.24	2,414.24	2,521.17	1,237.82	1,266.66	1,220.46
Costo x Energía SPOT	USD	179,988	182,907	177,627	74,184	69,035	72,364	76,011	82,134	85,772	186,102	190,438	183,493
Costo x Energía MCP	USD	508,542	516,791	501,874	535,779	498,591	522,634	548,972	593,198	619,472	525,818	538,068	518,447
Ingreso Neto	USD	1,448,329	1,446,831	1,442,232	1,461,212	1,491,245	1,518,470	1,519,700	1,500,399	1,552,487	1,563,278	1,580,505	1,565,498
Costo Neto	USD	1,562,023	1,570,486	1,543,945	1,423,158	1,363,142	1,397,270	1,421,957	1,489,380	1,530,912	1,567,328	1,627,087	1,583,272
Flujo Neto	USD	(113,694)	(123,655)	(101,713)	38,054	128,103	121,200	97,743	11,019	21,575	(4,051)	(46,581)	(17,774)

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PRECIO DEL kWh EN EL MCP PARA EL AÑO 2001

Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
VPN Ingresos	USD	394,849	389,244	392,276	556,957	602,241	612,587	609,234	563,564	591,996	477,073	444,937	448,765
VPN Costos	USD	11,639,501	11,711,179	11,260,531	11,902,249	10,966,459	11,381,471	11,836,652	12,663,612	13,093,557	11,003,999	11,148,875	10,635,946
VPN	USD	0											
PRECIO MAXIMO DEL KWh	USD	**0.043691**											

ANEXO 31

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE HIDROPAUTE

BALANCE ECONOMICO DE EMELNORTE PARA EL 2002													
Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
INGRESOS													
Ingreso x cobro de planillas	USD	1,448,329	1,446,831	1,442,232	1,461,212	1,491,245	1,518,470	1,519,700	1,500,399	1,552,487	1,563,278	1,580,505	1,565,498
COSTOS													
Inversiones	USD	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190
Operación y Mantenimiento	USD	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000
Molino La Unión	USD	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803
Pago GL	USD	371,126	355,630	365,494	122,975	131,442	119,607	88,496	71,546	62,981	296,893	384,062	375,326
CENACE													
Costo x Potencia Remunerable	USD	242,184	246,112	239,008	250,136	232,774	243,999	256,295	276,943	289,209	250,412	256,246	246,901
SPOT													
Costo fijo x Transmisión	USD	149,630	148,635	145,829	154,948	150,587	151,884	149,600	154,244	157,737	150,378	155,865	151,196
MCP													
Costo variable x Transmisión	USD	3,269.81	3,322.85	3,226.93	4,374.09	4,070.49	4,266.77	4,481.79	4,842.86	5,057.35	3,380.89	3,459.66	3,333.49
Costo x Energía SPOT	USD	492,851	500,845	486,388	150,458	140,015	146,766	154,162	166,582	173,960	509,594	521,466	502,450
Costo x Energía MCP	USD	185,615	188,625	183,181	195,556	181,983	190,758	200,371	216,513	226,103	191,920	196,391	189,230
Ingreso Neto	USD	1,448,329	1,446,831	1,442,232	1,461,212	1,491,245	1,518,470	1,519,700	1,500,399	1,552,487	1,563,278	1,580,505	1,565,498
Costo Neto	USD	1,789,670	1,788,164	1,768,120	1,223,440	1,185,864	1,202,275	1,198,399	1,235,665	1,260,041	1,747,571	1,862,483	1,813,429
Flujo Neto	USD	(341,340)	(341,333)	(325,888)	237,772	305,381	316,195	321,300	264,734	292,447	(184,293)	(281,977)	(247,932)

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PRECIO DEL kWh EN EL MCP PARA EL AÑO 2002

Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
VPN Ingresos	USD	-155,726	-151,195	-139,896	420,584	468,346	482,349	491,438	448,868	478,872	6,974	-77,480	-52,616
VPN Costos	USD	11,639,501	11,711,179	11,260,531	11,902,249	10,966,459	11,381,471	11,836,652	12,663,612	13,093,557	11,003,999	11,148,875	10,635,946
VPN	USD	0											
PRECIO MAXIMO DEL KWh	USD	**0.01595**											

ANEXO 32

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE HIDRONACION

BALANCE ENERGÉTICO DE EMELNORTE PARA EL 2000													
Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Energía Total Requerida	GWh	22.62	23.04	22.67	24.06	23.21	23.46	22.92	23.68	23.98	22.30	23.85	23.19
S.N.I.	GWh	16.75	17.40	16.88	17.62	16.35	17.19	18.18	19.78	20.49	17.53	17.79	17.26
Generación Local	GWh	5.491	5.261	5.407	6.063	6.480	5.897	4.363	3.527	3.105	4.392	5.682	5.553
SPOT	GWh	6.70	6.96	6.75	7.05	6.54	6.88	7.27	7.91	8.20	7.01	7.11	6.91
Demanda Base	GWh	2.48	2.58	2.50	2.61	2.42	2.54	2.69	2.93	3.03	2.59	2.63	2.56
Demanda Media	GWh	2.88	2.99	2.90	3.03	2.81	2.96	3.13	3.40	3.52	3.02	3.06	2.97
Demanda Máxima	GWh	1.34	1.39	1.35	1.41	1.31	1.38	1.45	1.58	1.64	1.40	1.42	1.38
MCP	GWh	10.05	10.44	10.13	10.57	9.81	10.31	10.91	11.87	12.30	10.52	10.67	10.36
Demanda Base	GWh	3.72	3.86	3.75	3.91	3.63	3.82	4.04	4.39	4.55	3.89	3.95	3.83
Demanda Media	GWh	4.32	4.49	4.36	4.54	4.22	4.43	4.69	5.10	5.29	4.52	4.59	4.45
Demanda Máxima	GWh	2.01	2.09	2.03	2.11	1.96	2.06	2.18	2.37	2.46	2.10	2.13	2.07
Pérdidas en MCP ***HN- EMELNORTE***													
TOTAL	GWh	0.50	0.51	0.50	0.31	0.29	0.30	0.32	0.35	0.69	0.52	0.53	0.51
Contratos a Plazo+Pérdidas	GWh	10.54	10.96	10.63	10.88	10.10	10.62	11.22	12.21	12.99	11.04	11.20	10.87
Molinos La Unión	GWh	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
Pérdidas	%	15.59	15.50	15.42	15.34	15.25	15.17	15.09	15.00	14.92	14.84	14.75	14.67
Energía Facturada	GWh	19.09	19.47	19.17	20.37	19.67	19.91	19.46	20.13	20.40	18.99	20.33	19.79
Potencia Máxima Total	MW	61.38	61.95	60.79	64.53	62.78	63.27	62.26	64.30	65.19	61.96	64.08	62.53
Factor de Carga		0.512	0.517	0.518	0.518	0.513	0.515	0.511	0.511	0.511	0.500	0.517	0.515

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE HIDRONACION

BALANCE ECONOMICO DE EMELNORTE PARA EL 2000

Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
INGRESOS													
Ingreso x cobro de planillas	USD	694,707	668,284	764,641	709,456	709,579	925,143	927,393	918,355	960,998	979,696	1,002,243	997,967
COSTOS													
Inversiones	USD	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265
Operación y Mantenimiento	USD	172,000	172,000	172,000	172,000	172,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000
Molino La Unión	USD	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50
CENACE													
Costo x Potencia Remunerable	USD	185,701	192,983	187,168	195,315	181,282	190,602	201,537	219,270	227,219	194,397	197,201	191,419
SPOT													
Costo fijo x Transmisión	USD	119,906	121,029	118,752	126,062	122,639	123,603	121,625	125,623	127,355	121,052	125,182	122,162
MCP													
Costo variable x Transmisión	USD	6,880.2	6,895.8	1,572.2	797.4	509.5	548.7	580.2	631.3	3,996.0	8,119.0	8,236.1	7,994.6
Costo x Energía SPOT	USD	141102	141442	29247	100096	54253	65007	68737	74785	77496	166144	168540	163598
Costo x Energía MCP	USD	168,634	175,247	169,966	173,974	161,474	169,775	179,516	195,311	207,724	176,531	179,077	173,826
Ingreso Neto	USD	694,707	668,284	764,641	709,456	709,579	925,143	927,393	918,355	960,998	979,696	1,002,243	997,967
Costo Neto	USD	865,023	880,397	749,506	839,045	762,958	798,336	820,796	864,421	892,590	915,044	927,037	907,800
Flujo Neto	USD	(170,317)	(212,113)	15,135	(129,589)	(53,379)	126,806	106,597	53,934	68,409	64,652	75,206	90,167

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PRECIO DEL kWh EN EL MCP PARA EL AÑO 2000

Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
VPN Ingresos	USD	-1,683	-36,501	181,455	43,079	103,877	282,187	269,531	232,475	255,004	220,523	230,199	236,623
VPN Costos	USD	10,544,300	10,849,295	10,418,216	10,558,277	9,702,636	10,100,456	10,574,200	11,390,696	11,994,677	10,092,565	10,136,756	9,742,106
VPN	USD	0											
PRECIO MAXIMO DEL KWh	USD	**0.015993**											

ANEXO 33

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE HIDRONACION

BALANCE ECONOMICO DE EMELNORTE PARA EL 2000													
Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
INGRESOS													
Ingreso x cobro de planillas	USD	694,707	668,284	764,641	709,456	709,579	925,143	927,393	918,355	960,998	979,696	1,002,243	997,967
COSTOS													
Inversiones	USD	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265
Operación y Mantenimiento	USD	172,000	172,000	172,000	172,000	172,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000
Molino La Unión	USD	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50
CENACE													
Costo x Potencia Remunerable	USD	185,701	192,983	187,168	195,315	181,282	190,602	201,537	219,270	227,219	194,397	197,201	191,419
SPOT													
Costo fijo x Transmisión	USD	119,906	121,029	118,752	126,062	122,639	123,603	121,625	125,623	127,355	121,052	125,182	122,162
MCP													
Costo variable x Transmisión	USD	6,880.2	6,895.8	1,572.2	797.4	509.5	1,093.8	1,156.6	1,258.3	8,076.5	22,177.0	22,496.8	21,837.2
Costo x Energía SPOT	USD	141102	141442	29247	100096	54253	131845	139409	151675	157174	454944	461505	447973
Costo x Energía MCP	USD	76,387	79,382	76,990	78,806	73,143	76,904	81,316	88,471	94,093	79,964	81,117	78,739
Ingreso Neto	USD	694,707	668,284	764,641	709,456	709,579	925,143	927,393	918,355	960,998	979,696	1,002,243	997,967
Costo Neto	USD	772,776	784,532	656,530	743,877	674,627	772,847	793,845	835,098	862,718	1,121,334	1,136,303	1,110,930
Flujo Neto	USD	(78,069)	(116,248)	108,112	(34,421)	34,951	152,295	133,548	83,256	98,280	(141,639)	(134,060)	(112,963)

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PRECIO DEL kWh EN EL MCP PARA EL AÑO 2000

Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
VPN Ingresos	USD	-1,683	-36,501	181,455	43,079	103,877	218,075	202,412	160,173	177,654	-56,392	-47,929	-30,676
VPN Costos	USD	10,544,300	10,849,295	10,418,216	10,558,277	9,702,636	10,100,456	10,574,200	11,390,696	11,994,677	10,092,565	10,136,756	9,742,106
VPN	USD	0											
PRECIO MAXIMO DEL KWh	USD	**0.007244**											

ANEXO 34

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE HIDRONACION

BALANCE ENERGETICO DE EMELNORTE PARA EL 2001													
Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
Energía Total Requerida	GWh	23.78	23.86	23.47	24.93	24.05	24.33	23.78	24.56	24.90	23.18	24.79	24.07
S.N.I.	GWh	17.91	18.22	17.69	18.49	17.19	18.05	19.04	20.65	21.42	18.41	18.73	18.14
Generación Local	GWh	5.491	5.261	5.407	6.063	6.480	5.897	4.363	3.527	3.105	4.392	5.682	5.553
SPOT	GWh	7.16	7.29	7.08	7.40	6.88	7.22	7.61	8.26	8.57	7.36	7.49	7.26
Demanda Base	GWh	2.65	2.70	2.62	2.74	2.54	2.67	2.82	3.06	3.17	2.72	2.77	2.69
Demanda Media	GWh	3.08	3.13	3.04	3.18	2.98	3.11	3.27	3.55	3.68	3.17	3.22	3.12
Demanda Máxima	GWh	1.43	1.46	1.42	1.48	1.38	1.44	1.52	1.65	1.71	1.47	1.50	1.45
MCP	GWh	10.74	10.93	10.61	11.09	10.31	10.83	11.42	12.39	12.85	11.05	11.24	10.89
Demanda Base	GWh	3.98	4.05	3.93	4.11	3.82	4.01	4.23	4.58	4.75	4.09	4.16	4.03
Demanda Media	GWh	4.62	4.70	4.56	4.77	4.43	4.66	4.91	5.33	5.53	4.75	4.83	4.68
Demanda Máxima	GWh	2.15	2.19	2.12	2.22	2.06	2.17	2.28	2.48	2.57	2.21	2.25	2.18
Pérdidas en MCP ***HN - EMELNORTE***													
TOTAL	GWh	0.53	0.54	0.52	0.32	0.30	0.32	0.33	0.36	0.72	0.54	0.55	0.54
Contratos a Plazo+Pérdidas	GWh	11.27	11.47	11.14	11.42	10.61	11.15	11.76	12.75	13.58	11.59	11.79	11.42
Molinos La Unión	GWh	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
Pérdidas	%	15.59	15.64	15.69	15.74	15.79	15.84	15.89	15.94	15.99	16.04	16.09	16.14
Energía Facturada	GWh	20.07	20.13	19.79	21.01	20.25	20.48	20.00	20.64	20.92	19.46	20.81	20.19
Potencia Máxima Total	MW	64.19	63.79	62.61	66.51	64.69	65.24	64.24	66.31	67.34	64.05	66.27	64.55
Factor de Carga		0.514	0.519	0.521	0.521	0.516	0.518	0.514	0.514	0.514	0.503	0.520	0.518

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE HIDRONACION

BALANCE ECONOMICO DE EMELNORTE PARA EL 2001

CONCEPTO		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
INGRESOS													
Ingreso x cobro de planillas	USD	1,160,729	1,155,415	1,152,015	1,172,650	1,207,693	1,240,401	1,253,194	1,250,933	1,308,820	1,338,184	1,373,397	1,378,278
COSTOS													
Inversiones	USD	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332
Operación y Mantenimiento	USD	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000
Molino La Unión	USD	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535
Pago por GL	USD	135,488	129,831	133,432	60,936	65,132	59,268	43,852	35,452	31,209	108,387	140,211	137,021
CENACE													
Costo x Potencia Remunerable	USD	208,481	212,141	205,929	215,285	200,113	210,190	221,634	240,422	249,364	214,328	218,108	211,225
SPOT													
Costo fijo x Transmisión	USD	131,680	130,859	128,422	136,433	132,693	133,824	131,780	136,029	138,133	131,390	135,932	132,406
MCP													
Costo variable x Transmisión	USD	8,293	8,438	8,191	590	549	576	608	659	4,177	8,525	8,676	8,402
Costo x Energía SPOT	USD	169,696	172,675	167,619	69,929	65,001	68,274	71,991	78,094	80,999	174,455	177,532	171,930
Costo x Energia MCP	USD	341,700	347,698	337,517	346,106	321,714	337,915	356,312	386,516	411,456	351,282	357,478	346,197
Ingreso Neto	USD	1,160,729	1,155,415	1,152,015	1,172,650	1,207,693	1,240,401	1,253,194	1,250,933	1,308,820	1,338,184	1,373,397	1,378,278
Costo Neto	USD	1,321,206	1,327,511	1,306,977	1,155,147	1,111,070	1,135,915	1,152,045	1,203,040	1,241,204	1,314,235	1,363,804	1,333,049
Flujo Neto	USD	(160,477)	(172,095)	(154,962)	17,504	96,623	104,486	101,149	47,893	67,616	23,949	9,593	45,229

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PRECIO DEL kWh EN EL MCP PARA EL AÑO 2001

Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
VPN Ingresos	USD	181,223	173,864	178,958	352,916	402,014	420,929	430,950	405,181	442,415	343,089	332,305	350,844
VPN Costos	USD	11,274,092	11,358,427	10,916,662	11,083,615	10,200,505	10,608,100	11,074,899	11,894,751	12,536,862	10,597,428	10,677,580	10,238,240
VPN	USD	0											
PRECIO MAXIMO DEL KWh	USD	**0.030308**											

ANEXO 35

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE HIDRONACION

BALANCE ECONOMICO DE EMELNORTE PARA EL 2001													
Concepto	UNIDAD	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
INGRESOS													
Ingreso x cobro de planillas	USD	1,160,729	1,155,415	1,152,015	1,172,650	1,207,693	1,240,401	1,253,194	1,250,933	1,308,820	1,338,184	1,373,397	1,378,278
COSTOS													
Inversiones	USD	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332
Operación y Mantenimiento	USD	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000
Molino La Unión	USD	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535
Pago por GL	USD	371,126	355,630	365,494	122,975	131,442	119,607	88,496	71,546	62,981	296,893	384,062	375,326
CENACE													
Costo x Potencia Remunerable	USD	208,481	212,141	205,929	215,285	200,113	210,190	221,634	240,422	249,364	214,328	218,108	211,225
SPOT													
Costo fijo x Transmisión	USD	131,680	130,859	128,422	136,433	132,693	133,824	131,780	136,029	138,133	131,390	135,932	132,406
MCP													
Costo variable x Transmisión	USD	22,651.16	23,048.81	22,373.89	1,176.65	1,093.72	1,148.80	1,211.35	1,314.03	8,441.57	23,286.37	23,697.12	22,949.30
Costo x Energía SPOT	USD	464,671	472,829	458,983	141,828	131,832	138,471	146,010	158,387	164,278	477,702	486,128	470,787
Costo x Energía MCP	USD	18,779	19,109	18,549	19,021	17,681	18,571	19,582	21,242	22,613	19,306	19,646	19,026
Ingreso Neto	USD	1,160,729	1,155,415	1,152,015	1,172,650	1,207,693	1,240,401	1,253,194	1,250,933	1,308,820	1,338,184	1,373,397	1,378,278
Costo Neto	USD	1,543,257	1,539,484	1,525,618	962,585	940,723	947,680	934,581	954,807	971,678	1,488,772	1,593,441	1,557,588
Flujo Neto	USD	(382,528)	(384,069)	(373,603)	210,065	266,970	292,720	318,613	296,125	337,141	(150,588)	(220,044)	(179,310)

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PRECIO DEL kWh EN EL MCP PARA EL AÑO 2001

Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
VPN Ingresos	USD	-363,749	-361,346	-348,058	222,349	273,543	296,183	318,595	296,014	332,227	-120,036	-181,417	-143,666
VPN Costos	USD	11,274,092	11,358,427	10,916,662	11,083,615	10,200,505	10,608,100	11,074,899	11,894,751	12,536,862	10,597,428	10,677,580	10,238,240
VPN	USD	0											
PRECIO MAXIMO DEL KWh	USD	**0.001666**											

ANEXO 36

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE HIDRONACION

BALANCE ENERGETICO DE EMELNORTE PARA EL 2002													
Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Energía Total Requerida	GWh	24.86	24.94	24.53	26.06	25.11	25.41	24.84	25.62	26.16	24.41	26.16	25.29
S.N.I.	GWh	18.99	19.30	18.74	19.62	18.26	19.14	20.10	21.72	22.68	19.64	20.10	19.36
Generación Local	GWh	5.491	5.261	5.407	6.063	6.480	5.897	4.363	3.527	3.105	4.392	5.682	5.553
SPOT	GWh	7.60	7.72	7.50	7.85	7.30	7.65	8.04	8.69	9.07	7.86	8.04	7.75
Demanda Base	GWh	2.81	2.86	2.77	2.90	2.70	2.83	2.97	3.21	3.36	2.91	2.97	2.87
Demanda Media	GWh	3.27	3.32	3.22	3.37	3.14	3.29	3.46	3.74	3.90	3.38	3.46	3.33
Demanda Máxima	GWh	1.52	1.54	1.50	1.57	1.46	1.53	1.61	1.74	1.81	1.57	1.61	1.55
MCP	GWh	11.40	11.58	11.25	11.77	10.95	11.48	12.06	13.03	13.61	11.78	12.06	11.62
Demanda Base	GWh	4.22	4.28	4.16	4.35	4.05	4.25	4.46	4.82	5.04	4.36	4.46	4.30
Demanda Media	GWh	4.90	4.98	4.84	5.06	4.71	4.94	5.19	5.60	5.85	5.07	5.18	5.00
Demanda Máxima	GWh	2.28	2.32	2.25	2.35	2.19	2.30	2.41	2.61	2.72	2.36	2.41	2.32
Pérdidas en MCP ***HN - EMELNORTE***													
TOTAL	GWh	0.56	0.57	0.55	0.34	0.32	0.34	0.35	0.38	0.77	0.58	0.59	0.57
Contratos a Plazo+Pérdidas	GWh	11.96	12.15	11.80	12.11	11.27	11.82	12.41	13.41	14.38	12.36	12.65	12.19
Molinos La Unión	GWh	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
Pérdidas	%	16.19	16.24	16.29	16.34	16.39	16.44	16.49	16.54	16.59	16.64	16.69	16.74
Energía Facturada	GWh	20.84	20.89	20.53	21.80	21.00	21.23	20.75	21.39	21.82	20.35	21.79	21.06
Potencia Máxima Total	MW	66.60	66.16	64.91	68.97	67.03	67.60	66.59	68.66	70.21	66.93	69.38	67.30
Factor de Carga		0.518	0.524	0.525	0.525	0.520	0.522	0.518	0.518	0.518	0.506	0.524	0.522

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE HIDRONACION

BALANCE ECONOMICO DE EMELNORTE PARA EL 2002

Conceptos	Moneda	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
INGRESOS													
Ingreso x cobro de planillas	USD	1,448,329	1,446,831	1,442,232	1,461,212	1,491,245	1,518,470	1,519,700	1,500,399	1,552,487	1,563,278	1,580,505	1,565,498
COSTOS													
Inversiones	USD	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190
Operación y Mantenimiento	USD	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000
Molino La Unión	USD	6,803.2	6,803.2	6,803.2	6,803.2	6,803.2	6,803.2	6,803.2	6,803.2	6,803.2	6,803.2	6,803.2	6,803.2
Pago GL	USD	135,488	129,831	133,432	60,936	65,132	59,268	43,852	35,452	31,209	108,387	140,211	137,021
CENACE													
Costo x Potencia Remunerable	USD	242,184	246,112	239,008	250,136	232,774	243,999	256,295	276,943	289,209	250,412	256,246	246,901
SPOT													
Costo fijo x Transmisión	USD	149,630	148,635	145,829	154,948	150,587	151,884	149,600	154,244	157,737	150,378	155,865	151,196
MCP													
Costo variable x Transmisión	USD	8,795.5	8,938.2	8,680.2	626.2	582.7	610.8	641.6	693.3	4,422.7	9,094.3	9,306.2	8,966.8
Costo x Energía SPOT	USD	179,987.7	182,907.0	177,627.4	74,184.2	69,035.1	72,364.2	76,010.8	82,134.5	85,772.3	186,102.1	190,437.8	183,493.1
Costo x Energía MCP	USD	514,307.9	522,649.9	507,563.6	521,039.7	484,874.7	508,256.5	533,869.0	576,879.1	618,302.8	531,779.7	544,168.8	524,324.4
Ingreso Neto	USD	1,448,329	1,446,831	1,442,232	1,461,212	1,491,245	1,518,470	1,519,700	1,500,399	1,552,487	1,563,278	1,580,505	1,565,498
Costo Neto	USD	1,575,387	1,584,067	1,557,134	1,406,864	1,347,979	1,381,376	1,405,261	1,471,340	1,531,645	1,581,146	1,641,227	1,596,896
Flujo Neto	USD	(127,058)	(137,235)	(114,902)	54,348	143,266	137,095	114,438	29,059	20,842	(17,869)	(60,721)	(31,398)

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PRECIO DEL kWh EN EL MCP PARA EL AÑO 2002

Conceptos	Moneda	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
VPN Ingresos	USD	387,250	381,598	384,925	558,466	603,631	614,029	610,735	565,170	590,240	469,889	437,659	441,821
VPN Costos	USD	11,957,812	12,031,451	11,568,478	11,758,046	10,833,594	11,243,578	11,693,243	12,510,185	13,275,740	11,304,931	11,453,769	10,926,813
VPN	USD	0											
PRECIO MAXIMO DEL KWh	USD	**0.043010**											

ANEXO 37

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE HIDRONACION

BALANCE ECONOMICO DE EMELNORTE PARA EL 2002													
Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
INGRESOS													
Ingreso x cobro de planillas	USD	1,448,329	1,446,831	1,442,232	1,461,212	1,491,245	1,518,470	1,519,700	1,500,399	1,552,487	1,563,278	1,580,505	1,565,498
COSTOS													
Inversiones	USD	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190
Operación y Mantenimiento	USD	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000
Molino La Unión	USD	6,803.2	6,803.2	6,803.2	6,803.2	6,803.2	6,803.2	6,803.2	6,803.2	6,803.2	6,803.2	6,803.2	6,803.2
Pago GL	USD	371,126	355,630	365,494	122,975	131,442	119,607	88,496	71,546	62,981	296,893	384,062	375,326
CENACE													
Costo x Potencia Remunerable	USD	242,184	246,112	239,008	250,136	232,774	243,999	256,295	276,943	289,209	250,412	256,246	246,901
SPOT													
Costo fijo x Transmisión	USD	149,630	148,635	145,829	154,948	150,587	151,884	149,600	154,244	157,737	150,378	155,865	151,196
MCP													
Costo variable x Transmisión	USD	24,024.8	24,414.5	23,709.8	1,248.2	1,161.6	1,217.6	1,279.0	1,382.0	8,939.1	24,841.0	25,419.7	24,492.8
Costo x Energía SPOT	USD	492,851.2	500,845.2	486,388.3	150,457.8	140,014.6	146,766.4	154,162.4	166,582.2	173,960.3	509,594.1	521,466.4	502,449.9
Costo x Energía MCP	USD	179,653.0	182,566.9	177,297.1	182,004.5	169,371.7	177,539.2	186,485.9	201,509.8	215,979.5	185,756.1	190,083.7	183,151.9
Ingreso Neto	USD	1,448,329	1,446,831	1,442,232	1,461,212	1,491,245	1,518,470	1,519,700	1,500,399	1,552,487	1,563,278	1,580,505	1,565,498
Costo Neto	USD	1,804,463	1,803,197	1,782,720	1,206,763	1,170,345	1,186,007	1,181,312	1,217,200	1,253,799	1,762,867	1,878,135	1,828,511
Flujo Neto	USD	(356,134)	(356,366)	(340,487)	254,449	320,900	332,463	338,388	283,199	298,688	(199,589)	(297,630)	(263,013)

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PRECIO DEL kWh EN EL MCP PARA EL AÑO 2002

Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
VPN Ingresos	USD	-176,481	-172,078	-159,975	423,618	471,142	485,250	494,455	452,096	475,287	-12,648	-97,360	-71,582
VPN Costos	USD	11,957,812	12,031,451	11,568,478	11,758,046	10,833,594	11,243,578	11,693,243	12,510,185	13,275,740	11,304,931	11,453,769	10,926,813
VPN	USD	0											
PRECIO MAXIMO DEL kWh	USD	**0.01502**											

ANEXO 38

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE TERMOESMERALDAS

BALANCE ENERGETICO DE EMELNORTE PARA EL 2000													
Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Energía Total Requerida	GWh	22.62	23.04	22.67	24.06	23.21	23.46	22.92	23.68	23.98	22.30	23.85	23.19
S.N.I.	GWh	16.75	17.40	16.88	17.62	16.35	17.19	18.18	19.78	20.49	17.53	17.79	17.26
Generación Local	GWh	5.491	5.261	5.407	6.063	6.480	5.897	4.363	3.527	3.105	4.392	5.682	5.553
SPOT	GWh	6.70	6.96	6.75	7.05	6.54	6.88	7.27	7.91	8.20	7.01	7.11	6.91
Demanda Base	GWh	2.48	2.58	2.50	2.61	2.42	2.54	2.69	2.93	3.03	2.59	2.63	2.56
Demanda Media	GWh	2.88	2.99	2.90	3.03	2.81	2.96	3.13	3.40	3.52	3.02	3.06	2.97
Demanda Máxima	GWh	1.34	1.39	1.35	1.41	1.31	1.38	1.45	1.58	1.64	1.40	1.42	1.38
MCP	GWh	10.05	10.44	10.13	10.57	9.81	10.31	10.91	11.87	12.30	10.52	10.67	10.36
Demanda Base	GWh	3.72	3.86	3.75	3.91	3.63	3.82	4.04	4.39	4.55	3.89	3.95	3.83
Demanda Media	GWh	4.32	4.49	4.36	4.54	4.22	4.43	4.69	5.10	5.29	4.52	4.59	4.45
Demanda Máxima	GWh	2.01	2.09	2.03	2.11	1.96	2.06	2.18	2.37	2.46	2.10	2.13	2.07
Pérdidas en MCP ***TE - EMELNORTE***													
TOTAL	GWh	0.83	0.86	0.84	0.46	0.43	0.45	0.48	0.52	0.54	0.87	0.88	0.86
Contratos a Plazo+Pérdidas	GWh	10.88	11.31	10.97	11.03	10.24	10.77	11.38	12.38	12.83	11.39	11.55	11.21
Molinos La Unión	GWh	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
Pérdidas	%	15.59	15.50	15.42	15.34	15.25	15.17	15.09	15.00	14.92	14.84	14.75	14.67
Energía Facturada	GWh	19.09	19.47	19.17	20.37	19.67	19.91	19.46	20.13	20.40	18.99	20.33	19.79
Potencia Máxima Total	MW	61.38	61.95	60.79	64.53	62.78	63.27	62.26	64.30	65.19	61.96	64.08	62.53
Factor de Carga		0.512	0.517	0.518	0.518	0.513	0.515	0.511	0.511	0.511	0.500	0.517	0.515

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE TERMOESMERALDAS

BALANCE ECONOMICO DE EMELNORTE PARA EL 2000													
INGRESOS													
Ingreso x cobro de planillas	USD	694,707	668,284	764,641	709,456	709,579	925,143	927,393	918,355	960,998	979,696	1,002,243	997,967
COSTOS													
Inversiones	USD	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265
Operación y Mantenimiento	USD	172,000	172,000	172,000	172,000	172,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000
Molino La Unión	USD	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50
CENACE													
Costo x Potencia Remunerable	USD	185,701	192,983	187,168	195,315	181,282	190,602	201,537	219,270	227,219	194,397	197,201	191,419
SPOT													
Costo fijo x Transmisión	USD	119,906	121,029	118,752	126,062	122,639	123,603	121,625	125,623	127,355	121,052	125,182	122,162
MCP													
Costo variable x Transmisión	USD	13,788	13,808	2,557	(6,288)	(2,109)	(4,116)	(4,352)	(4,735)	(4,907)	16,243	16,478	15,994
Costo x Energía SPOT	USD	141,102.2	141,441.7	29,246.8	100,096.4	54,252.8	65,007.0	68,736.6	74,784.6	77,495.5	166,144.1	168,540.3	163,598.4
Costo x Energía MCP	USD	170,103.3	176,773.8	171,447.5	172,485.7	160,092.6	168,323.1	177,980.2	193,640.3	200,659.9	178,069.3	180,637.5	175,340.8
Ingreso Neto	USD	694,706.8	668,283.7	764,641.3	709,455.9	709,578.7	925,142.5	927,392.6	918,354.5	960,998.2	979,695.7	1,002,242.9	997,967.1
Costo Neto	USD	873,400.9	888,835.9	751,971.4	830,471.4	758,958.3	792,219.1	814,327.5	857,383.5	876,622.8	924,706.3	936,838.8	917,314.7
Flujo Neto	USD	(178,694.1)	(220,552.2)	12,669.9	(121,015.5)	(49,379.6)	132,923.4	113,065.1	60,971.1	84,375.5	54,989.4	65,404.0	80,652.4

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PRECIO DEL kWh EN EL MCP PARA EL AÑO 2000

VPN Ingresos	USD	-8,591	-43,345	180,490	49,957	106,393	286,626	274,178	237,481	263,225	213,095	222,738	229,453
VPN Costos	USD	10,879,040	11,193,718	10,748,953	10,706,975	9,839,283	10,242,706	10,723,122	11,551,117	11,851,336	10,412,964	10,458,558	10,051,380
VPN	USD	0											
PRECIO MAXIMO DEL KWh	USD	**0.015636**											

ANEXO 39

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE TERMOESMERALDAS

BALANCE ECONOMICO DE EMELNORTE PARA EL 2000													
INGRESOS													
Ingreso x cobro de planillas	USD	694,707	668,284	764,641	709,456	709,579	925,143	927,393	918,355	960,998	979,696	1,002,243	997,967
COSTOS													
Inversiones	USD	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265
Operación y Mantenimiento	USD	172,000	172,000	172,000	172,000	172,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000
Molino La Unión	USD	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50
CENACE													
Costo x Potencia Remunerable	USD	185,701	192,983	187,168	195,315	181,282	190,602	201,537	219,270	227,219	194,397	197,201	191,419
SPOT													
Costo fijo x Transmisión	USD	119,906	121,029	118,752	126,062	122,639	123,603	121,625	125,623	127,355	121,052	125,182	122,162
MCP													
Costo variable x Transmisión	USD	13,788	13,808	2,557	(6,288)	(2,109)	(8,725)	(9,225)	(10,037)	(10,401)	44,463	45,104	43,782
Costo x Energía SPOT	USD	141,102.2	141,441.7	29,246.8	100,096.4	54,252.8	131,844.8	139,409.1	151,675.4	157,173.7	454,944.1	461,505.5	447,973.3
Costo x Energía MCP	USD	75,630.3	78,596.1	76,227.9	76,689.5	71,179.3	74,838.8	79,132.4	86,095.1	89,216.1	79,172.0	80,313.9	77,958.9
Ingreso Neto	USD	694,706.8	668,283.7	764,641.3	709,455.9	709,578.7	925,142.5	927,392.6	918,354.5	960,998.2	979,695.7	1,002,242.9	997,967.1
Costo Neto	USD	778,927.9	790,658.2	656,751.8	734,675.2	670,045.0	760,963.9	781,279.2	821,427.2	839,363.1	1,142,828.7	1,158,107.1	1,132,095.0
Flujo Neto	USD	(84,221.1)	(122,374.4)	107,889.5	(25,219.3)	39,533.6	164,178.6	146,113.5	96,927.3	121,635.1	(163,133.1)	(155,864.2)	(134,127.9)

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PRECIO DEL kWh EN EL MCP PARA EL AÑO 2000

VPN Ingresos	USD	-8,591	-43,345	180,490	49,957	106,393	227,417	212,192	170,708	194,718	-76,769	-68,395	-50,346
VPN Costos	USD	10,879,040	11,193,718	10,748,953	10,706,975	9,839,283	10,242,706	10,723,122	11,551,117	11,851,336	10,412,964	10,458,558	10,051,380
VPN	USD	0											
PRECIO MAXIMO DEL KWh	USD	**0.00695**											

ANEXO 40

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE TERMOESMERALDAS

BALANCE ENERGETICO DE EMELNORTE PARA EL 2001													
Energía Total Requerida	GWh	23.78	23.86	23.47	24.93	24.05	24.33	23.78	24.56	24.90	23.18	24.79	24.07
S.N.I.	GWh	17.91	18.22	17.69	18.49	17.19	18.05	19.04	20.65	21.42	18.41	18.73	18.14
Generación Local	GWh	5.491	5.261	5.407	6.063	6.480	5.897	4.363	3.527	3.105	4.392	5.682	5.553
SPOT	GWh	7.16	7.29	7.08	7.40	6.88	7.22	7.61	8.26	8.57	7.36	7.49	7.26
Demanda Base	GWh	2.65	2.70	2.62	2.74	2.54	2.67	2.82	3.06	3.17	2.72	2.77	2.69
Demanda Media	GWh	3.08	3.13	3.04	3.18	2.96	3.11	3.27	3.55	3.68	3.17	3.22	3.12
Demanda Máxima	GWh	1.43	1.46	1.42	1.48	1.38	1.44	1.52	1.65	1.71	1.47	1.50	1.45
MCP	GWh	10.74	10.93	10.61	11.09	10.31	10.83	11.42	12.39	12.85	11.05	11.24	10.89
Demanda Base	GWh	3.98	4.05	3.93	4.11	3.82	4.01	4.23	4.58	4.75	4.09	4.16	4.03
Demanda Media	GWh	4.62	4.70	4.56	4.77	4.43	4.66	4.91	5.33	5.53	4.75	4.83	4.66
Demanda Máxima	GWh	2.15	2.19	2.12	2.22	2.06	2.17	2.28	2.48	2.57	2.21	2.25	2.18
Pérdidas en MCP ***TE - EMELNORTE***													
TOTAL	GWh	0.89	0.90	0.88	0.49	0.45	0.47	0.50	0.54	0.56	0.91	0.93	0.90
Contratos a Plazo+Pérdidas	GWh	11.63	11.84	11.49	11.58	10.76	11.31	11.92	12.93	13.41	11.96	12.17	11.79
Molinos La Unión	GWh	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
Pérdidas	%	15.59	15.64	15.69	15.74	15.79	15.84	15.89	15.94	15.99	16.04	16.09	16.14
Energía Facturada	GWh	20.07	20.13	19.79	21.01	20.25	20.48	20.00	20.64	20.92	19.46	20.81	20.19
Potencia Máxima Total	MW	64.19	63.79	62.61	66.51	64.69	65.24	64.24	66.31	67.34	64.05	66.27	64.55
Factor de Carga		0.514	0.519	0.521	0.521	0.516	0.518	0.514	0.514	0.514	0.503	0.520	0.518

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE TERMOESMERALDAS

BALANCE ECONOMICO DE EMELNORTE PARA EL 2001													
INGRESOS													
Ingreso x cobro de planillas	USD	1,160,729	1,155,415	1,152,015	1,172,650	1,207,693	1,240,401	1,253,194	1,250,933	1,308,820	1,338,184	1,373,397	1,378,278
COSTOS													
Inversiones	USD	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332
Operación y Mantenimiento	USD	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000
Molino La Unión	USD	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50
Pago por GL	USD	135,488.1	129,830.7	133,431.7	60,936.4	65,132.5	59,268.0	43,851.6	35,452.4	31,208.6	108,387.4	140,210.5	137,021.3
CENACE													
Costo x Potencia Remunerable	USD	208,481	212,141	205,929	215,285	200,113	210,190	221,634	240,422	249,364	214,328	218,108	211,225.4
SPOT													
Costo fijo x Transmisión	USD	131,680	130,859	128,422	136,433	132,693	133,824	131,780	136,029	138,133	131,390	135,932	132,406
MCP													
Costo variable x Transmisión	USD	16,590.7	16,881.9	16,387.6	(4,427.8)	(4,115.7)	(4,323.0)	(4,558.4)	(4,944.8)	(5,128.7)	17,055.9	17,356.8	16,809.0
Costo x Energía SPOT	USD	169,696	172,675	167,619	69,929	65,001	68,274	71,991	78,094	80,999	174,455	177,532	171,930
Costo x Energía MCP	USD	344,228	350,271	340,014	342,697	318,546	334,587	352,804	382,710	396,945	353,881	360,123	348,758
Ingreso Neto	USD	1,160,729	1,155,415	1,152,015	1,172,650	1,207,693	1,240,401	1,253,194	1,250,933	1,308,820	1,338,184	1,373,397	1,378,278
Costo Neto	USD	1,332,032	1,338,527	1,317,671	1,146,720	1,103,237	1,127,688	1,143,370	1,193,630	1,217,387	1,325,364	1,375,130	1,344,018
Flujo Neto	USD	(171,303)	(183,111)	(165,656)	25,930	104,455	112,713	109,824	57,303	91,432	12,820	(1,733)	34,260

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PRECIO DEL kWh EN EL MCP PARA EL AÑO 2001

VPN Ingresos	USD	172,925	165,504	170,923	357,786	406,496	425,590	435,816	410,408	451,008	335,289	324,446	343,308
VPN Costos	USD	11,632,001	11,719,012	11,263,223	11,239,711	10,344,164	10,757,500	11,230,873	12,062,271	12,387,042	10,933,855	11,016,551	10,563,264
VPN	USD	0											
PRECIO MAXIMO DEL KWh	USD	**0.029593**											

ANEXO 41

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE TERMOESMERALDAS

BALANCE ECONOMICO DE EMELNORTE PARA EL 2001

INGRESOS													
Ingreso x cobro de planillas	USD	1,160,729	1,155,415	1,152,015	1,172,650	1,207,693	1,240,401	1,253,194	1,250,933	1,308,820	1,338,184	1,373,397	1,378,278
COSTOS													
Inversiones	USD	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332
Operación y Mantenimiento	USD	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000
Molino La Unión	USD	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50
Pago por GL	USD	371,126.5	355,629.7	365,493.6	122,974.6	131,442.5	119,607.5	88,495.9	71,545.8	62,981.4	296,892.8	384,061.9	375,326.1
CENACE													
Costo x Potencia Remunerable	USD	208,481	212,141	205,929	215,285	200,113	210,190	221,634	240,422	249,364	214,328	218,108	211,225.4
SPOT													
Costo fijo x Transmisión	USD	131,680	130,859	128,422	136,433	132,693	133,824	131,780	136,029	138,133	131,390	135,932	132,406
MCP													
Costo variable x Transmisión	USD	45,413.7	46,210.9	44,857.8	(9,385.4)	(8,724.0)	(9,163.3)	(9,662.2)	(10,481.2)	(10,871.1)	46,687.2	47,510.7	46,011.4
Costo x Energía SPOT	USD	464,671	472,829	458,983	141,828	131,832	138,471	146,010	158,387	164,278	477,702	486,128	470,787
Costo x Energía MCP	USD	13,586	13,825	13,420	13,526	12,573	13,206	13,925	15,105	15,667	13,967	14,214	13,765
Ingreso Neto	USD	1,160,729	1,155,415	1,152,015	1,172,650	1,207,693	1,240,401	1,253,194	1,250,933	1,308,820	1,338,184	1,373,397	1,378,278
Costo Neto	USD	1,560,826	1,557,362	1,542,973	946,528	925,797	932,003	918,050	936,875	945,420	1,506,834	1,611,822	1,575,389
Flujo Neto	USD	(400,097)	(401,947)	(390,958)	226,122	281,895	308,398	335,144	314,058	363,400	(168,650)	(238,425)	(197,111)

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PRECIO DEL kWh EN EL MCP PARA EL AÑO 2001

VPN Ingresos	USD	-386,511	-384,279	-370,099	232,600	282,978	305,995	328,838	307,016	350,062	-141,433	-202,975	-164,337
VPN Costos	USD	11,632,001	11,719,012	11,263,223	11,239,711	10,344,164	10,757,500	11,230,873	12,062,271	12,387,042	10,933,855	11,016,551	10,563,264
VPN	USD	0											
PRECIO MAXIMO DEL KWh	USD	**0.00117**											

ANEXO 42

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE TERMOESMERALDAS

BALANCE ENERGETICO DE EMELNORTE PARA EL 2002													
Energía Total Requerida	GWh	24.86	24.94	24.53	26.06	25.11	25.41	24.84	25.62	26.16	24.41	26.16	25.29
S.N.I.	GWh	18.99	19.30	18.74	19.62	18.26	19.14	20.10	21.72	22.68	19.64	20.10	19.36
Generación Local	GWh	5.491	5.261	5.407	6.063	6.480	5.897	4.363	3.527	3.105	4.392	5.682	5.553
SPOT	GWh	7.60	7.72	7.50	7.85	7.30	7.65	8.04	8.69	9.07	7.86	8.04	7.75
Demanda Base	GWh	2.81	2.86	2.77	2.90	2.70	2.83	2.97	3.21	3.36	2.91	2.97	2.87
Demanda Media	GWh	3.27	3.32	3.22	3.37	3.14	3.29	3.46	3.74	3.90	3.38	3.46	3.33
Demanda Máxima	GWh	1.52	1.54	1.50	1.57	1.46	1.53	1.61	1.74	1.81	1.57	1.61	1.55
MCP	GWh	11.40	11.58	11.25	11.77	10.95	11.48	12.06	13.03	13.61	11.78	12.06	11.62
Demanda Base	GWh	4.22	4.28	4.16	4.35	4.05	4.25	4.46	4.82	5.04	4.36	4.46	4.30
Demanda Media	GWh	4.90	4.98	4.84	5.06	4.71	4.94	5.19	5.60	5.85	5.07	5.18	5.00
Demanda Máxima	GWh	2.28	2.32	2.25	2.35	2.19	2.30	2.41	2.61	2.72	2.36	2.41	2.32
Pérdidas en MCP *TE - EMELNORTE*													
TOTAL	GWh	0.94	0.96	0.93	0.51	0.48	0.50	0.53	0.57	0.60	0.97	1.00	0.96
Contratos a Plazo+Pérdidas	GWh	12.34	12.54	12.18	12.28	11.43	11.98	12.59	13.60	14.20	12.76	13.05	12.58
Molinos La Unión	GWh	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
Pérdidas	%	16.19	16.24	16.29	16.34	16.39	16.44	16.49	16.54	16.59	16.64	16.69	16.74
Energía Facturada	GWh	20.84	20.89	20.53	21.60	21.00	21.23	20.75	21.39	21.82	20.35	21.79	21.06
Potencia Máxima Total	MW	66.60	66.16	64.91	68.97	67.03	67.60	66.59	68.66	70.21	66.93	69.38	67.30
Factor de Carga		0.518	0.524	0.525	0.525	0.520	0.522	0.518	0.518	0.518	0.506	0.524	0.522

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE TERMOESMERALDAS

BALANCE ECONOMICO DE EMELNORTE PARA EL 2002

INGRESOS													
Ingreso x cobro de planillas	USD	1,448,329	1,446,831	1,442,232	1,461,212	1,491,245	1,518,470	1,519,700	1,500,399	1,552,487	1,563,278	1,580,505	1,565,498
COSTOS													
Inversiones	USD	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190
Operación y Mantenimiento	USD	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000
Molino La Unión	USD	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803
Pago GL	USD	135,488	129,831	133,432	60,936	65,132	59,268	43,852	35,452	31,209	108,387	140,211	137,021
CENACE													
Costo x Potencia Remunerable	USD	242,184	246,112	239,008	250,136	232,774	243,999	256,295	276,943	289,209	250,412	256,246	246,901
SPOT													
Costo fijo x Transmisión	USD	149,630	148,635	145,829	154,948	150,587	151,884	149,600	154,244	157,737	150,378	155,865	151,196
MCP													
Costo variable x Transmisión	USD	17,597	17,882	17,366	(4,697)	(4,371)	(4,582)	(4,813)	(5,201)	(5,431)	18,195	18,619	17,940
Costo x Energía SPOT	USD	179,988	182,907	177,627	74,184	69,035	72,364	76,011	82,134	85,772	186,102	190,438	183,493
Costo x Energía MCP	USD	518,657	527,069	511,856	516,450	480,604	503,780	529,167	571,798	597,123	536,277	548,770	528,758
Ingreso Neto	USD	1,448,329	1,446,831	1,442,232	1,461,212	1,491,245	1,518,470	1,519,700	1,500,399	1,552,487	1,563,278	1,580,505	1,565,498
Costo Neto	USD	1,588,537	1,597,430	1,570,112	1,396,951	1,338,755	1,371,706	1,395,105	1,460,365	1,500,612	1,594,744	1,655,141	1,610,302
Flujo Neto	USD	(140,208)	(150,599)	(127,879)	64,261	152,490	146,764	124,595	40,034	51,875	(31,466)	(74,635)	(44,805)

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PRECIO DEL kWh EN EL MCP PARA EL AÑO 2002

VPN Ingresos	USD	378,449	372,743	376,410	563,632	608,391	618,970	615,873	570,667	599,339	461,569	429,228	433,779
VPN Costos	USD	12,337,426	12,413,402	11,935,732	11,923,641	10,986,169	11,401,927	11,857,925	12,686,372	13,117,090	11,663,818	11,817,382	11,273,696
VPN	USD	0											
PRECIO MAXIMO DEL KWh	USD	**0.04204**											

ANEXO 43

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE TERMOESMERALDAS

BALANCE ECONOMICO DE EMELNORTE PARA EL 2002													
INGRESOS													
Ingreso x cobro de planillas	USD	1,448,329	1,446,831	1,442,232	1,461,212	1,491,245	1,518,470	1,519,700	1,500,399	1,552,487	1,563,278	1,580,505	1,565,498
COSTOS													
Inversiones	USD	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190
Operación y Mantenimiento	USD	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000
Molino La Unión	USD	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803
Pago GL	USD	371,126	355,630	365,494	122,975	131,442	119,607	88,496	71,546	62,981	296,893	384,062	375,326
CENACE													
Costo x Potencia Remunerable	USD	242,184	246,112	239,008	250,136	232,774	243,999	256,295	276,943	289,209	250,412	256,246	246,901
SPOT													
Costo fijo x Transmisión	USD	149,630	148,635	145,829	154,948	150,587	151,884	149,600	154,244	157,737	150,378	155,865	151,196
MCP													
Costo variable x Transmisión	USD	48,168	48,949	47,536	(9,957)	(9,265)	(9,712)	(10,202)	(11,024)	(11,512)	49,804	50,964	49,106
Costo x Energía SPOT	USD	492,851	500,845	486,388	150,458	140,015	146,766	154,162	166,582	173,960	509,594	521,466	502,450
Costo x Energía MCP	USD	175,880	178,732	173,573	175,132	162,976	170,835	179,444	193,900	202,488	181,855	186,091	179,305
Ingreso Neto	USD	1,448,329	1,446,831	1,442,232	1,461,212	1,491,245	1,518,470	1,519,700	1,500,399	1,552,487	1,563,278	1,580,505	1,565,498
Costo Neto	USD	1,824,833	1,823,897	1,802,822	1,188,685	1,153,522	1,168,373	1,162,789	1,197,185	1,219,857	1,783,929	1,899,688	1,849,277
Flujo Neto	USD	(376,504)	(377,066)	(360,590)	272,527	337,723	350,098	356,911	303,214	332,630	(220,651)	(319,182)	(283,780)

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PRECIO DEL kWh EN EL MCP PARA EL AÑO 2002

VPN Ingresos	USD	-200,624	-196,370	-183,332	434,493	481,162	495,649	505,270	463,667	494,173	-35,473	-120,485	-93,643
VPN Costos	USD	12,337,426	12,413,402	11,935,732	11,923,641	10,986,169	11,401,927	11,857,925	12,686,372	13,117,090	11,663,818	11,817,382	11,273,696
VPN	USD	0											
PRECIO MAXIMO DEL KWh	USD	**0.01426**											

ANEXO 44

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE ELECTROGUAYAS

BALANCE ENERGETICO DE EMELNORTE PARA EL 2000													
Energía Total Requerida	GWh	22.62	23.04	22.67	24.06	23.21	23.46	22.92	23.68	23.98	22.30	23.85	23.19
S.N.I.	GWh	16.75	17.40	16.88	17.62	16.35	17.19	18.18	19.78	20.49	17.53	17.79	17.26
Generación Local	GWh	5.491	5.261	5.407	6.063	6.480	5.897	4.363	3.527	3.105	4.392	5.682	5.553
SPOT	GWh	6.70	6.96	6.75	7.05	6.54	6.88	7.27	7.91	8.20	7.01	7.11	6.91
Demanda Base	GWh	2.48	2.58	2.50	2.61	2.42	2.54	2.69	2.93	3.03	2.59	2.63	2.56
Demanda Media	GWh	2.88	2.99	2.90	3.03	2.81	2.96	3.13	3.40	3.52	3.02	3.06	2.97
Demanda Máxima	GWh	1.34	1.39	1.35	1.41	1.31	1.38	1.45	1.58	1.64	1.40	1.42	1.38
MCP	GWh	10.05	10.44	10.13	10.57	9.81	10.31	10.91	11.87	12.30	10.52	10.67	10.36
Demanda Base	GWh	3.72	3.86	3.75	3.91	3.63	3.82	4.04	4.39	4.55	3.89	3.95	3.83
Demanda Media	GWh	4.32	4.49	4.36	4.54	4.22	4.43	4.89	5.10	5.29	4.52	4.59	4.45
Demanda Máxima	GWh	2.01	2.09	2.03	2.11	1.96	2.06	2.18	2.37	2.46	2.10	2.13	2.07
Pérdidas en MCP *EG - EMELNORTE*													
TOTAL	GWh	0.22	0.23	0.22	0.26	0.24	0.25	0.27	0.29	0.30	0.23	0.23	0.22
Contratos a Plazo+Pérdidas	GWh	10.27	10.67	10.35	10.83	10.05	10.56	11.17	12.15	12.59	10.75	10.90	10.58
Molinos La Unión	GWh	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
Pérdidas	%	15.59	15.50	15.42	15.34	15.25	15.17	15.09	15.00	14.92	14.84	14.75	14.67
Energía Facturada	GWh	19.09	19.47	19.17	20.37	19.67	19.91	19.46	20.13	20.40	18.99	20.33	19.79
Potencia Máxima Total	MW	61.38	61.95	60.79	64.53	62.78	63.27	62.26	64.30	65.19	61.96	64.08	61.36
Factor de Carga		0.512	0.517	0.518	0.518	0.513	0.515	0.511	0.511	0.511	0.500	0.517	0.525

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE ELECTROGUAYAS

BALANCE ECONOMICO DE EMELNORTE PARA EL 2000													
INGRESOS													
Ingreso x cobro de planillas	USD	694,707	668,284	764,641	709,456	709,579	925,143	927,393	918,355	960,998	979,696	1,002,243	997,967
COSTOS													
Inversiones	USD	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265
Operación y Mantenimiento	USD	172,000	172,000	172,000	172,000	172,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000
Molino La Unión	USD	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50
CENACE													
Costo x Potencia Remunerable	USD	185,701	192,983	187,168	195,315	181,282	190,602	201,537	219,270	227,219	194,397	197,201	191,419
SPOT													
Costo fijo x Transmisión	USD	119,906	121,029	118,752	126,062	122,639	123,603	121,625	125,623	127,355	121,052	125,182	122,162
MCP													
Costo variable x Transmisión	USD	948	950	194	92	61	50	53	58	60	1,117	1,133	1,100
Costo x Energía SPOT	USD	141,102	141,442	29,247	100,096	54,253	65,007	68,737	74,785	77,496	166,144	168,540	163,598
Costo x Energía MCP	USD	170,340	177,020	171,686	179,644	166,736	175,308	185,366	201,676	208,987	178,317	180,889	175,585
Ingreso Neto	USD	694,707	668,284	764,641	709,456	709,579	925,143	927,393	918,355	960,998	979,696	1,002,243	997,967
Costo Neto	USD	860,798	876,225	749,847	844,010	767,772	803,371	826,119	870,212	889,917	909,828	921,746	902,664
Flujo Neto	USD	(166,091)	(207,941)	14,794	(134,554)	(58,193)	121,772	101,274	48,142	71,082	69,868	80,497	95,303

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PRECIO DEL kWh EN EL MCP PARA EL AÑO 2000

VPN Ingresos	USD	4,249	-30,614	182,806	43,764	104,308	282,662	270,028	233,010	258,639	226,926	236,630	242,803
VPN Costos	USD	10,265,506	10,562,437	10,142,756	10,507,775	9,656,226	10,052,143	10,523,621	11,336,212	11,630,846	9,825,715	9,868,738	9,484,523
VPN	USD	0											
PRECIO MAXIMO DEL KWh	USD	**0.016593**											

ANEXO 45

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE ELECTROGUAYAS

BALANCE ECONOMICO DE EMELNORTE PARA EL 2000													
INGRESOS													
Ingreso x cobro de planillas	USD	694,707	668,284	764,641	709,456	709,579	925,143	927,393	918,355	960,998	979,696	1,002,243	997,967
COSTOS													
Inversiones	USD	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265
Operación y Mantenimiento	USD	172,000	172,000	172,000	172,000	172,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000
Molino La Unión	USD	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50
CENACE													
Costo x Potencia Remunerable	USD	185,701	192,983	187,168	195,315	181,282	190,602	201,537	219,270	227,219	194,397	197,201	191,419
SPOT													
Costo fijo x Transmisión	USD	119,905.8	121,028.9	118,751.7	126,061.6	122,639.4	123,602.8	121,625.5	125,623.4	127,355.2	121,051.8	125,181.9	122,161.9
MCP													
Costo variable x Transmisión	USD	948.0	950.1	193.6	92.3	60.9	97.5	103.1	112.2	116.2	3,056.7	3,100.8	3,009.9
Costo x Energía SPOT	USD	141,102.2	141,441.7	29,246.8	100,096.4	54,252.8	131,844.8	139,409.1	151,675.4	157,173.7	454,944.1	461,505.5	447,973.3
Costo x Energía MCP	USD	82,062.3	85,280.3	82,710.7	86,544.2	80,326.0	84,455.6	89,301.0	97,158.5	100,680.5	85,905.2	87,144.2	84,589.0
Ingreso Neto	USD	694,707	668,284	764,641	709,456	709,579	925,143	927,393	918,355	960,998	979,696	1,002,243	997,967
Costo Neto	USD	772,520	784,485	660,872	750,910	681,361	779,403	800,776	842,640	861,345	1,108,156	1,122,934	1,097,953
Flujo Neto	USD	(77,813)	(116,201)	103,770	(41,454)	28,217	145,739	126,616	75,715	99,654	(128,460)	(120,691)	(99,986)

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PRECIO DEL kWh EN EL MCP PARA EL AÑO 2000

VPN Ingresos	USD	4,249	-30,614	162,806	43,764	104,308	219,023	203,404	161,242	185,005	-38,909	-30,370	-13,801
VPN Costos	USD	10,265,506	10,562,437	10,142,756	10,507,775	9,658,226	10,052,143	10,523,621	11,336,212	11,630,846	9,825,715	9,868,738	9,484,523
VPN	USD	0											
PRECIO MAXIMO DEL KWh	USD	**0.007994**											

ANEXO 46

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE ELECTROGUAYAS

BALANCE ENERGETICO DE EMELNORTE PARA EL 2001													
Energía Total Requerida	GWh	23.78	23.86	23.47	24.93	24.05	24.33	23.78	24.56	24.90	23.18	24.79	24.07
S.N.I.	GWh	17.91	18.22	17.69	18.49	17.19	18.05	19.04	20.65	21.42	18.41	18.73	18.14
Generación Local	GWh	5.491	5.261	5.407	6.063	6.480	5.897	4.363	3.527	3.105	4.392	5.682	5.553
SPOT	GWh	7.16	7.29	7.08	7.40	6.88	7.22	7.61	8.26	8.57	7.36	7.49	7.26
Demanda Base	GWh	2.65	2.70	2.62	2.74	2.54	2.67	2.82	3.06	3.17	2.72	2.77	2.69
Demanda Media	GWh	3.08	3.13	3.04	3.18	2.96	3.11	3.27	3.55	3.68	3.17	3.22	3.12
Demanda Máxima	GWh	1.43	1.46	1.42	1.48	1.38	1.44	1.52	1.65	1.71	1.47	1.50	1.45
MCP	GWh	10.74	10.93	10.61	11.09	10.31	10.83	11.42	12.39	12.85	11.05	11.24	10.89
Demanda Base	GWh	3.98	4.05	3.93	4.11	3.82	4.01	4.23	4.58	4.75	4.09	4.16	4.03
Demanda Media	GWh	4.62	4.70	4.56	4.77	4.43	4.66	4.91	5.33	5.53	4.75	4.83	4.68
Demanda Máxima	GWh	2.15	2.19	2.12	2.22	2.06	2.17	2.28	2.48	2.57	2.21	2.25	2.18
Pérdidas en MCP ***EG - EMELNORTE***													
TOTAL	GWh	0.23	0.24	0.23	0.27	0.25	0.26	0.28	0.30	0.31	0.24	0.24	0.23
Contratos a Plazo+Pérdidas	GWh	10.98	11.17	10.84	11.36	10.56	11.10	11.70	12.69	13.16	11.28	11.48	11.12
Molinos La Unión	GWh	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
Pérdidas	%	15.59	15.64	15.69	15.74	15.79	15.84	15.89	15.94	15.99	16.04	16.09	16.14
Energía Facturada	GWh	20.07	20.13	19.79	21.01	20.25	20.48	20.00	20.64	20.92	19.46	20.81	20.19
Potencia Máxima Total	MW	64.19	63.79	62.61	66.51	64.69	65.24	64.24	66.31	67.34	64.05	66.27	64.55
Factor de Carga		0.514	0.519	0.521	0.521	0.516	0.518	0.514	0.514	0.514	0.503	0.520	0.518

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE ELECTROGUAYAS

BALANCE ECONOMICO DE EMELNORTE PARA EL 2001													
INGRESOS													
Ingreso x cobro de planillas	USD	1,160,729	1,155,415	1,152,015	1,172,650	1,207,693	1,240,401	1,253,194	1,250,933	1,308,820	1,338,184	1,373,397	1,378,278
COSTOS													
Inversiones	USD	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332
Operación y Mantenimiento	USD	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000
Molino La Unión	USD	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50
Pago por GL	USD	135,488	129,831	133,432	60,936	65,132	59,268	43,852	35,452	31,209	108,387	140,211	137,021
CENACE													
Costo x Potencia Remunerable	USD	208,481	212,141	205,929	215,285	200,113	210,190	221,634	240,422	249,364	214,328	218,108	211,225
SPOT													
Costo fijo x Transmisión	USD	131,680	130,859	128,422	136,433	132,693	133,824	131,780	136,029	138,133	131,390	135,932	132,406
MCP													
Costo variable x Transmisión	USD	1,140.5	1,160.5	1,126.6	53.9	50.1	52.6	55.5	60.2	62.4	1,172.5	1,193.2	1,155.5
Costo x Energía SPOT	USD	169,696	172,675	167,619	69,929	65,001	68,274	71,991	78,094	80,999	174,455	177,532	171,930
Costo x Energía MCP	USD	342,727	348,744	338,532	354,869	329,860	346,471	365,334	396,303	411,043	352,339	358,553	347,238
Ingreso Neto	USD	1,160,729	1,155,415	1,152,015	1,172,650	1,207,693	1,240,401	1,253,194	1,250,933	1,308,820	1,338,184	1,373,397	1,378,278
Costo Neto	USD	1,315,081	1,321,279	1,300,928	1,163,373	1,118,717	1,143,947	1,160,514	1,212,228	1,236,677	1,307,938	1,357,397	1,326,844
Flujo Neto	USD	(154,352)	(165,864)	(148,913)	9,277	88,976	96,453	92,680	38,705	72,143	30,246	16,000	51,434

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PRECIO DEL kWh EN EL MCP PARA EL AÑO 2001

VPN Ingresos	USD	188,375	181,070	185,883	353,436	402,493	421,427	431,470	405,740	446,214	349,812	339,078	357,339
VPN Costos	USD	10,976,003	11,058,108	10,628,023	11,030,599	10,151,713	10,557,359	11,021,925	11,837,856	12,156,585	10,317,230	10,395,262	9,967,538
VPN	USD	0											
PRECIO MAXIMO DEL KWh	USD	**0.031225**											

ANEXO 47

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE ELECTROGUAYAS

BALANCE ECONOMICO DE EMELNORTE PARA EL 2001													
INGRESOS													
Ingreso x cobro de planillas	USD	1,160,729	1,155,415	1,152,015	1,172,650	1,207,693	1,240,401	1,253,194	1,250,933	1,308,820	1,338,184	1,373,397	1,378,278
COSTOS													
Inversiones	USD	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332
Operación y Mantenimiento	USD	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000
Molino La Unión	USD	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50
Pago por GL	USD	371,126	355,630	365,494	122,975	131,442	119,607	88,496	71,546	62,981	296,893	384,062	375,326
CENACE													
Costo x Potencia Remunerable	USD	208,481	212,141	205,929	215,285	200,113	210,190	221,634	240,422	249,364	214,328	218,108	211,225
SPOT													
Costo fijo x Transmisión	USD	131,680	130,859	128,422	136,433	132,693	133,824	131,780	136,029	138,133	131,390	135,932	132,406
MCP													
Costo variable x Transmisión	USD	3,122.1	3,176.9	3,083.9	104.9	97.5	102.4	108.0	117.1	121.5	3,209.6	3,266.2	3,163.2
Costo x Energía SPOT	USD	464,671	472,829	458,983	141,828	131,832	138,471	146,010	158,387	164,278	477,702	486,128	470,787
Costo x Energía MCP	USD	29,206	29,718	28,848	30,240	28,109	29,525	31,132	33,771	35,027	30,025	30,554	29,590
Ingreso Neto	USD	1,160,729	1,155,415	1,152,015	1,172,650	1,207,693	1,240,401	1,253,194	1,250,933	1,308,820	1,338,184	1,373,397	1,378,278
Costo Neto	USD	1,534,154	1,530,221	1,516,627	972,732	950,155	957,587	945,028	966,139	975,773	1,479,414	1,583,918	1,548,366
Flujo Neto	USD	(373,425)	(374,806)	(364,612)	199,918	257,537	282,813	308,166	284,793	333,047	(141,230)	(210,521)	(170,088)

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PRECIO DEL kWh EN EL MCP PARA EL AÑO 2001

VPN Ingresos	USD	-344,220	-341,671	-329,148	223,389	274,501	297,179	319,634	297,131	339,910	-101,679	-162,922	-125,931
VPN Costos	USD	10,976,003	11,058,108	10,828,023	11,030,599	10,151,713	10,557,359	11,021,925	11,837,856	12,156,585	10,317,230	10,395,262	9,967,538
VPN	USD	0											
PRECIO MAXIMO DEL KWh	USD	**0.002661**											

ANEXO 48

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE ELECTROGUAYAS

BALANCE ENERGETICO DE EMELNORTE PARA EL 2002													
DESCRIPCION	UNIDAD	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Energía Total Requerida	GWh	24.86	24.94	24.53	26.06	25.11	25.41	24.84	25.62	26.16	24.41	26.16	25.29
S.N.I.	GWh	18.99	19.30	18.74	19.62	18.26	19.14	20.10	21.72	22.68	19.64	20.10	19.36
Generación Local	GWh	5.491	5.261	5.407	6.063	6.480	5.897	4.363	3.527	3.105	4.392	5.682	5.553
SPOT	GWh	7.60	7.72	7.50	7.85	7.30	7.65	8.04	8.69	9.07	7.86	8.04	7.75
Demanda Base	GWh	2.81	2.86	2.77	2.90	2.70	2.83	2.97	3.21	3.36	2.91	2.97	2.87
Demanda Media	GWh	3.27	3.32	3.22	3.37	3.14	3.29	3.46	3.74	3.90	3.38	3.46	3.33
Demanda Máxima	GWh	1.52	1.54	1.50	1.57	1.46	1.53	1.61	1.74	1.81	1.57	1.61	1.55
MCP	GWh	11.40	11.58	11.25	11.77	10.95	11.48	12.06	13.03	13.61	11.78	12.06	11.62
Demanda Base	GWh	4.22	4.28	4.16	4.35	4.05	4.25	4.46	4.82	5.04	4.36	4.46	4.30
Demanda Media	GWh	4.90	4.98	4.84	5.06	4.71	4.94	5.19	5.60	5.85	5.07	5.18	5.00
Demanda Máxima	GWh	2.28	2.32	2.25	2.35	2.19	2.30	2.41	2.61	2.72	2.36	2.41	2.32
Pérdidas en MCP *EG - EMELNORTE*													
TOTAL	GWh	0.25	0.25	0.24	0.29	0.27	0.28	0.29	0.32	0.33	0.25	0.26	0.25
Contratos a Plazo+Pérdidas	GWh	11.64	11.83	11.49	12.06	11.22	11.76	12.35	13.35	13.94	12.04	12.32	11.87
Molinos La Unión	GWh	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
Pérdidas	%	16.19	16.24	16.29	16.34	16.39	16.44	16.49	16.54	16.59	16.64	16.69	16.74
Energía Facturada	GWh	20.84	20.89	20.53	21.80	21.00	21.23	20.75	21.39	21.82	20.35	21.79	21.06
Potencia Máxima Total	MW	66.60	66.16	64.91	68.97	67.03	67.60	66.59	68.66	70.21	66.93	69.38	67.30
Factor de Carga		0.518	0.524	0.525	0.525	0.520	0.522	0.518	0.518	0.518	0.506	0.524	0.522

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE ELECTROGUAYAS

BALANCE ECONOMICO DE EMELNORTE PARA EL 2002													
INGRESOS													
Ingreso x cobro de planillas	USD	1,448,329	1,446,831	1,442,232	1,461,212	1,491,245	1,518,470	1,519,700	1,500,399	1,552,487	1,563,278	1,580,505	1,565,498
COSTOS													
Inversiones	USD	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190
Operación y Mantenimiento	USD	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000
Molino La Unión	USD	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803
Pago GL	USD	135,488	129,831	133,432	60,936	65,132	59,268	43,852	35,452	31,209	108,387	140,211	137,021
CENACE													
Costo x Potencia Remunerable	USD	242,184	246,112	239,008	250,136	232,774	243,999	256,295	276,943	289,209	250,412	256,246	246,901
SPOT													
Costo fijo x Transmisión	USD	149,630	148,635	145,829	154,948	150,587	151,884	149,600	154,244	157,737	150,378	155,865	151,196
MCP													
Costo variable x Transmisión	USD	1,210	1,229	1,194	57	53	56	59	63	66	1,251	1,280	1,233
Costo x Energía SPOT	USD	179,988	182,907	177,627	74,184	69,035	72,364	76,011	82,134	85,772	186,102	190,438	183,493
Costo x Energía MCP	USD	514,091	522,430	507,350	532,406	495,452	519,344	545,515	589,463	615,571	531,556	543,940	524,103
Ingreso Neto	USD	1,448,329	1,446,831	1,442,232	1,461,212	1,491,245	1,518,470	1,519,700	1,500,399	1,552,487	1,563,278	1,580,505	1,565,498
Costo Neto	USD	1,567,584	1,576,137	1,549,434	1,417,661	1,358,027	1,391,908	1,416,324	1,483,294	1,524,557	1,573,079	1,632,971	1,588,941
Flujo Neto	USD	(119,255)	(129,306)	(107,201)	43,551	133,218	126,562	103,375	17,105	27,930	(9,801)	(52,466)	(23,444)

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PRECIO DEL kWh EN EL MCP PARA EL AÑO 2002

VPN Ingresos	USD	394,836	389,231	392,264	559,018	604,139	614,558	611,284	565,757	594,263	477,061	444,925	448,753
VPN Costos	USD	11,641,645	11,713,336	11,262,605	11,701,804	10,781,774	11,189,797	11,637,312	12,450,345	12,873,050	11,006,026	11,150,929	10,637,905
VPN		0											
PRECIO MAXIMO DEL KWh	USD	**0.04416**											

ANEXO 49

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DE ELECTROGUAYAS

BALANCE ECONOMICO DE EMELNORTE PARA EL 2002

INGRESOS													
Ingreso x cobro de planillas	USD	1,448,329	1,446,831	1,442,232	1,461,212	1,491,245	1,518,470	1,519,700	1,500,399	1,552,487	1,563,278	1,580,505	1,565,498
COSTOS													
Inversiones	USD	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190
Operación y Mantenimiento	USD	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000
Molino La Unión	USD	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803
Pago GL	USD	371,126	355,630	365,494	122,975	131,442	119,607	88,496	71,546	62,981	296,893	384,062	375,326
CENACE													
Costo x Potencia Remunerable	USD	242,184	246,112	239,008	250,136	232,774	243,999	256,295	276,943	289,209	250,412	256,246	246,901
SPOT													
Costo fijo x Transmisión	USD	149,630	148,635	145,829	154,948	150,587	151,884	149,600	154,244	157,737	150,378	155,865	151,196
MCP													
Costo variable x Transmisión	USD	3,311	3,365	3,268	111	104	109	114	123	129	3,424	3,504	3,376
Costo x Energía SPOT	USD	492,851	500,845	486,388	150,458	140,015	146,766	154,162	166,582	173,960	509,594	521,466	502,450
Costo x Energía MCP	USD	189,345	192,416	186,862	196,090	182,480	191,280	200,919	217,105	226,721	195,777	200,338	193,033
Ingreso Neto	USD	1,448,329	1,446,831	1,442,232	1,461,212	1,491,245	1,518,470	1,519,700	1,500,399	1,552,487	1,563,278	1,580,505	1,565,498
Costo Neto	USD	1,793,442	1,791,997	1,771,843	1,219,712	1,182,395	1,198,638	1,194,579	1,231,537	1,255,730	1,751,471	1,866,474	1,817,275
Flujo Neto	USD	(345,113)	(345,166)	(329,611)	241,500	308,850	319,832	325,120	268,862	296,757	(188,193)	(285,968)	(251,777)

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PRECIO DEL kWh EN EL MCP PARA EL AÑO 2002

VPN Ingresos	USD	-155,768	-151,237	-139,936	424,721	472,159	486,305	495,552	453,270	483,423	6,934	-77,520	-52,654
VPN Costos	USD	11,641,645	11,713,336	11,262,605	11,701,804	10,781,774	11,189,797	11,637,312	12,450,345	12,873,050	11,006,026	11,150,929	10,637,905
VPN		0											
PRECIO MAXIMO DEL KWh	USD	**0.01626**											

ANEXO 50

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DEL DISTRIBUIDOR

BALANCE ENERGETICO DE EMELNORTE PARA EL 2000													
Energía Total Requerida	GWh	22.62	23.04	22.67	24.06	23.21	23.46	22.92	23.68	23.98	22.30	23.85	23.19
S.N.I.	GWh	16.75	17.40	16.88	17.62	16.35	17.19	18.18	19.78	20.49	17.53	17.79	17.26
Generación Local	GWh	5.491	5.261	5.407	6.063	6.480	5.897	4.363	3.527	3.105	4.392	5.682	5.553
SPOT	GWh	6.70	6.96	6.75	7.05	6.54	6.88	7.27	7.91	8.20	7.01	7.11	6.91
Demanda Base	GWh	2.48	2.58	2.50	2.61	2.42	2.54	2.69	2.93	3.03	2.59	2.63	2.56
Demanda Media	GWh	2.88	2.99	2.90	3.03	2.81	2.96	3.13	3.40	3.52	3.02	3.06	2.97
Demanda Máxima	GWh	1.34	1.39	1.35	1.41	1.31	1.38	1.45	1.58	1.64	1.40	1.42	1.38
MCP	GWh	10.05	10.44	10.13	10.57	9.81	10.31	10.91	11.87	12.30	10.52	10.67	10.36
Demanda Base	GWh	3.72	3.86	3.75	3.91	3.63	3.82	4.04	4.39	4.55	3.89	3.95	3.83
Demanda Media	GWh	4.32	4.49	4.36	4.54	4.22	4.43	4.69	5.10	5.29	4.52	4.59	4.45
Demanda Máxima	GWh	2.01	2.09	2.03	2.11	1.96	2.06	2.18	2.37	2.46	2.10	2.13	2.07
Molinos La Unión	GWh	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
Pérdidas	%	15.59	15.50	15.42	15.34	15.25	15.17	15.09	15.00	14.92	14.84	14.75	14.67
Energía Facturada	GWh	19.09	19.47	19.17	20.37	19.67	19.91	19.46	20.13	20.40	18.99	20.33	19.79
Potencia Máxima Total	MW	61.38	61.95	60.79	64.53	62.78	63.27	62.26	64.30	65.19	61.96	64.08	62.63
Factor de Carga		0.512	0.517	0.518	0.518	0.513	0.515	0.511	0.511	0.511	0.500	0.517	0.515

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DEL DISTRIBUIDOR

BALANCE ECONOMICO DE EMELNORTE PARA EL 2000													
INGRESOS													
Ingreso x cobro de planillas	USD	694,707	668,284	764,641	709,456	709,579	925,143	927,393	918,355	960,998	979,696	1,002,243	997,967
COSTOS													
Inversiones	USD	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265
Operación y Mantenimiento	USD	172,000	172,000	172,000	172,000	172,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000
Molino La Unión	USD	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50
CENACE													
Costo x Potencia Remunerable	USD	185,701	192,983	187,168	195,315	181,282	190,602	201,537	219,270	227,219	194,397	197,201	191,419
SPOT													
Costo fijo x Transmisión	USD	119,905.8	121,028.9	118,751.7	126,061.6	122,639.4	123,602.8	121,625.5	125,623.4	127,355.2	121,051.8	125,181.9	122,161.9
Costo x Energía SPOT	USD	141,102.2	141,441.7	29,246.8	100,096.4	54,252.8	65,007.0	68,736.6	74,784.6	77,495.5	166,144.1	168,540.3	163,598.4
Costo x Energía MCP	USD	171,031	177,737	172,382	179,885	166,961	175,544	185,616	201,948	209,268	179,040	181,622	176,297
Ingreso Neto	USD	894,707	668,284	764,641	709,456	709,579	925,143	927,393	918,355	960,998	979,696	1,002,243	997,967
Costo Neto	USD	860,540	875,992	750,349	844,159	767,935	803,558	826,315	870,426	890,138	909,434	921,346	902,276
Flujo Neto	USD	(165,833)	(207,708)	14,292	(134,703)	(58,357)	121,586	101,077	47,929	70,860	70,262	80,897	95,691

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PRECIO DEL kWh EN EL MCP PARA EL AÑO 2000

VPN Ingresos	USD	5,197	-29,674	182,996	43,853	104,366	282,709	270,078	233,064	258,694	227,947	237,655	243,789
VPN Costos	USD	10,048,752	10,339,413	9,928,593	10,258,178	9,426,657	9,813,370	10,273,648	11,066,937	11,354,572	9,618,247	9,660,361	9,284,258
VPN	USD	0											
PRECIO MAXIMO DEL kWh	USD	**0.017020**											

ANEXO 51

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DEL DISTRIBUIDOR

BALANCE ECONOMICO DE EMELNORTE PARA EL 2000													
Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
INGRESOS													
Ingreso x cobro de planillas	USD	694,707	668,284	764,641	709,456	709,579	925,143	927,393	918,355	960,998	979,696	1,002,243	997,967
COSTOS													
Inversiones	USD	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265	66,265
Operación y Mantenimiento	USD	172,000	172,000	172,000	172,000	172,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000
Molino La Unión	USD	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50	4,535.50
CENACE													
Costo x Potencia Remunerable	USD	185,701	192,983	187,168	195,315	181,282	190,602	201,537	219,270	227,219	194,397	197,201	191,419
SPOT													
Costo fijo x Transmisión	USD	119,905.8	121,028.9	118,751.7	126,061.6	122,639.4	123,602.8	121,625.5	125,623.4	127,355.2	121,051.8	125,181.9	122,161.9
Costo x Energía SPOT	USD	141,102.2	141,441.7	29,246.8	100,096.4	54,252.8	131,844.8	139,409.1	151,675.4	157,173.7	454,944.1	461,505.5	447,973.3
Costo x Energía MCP	USD	83,083	86,341	83,740	87,385	81,106	85,276	90,168	98,102	101,658	86,974	88,228	85,641
Ingreso Neto	USD	694,707	668,284	764,641	709,456	709,579	925,143	927,393	918,355	960,998	979,696	1,002,243	997,967
Costo Neto	USD	772,593	784,595	661,707	751,659	682,081	780,126	801,540	843,471	862,206	1,106,168	1,120,917	1,095,996
Flujo Neto	USD	(77,886)	(116,312)	102,934	(42,203)	27,498	145,017	125,852	74,883	98,792	(126,472)	(118,674)	(98,029)

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PRECIO DEL kWh EN EL MCP PARA EL AÑO 2000

Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
VPN Ingresos	USD	5,197	-29,674	182,996	43,853	104,366	219,115	203,501	161,347	185,113	-36,115	-27,562	-11,103
VPN Costos	USD	10,048,752	10,339,413	9,928,593	10,258,178	9,426,857	9,813,370	10,273,648	11,066,937	11,354,572	9,618,247	9,660,361	9,284,258
VPN	USD	0											
PRECIO MAXIMO DEL KWh	USD	**0.008268**											

ANEXO 52

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DEL DISTRIBUIDOR

BALANCE ENERGETICO DE EMELNORTE PARA EL 2001													
Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Energia Total Requerida	GWh	23.78	23.86	23.47	24.93	24.05	24.33	23.78	24.56	24.90	23.18	24.79	24.07
S.N.I.	GWh	17.91	18.22	17.69	18.49	17.19	18.05	19.04	20.65	21.42	18.41	18.73	18.14
Generación Local	GWh	5.491	5.261	5.407	6.063	6.480	5.897	4.363	3.527	3.105	4.392	5.682	5.553
SPOT	GWh	7.16	7.29	7.08	7.40	6.88	7.22	7.61	8.26	8.57	7.36	7.49	7.26
Demanda Base	GWh	2.65	2.70	2.62	2.74	2.54	2.67	2.82	3.06	3.17	2.72	2.77	2.69
Demanda Media	GWh	3.08	3.13	3.04	3.18	2.96	3.11	3.27	3.55	3.68	3.17	3.22	3.12
Demanda Máxima	GWh	1.43	1.46	1.42	1.48	1.38	1.44	1.52	1.65	1.71	1.47	1.50	1.45
MCP	GWh	10.74	10.93	10.61	11.09	10.31	10.83	11.42	12.39	12.85	11.05	11.24	10.89
Demanda Base	GWh	3.98	4.05	3.93	4.11	3.82	4.01	4.23	4.58	4.75	4.09	4.16	4.03
Demanda Media	GWh	4.62	4.70	4.56	4.77	4.43	4.66	4.91	5.33	5.53	4.75	4.83	4.68
Demanda Máxima	GWh	2.15	2.19	2.12	2.22	2.06	2.17	2.28	2.48	2.57	2.21	2.25	2.16
Molinos La Unión	GWh	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
Pérdidas	%	15.59	15.64	15.69	15.74	15.79	15.84	15.89	15.94	15.99	16.04	16.09	16.14
Energia Facturada	GWh	20.07	20.13	19.79	21.01	20.25	20.48	20.00	20.64	20.92	19.46	20.81	20.19
Potencia Máxima Total	MW	64.19	63.79	62.61	66.51	64.69	65.24	64.24	66.31	67.34	64.05	66.27	64.55
Factor de Carga		0.514	0.519	0.521	0.521	0.516	0.518	0.514	0.514	0.514	0.503	0.520	0.518

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DEL DISTRIBUIDOR

BALANCE ECONOMICO DE EMELNORTE PARA EL 2001													
INGRESOS													
Ingreso x cobro de planillas	USD	1,160,729	1,155,415	1,152,015	1,172,650	1,207,693	1,240,401	1,253,194	1,250,933	1,308,820	1,338,184	1,373,397	1,378,278
COSTOS													
Inversiones	USD	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332
Operación y Mantenimiento	USD	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000
Molino La Unión	USD	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535
Pago por GL	USD	135,488	129,831	133,432	60,936	65,132	59,268	43,852	35,452	31,209	108,387	140,211	137,021
CENACE													
Costo x Potencia Remunerable	USD	208,481	212,141	205,929	215,285	200,113	210,190	221,634	240,422	249,364	214,328	218,108	211,225
SPOT													
Costo fijo x Transmisión	USD	131,680	130,859	128,422	136,433	132,693	133,824	131,780	136,029	138,133	131,390	135,932	132,406
Costo x Energía SPOT	USD	169,696	172,675	167,619	69,929	65,001	68,274	71,991	78,094	80,999	174,455	177,532	171,930
Costo x Energía MCP	USD	343,785	349,820	339,577	355,004	329,986	346,603	365,474	396,454	411,200	353,426	359,660	348,309.77
Ingreso Neto	USD	1,160,729	1,155,415	1,152,015	1,172,650	1,207,693	1,240,401	1,253,194	1,250,933	1,308,820	1,338,184	1,373,397	1,378,278
Costo Neto	USD	1,314,998	1,321,194	1,300,846	1,163,455	1,118,793	1,144,027	1,160,598	1,212,319	1,236,771	1,307,853	1,357,310	1,326,760
Flujo Neto	USD	(154,269)	(165,779)	(148,831)	9,195	88,900	96,374	92,596	38,614	72,048	30,331	16,087	51,518

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PRECIO DEL kWh EN EL MCP PARA EL AÑO 2001

VPN Ingresos	USD	189,516	182,219	186,987	353,488	402,541	421,477	431,522	405,796	446,272	350,884	340,159	358,375
VPN Costos	USD	10,744,246	10,824,618	10,403,614	10,768,584	9,910,575	10,306,585	10,760,116	11,556,665	11,867,823	10,099,383	10,175,768	9,757,075
VPN	USD	0											
PRECIO MAXIMO DEL KWh	USD	**0.031997**											

ANEXO 53

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DEL DISTRIBUIDOR

BALANCE ECONOMICO DE EMELNORTE PARA EL 2001													
INGRESOS													
Ingreso x cobro de planillas	USD	1,160,729	1,155,415	1,152,015	1,172,650	1,207,693	1,240,401	1,253,194	1,250,933	1,308,820	1,338,184	1,373,397	1,378,278
COSTOS													
Inversiones	USD	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332	143,332
Operación y Mantenimiento	USD	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000
Molino La Unión	USD	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535	4,535
Pago por GL	USD	371,126	355,630	365,494	122,975	131,442	119,607	88,496	71,546	62,981	296,893	384,062	375,326
CENACE													
Costo x Potencia Remunerable	USD	208,481	212,141	205,929	215,285	200,113	210,190	221,634	240,422	249,364	214,328	218,108	211,225
SPOT													
Costo fijo x Transmisión	USD	131,680	130,859	128,422	136,433	132,693	133,824	131,780	136,029	138,133	131,390	135,932	132,406
Costo x Energía SPOT	USD	464,671	472,829	458,983	141,828	131,832	138,471	146,010	158,387	164,278	477,702	486,128	470,787
Costo x Energía MCP	USD	30,820	31,361	30,443	31,826	29,583	31,073	32,765	35,542	36,864	31,685	32,243	31,225.89
Ingreso Neto	USD	1,160,729	1,155,415	1,152,015	1,172,650	1,207,693	1,240,401	1,253,194	1,250,933	1,308,820	1,338,184	1,373,397	1,378,278
Costo Neto	USD	1,532,647	1,528,688	1,515,138	974,213	951,532	959,033	946,552	967,793	977,488	1,477,864	1,582,341	1,546,838
Flujo Neto	USD	(371,918)	(373,272)	(363,123)	198,437	256,161	281,367	306,642	283,139	331,332	(139,680)	(208,944)	(168,560)

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PRECIO DEL kWh EN EL MCP PARA EL AÑO 2001

VPN Ingresos	USD	-341,098	-338,526	-326,125	223,491	274,594	297,276	319,736	297,240	340,022	-98,745	-159,965	-123,096
VPN Costos	USD	10,744,246	10,824,618	10,403,614	10,768,584	9,910,575	10,306,585	10,760,116	11,556,665	11,867,823	10,099,383	10,175,768	9,757,075
VPN	USD	0											
PRECIO MAXIMO DEL KWh	USD	**0.00287**											

ANEXO 54

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DEL DISTRIBUIDOR

BALANCE ENERGETICO DE EMELNORTE PARA EL 2002													
Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Energía Total Requerida	GWh	24.86	24.94	24.53	26.06	25.11	25.41	24.84	25.62	26.16	24.41	26.16	25.29
S.N.I.	GWh	18.99	19.30	18.74	19.62	18.26	19.14	20.10	21.72	22.68	19.64	20.10	19.36
Generación Local	GWh	5.491	5.261	5.407	6.063	6.480	5.897	4.363	3.527	3.105	4.392	5.682	5.553
SPOT	GWh	7.60	7.72	7.50	7.85	7.30	7.65	8.04	8.69	9.07	7.86	8.04	7.75
Demanda Base	GWh	2.81	2.86	2.77	2.90	2.70	2.83	2.97	3.21	3.36	2.91	2.97	2.87
Demanda Media	GWh	3.27	3.32	3.22	3.37	3.14	3.29	3.46	3.74	3.90	3.38	3.46	3.33
Demanda Máxima	GWh	1.52	1.54	1.50	1.57	1.46	1.53	1.61	1.74	1.81	1.57	1.61	1.55
MCP	GWh	11.40	11.58	11.25	11.77	10.95	11.48	12.06	13.03	13.61	11.78	12.06	11.62
Demanda Base	GWh	4.22	4.28	4.16	4.35	4.05	4.25	4.46	4.82	5.04	4.36	4.46	4.30
Demanda Media	GWh	4.90	4.98	4.84	5.06	4.71	4.94	5.19	5.60	5.85	5.07	5.18	5.00
Demanda Máxima	GWh	2.28	2.32	2.25	2.35	2.19	2.30	2.41	2.61	2.72	2.36	2.41	2.32
Molinos La Unión	GWh	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
Pérdidas	%	16.19	16.24	16.29	16.34	16.39	16.44	16.49	16.54	16.59	16.64	16.69	16.74
Energía Facturada	GWh	20.84	20.89	20.53	21.80	21.00	21.23	20.75	21.39	21.82	20.35	21.79	21.06
Potencia Máxima Total	MW	66.60	66.16	64.91	68.97	67.03	67.60	66.59	68.66	70.21	66.93	69.38	67.30
Factor de Carga		0.518	0.524	0.525	0.525	0.520	0.522	0.518	0.518	0.518	0.506	0.524	0.522

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DEL DISTRIBUIDOR

BALANCE ECONOMICO DE EMELNORTE PARA EL 2002													
INGRESOS													
Ingreso x cobro de planillas	USD	1,448,329	1,446,831	1,442,232	1,461,212	1,491,245	1,518,470	1,519,700	1,500,399	1,552,487	1,563,278	1,580,505	1,565,498
COSTOS													
Inversiones	USD	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190
Operación y Mantenimiento	USD	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000
Molino La Unión	USD	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803
Pago GL	USD	135,488	129,831	133,432	60,936	65,132	59,268	43,852	35,452	31,209	108,387	140,211	137,021
CENACE													
Costo x Potencia Remunerable	USD	242,184	246,112	239,008	250,136	232,774	243,999	256,295	276,943	289,209	250,412	256,246	246,901
SPOT													
Costo fijo x Transmisión	USD	149,630	148,635	145,829	154,948	150,587	151,884	149,600	154,244	157,737	150,378	155,865	151,196
Costo x Energía SPOT	USD	179,988	182,907	177,627	74,184	69,035	72,364	76,011	82,134	85,772	186,102	190,438	183,493
Costo x Energía MCP	USD	515,421	523,781	508,662	532,344	495,395	519,284	545,452	589,395	615,500	532,931	545,347	525,459
Ingreso Neto	USD	1,448,329	1,446,831	1,442,232	1,461,212	1,491,245	1,518,470	1,519,700	1,500,399	1,552,487	1,563,278	1,580,505	1,565,498
Costo Neto	USD	1,567,705	1,576,259	1,549,552	1,417,542	1,357,917	1,391,792	1,416,203	1,483,162	1,524,420	1,573,203	1,633,098	1,589,064
Flujo Neto	USD	(119,375)	(129,428)	(107,320)	43,670	133,328	126,678	103,497	17,236	28,068	(9,925)	(52,593)	(23,566)

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PRECIO DEL kWh EN EL MCP PARA EL AÑO 2002

VPN Ingresos	USD	396,046	390,448	393,434	559,073	604,191	614,611	611,339	565,816	594,324	478,205	446,084	449,859
VPN Costos	USD	11,395,834	11,466,011	11,024,797	11,423,846	10,525,669	10,924,000	11,360,885	12,154,606	12,567,270	10,773,636	10,915,479	10,413,288
VPN	USD	0											
PRECIO MAXIMO DEL KWh	USD	**0.04523**											

ANEXO 55

NEGOCIACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA EN LA BARRA DEL DISTRIBUIDOR

BALANCE ECONOMICO DE EMELNORTE PARA EL 2002													
INGRESOS													
Ingreso x cobro de planillas	USD	1,448,329	1,446,831	1,442,232	1,461,212	1,491,245	1,518,470	1,519,700	1,500,399	1,552,487	1,563,278	1,580,505	1,565,498
COSTOS													
Inversiones	USD	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190	160,190
Operación y Mantenimiento	USD	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000	178,000
Molino La Unión	USD	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803
Pago GL	USD	371,126	355,630	365,494	122,975	131,442	119,607	88,496	71,546	62,981	296,893	384,062	375,326
CENACE													
Costo x Potencia Remunerable	USD	242,184	246,112	239,008	250,136	232,774	243,999	256,295	276,943	289,209	250,412	256,246	246,901
SPOT													
Costo fijo x Transmisión	USD	149,630	148,635	145,829	154,948	150,587	151,884	149,600	154,244	157,737	150,378	155,865	151,196
Costo x Energía SPOT	USD	492,851	500,845	486,388	150,458	140,015	146,766	154,162	166,582	173,960	509,594	521,466	502,450
Costo x Energía MCP	USD	191,281	194,383	188,773	197,561	183,849	192,714	202,426	218,734	228,422	197,779	202,387	195,006
Ingreso Neto	USD	1,448,329	1,446,831	1,442,232	1,461,212	1,491,245	1,518,470	1,519,700	1,500,399	1,552,487	1,563,278	1,580,505	1,565,498
Costo Neto	USD	1,792,066	1,790,599	1,770,485	1,221,071	1,183,660	1,199,965	1,195,972	1,233,042	1,257,302	1,750,049	1,865,018	1,815,873
Flujo Neto	USD	(343,737)	(343,768)	(328,253)	240,141	307,585	318,506	323,727	267,357	295,185	(186,771)	(284,513)	(250,375)

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PRECIO DEL kWh EN EL MCP PARA EL AÑO 2002

VPN Ingresos	USD	-152,456	-147,906	-136,732	424,829	472,258	486,408	495,660	453,385	483,542	10,065	-74,348	-49,628
VPN Costos	USD	11,395,834	11,466,011	11,024,797	11,423,846	10,525,669	10,924,000	11,360,885	12,154,606	12,567,270	10,773,636	10,915,479	10,413,288
VPN	USD	0											
PRECIO MAXIMO DEL KWh	USD	**0.01679**											

Anexo 56

# Cuadro	Descripción
1	PKwh.PC.HS, BM-2000
2	PKwh.PI.HS, BM-2000
3	PKwh.PC.VHLL-S, BM-2000
4	PKwh.PI.VHLL-S, BM-2000
5	PKwh.PC.HS, BM-2001
6	PKwh.PI.HS, BM-2001
7	PKwh.PC.VHLL-S, BM-2001
8	PKwh.PI.VHLL-S, BM-2001
9	PKwh.PC.HS, BM-2002
10	PKwh.PI.HS, BM-2002
11	PKwh.PC.VHLL-S, BM-2002
12	PKwh.PI.VHLL-S, BM-2002
13	PKwh.PC.HS, HP-2000
14	PKwh.PI.HS, HP-2000
15	PKwh.PC.VHLL-S, HP-2000
16	PKwh.PI.VHLL-S, HP-2000
17	PKwh.PC.HS, HP-2001
18	PKwh.PI.HS, HP-2001
19	PKwh.PC.VHLL-S, HP-2001
20	PKwh.PI.VHLL-S, HP-2001
21	PKwh.PC.HS, HP-2002
22	PKwh.PI.HS, HP-2002
23	PKwh.PC.VHLL-S, HP-2002
24	PKwh.PI.VHLL-S, HP-2002
25	PKwh.PC.HS, HN-2000
26	PKwh.PI.HS, HN-2000
27	PKwh.PC.VHLL-S, HN-2000
28	PKwh.PI.VHLL-S, HN-2000
29	PKwh.PC.HS, HN-2001
30	PKwh.PI.HS, HN-2001
31	PKwh.PC.VHLL-S, HN-2001
32	PKwh.PI.VHLL-S, HN-2001
33	PKwh.PC.HS, HN-2002
34	PKwh.PI.HS, HN-2002
35	PKwh.PC.VHLL-S, HN-2002
36	PKwh.PI.VHLL-S, HN-2002

# Cuadro	Descripción
37	PKwh.PC.HS, TE-2000
38	PKwh.PI.HS, TE-2000
39	PKwh.PC.VHLL-S, TE-2000
40	PKwh.PI.VHLL-S, TE-2000
41	PKwh.PC.HS, TE-2001
42	PKwh.PI.HS, TE-2001
43	PKwh.PC.VHLL-S, TE-2001
44	PKwh.PI.VHLL-S, TE-2001
45	PKwh.PC.HS, TE-2002
46	PKwh.PI.HS, TE-2002
47	PKwh.PC.VHLL-S, TE-2002
48	PKwh.PI.VHLL-S, TE-2002
49	PKwh.PC.HS, EG-2000
50	PKwh.PI.HS, EG-2000
51	PKwh.PC.VHLL-S, EG-2000
52	PKwh.PI.VHLL-S, EG-2000
53	PKwh.PC.HS, EG-2001
54	PKwh.PI.HS, EG-2001
55	PKwh.PC.VHLL-S, EG-2001
56	PKwh.PI.VHLL-S, EG-2001
57	PKwh.PC.HS, EG-2002
58	PKwh.PI.HS, EG-2002
59	PKwh.PC.VHLL-S, EG-2002
60	PKwh.PI.VHLL-S, EG-2002
61	PKwh.PC.HS, BD-2000
62	PKwh.PI.HS, BD-2000
63	PKwh.PC.VHLL-S, BD-2000
64	PKwh.PI.VHLL-S, BD-2000
65	PKwh.PC.HS, BD-2001
66	PKwh.PI.HS, BD-2001
67	PKwh.PC.VHLL-S, BD-2001
68	PKwh.PI.VHLL-S, BD-2001
69	PKwh.PC.HS, BD-2002
70	PKwh.PI.HS, BD-2002
71	PKwh.PC.VHLL-S, BD-2002
72	PKwh.PI.VHLL-S, BD-2002

Nomenclatura:

P.Kwh	Precio del kilovatiohora
PC	Considerando Precios Congelados de los Combustibles
PI	Considerando Precios Internacionales de los Combustibles
KHLL-S	% GWh a contratar en forma constante en Hidrología Lluviosa y Seca
HS	% GWh a contratar en Hidrología Seca
VHLL-S	% GWh a contratar en forma variable en Hidrología Lluviosa y Seca
BM	Contrato a Plazo en la Barra de Mercado
HP	Contrato a Plazo en la Barra de Hidropaute
HN	Contrato a Plazo en la Barra de Hidronación
TE	Contrato a Plazo en la Barra de Termoesmeraldas
EG	Contrato a Plazo en la Barra de Electroguayas
BD	Contrato a Plazo en la Barra del Distribuidor (EMELNORTE)
2000, 2001, 2002	Corresponde al año para el cual se hace la evaluación

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	0,048136
20	0,033436
30	0,028536
40	0,026086
50	0,024616
60	0,023636
70	0,022936
80	0,022411
90	0,022002
100	0,021676

Cuadro N.1

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	-
20	-
30	-
40	-
50	-
60	-
70	0,004334
80	0,008549
90	0,011827
100	0,014449

Cuadro N. 2

%Demanda Contratada en H.S.	50%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	40%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	30%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	20%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	10%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh
%	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD
10	5,0	0,034744	4,0	0,036624	3,0	0,038799	2,0	0,0413704	1,0	0,0444282
20	10,0	0,025147	8,0	0,026310	6,0	0,027656	4,0	0,029248	2,0	0,0311407
30	15,0	0,0219479	12,0	0,022872	9,0	0,023942	6,0	0,025207	3,0	0,0267116
40	20,0	0,020348	16,0	0,021153	12,0	0,022085	8,0	0,023187	4,0	0,0244970
50	25,0	0,019389	20,0	0,020122	15,0	0,020971	10,0	0,021975	5,0	0,0231683
60	30,0	0,018749	24,0	0,019434	18,0	0,020228	12,0	0,021167	6,0	0,0222824
70	35,0	0,018292	28,0	0,018943	21,0	0,019698	14,0	0,020589	7,0	0,0216497
80	40,0	0,017949	32,0	0,018575	24,0	0,019300	16,0	0,020156	8,0	0,0211752
90	45,0	0,017682	36,0	0,018288	27,0	0,018990	18,0	0,019820	9,0	0,0208061
100	50,0	0,017469	40,0	0,018059	30,0	0,0187425	20,0	0,0195503	10,0	0,0205108

Cuadro N. 3

%Demanda Contratada en H.S.	50%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	40%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	30%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	20%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	10%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh
%	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD
10	5,0	-	4,0	-	3,0	-	2,0	-	1,0	-
20	10,0	-	8,0	-	6,0	-	4,0	-	2,0	-
30	15,0	-	12,0	-	9,0	-	6,0	-	3,0	-
40	20,0	-	16,0	-	12,0	-	8,0	-	4,0	-
50	25,0	-	20,0	-	15,0	-	10,0	-	5,0	-
60	30,0	0,004675	24,0	0,003839	18,0	0,002871	12,0	0,0017260	6,0	0,0003651
70	35,0	0,008344	28,0	0,007781	21,0	0,0071299	14,0	0,006360	7,0	0,005444
80	40,0	0,0110952	32,0	0,0107379	24,0	0,0103243	16,0	0,009835	8,0	0,009254
90	45,0	0,0132353	36,0	0,0130377	27,0	0,0128089	18,0	0,0125384	9,0	0,0122167
100	50,0	0,0149474	40,0	0,0148775	30,0	0,0147966	20,0	0,0147008	10,0	0,0145871

Cuadro N. 4

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	0,211677
20	0,117291
30	0,085829
40	0,070098
50	0,060659
60	0,054367
70	0,049872
80	0,046501
90	0,043880
100	0,041782

Cuadro N.5

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	-
20	-
30	-
40	-
50	-
60	-
70	-
80	0,004361
90	0,010846
100	0,01603

Cuadro N. 6

%Demanda Contratada en H.S.	50%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	40%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	30%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	20%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	10%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh
%	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD
10	5,0	0,141548	4,0	0,151402	3,0	0,162803	2,0	0,176276	1,0	0,192283
20	10,0	0,079820	8,0	0,085085	6,0	0,091177	4,0	0,098376	2,0	0,106928
30	15,0	0,059244	12,0	0,062980	9,0	0,067301	6,0	0,072409	3,0	0,078477
40	20,0	0,048956	16,0	0,051927	12,0	0,055364	8,0	0,059425	4,0	0,064251
50	25,0	0,042783	20,0	0,045295	15,0	0,048201	10,0	0,051635	5,0	0,055716
60	30,0	0,038668	24,0	0,040874	18,0	0,043426	12,0	0,046442	6,0	0,050025
70	35,0	0,035728	28,0	0,037716	21,0	0,040015	14,0	0,042732	7,0	0,045961
80	40,0	0,033524	32,0	0,035347	24,0	0,037457	16,0	0,039950	8,0	0,042912
90	45,0	0,031809	36,0	0,033505	27,0	0,035467	18,0	0,037786	9,0	0,040541
100	50,0	0,030437	40,0	0,032031	30,0	0,033876	20,0	0,036055	10,0	0,038645

Cuadro N. 7

%Demanda Contratada en H.S.	50%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	40%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	30%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	20%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	10%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh
%	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD
10	5,0	-	4,0	-	3,0	-	2,0	-	1,0	-
20	5,0	-	8,0	-	6,0	-	4,0	-	2,0	-
30	15,0	-	12,0	-	9,0	-	6,0	-	3,0	-
40	20,0	-	16,0	-	12,0	-	8,0	-	4,0	-
50	25,0	-	20,0	-	15,0	-	10,0	-	5,0	-
60	30,0	-	24,0	-	18,0	-	12,0	-	6,0	-
70	35,0	0,0037149	28,0	0,0026342	21,0	0,0013839	14,0	-	7,0	-
80	40,0	0,009167	32,0	0,0084919	24,0	0,007711	16,0	0,0067873	8,0	0,0056903
90	45,0	0,013408	36,0	0,0130480	27,0	0,012631	18,0	0,012139	9,0	0,011554
100	50,0	0,016801	40,0	0,0166928	30,0	0,016568	20,0	0,016421	10,0	0,016245

Cuadro N. 8

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	0,370491
20	0,196698
30	0,138767
40	0,109801
50	0,092422
60	0,080836
70	0,072560
80	0,066353
90	0,061526
100	0,057663

Cuadro N. 9

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	-
20	-
30	-
40	-
50	0,003040
60	0,012986
70	0,020091
80	0,025420
90	0,029565
100	0,032880

Cuadro N. 10

%Demanda Contratada en H.S.	60%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	40%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	30%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	20%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	10%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh
%	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD
10	5,0	0,245886	4,0	0,263426	3,0	0,283705	2,0	0,307653	1,0	0,336081
20	10,0	0,131998	8,0	0,141105	6,0	0,151635	4,0	0,164070	2,0	0,178831
30	15,0	0,094035	12,0	0,100332	9,0	0,107612	6,0	0,116209	3,0	0,126414
40	20,0	0,075054	16,0	0,079945	12,0	0,085600	8,0	0,092278	4,0	0,100206
50	25,0	0,063665	20,0	0,067713	15,0	0,072393	10,0	0,077920	5,0	0,084481
60	30,0	0,056073	24,0	0,059558	18,0	0,063589	12,0	0,068348	6,0	0,073997
70	35,0	0,050649	28,0	0,053734	21,0	0,057300	14,0	0,061511	7,0	0,066509
80	40,0	0,046582	32,0	0,049365	24,0	0,052583	16,0	0,056383	8,0	0,060893
90	45,0	0,043418	36,0	0,045967	27,0	0,048914	18,0	0,052394	9,0	0,056525
100	50,0	0,040888	40,0	0,043249	30,0	0,045979	20,0	0,049203	10,0	0,053031

Cuadro N. 11

%Demanda Contratada en H.S.	50%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	40%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	30%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	20%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	10%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh
%	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD
10	5,0	-	4,0	-	3,0	-	2,0	-	1,0	-
20	10,0	-	8,0	-	6,0	-	4,0	-	2,0	-
30	15,0	-	12,0	-	9,0	-	6,0	-	3,0	-
40	20,0	-	16,0	-	12,0	-	8,0	-	4,0	-
50	25,0	0,0082830	20,0	0,0075449	15,0	0,0066915	10,0	0,0056838	5,0	0,0044875
60	30,0	0,0148012	24,0	0,0145458	18,0	0,0142504	12,0	0,0139016	6,0	0,0134876
70	35,0	0,0194572	28,0	0,0195464	21,0	0,0196496	14,0	0,0197715	7,0	0,0199162
80	40,0	0,0229491	32,0	0,0232969	24,0	0,0236991	16,0	0,0241740	8,0	0,0247377
90	45,0	0,0256650	36,0	0,0262140	27,0	0,0268486	18,0	0,0275981	9,0	0,0284878
100	50,0	0,0278378	40,0	0,0285476	30,0	0,0293683	20,0	0,0303374	10,0	0,0314878

Cuadro N. 12

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	0,048171
20	0,033532
30	0,028653
40	0,026213
50	0,024749
60	0,023773
70	0,023076
80	0,022553
90	0,022147
100	0,021821

Cuadro N. 13

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	-
20	-
30	-
40	-
50	-
60	-
70	0,004792
80	0,008989
90	0,012253
100	0,014864

Cuadro N. 14

%Demanda Contratada en H.S.	50%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	40%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	30%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	20%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	10%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh
%	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD
10	5,0	0,0346173	4,0	0,0365116	10	3,0	0,0387072	2,0	0,0413077	1,0
20	10,0	0,0251039	8,0	0,0262819	20	6,0	0,0276472	4,0	0,0292644	2,0
30	15,0	0,0219328	12,0	0,0228720	30	9,0	0,0239606	6,0	0,0252499	3,0
40	20,0	0,0203472	16,0	0,0211670	40	12,0	0,0221173	8,0	0,0232427	4,0
50	25,0	0,0193959	20,0	0,0201441	50	15,0	0,0210113	10,0	0,0220384	5,0
60	30,0	0,0187616	24,0	0,0194621	60	18,0	0,0202739	12,0	0,0212355	6,0
70	35,0	0,0183086	28,0	0,0189749	70	21,0	0,0197473	14,0	0,0206620	7,0
80	40,0	0,0179689	32,0	0,0186096	80	24,0	0,0193523	16,0	0,0202319	8,0
90	45,0	0,0177046	36,0	0,0183254	90	27,0	0,0190450	18,0	0,0198973	9,0
100	50,0	0,0174932	40,0	0,0180981	100	30,0	0,0187993	20,0	0,0196297	10,0

Cuadro N. 15

%Demanda Contratada en H.S.	50%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	40%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	30%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	20%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	10%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh
%	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD
10	5,0	-	4,0	-	3,0	-	2,0	-	1,0	-
20	10,0	-	8,0	-	6,0	-	4,0	-	2,0	-
30	15,0	-	12,0	-	9,0	-	6,0	-	3,0	-
40	20,0	-	16,0	-	12,0	-	8,0	-	4,0	-
50	25,0	-	20,0	-	15,0	-	10,0	-	5,0	-
60	30,0	0,0049792	24,0	0,0041709	18,0	0,0032340	12,0	0,0021244	6,0	0,0008026
70	35,0	0,0086158	28,0	0,0080813	21,0	0,0074618	14,0	0,0067281	7,0	0,0058541
80	40,0	0,0113432	32,0	0,0110141	24,0	0,0106327	16,0	0,0101809	8,0	0,0096427
90	45,0	0,0134645	36,0	0,0132952	27,0	0,0130989	18,0	0,0128664	9,0	0,0125894
100	50,0	0,0151616	40,0	0,0151200	30,0	0,0150718	20,0	0,0150148	10,0	0,0149468

Cuadro N. 16

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	0,211071
20	0,117082
30	0,085752
40	0,070087
50	0,060688
60	0,054422
70	0,049947
80	0,046590
90	0,043979
100	0,041890

Cuadro N. 17

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	-
20	-
30	-
40	-
50	-
60	-
70	-
80	0,005119
90	0,011576
100	0,016742

Cuadro N. 18

%Demanda Contratada en H.S.	50%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	40%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	30%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	20%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	10%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh
%	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD
10	5,0	0,140514	4,0	0,150390	3,0	0,161831	2,0	0,175374	1,0	0,191494
20	10,0	0,079326	8,0	0,084611	6,0	0,090733	4,0	0,097980	2,0	0,106606
30	15,0	0,058930	12,0	0,062685	9,0	0,067034	6,0	0,072182	3,0	0,078310
40	20,0	0,048732	16,0	0,051721	12,0	0,055184	8,0	0,059283	4,0	0,064162
50	25,0	0,042613	20,0	0,045143	15,0	0,048074	10,0	0,051543	5,0	0,055673
60	30,0	0,038534	24,0	0,040758	18,0	0,043334	12,0	0,046384	6,0	0,050014
70	35,0	0,035620	28,0	0,037626	21,0	0,039949	14,0	0,042698	7,0	0,045972
80	40,0	0,033435	32,0	0,035276	24,0	0,037410	16,0	0,039934	8,0	0,042940
90	45,0	0,031736	36,0	0,033449	27,0	0,035435	18,0	0,037785	9,0	0,040582
100	50,0	0,030376	40,0	0,031987	30,0	0,033855	20,0	0,036065	10,0	0,038695

Cuadro N. 19

%Demanda Contratada en H.S.	50%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	40%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	30%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	20%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	10%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh
%	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD
10	5,0	-	4,0	-	3,0	-	2,0	-	1,0	-
20	10,0	-	8,0	-	6,0	-	4,0	-	2,0	-
30	15,0	-	12,0	-	9,0	-	6,0	-	3,0	-
40	20,0	-	16,0	-	12,0	-	8,0	-	4,0	-
50	25,0	-	20,0	-	15,0	-	10,0	-	5,0	-
60	30,0	-	24,0	-	18,0	-	12,0	-	6,0	-
70	35,0	0,004226	28,0	0,003189	21,0	0,001988	14,0	0,000566	7,0	-
80	40,0	0,009631	32,0	0,008999	24,0	0,008268	16,0	0,007402	8,0	0,006371
90	45,0	0,013835	36,0	0,013519	27,0	0,013152	18,0	0,012719	9,0	0,012203
100	50,0	0,017198	40,0	0,017134	30,0	0,017060	20,0	0,016972	10,0	0,016868

Cuadro N. 20

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	0,369217
20	0,196155
30	0,138467
40	0,109624
50	0,092317
60	0,080780
70	0,072539
80	0,066358
90	0,061551
100	0,057705

Cuadro N. 21

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	-
20	-
30	-
40	-
50	0,003803
60	0,013708
70	0,020783
80	0,026089
90	0,030217
100	0,033518

Cuadro N. 22

%Demanda Contratada en H.S.	50%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	40%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	30%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	20%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	10%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh
%	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD
10	5,0	0,243944	4,0	0,261510	3,0	0,281846	2,0	0,305900	1,0	0,334509
20	10,0	0,131051	8,0	0,140179	6,0	0,150748	4,0	0,163249	2,0	0,178117
30	15,0	0,093419	12,0	0,099736	9,0	0,107049	6,0	0,115699	3,0	0,125986
40	20,0	0,074604	16,0	0,079514	12,0	0,085199	8,0	0,091923	4,0	0,099921
50	25,0	0,063314	20,0	0,067381	15,0	0,072089	10,0	0,077658	5,0	0,084282
60	30,0	0,055788	24,0	0,059292	18,0	0,063349	12,0	0,068148	6,0	0,073856
70	35,0	0,050412	28,0	0,053515	21,0	0,057107	14,0	0,061355	7,0	0,066408
80	40,0	0,046380	32,0	0,049182	24,0	0,052425	16,0	0,056261	8,0	0,060823
90	45,0	0,043244	36,0	0,045811	27,0	0,048783	18,0	0,052298	9,0	0,056479
100	50,0	0,040736	40,0	0,043115	30,0	0,045870	20,0	0,049128	10,0	0,053003

Cuadro N. 23

%Demanda Contratada en H.S.	50%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	40%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	30%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	20%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	10%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh
%	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD
10	5,0	-	4,0	-	3,0	-	2,0	-	1,0	-
20	10,0	-	8,0	-	6,0	-	4,0	-	2,0	-
30	15,0	-	12,0	-	9,0	-	6,0	-	3,0	-
40	20,0	-	16,0	-	12,0	-	8,0	-	4,0	-
50	25,0	0,008755	20,0	0,008061	15,0	0,007257	10,0	0,006306	5,0	0,005175
60	30,0	0,015217	24,0	0,015005	18,0	0,014760	12,0	0,014471	6,0	0,014126
70	35,0	0,019832	28,0	0,019965	21,0	0,020120	14,0	0,020302	7,0	0,020520
80	40,0	0,023293	32,0	0,023685	24,0	0,024139	16,0	0,024676	8,0	0,025315
90	45,0	0,025986	36,0	0,026579	27,0	0,027266	18,0	0,028078	9,0	0,029044
100	50,0	0,028139	40,0	0,028894	30,0	0,029767	20,0	0,030800	10,0	0,032028

Cuadro N. 24

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	0,046369
20	0,032120
30	0,027370
40	0,024995
50	0,023570
60	0,022620
70	0,021942
80	0,021433
90	0,021037
100	0,020721

Cuadro N. 25

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	-
20	-
30	-
40	-
50	-
60	-
70	0,003611
80	0,007696
90	0,010873
100	0,013415

Cuadro N. 26

%Demanda Contratada en H.S.	50%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	40%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	30%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	20%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	10%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh
%	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD
10	5,0	0,043799	4,0	0,04428	3,0	0,044775	2,0	0,045290	1,0	0,045820
20	10,0	0,030672	8,0	0,030943	6,0	0,031222	4,0	0,031512	2,0	0,031811
30	15,0	0,026296	12,0	0,026497	9,0	0,026704	6,0	0,026919	3,0	0,027141
40	20,0	0,024108	16,0	0,024274	12,0	0,024445	8,0	0,024623	4,0	0,024806
50	25,0	0,022796	20,0	0,022941	15,0	0,023090	10,0	0,023245	5,0	0,023405
60	30,0	0,021921	24,0	0,022052	18,0	0,022186	12,0	0,022327	6,0	0,022471
70	35,0	0,021295	28,0	0,021416	21,0	0,021541	14,0	0,021671	7,0	0,021804
80	40,0	0,020827	32,0	0,020940	24,0	0,021057	16,0	0,021178	8,0	0,021304
90	45,0	0,020462	36,0	0,020570	27,0	0,020681	18,0	0,020796	9,0	0,020914
100	50,0	0,020170	40,0	0,020273	30,0	0,020379	20,0	0,020490	10,0	0,020603

Cuadro N. 27

%Demanda Contratada en H.S.	50%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	40%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	30%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	20%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	10%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh
%	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD
10	5,0	-	4,0	-	3,0	-	2,0	-	1,0	-
20	10,0	-	8,0	-	6,0	-	4,0	-	2,0	-
30	15,0	-	12,0	-	9,0	-	6,0	-	3,0	-
40	20,0	-	16,0	-	12,0	-	8,0	-	4,0	-
50	25,0	-	20,0	-	15,0	-	10,0	-	5,0	-
60	30,0	0,004258	24,0	0,003398	18,0	0,002404	12,0	0,0012318	6,0	-
70	35,0	0,007841	28,0	0,007243	21,0	0,006553	14,0	0,005740	7,0	0,004776
80	40,0	0,010527	32,0	0,010127	24,0	0,009666	16,0	0,009121	8,0	0,008476
90	45,0	0,012617	36,0	0,012371	27,0	0,012086	18,0	0,011751	9,0	0,011353
100	50,0	0,014288	40,0	0,014165	30,0	0,014023	20,0	0,013855	10,0	0,013655

Cuadro N. 28

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	0,204817
20	0,113330
30	0,082834
40	0,067586
50	0,058437
60	0,052338
70	0,047982
80	0,044714
90	0,042173
100	0,040140

Cuadro N. 29

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	-
20	-
30	-
40	-
50	-
60	-
70	-
80	0,003247
90	0,009532
100	0,014561

Cuadro N. 30

%Demanda Contratada en H.S.	50%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	40%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	30%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	20%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	10%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh
%	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD
10	5,0	0,138015	4,0	0,147461	3,0	0,158365	2,0	0,171217	1,0	0,186440
20	10,0	0,077745	8,0	0,082777	6,0	0,088585	4,0	0,095431	2,0	0,103541
30	15,0	0,057655	12,0	0,061215	9,0	0,065325	6,0	0,070169	3,0	0,075907
40	20,0	0,047610	16,0	0,050435	12,0	0,053695	8,0	0,057538	4,0	0,062091
50	25,0	0,041583	20,0	0,043966	15,0	0,046717	10,0	0,049960	5,0	0,053801
60	30,0	0,037565	24,0	0,039654	18,0	0,042065	12,0	0,044907	6,0	0,048274
70	35,0	0,034695	28,0	0,036574	21,0	0,038742	14,0	0,041299	7,0	0,044326
80	40,0	0,032542	32,0	0,034263	24,0	0,036250	16,0	0,038592	8,0	0,041366
90	45,0	0,030868	36,0	0,032467	27,0	0,034312	18,0	0,036487	9,0	0,039063
100	50,0	0,029529	40,0	0,031029	30,0	0,032761	20,0	0,034803	10,0	0,037221

Cuadro N. 31

%Demanda Contratada en H.S.	50%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	40%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	30%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	20%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	10%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh
%	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD
10	5,0	-	4,0	-	3,0	-	2,0	-	1,0	10
20	10,0	-	8,0	-	6,0	-	4,0	-	2,0	20
30	15,0	-	12,0	-	9,0	-	6,0	-	3,0	30
40	20,0	-	16,0	-	12,0	-	8,0	-	4,0	40
50	25,0	-	20,0	-	15,0	-	10,0	-	5,0	50
60	30,0	-	24,0	-	18,0	-	12,0	-	6,0	60
70	35,0	0,00307	28,0	0,00196	21,0	0,00066	14,0	-	7,0	70
80	40,0	0,00840	32,0	0,00767	24,0	0,00683	16,0	0,00584	8,0	80
90	45,0	0,01254	36,0	0,01211	27,0	0,01162	18,0	0,01104	9,0	90
100	50,0	0,01585	40,0	0,01567	30,0	0,01546	20,0	0,01521	10,0	100

Cuadro N. 32

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	0,358753
20	0,190298
30	0,134146
40	0,106070
50	0,089225
60	0,077994
70	0,069972
80	0,063956
90	0,059277
100	0,055533

Cuadro N. 33

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	-
20	-
30	-
40	-
50	0,001966
60	0,011608
70	0,018494
80	0,023659
90	0,027677
100	0,030890

Cuadro N. 34

%Demanda Contratada en H.S.	50%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	40%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	30%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	20%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	10%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh
%	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD
10	5,0	0,239882	4,0	0,256719	3,0	0,276144	2,0	0,299023	1,0	0,326099
20	10,0	0,128686	8,0	0,137413	6,0	0,147481	4,0	0,159339	2,0	0,173373
30	15,0	0,091621	12,0	0,097645	9,0	0,104594	6,0	0,112778	3,0	0,122465
40	20,0	0,073089	16,0	0,077761	12,0	0,083150	8,0	0,089498	4,0	0,097010
50	25,0	0,061969	20,0	0,065830	15,0	0,070284	10,0	0,075529	5,0	0,081738
60	30,0	0,054556	24,0	0,057876	18,0	0,061706	12,0	0,066217	6,0	0,071556
70	35,0	0,049261	28,0	0,052195	21,0	0,055579	14,0	0,059566	7,0	0,064283
80	40,0	0,045290	32,0	0,047934	24,0	0,050984	16,0	0,054577	8,0	0,058829
90	45,0	0,042201	36,0	0,044620	27,0	0,047410	18,0	0,050697	9,0	0,054586
100	50,0	0,039730	40,0	0,041969	30,0	0,044551	20,0	0,047593	10,0	0,051192

Cuadro N. 35

%Demanda Contratada en H.S.	50%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	40%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	30%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	20%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	10%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh
%	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD
10	5,0	-	4,0	-	3,0	-	2,0	-	1,0	-
20	10,0	-	8,0	-	6,0	-	4,0	-	2,0	-
30	15,0	-	12,0	-	9,0	-	6,0	-	3,0	-
40	20,0	-	16,0	-	12,0	-	8,0	-	4,0	-
50	25,0	0,007532	20,0	0,006744	15,0	0,005834	10,0	0,004763	5,0	0,003495
60	30,0	0,013896	24,0	0,013572	18,0	0,013198	12,0	0,012758	6,0	0,012236
70	35,0	0,018442	28,0	0,018450	21,0	0,018458	14,0	0,018468	7,0	0,018480
80	40,0	0,021852	32,0	0,022108	24,0	0,022403	16,0	0,022751	8,0	0,023163
90	45,0	0,024503	36,0	0,024953	27,0	0,025471	18,0	0,026082	9,0	0,026805
100	50,0	0,026625	40,0	0,027229	30,0	0,027926	20,0	0,028747	10,0	0,029719

Cuadro N. 36

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	0,044365
20	0,030555
30	0,025951
40	0,023649
50	0,022268
60	0,021348
70	0,020690
80	0,020197
90	0,019813
100	0,019506

Cuadro N. 37

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	-
20	-
30	-
40	-
50	-
60	-
70	0,002319
80	0,006279
90	0,009358
100	0,011822

Cuadro N. 38

%Demanda Contratada en H.S.	50%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	40%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	30%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	20%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	10%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh
%	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD
10	5,0	0,0327799	4,0	0,0344263	3,0	0,0363234	2,0	0,0385548	1,0	0,0411914
20	10,0	0,0236289	8,0	0,0246131	6,0	0,0257472	4,0	0,0270811	2,0	0,0286573
30	15,0	0,0205785	12,0	0,0213420	9,0	0,0222218	6,0	0,0232566	3,0	0,0244793
40	20,0	0,0190534	16,0	0,0197065	12,0	0,0204591	8,0	0,0213443	4,0	0,0223903
50	25,0	0,0181383	20,0	0,0187252	15,0	0,0194015	10,0	0,0201969	5,0	0,0211369
60	30,0	0,0175282	24,0	0,0180710	18,0	0,0186964	12,0	0,0194320	6,0	0,0203013
70	35,0	0,0170924	28,0	0,0176037	21,0	0,0181928	14,0	0,0188857	7,0	0,0197044
80	40,0	0,0167656	32,0	0,0172532	24,0	0,0178150	16,0	0,0184759	8,0	0,0192567
90	45,0	0,0165114	36,0	0,0169806	27,0	0,0175212	18,0	0,0181572	9,0	0,0189086
100	50,0	0,0163081	40,0	0,0167625	30,0	0,0172862	20,0	0,0179022	10,0	0,0186300

Cuadro N. 39

%Demanda Contratada en H.S.	50%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	40%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	30%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	20%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	10%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh
%	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD
10	5,0	-	4,0	-	3,0	-	2,0	-	1,0	-
20	10,0	-	8,0	-	6,0	-	4,0	-	2,0	-
30	15,0	-	12,0	-	9,0	-	6,0	-	3,0	-
40	20,0	-	16,0	-	12,0	-	8,0	-	4,0	-
50	25,0	-	20,0	-	15,0	-	10,0	-	5,0	-
60	30,0	0,003668	24,0	0,002726	18,0	0,0016408	12,0	0,0003642	6,0	-
70	35,0	0,007166	28,0	0,006477	21,0	0,005684	14,0	0,0047501	7,0	0,0036470
80	40,0	0,009790	32,0	0,009291	24,0	0,008716	16,0	0,0080396	8,0	0,0072405
90	45,0	0,011830	36,0	0,011479	27,0	0,011074	18,0	0,0105980	9,0	0,0100354
100	50,0	0,013463	40,0	0,013230	30,0	0,012961	20,0	0,0126448	10,0	0,0122714

Cuadro N. 40

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	0,197802
20	0,109129
30	0,079572
40	0,064793
50	0,055926
60	0,050014
70	0,045792
80	0,042625
90	0,040162
100	0,038191

Cuadro N. 41

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	-
20	-
30	-
40	-
50	-
60	-
70	-
80	0,001190
90	0,007282
100	0,012156

Cuadro N. 42

%Demanda Contratada en H.S.	50%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	40%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	30%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	20%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	10%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh
%	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD
10	5,0	0,134460	4,0	0,143474	3,0	0,153856	2,0	0,166061	1,0	0,180471
20	10,0	0,075606	8,0	0,080377	6,0	0,085871	4,0	0,092331	2,0	0,099957
30	15,0	0,055988	12,0	0,059344	9,0	0,063210	6,0	0,067754	3,0	0,073119
40	20,0	0,046179	16,0	0,048828	12,0	0,051879	8,0	0,055465	4,0	0,059700
50	25,0	0,040294	20,0	0,042518	15,0	0,045081	10,0	0,048092	5,0	0,051649
60	30,0	0,036370	24,0	0,038312	18,0	0,040548	12,0	0,043177	6,0	0,046281
70	35,0	0,033568	28,0	0,035307	21,0	0,037311	14,0	0,039666	7,0	0,042447
80	40,0	0,031466	32,0	0,033054	24,0	0,034883	16,0	0,037033	8,0	0,039572
90	45,0	0,029831	36,0	0,031301	27,0	0,032994	18,0	0,034985	9,0	0,037335
100	50,0	0,028523	40,0	0,029899	30,0	0,031484	20,0	0,033346	10,0	0,035546

Cuadro N. 43

%Demanda Contratada en H.S.	50%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	40%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	30%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	20%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	10%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh
%	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD
10	5,0	-	4,0	-	3,0	-	2,0	-	1,0	-
20	10,0	-	8,0	-	6,0	-	4,0	-	2,0	-
30	15,0	-	12,0	-	9,0	-	6,0	-	3,0	-
40	20,0	-	16,0	-	12,0	-	8,0	-	4,0	-
50	25,0	-	20,0	-	15,0	-	10,0	-	5,0	-
60	30,0	-	24,0	-	18,0	-	12,0	-	6,0	-
70	35,0	0,002042	28,0	0,000806	21,0	-	14,0	-	7,0	-
80	40,0	0,007240	32,0	0,006379	24,0	0,005388	16,0	0,004222	8,0	0,002846
90	45,0	0,011284	36,0	0,010714	27,0	0,010058	18,0	0,009287	9,0	0,008377
100	50,0	0,014518	40,0	0,014182	30,0	0,013795	20,0	0,013340	10,0	0,012802

Cuadro N. 44

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	0,347001
20	0,183729
30	0,129305
40	0,102093
50	0,085766
60	0,074881
70	0,067106
80	0,061275
90	0,056740
100	0,053111

Cuadro N. 45

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	-
20	-
30	-
40	-
50	-
60	0,009293
70	0,015968
80	0,020974
90	0,024868
100	0,027983

Cuadro N. 46

%Demanda Contratada en H.S.	50%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	40%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	30%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	20%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	10%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh
%	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD
10	5,0	0,233924	4,0	0,250044	3,0	0,268597	2,0	0,290393	1,0	0,316107
20	10,0	0,125345	8,0	0,133668	6,0	0,143248	4,0	0,154501	2,0	0,167778
30	15,0	0,089152	12,0	0,094876	9,0	0,101464	6,0	0,109204	3,0	0,118335
40	20,0	0,071056	16,0	0,075480	12,0	0,080573	8,0	0,086555	4,0	0,093613
50	25,0	0,060198	20,0	0,063843	15,0	0,068038	10,0	0,072966	5,0	0,078780
60	30,0	0,052959	24,0	0,056084	18,0	0,059681	12,0	0,063907	6,0	0,068892
70	35,0	0,047789	28,0	0,050543	21,0	0,053712	14,0	0,057436	7,0	0,061828
80	40,0	0,043911	32,0	0,046386	24,0	0,049235	16,0	0,052582	8,0	0,056531
90	45,0	0,040895	36,0	0,043154	27,0	0,045754	18,0	0,048808	9,0	0,052411
100	50,0	0,038482	40,0	0,040568	30,0	0,042968	20,0	0,045788	10,0	0,049114

Cuadro N. 47

%Demanda Contratada en H.S.	50%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	40%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	30%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	20%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	10%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh
%	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD
10	5,0	-	4,0	-	3,0	-	2,0	-	1,0	-
20	10,0	-	8,0	-	6,0	-	4,0	-	2,0	-
30	15,0	-	12,0	-	9,0	-	6,0	-	3,0	-
40	20,0	-	16,0	-	12,0	-	8,0	-	4,0	-
50	25,0	0,006391	20,0	0,005473	15,0	0,004416	10,0	0,003174	5,0	0,001709
60	30,0	0,012606	24,0	0,012134	18,0	0,011590	12,0	0,010952	6,0	0,010198
70	35,0	0,017045	28,0	0,016891	21,0	0,016715	14,0	0,016507	7,0	0,016262
80	40,0	0,020374	32,0	0,020459	24,0	0,020558	16,0	0,020674	8,0	0,020810
90	45,0	0,022963	36,0	0,023235	27,0	0,023547	18,0	0,023914	9,0	0,024348
100	50,0	0,025035	40,0	0,025455	30,0	0,025939	20,0	0,026507	10,0	0,027177

Cuadro N. 48

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	0,048163
20	0,033527
30	0,028649
40	0,026209
50	0,024746
60	0,023770
70	0,023073
80	0,022550
90	0,022144
100	0,021818

Cuadro N. 49

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	-
20	-
30	-
40	-
50	-
60	-
70	0,004791
80	0,008987
90	0,012250
100	0,014861

Cuadro N. 50

%Demanda Contratada en H.S.	50%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	40%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	30%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	20%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	10%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh
%	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD
10	5,0	0,034887	4,0	0,036752	3,0	0,038910	2,0	0,041460	1,0	0,044491
20	10,0	0,025318	8,0	0,026472	6,0	0,027806	4,0	0,029383	2,0	0,031256
30	15,0	0,022129	12,0	0,023045	9,0	0,024104	6,0	0,025357	3,0	0,026845
40	20,0	0,020534	16,0	0,021331	12,0	0,022254	8,0	0,023344	4,0	0,024639
50	25,0	0,019577	20,0	0,020303	15,0	0,021143	10,0	0,022136	5,0	0,023316
60	30,0	0,018939	24,0	0,019618	18,0	0,020403	12,0	0,021331	6,0	0,022434
70	35,0	0,018484	28,0	0,019128	21,0	0,019874	14,0	0,020756	7,0	0,021803
80	40,0	0,018142	32,0	0,018761	24,0	0,019478	16,0	0,020325	8,0	0,021331
90	45,0	0,017876	36,0	0,018476	27,0	0,019169	18,0	0,019989	9,0	0,020963
100	50,0	0,017664	40,0	0,018247	30,0	0,018923	20,0	0,019721	10,0	0,020669

Cuadro N. 51

%Demanda Contratada en H.S.	50%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	40%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	30%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	20%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	10%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh
%	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD
10	5,0	-	4,0	-	3,0	-	2,0	-	1,0	-
20	10,0	-	8,0	-	6,0	-	4,0	-	2,0	-
30	15,0	-	12,0	-	9,0	-	6,0	-	3,0	-
40	20,0	-	16,0	-	12,0	-	8,0	-	4,0	-
50	25,0	-	20,0	-	15,0	-	10,0	-	5,0	-
60	30,0	0,0051180	24,0	0,0042861	18,0	0,0033235	12,0	0,0021859	6,0	0,0008341
70	35,0	0,008776	28,0	0,008216	21,0	0,007568	14,0	0,006803	7,0	0,005893
80	40,0	0,011519	32,0	0,011163	24,0	0,010752	16,0	0,010265	8,0	0,009687
90	45,0	0,013653	36,0	0,013456	27,0	0,013228	18,0	0,012958	9,0	0,012638
100	50,0	0,015360	40,0	0,015290	30,0	0,015209	20,0	0,015113	10,0	0,014999

Cuadro N. 52

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	0,211031
20	0,117059
30	0,085735
40	0,070073
50	0,060676
60	0,054411
70	0,049936
80	0,046580
90	0,043970
100	0,041882

Cuadro N. 53

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	-
20	-
30	-
40	-
50	-
60	-
70	-
80	0,005115
90	0,011571
100	0,016735

Cuadro N. 54

%Demanda Contratada en H.S.	50%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	40%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	30%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	20%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	10%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh
%	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD
10	5,0	0,141388	4,0	0,151186	3,0	0,162517	2,0	0,175900	1,0	0,191791
20	10,0	0,079846	8,0	0,085081	6,0	0,091136	4,0	0,098287	2,0	0,106778
30	15,0	0,059332	12,0	0,063046	9,0	0,067342	6,0	0,072416	3,0	0,078441
40	20,0	0,049074	16,0	0,052029	12,0	0,055445	8,0	0,059480	4,0	0,064272
50	25,0	0,042920	20,0	0,045418	15,0	0,048307	10,0	0,051719	5,0	0,055771
60	30,0	0,038817	24,0	0,041011	18,0	0,043548	12,0	0,046545	6,0	0,050103
70	35,0	0,035887	28,0	0,037863	21,0	0,040149	14,0	0,042849	7,0	0,046055
80	40,0	0,033689	32,0	0,035503	24,0	0,037600	16,0	0,040077	8,0	0,043019
90	45,0	0,031979	36,0	0,033666	27,0	0,035617	18,0	0,037921	9,0	0,040657
100	50,0	0,030612	40,0	0,032197	30,0	0,034031	20,0	0,036196	10,0	0,038768

Cuadro N. 55

%Demanda Contratada en H.S.	50%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	40%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	30%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	20%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	10%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh
%	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD
10	5,0	-	4,0	-	10	3,0	-	2,0	-	1,0
20	10,0	-	8,0	-	20	6,0	-	4,0	-	2,0
30	15,0	-	12,0	-	30	9,0	-	6,0	-	3,0
40	20,0	-	16,0	-	40	12,0	-	8,0	-	4,0
50	25,0	-	20,0	-	50	15,0	-	10,0	-	5,0
60	30,0	-	24,0	-	60	18,0	-	12,0	-	6,0
70	35,0	0,004370	28,0	0,003307	70	21,0	0,002078	14,0	0,000626	7,0
80	40,0	0,009806	32,0	0,009146	80	24,0	0,008383	16,0	0,007481	8,0
90	45,0	0,014034	36,0	0,013688	90	27,0	0,013287	18,0	0,012813	9,0
100	50,0	0,017417	40,0	0,017321	100	30,0	0,017210	20,0	0,017079	10,0

Cuadro N. 56

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	0,369148
20	0,196118
30	0,138441
40	0,109602
50	0,092299
60	0,080764
70	0,072524
80	0,066345
90	0,061538
100	0,057693

Cuadro N. 57

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	-
20	-
30	-
40	-
50	0,003799
60	0,013702
70	0,020776
80	0,026081
90	0,030207
100	0,033509

Cuadro N. 58

%Demanda Contratada en H.S.	50%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	40%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	30%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	20%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	10%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh
%	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD
10	5,0	0,245411	4,0	0,262850	10	3,0	0,283003	2,0	0,306791	1,0
20	10,0	0,131866	8,0	0,140922	20	6,0	0,151386	4,0	0,163738	2,0
30	15,0	0,094018	12,0	0,100279	30	9,0	0,107514	6,0	0,116054	3,0
40	20,0	0,075094	16,0	0,079957	40	12,0	0,085578	8,0	0,092212	4,0
50	25,0	0,063739	20,0	0,067764	50	15,0	0,072416	10,0	0,077907	5,0
60	30,0	0,056170	24,0	0,059636	60	18,0	0,063642	12,0	0,068370	6,0
70	35,0	0,050763	28,0	0,053830	70	21,0	0,057374	14,0	0,061558	7,0
80	40,0	0,046708	32,0	0,049475	80	24,0	0,052674	16,0	0,056449	8,0
90	45,0	0,043554	36,0	0,046088	90	27,0	0,049018	18,0	0,052475	9,0
100	50,0	0,041030	40,0	0,043379	100	30,0	0,046093	20,0	0,049296	10,0

Cuadro N. 59

%Demanda Contratada en H.S.	50%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	40%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	30%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	20%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	10%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh
%	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD
10	5,0	-	4,0	-	3,0	-	2,0	-	1,0	-
20	10,0	-	8,0	-	6,0	-	4,0	-	2,0	-
30	15,0	-	12,0	-	9,0	-	6,0	-	3,0	-
40	20,0	-	16,0	-	12,0	-	8,0	-	4,0	-
50	25,0	0,008925	20,0	0,008203	15,0	0,007368	10,0	0,006382	5,0	0,005213
60	30,0	0,0154237	24,0	0,0151810	18,0	0,014901	12,0	0,014570	6,0	0,0141770
70	35,0	0,020066	28,0	0,020166	21,0	0,020281	14,0	0,020418	7,0	0,020580
80	40,0	0,023547	32,0	0,023904	24,0	0,024317	16,0	0,024804	8,0	0,025382
90	45,0	0,026255	36,0	0,026812	27,0	0,027456	18,0	0,028215	9,0	0,029117
100	50,0	0,0284210	40,0	0,0291380	30,0	0,029967	20,0	0,030945	10,0	0,0321050

Cuadro N. 60

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	0,049289
20	0,034337
30	0,029353
40	0,026861
50	0,025366
60	0,024369
70	0,023657
80	0,023123
90	0,022708
100	0,022376

Cuadro N. 61

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	-
20	-
30	-
40	-
50	-
60	-
70	0,005070
80	0,009357
90	0,012691
100	0,015358

Cuadro N. 62

%Demanda Contratada en H.S.	50%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	40%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	30%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	20%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	10%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh
%	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD
10	5,0	0,035732	4,0	0,037638	3,0	0,039842	2,0	0,042447	1,0	0,045541
20	10,0	0,025948	8,0	0,027127	6,0	0,028491	4,0	0,030103	2,0	0,032018
30	15,0	0,022686	12,0	0,023624	9,0	0,024708	6,0	0,025989	3,0	0,027510
40	20,0	0,021055	16,0	0,021872	12,0	0,022816	8,0	0,023931	4,0	0,025256
50	25,0	0,020077	20,0	0,020821	15,0	0,021681	10,0	0,022697	5,0	0,023904
60	30,0	0,019425	24,0	0,020120	18,0	0,020924	12,0	0,021874	6,0	0,023003
70	35,0	0,018959	28,0	0,019619	21,0	0,020384	14,0	0,021286	7,0	0,022359
80	40,0	0,018609	32,0	0,019244	24,0	0,019978	16,0	0,020845	8,0	0,021876
90	45,0	0,018338	36,0	0,018952	27,0	0,019663	18,0	0,020503	9,0	0,021500
100	50,0	0,018120	40,0	0,018719	30,0	0,019411	20,0	0,020228	10,0	0,021199

Cuadro N. 63

%Demanda Contratada en H.S.	50%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	40%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	30%Demanda de H.S. a ser Contratada an H.LL.	Precio máximo USD/kWh	20%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	10%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh
%	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD
10	5,0	-	4,0	-	3,0	-	2,0	-	1,0	-
20	10,0	-	8,0	-	6,0	-	4,0	-	2,0	-
30	15,0	-	12,0	-	9,0	-	6,0	-	3,0	-
40	20,0	-	16,0	-	12,0	-	8,0	-	4,0	-
50	25,0	0,000116	20,0	-	15,0	-	10,0	-	5,0	-
60	30,0	0,005352	24,0	0,004509	18,0	0,003533	12,0	0,002381	6,0	0,001013
70	35,0	0,009092	28,0	0,008526	21,0	0,007872	14,0	0,007100	7,0	0,006182
80	40,0	0,011897	32,0	0,011540	24,0	0,011127	16,0	0,010639	8,0	0,010059
90	45,0	0,014079	36,0	0,013884	27,0	0,013658	18,0	0,013391	9,0	0,013074
100	50,0	0,015824	40,0	0,015758	30,0	0,015683	20,0	0,015593	10,0	0,015487

Cuadro N. 64

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	0,215689
20	0,119690
30	0,087691
40	0,071691
50	0,062091
60	0,055691
70	0,051120
80	0,047691
90	0,045024
100	0,042891

Cuadro N. 65

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	-
20	-
30	-
40	-
50	-
60	-
70	-
80	0,005516
90	0,012111
100	0,017387

Cuadro N. 66

%Demanda Contratada en H.S.	50%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	40%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	30%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	20%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	10%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh
%	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD
10	5,0	0,144644	4,0	0,154647	3,0	0,166212	2,0	0,179867	1,0	0,196075
20	5,0	0,081715	8,0	0,087062	6,0	0,093244	4,0	0,100543	2,0	0,109206
30	15,0	0,060739	12,0	0,064534	9,0	0,068921	6,0	0,074101	3,0	0,080250
40	20,0	0,050251	16,0	0,053270	12,0	0,056760	8,0	0,060880	4,0	0,065772
50	25,0	0,043958	20,0	0,046511	15,0	0,049463	10,0	0,052948	5,0	0,057085
60	30,0	0,039763	24,0	0,042006	18,0	0,044698	12,0	0,047660	6,0	0,051293
70	35,0	0,036766	28,0	0,038787	21,0	0,041124	14,0	0,043882	7,0	0,047157
80	40,0	0,034519	32,0	0,036374	24,0	0,038518	16,0	0,041049	8,0	0,044054
90	45,0	0,032771	36,0	0,034496	27,0	0,036491	18,0	0,038846	9,0	0,041641
100	50,0	0,031372	40,0	0,032994	30,0	0,034869	20,0	0,037083	10,0	0,039711

Cuadro N. 67

%Demanda Contratada en H.S.	50%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	40%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	30%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	20%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	10%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh
%	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD
10	5,0	-	4,0	-	3,0	-	2,0	-	1,0	-
20	5,0	-	8,0	-	6,0	-	4,0	-	2,0	-
30	15,0	-	12,0	-	9,0	-	6,0	-	3,0	-
40	20,0	-	16,0	-	12,0	-	8,0	-	4,0	-
50	25,0	-	20,0	-	15,0	-	10,0	-	5,0	-
60	30,0	-	24,0	-	18,0	-	12,0	-	6,0	-
70	35,0	0,004663	28,0	0,003589	21,0	0,002347	14,0	0,000881	7,0	-
80	40,0	0,010221	32,0	0,009558	24,0	0,008792	16,0	0,007888	8,0	0,006815
90	45,0	0,014544	36,0	0,014202	27,0	0,013805	18,0	0,013338	9,0	0,012783
100	50,0	0,018003	40,0	0,017916	30,0	0,017816	20,0	0,017697	10,0	0,017557

Cuadro N. 68

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	0,377217
20	0,200454
30	0,141533
40	0,112073
50	0,094396
60	0,082612
70	0,074195
80	0,067882
90	0,062972
100	0,059044

Cuadro N. 69

% Demanda a Contratar	Precio máximo del kWh
10	-
20	-
30	-
40	-
50	0,004171
60	0,014288
70	0,021514
80	0,026934
90	0,031150
100	0,034522

Cuadro N. 70

%Demanda Contratada en H.S.	50%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	40%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	30%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	20%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	10%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh
%	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD
10	5,0	0,251009	4,0	0,268810	3,0	0,2893764	2,0	0,3136435	1,0	0,3424229
20	10,0	0,134907	8,0	0,144152	6,0	0,1548336	4,0	0,1674368	2,0	0,1823836
30	15,0	0,096207	12,0	0,102600	9,0	0,1099860	6,0	0,1187013	3,0	0,1290371
40	20,0	0,076856	16,0	0,081823	12,0	0,0875621	8,0	0,0943335	4,0	0,1023639
50	25,0	0,065246	20,0	0,069358	15,0	0,0741079	10,0	0,0797128	5,0	0,0863600
60	30,0	0,057506	24,0	0,061047	18,0	0,0651383	12,0	0,0699657	6,0	0,0756907
70	35,0	0,051977	28,0	0,055111	21,0	0,0587315	14,0	0,0630035	7,0	0,0680698
80	40,0	0,047831	32,0	0,050659	24,0	0,0539264	16,0	0,0577818	8,0	0,0623541
90	45,0	0,044606	36,0	0,047196	27,0	0,0501891	18,0	0,0537205	9,0	0,0579086
100	50,0	0,042026	40,0	0,044426	30,0	0,0471993	20,0	0,0504715	10,0	0,0543521

Cuadro N. 71

%Demanda Contratada en H.S.	50%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	40%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	30%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	20%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh	10%Demanda de H.S. a ser Contratada en H.LL.	Precio máximo USD/kWh
%	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD	%	USD
10	5,0	-	4,0	-	3,0	-	2,0	-	1,0	-
20	10,0	-	8,0	-	6,0	-	4,0	-	2,0	-
30	15,0	-	12,0	-	9,0	-	6,0	-	3,0	-
40	20,0	-	16,0	-	12,0	-	8,0	-	4,0	-
50	25,0	0,009320	20,0	0,008594	15,0	0,007755	10,0	0,006765	5,0	0,005591
60	30,0	0,015965	24,0	0,015729	18,0	0,015455	12,0	0,015133	6,0	0,014750
70	35,0	0,020712	28,0	0,020825	21,0	0,020956	14,0	0,021110	7,0	0,021293
80	40,0	0,024271	32,0	0,024647	24,0	0,025081	16,0	0,025593	8,0	0,026200
90	45,0	0,027040	36,0	0,027620	27,0	0,028289	18,0	0,029080	9,0	0,030017
100	50,0	0,029255	40,0	0,029998	30,0	0,030856	20,0	0,031869	10,0	0,033070

Cuadro N. 72

ANEXO 57

Gráfico N.1
Precio del kWh a pagar a los Agentes Generadores con Precios Congelados de Combustibles.
Año 2000

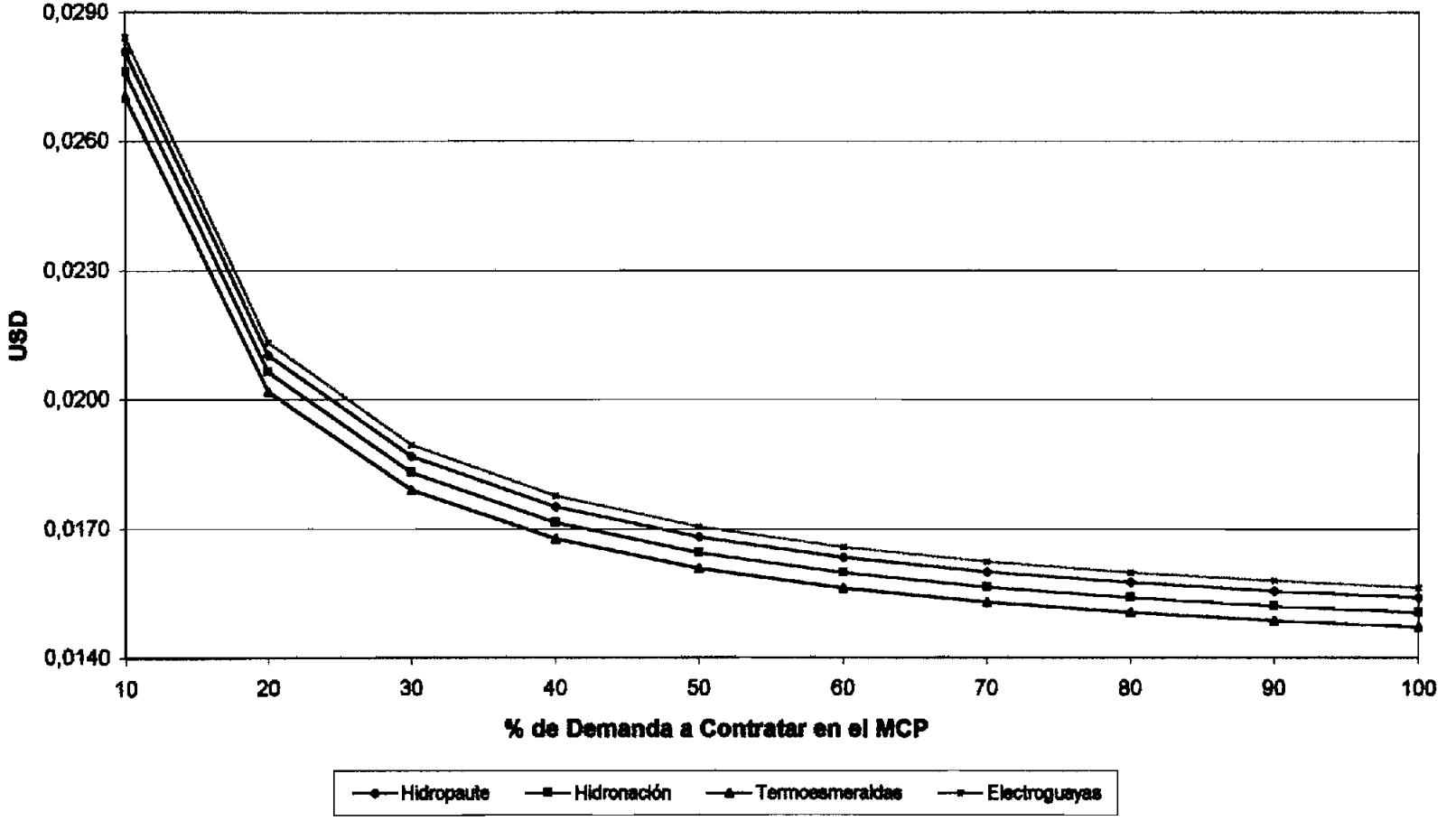


Gráfico N.2

Precio del kWh a pagar a los Agentes Generadores con Precios Congelados de Combustibles.

Año 2001

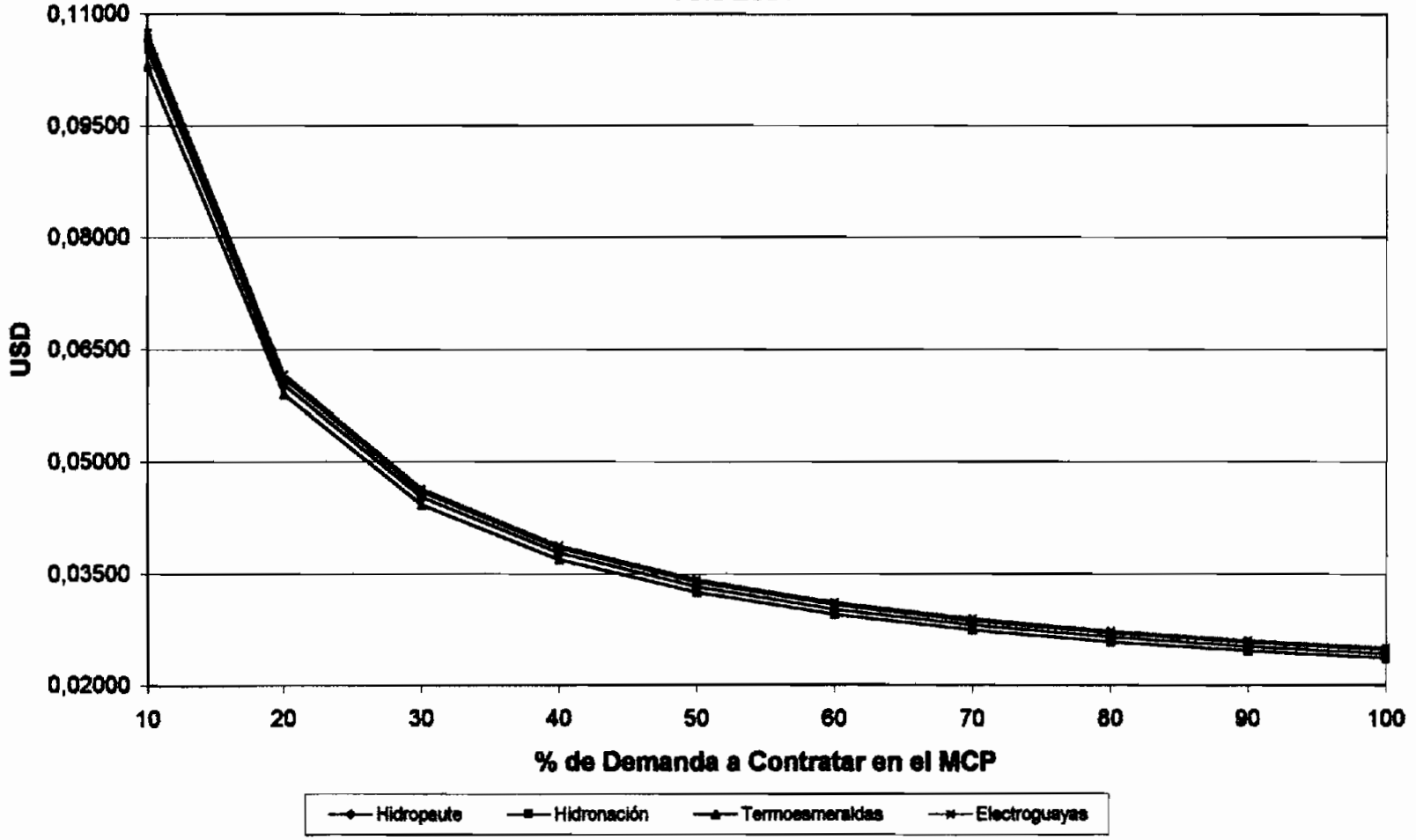


Gráfico N.3

Precio del kWh a pagar a los Agentes Generadores con Precios Congelados de Combustibles.

Año 2002

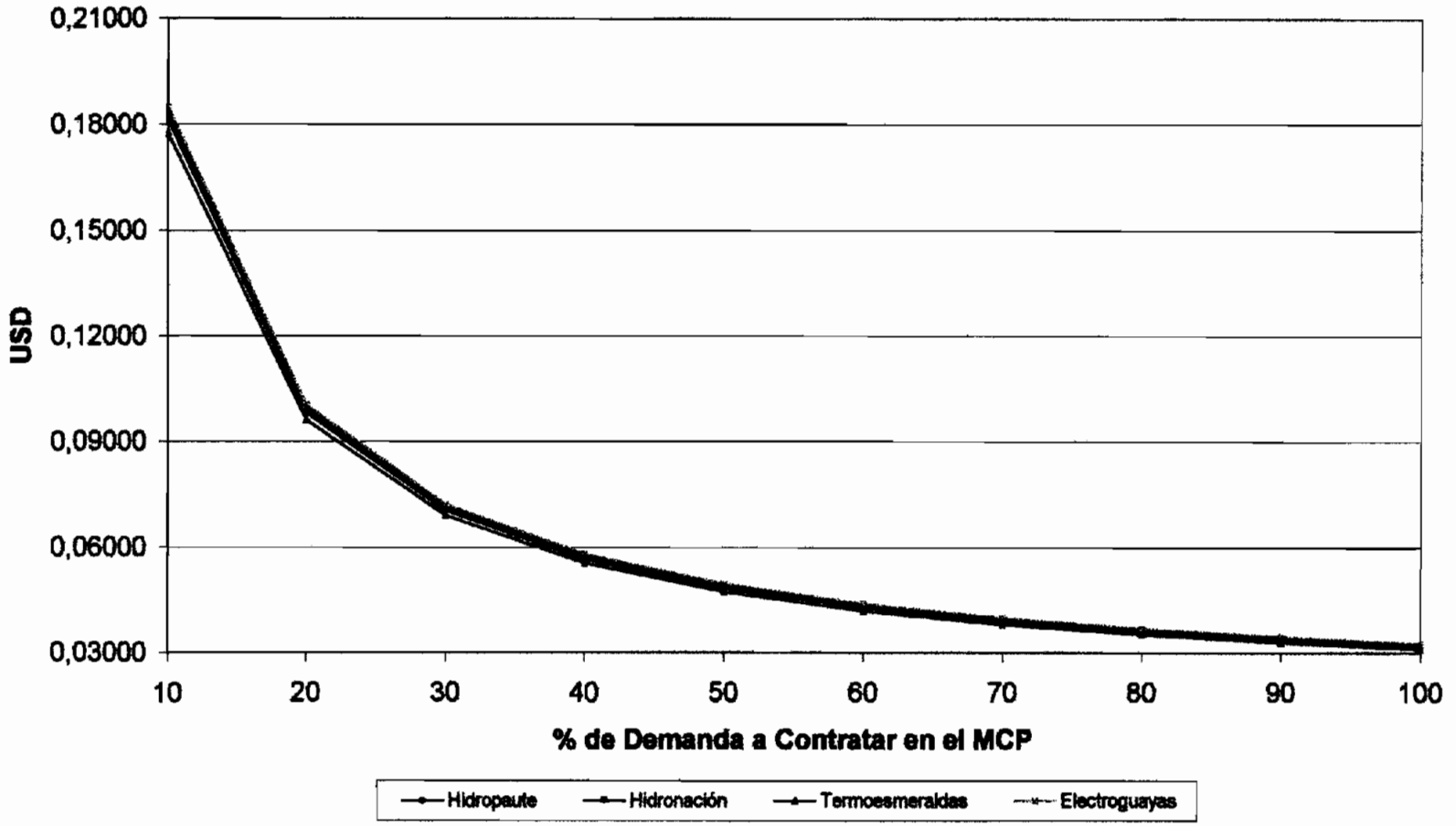


Gráfico N.4

Precio del kWh a pagar a los Agentes Generadores con Precios Internacionales de Combustibles.

Año 2000

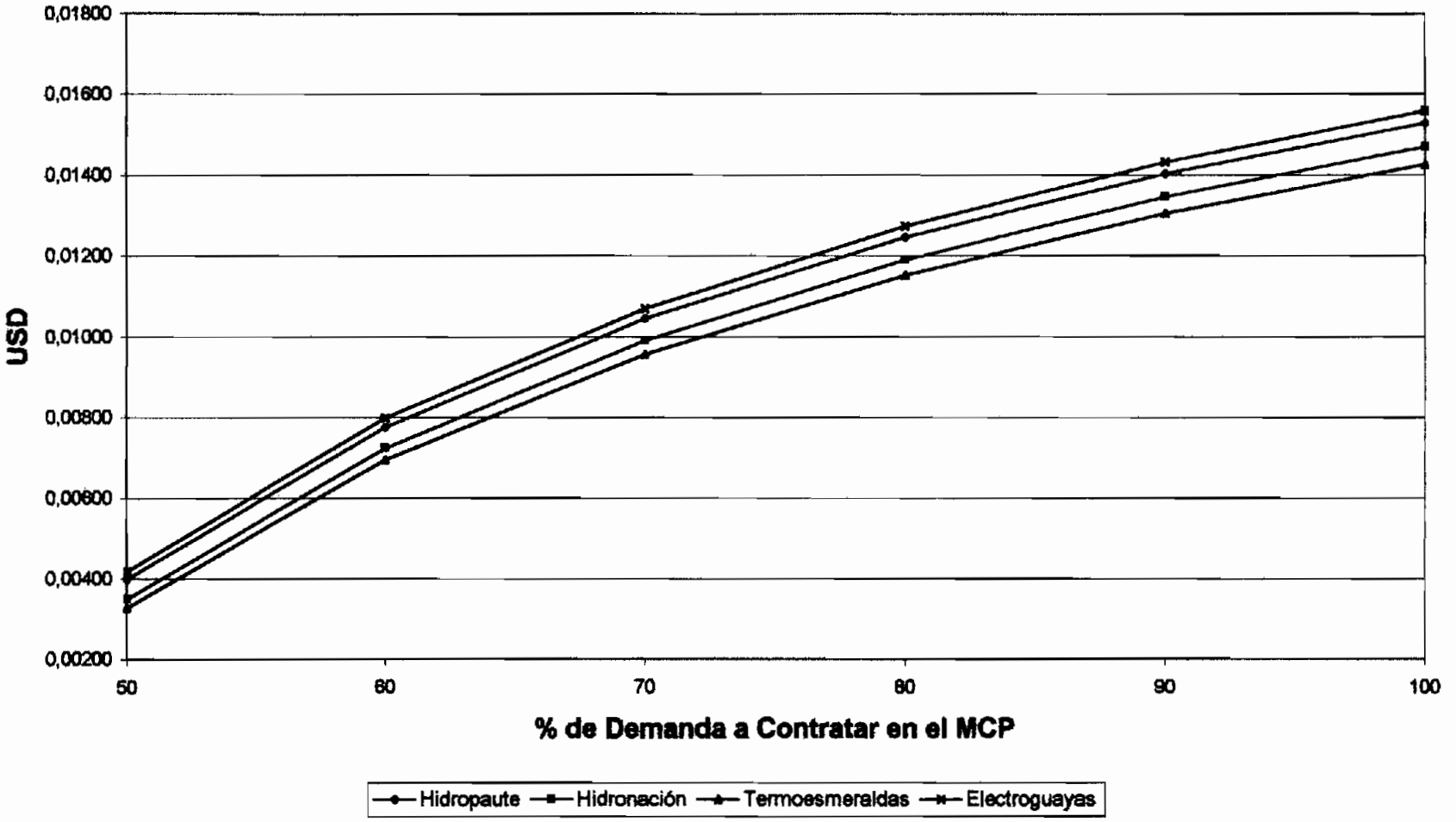


Gráfico N.5

Precio del kWh a pagar a los Agentes Generadores con Precios Internacionales de Combustibles.

Año 2001

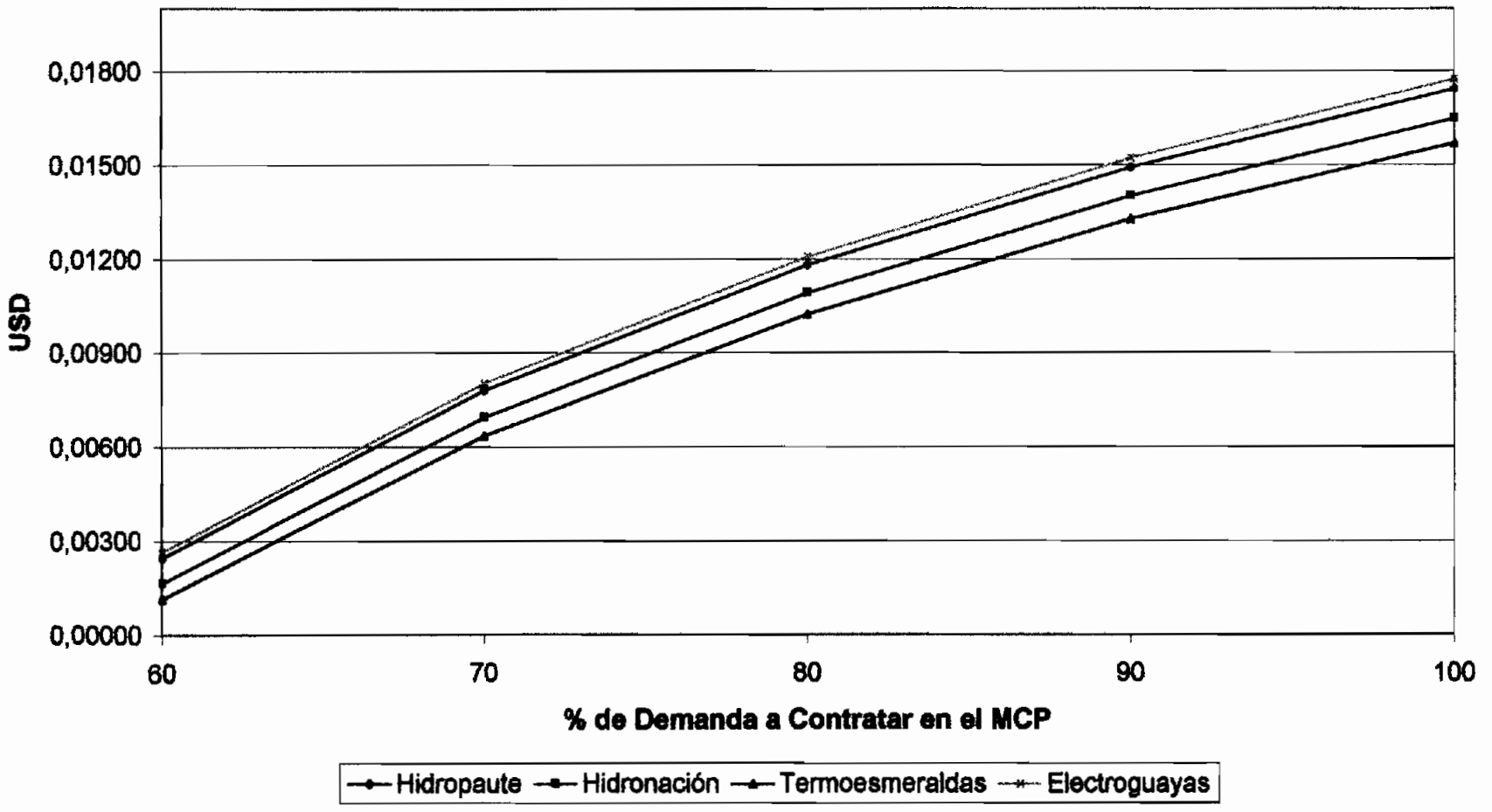
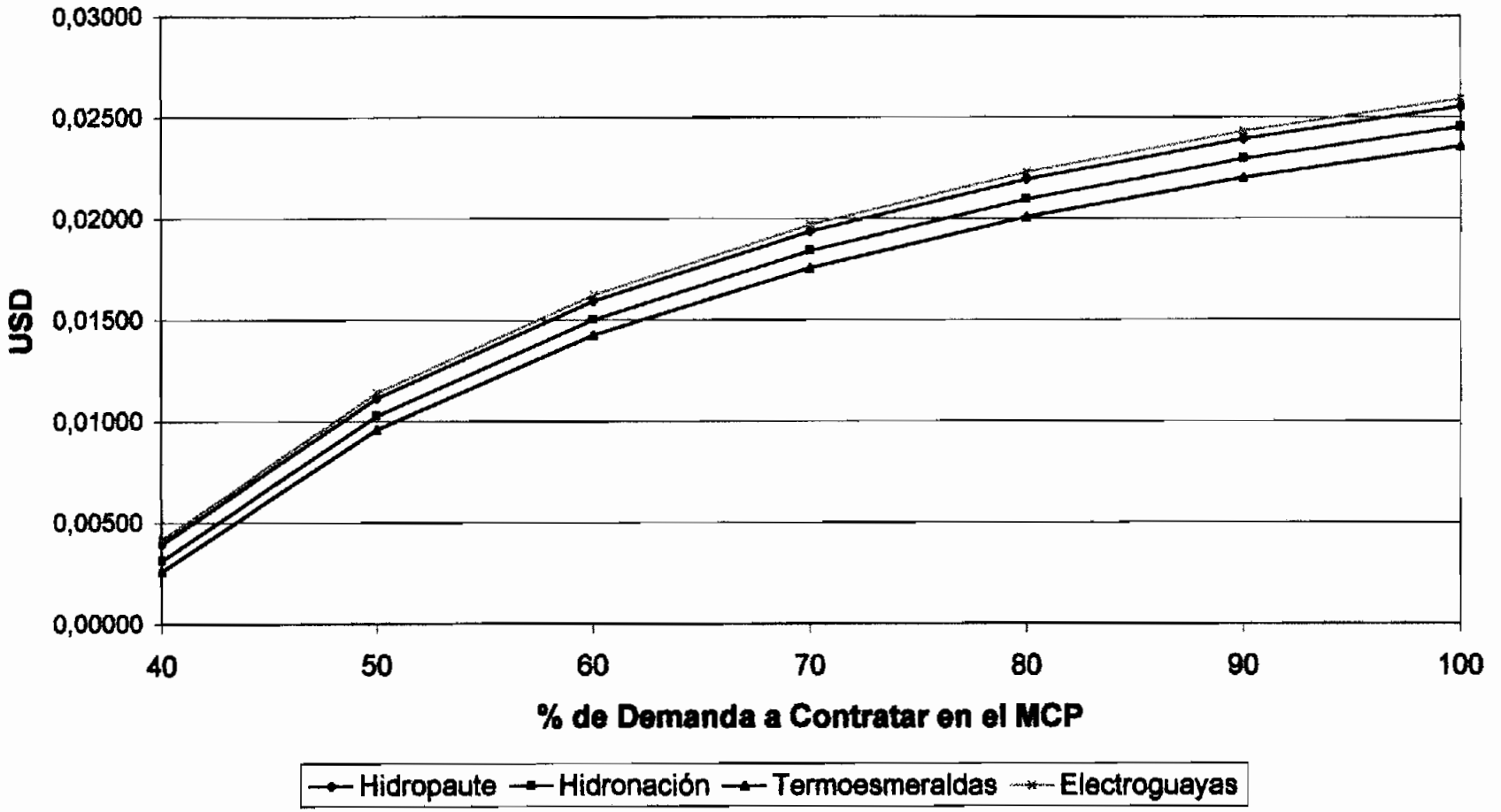


Gráfico N.6

Precio del kWh a pagar a los Agentes Generadores con Precios Internacionales de Combustibles.
Año 2002



ANEXO 58

Gráfico N.1
Precio del kWh a pagar en la Barra de Mercado. Precios Congelados de Combustibles

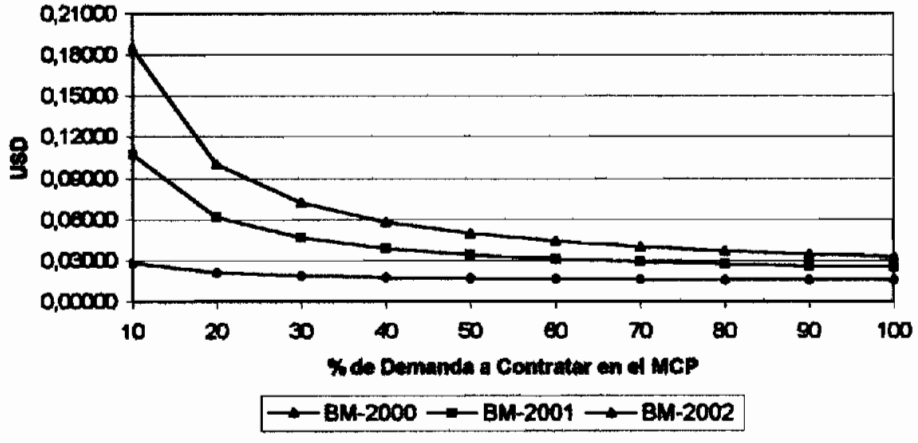
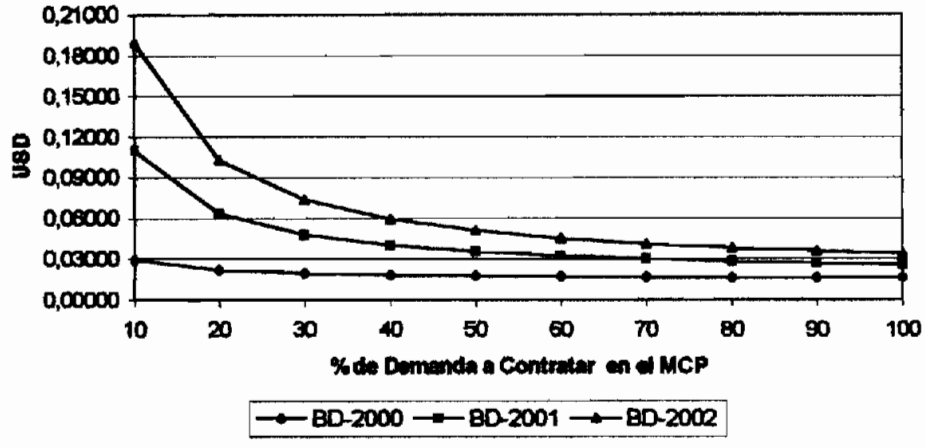


Gráfico N.2
Precio del kWh a pagar en la Barra del Distribuidor. Precios Congelados de Combustibles



ANEXO 59

Gráfico N.1
Precio del kWh a pagar en la Barra de Mercado. Precios Internacionales de Combustibles

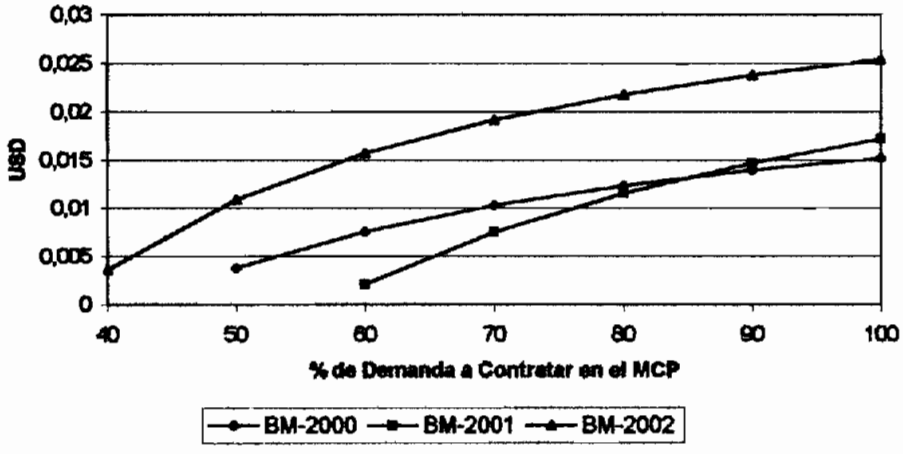
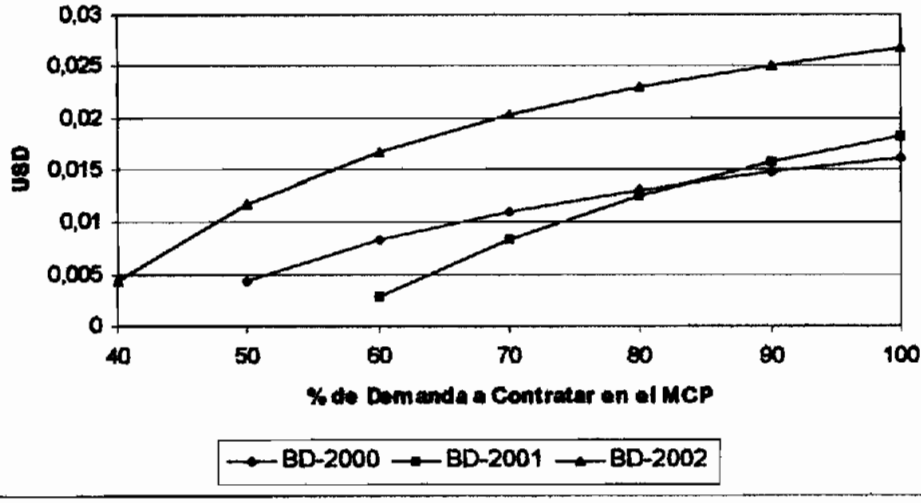


Gráfico N.2
Precio del kWh a pagar en la Barra del Distribuidor. Precios Internacionales de Combustibles.



ANEXO 60

Gráfico N.1

Comparación del Precio del kWh en las 3 Barras de Estudio, Precios Congelados de Combustible

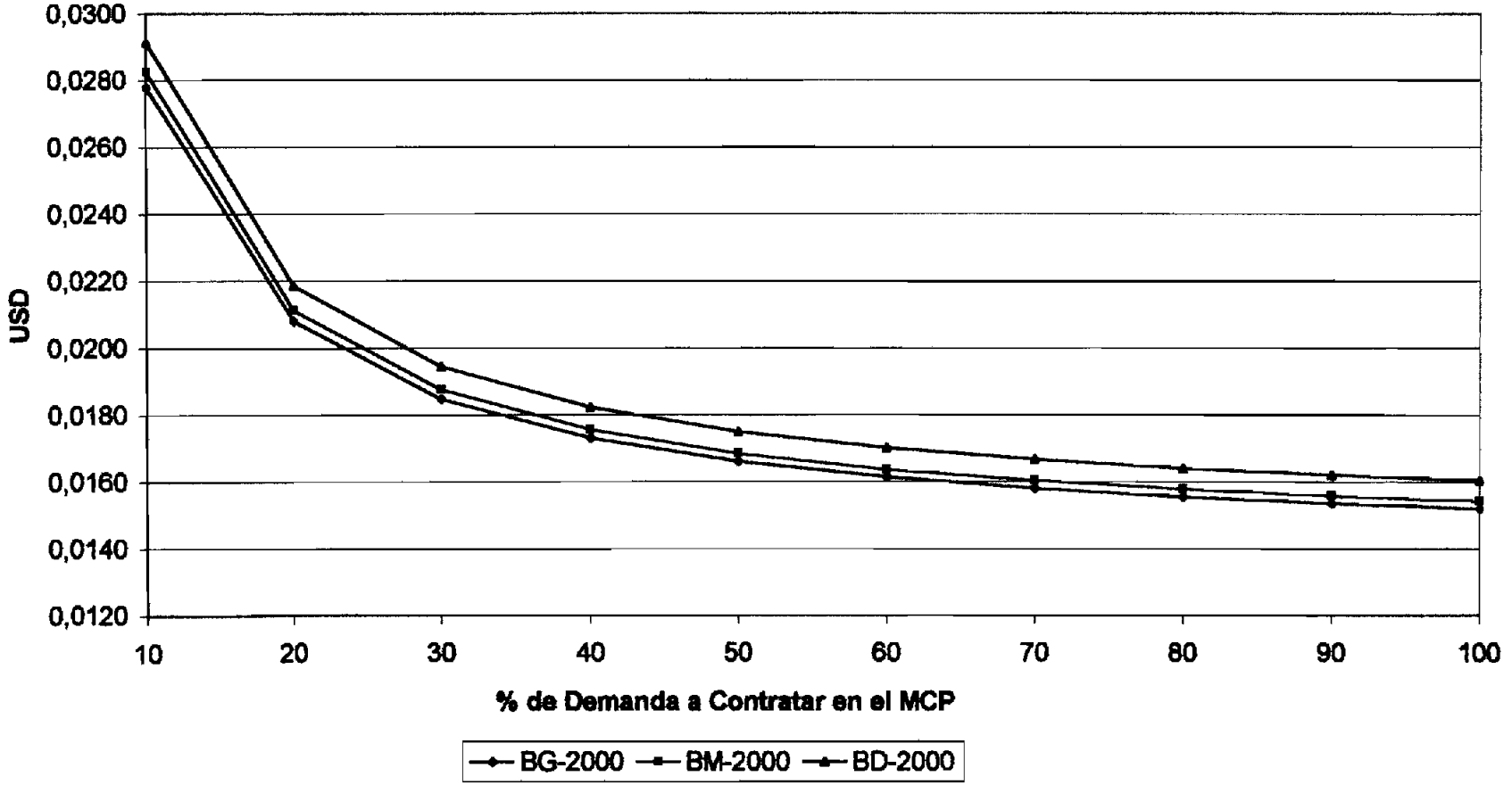


Gráfico N.2

Comparación del Precio del kWh en las 3 Barras de Estudio, Precios Congelados de Combustible

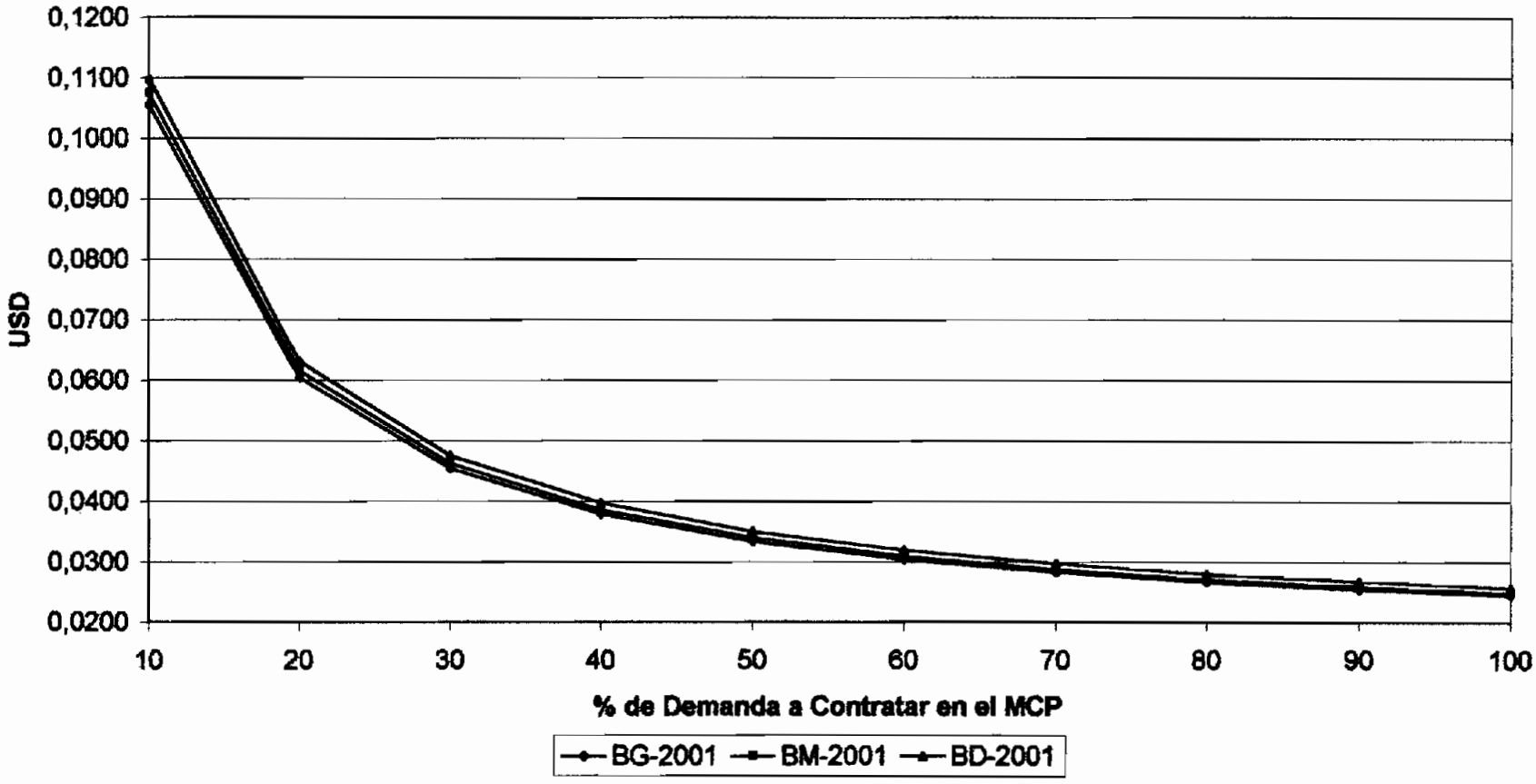


Gráfico N.3

Comparación del Precio del kWh en las 3 Barras de Estudio, Precios Congelados de Combustible

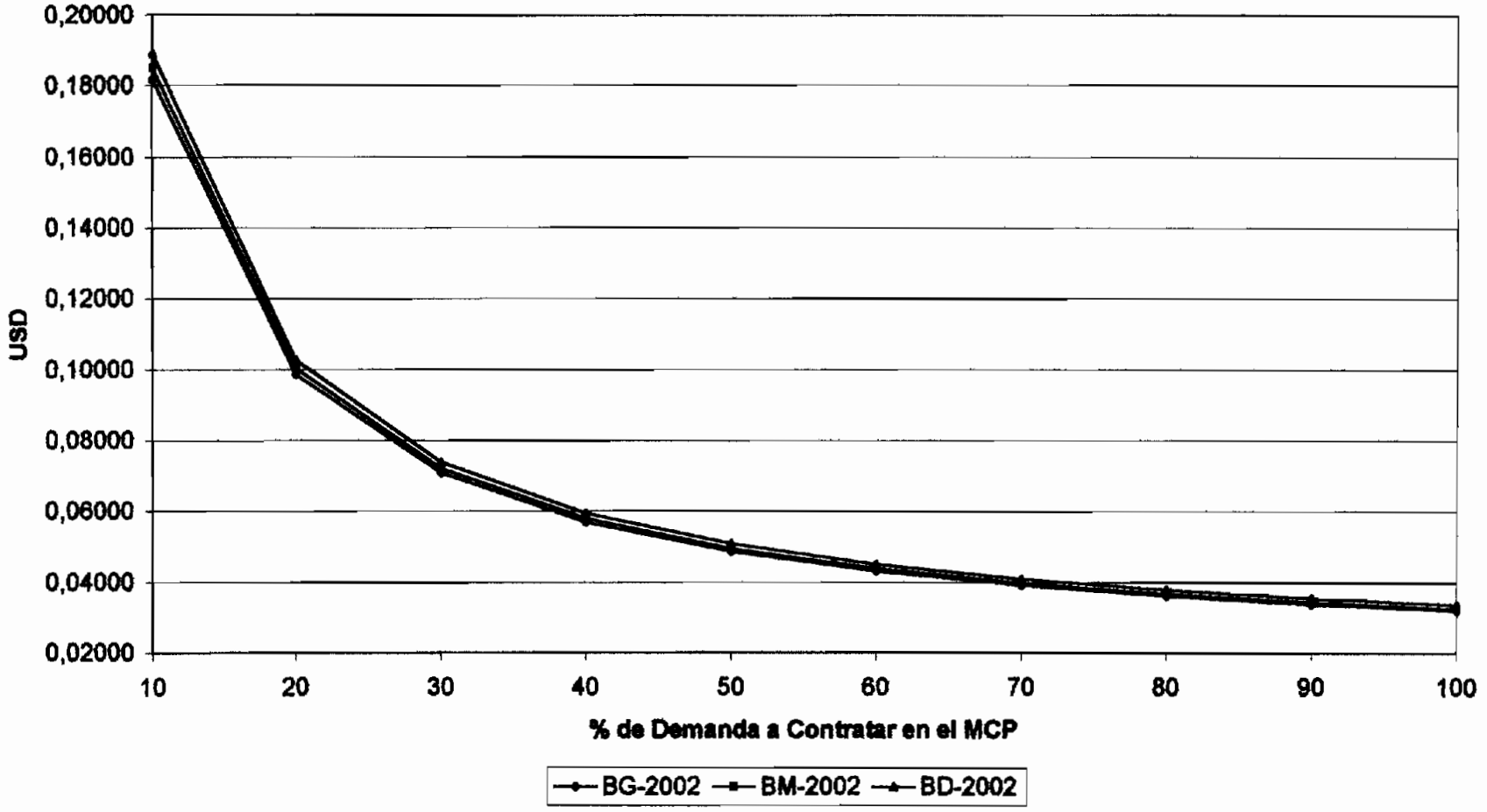


Gráfico N.4

Comparación del Precio del kWh en las 3 Barras de Estudio, Precios Internacionales de Combustible

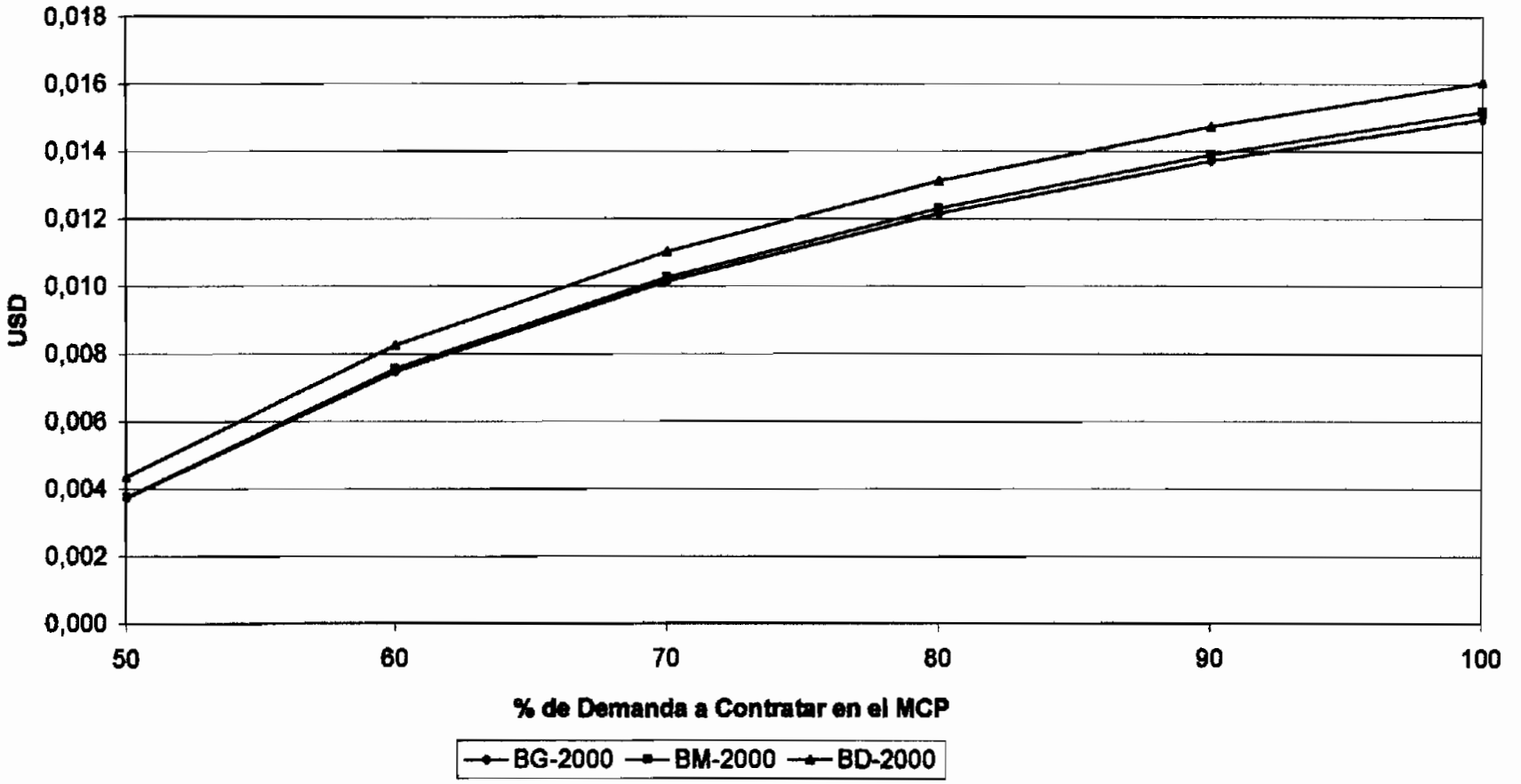


Gráfico N.5

Comparación del Precio del kWh en las 3 Barras de Estudio, Precios internacionales de Combustible

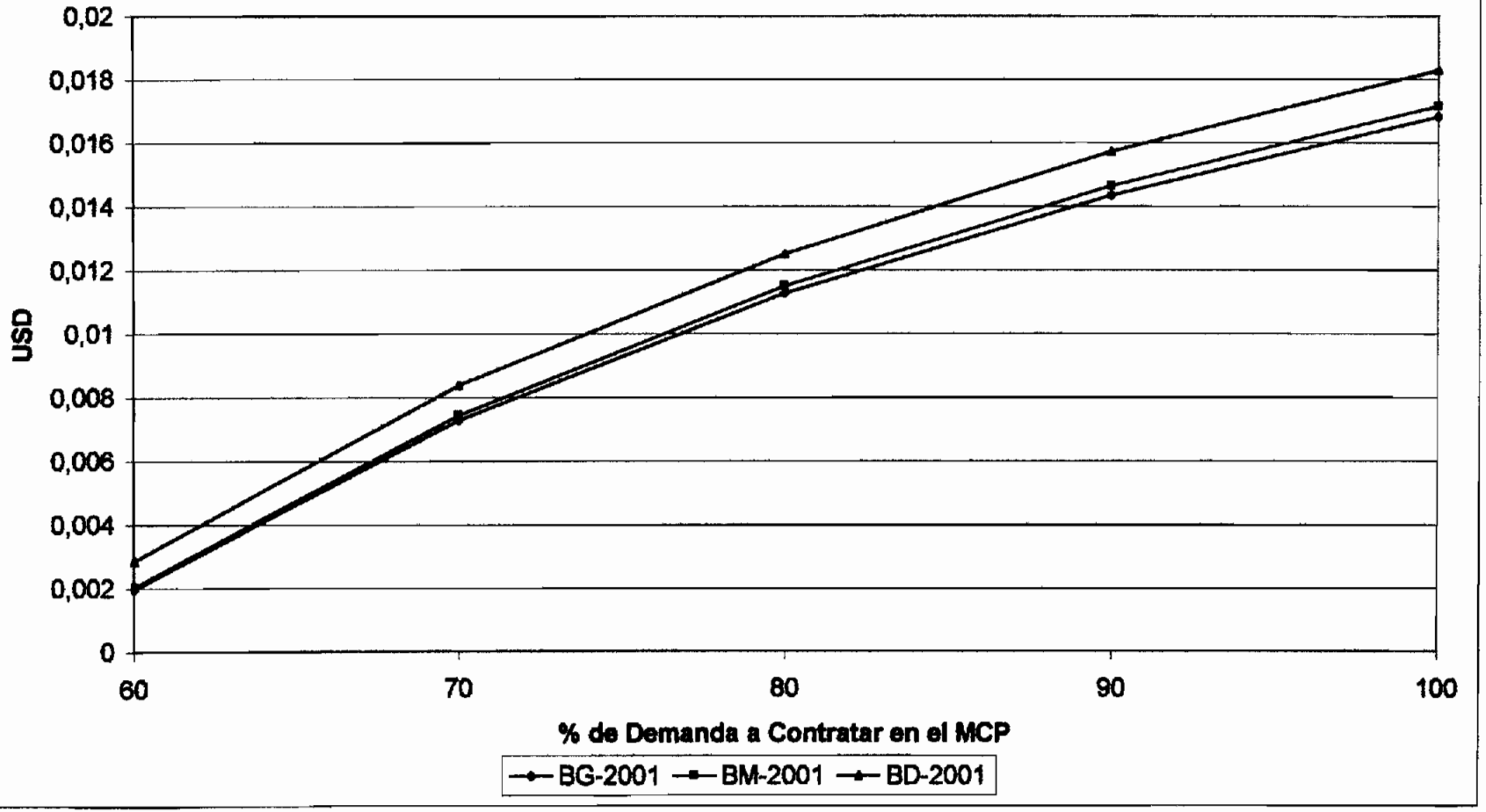
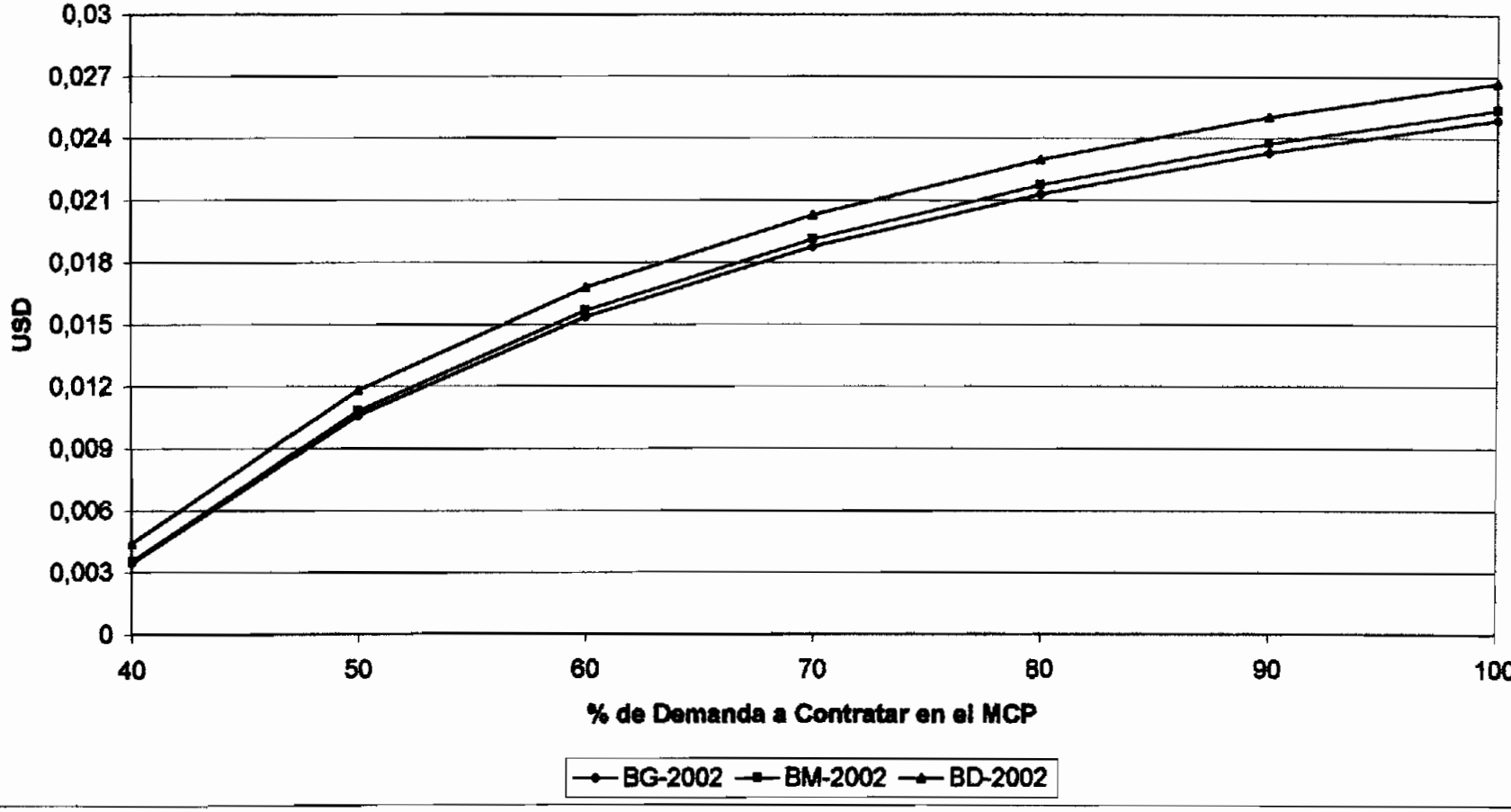


Gráfico N.6

Comparación del Precio del kWh en las 3 Barras de Estudio, Precios Internacionales de Combustible



ANEXO 61

Gráfico N.1
Promedio del Precio del kWh entre los datos obtenidos a Precios Congelados y a Precios Internacionales de Combustibles para la Barra del Generador

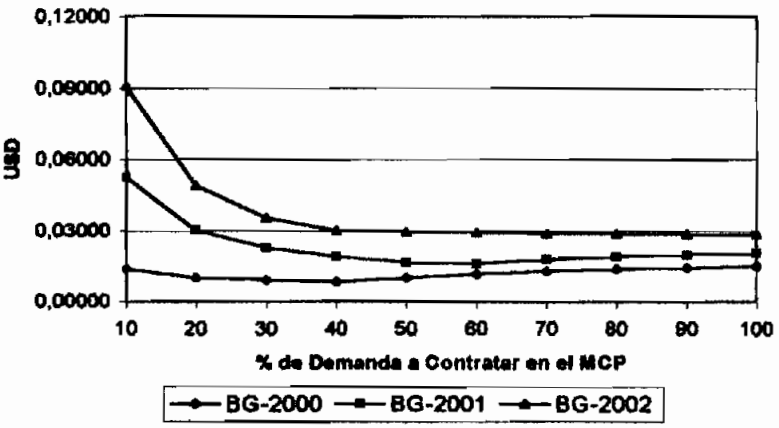


Gráfico N.2
Promedio del Precio del kWh entre los datos obtenidos a Precios Congelados y a Precios Internacionales de Combustibles para la Barra de Mercado

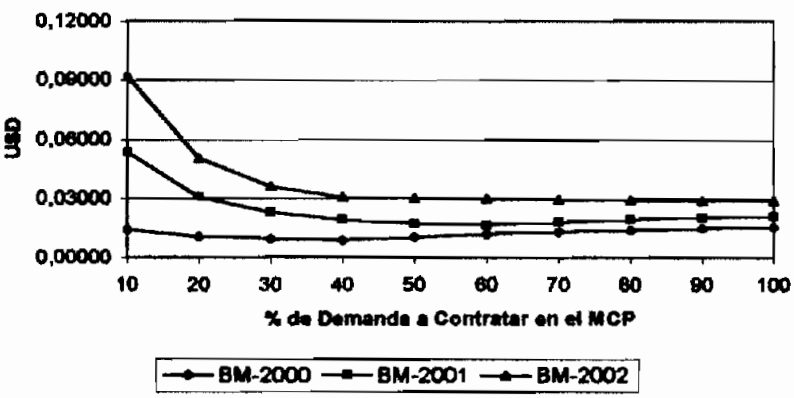
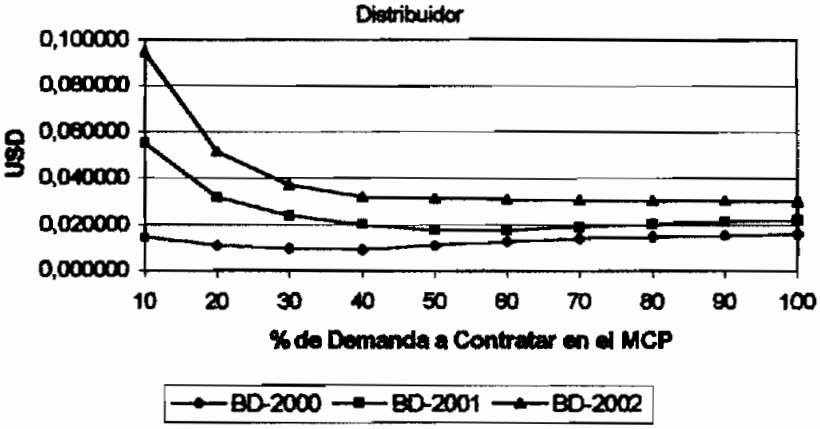


Gráfico N.3
Promedio del Precio del kWh entre los datos obtenidos a Precios Congelados y a Precios Internacionales de Combustibles para la Barra del Distribuidor



APENDICE 1

CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA

DIRECCION DE PLANEAMIENTO

cenace

PROGRAMA DE OPERACIÓN DEL MEM OCTUBRE/1999-SEPTIEMBRE/2000

Cuadro No. 2-4

CAUDALES AFLUENTES MEDIOS MENSUALES - EMBALSE AGOYAN

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MEDIA
1963						122.4	95.7	100.3	76.9	68.7	85.0	123.5	96.1
1964	69.6	56.1	98.4	111.3	137.7	209.6	138.1	181.0	241.8	98.9	80.8	56.0	123.3
1965	60.0	61.1	72.8	96.8	163.9	250.3	193.4	141.6	131.1	104.8	154.8	87.9	126.5
1966	118 8	107.1	175.2	152.6	105.4	103.7	155.2	142.1	113.7	87.6	58.5	87.5	117.3
1967	151.9	90.2	81.3	74.6	84.7	188.9	238.2	200.8	113.1	134.0	88.8	63.8	125.9
1968	107.5	67.8	104.4	95.2	65.4	115.4	241.0	128.3	104.3	127.9	70.6	38.6	105.5
1969	47.1	63.7	78.4	143.7	108.6	167.9	154.8	184.5	144.4	84.2	105.1	123.5	117.2
1970	163.7	187.9	164.6	172.3	205.9	280.6	148.8	168.5	158.8	92.7	110.1	89.8	162.0
1971	76.8	76.1	138.4	138.3	108.6	177.8	193.7	184.0	158.4	133.5	90.8	77.7	129.3
1972	126.3	108.9	92.4	137.7	135.7	211.5	290.5	132.5	149.3	90.0	103.4	101.0	139.9
1973	123.1	120.7	110.2	138 8	155.2	133.2	174.5	181.2	156.8	99.3	68.2	46.5	125.6
1974	52.3	99.5	100.2	85.9	177.8	160.9	255.9	168.8	147.4	162.4	128.8	142.9	140.2
1975	155.1	137.1	154.6	129.5	145.2	316 2	254.2	249.9	156.6	154.8	131.9	80.6	172.1
1976	146.8	112.2	99.2	156.1	260.9	338.6	332 3	228.7	139.2	88.1	120.5	90.3	176.1
1977	65.0	134.1	160.6	166.7	118.2	175 8	164.2	132.4	141.3	116.5	71.9	82.6	127.4
1978	73 3	110.6	137.1	182.0	146.0	201.6	173.8	167.2	124.8	123.5	64.2	64.0	130.7
1979	50.5	41.7	75 4	102 0	115 5	126 8	108.4	109.7	88.4	75.1	55.6	69.2	84.9
1980	66.2	71 9	102.1	142.8	121.3	168.3	150.0	117.4	114.4	119.2	87.0	66.6	110.6
1981	48.2	77.3	96 7	93.2	81.4	99.5	153.8	75.9	84.1	64.1	64.3	68.1	83 9
1982	64.5	55.1	58.4	102.5	120.8	104.0	139.6	154.7	104.5	99.0	106.4	114.3	102.0
1983	122.7	139.3	164.5	215 8	241.4	117.9	118.0	123.6	137.3	139.5	75.5	85.4	140.1
1984	70.7	119 3	112.9	149.8	147.2	198.0	186.1	133.0	139.6	109.2	82.4	88.0	128.0
1985	54.3	68.9	79.8	68.8	144.5	177.4	170.4	147.6	97.5	92.3	64.2	54.0	101.6
1986	60.2	53.6	75.0	111.4	102.3	139.3	210.6	113.7	128.3	102.1	97.4	104.5	108.2
1987	83.4	175.7	118.4	167.0	201.4	132.3	134.4	112.8	104.7	109.4	68.1	76.7	123.7
1988	69.2	108.8	113.6	151.9	157.5	112 9	197.9	110.4	85.6	109.5	127.2	74.9	118.3
1989	115.1	101.7	159.6	112.0	222.3	316.5	251.7	111.6	93.6	113.7	76.5	55.2	144.1
1990	80.6	91.7	138.0	121.4	140.2	224.2	149.7	141.0	99.1	105.2	77.6	70.2	119 9
1991	68.1	112.9	93.8	92.7	118.2	140.1	222.3	151.0	93.3	77.7	80.7	64.2	109.6
1992	64.1	64.2	99.5	134.5	86.8	123.1	124.3	115.0	89 4	65.3	58.5	61.5	90.5
1993	58.9	78.6	145.1	163.7	114.5	161.1	184.3	117.7	120.4	89.1	59.1	74.4	113.9
1994	62.5	82.3	104.1	143.1	174.1	240.5	190.0	240.2	160.7	85.7	109.2	109.3	141.8
1995	89.3	64.2	62.2	80.1	102.0	110.1	154.8	70.3	80.5	59.3	90.4	62.0	85.4
1996	55.3	109.0	125.9	108.6	127.6	97.7	189.9	132 2	104.5	74 8	54.3	70.4	104.2
1997	65.2	135.0	109.0	103.9	165.8	89.3	195.4	121.1	85.9	72.4	114.2	109.6	113.9
1998	83.0	93.0	88.0	163.0	136.0	229.0	277.0	141.0	87.0	89.0	96.0	59.0	128.4
1999	79.0	115.0	126.0	266.0	190.0	184.0	163.0	193.0					
MEDIA	84.7	97.0	111.6	132.6	141.1	175.4	189.1	145.4	122.0	100.8	88.1	81.0	122.4
MAXIMO	163.7	187.9	175.2	266 0	260.9	338.6	332.3	249.9	241.8	162.4	154.8	142.9	223.0
MINIMO	47.1	41 7	58.4	68.8	65.4	89 3	108.4	70.3	76.9	59.3	54.3	38.6	64 9
STD	33.4	33.8	31.4	40.7	44.8	67.0	52.2	42.0	33 6	25.4	25.2	23.6	37.8

CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA

DIRECCION DE PLANEAMIENTO

cenace

PROGRAMA DE OPERACIÓN DEL MEM OCTUBRE/1999-SEPTIEMBRE/2000

Cuadro No. 2-3

CAUDALES AFLUENTES MEDIOS MENSUALES - EMBALSE PISAYAMBO

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MEDIA
1962						12.8	12.9	11.6	9.7	8.0	5.8	5.3	9.4
1963	4.5	3.4	4.9	4.6	6.3	8.6	6.8	7.5	5.1	3.9	5.2	8.3	5.8
1964	3.2	2.1	6.0	5.4	8.9	14.6	9.3	11.7	15.9	4.8	4.1	2.2	7.4
1965	2.8	2.8	4.5	4.8	10.6	16.1	14.2	11.4	8.2	5.5	7.1	4.9	7.7
1966	7.1	6.4	11.4	8.7	6.5	7.0	13.2	10.9	7.2	5.0	2.3	5.1	7.6
1967	12.3	4.2	3.7	5.4	4.2	12.8	17.5	13.8	8.7	7.0	4.0	4.3	8.2
1968	8.4	3.8	6.3	7.0	3.5	10.8	18.1	7.8	5.5	6.0	3.2	3.7	7.0
1969	2.7	3.0	3.9	6.7	8.0	11.4	11.5	14.7	9.5	4.9	5.3	4.9	7.2
1970	9.9	9.9	11.3	9.4	11.5	16.4	9.3	13.4	11.0	5.1	5.4	4.2	9.7
1971	3.5	3.4	6.1	6.7	6.3	14.2	14.3	14.7	9.8	6.5	3.9	6.0	8.0
1972	8.8	5.1	4.2	7.5	8.4	13.6	20.1	8.2	9.7	6.1	5.2	6.9	8.7
1973	8.3	9.0	6.8	6.7	8.6	6.4	10.5	11.1	9.9	4.2	3.1	3.5	7.3
1974	5.9	6.5	5.8	6.6	11.0	11.0	16.3	11.1	9.5	9.1	7.3	9.7	9.2
1975	8.3	5.4	4.7	5.3	10.6	13.4	22.9	14.3	10.2	9.3	5.2	4.4	9.5
1976	6.0	4.8	5.9	6.9	11.0	19.1	22.3	14.4	10.2	5.0	4.3	4.5	9.5
1977	5.3	3.9	6.1	7.1	6.2	14.6	13.1	12.2	10.3	6.1	3.4	6.7	7.9
1978	1.7	5.1	8.4	7.7	4.8	10.5	8.6	9.1	5.5	5.0	2.6	1.6	5.9
1979	1.5	1.6	2.2	7.4	7.3	9.3	8.9	8.2	5.9	5.2	3.2	5.4	5.5
1980	4.6	2.0	7.3	9.6	10.8	14.0	11.0	8.8	7.3	6.4	3.9	2.5	7.4
1981	1.5	3.7	4.0	4.9	5.4	8.3	12.3	5.4	5.6	4.2	2.5	3.9	5.1
1982	3.4	2.2	2.3	6.5	8.4	6.7	11.5	11.9	6.6	4.7	4.4	4.6	6.1
1983	6.1	9.9	8.5	8.8	11.0	6.2	9.8	10.3	11.3	8.3	3.4	3.4	8.1
1984	4.4	6.2	5.0	5.4	6.1	14.6	11.7	7.7	10.0	5.8	4.1	4.1	7.1
1985	1.9	5.0	6.5	2.9	11.2	14.3	14.6	11.9	8.0	5.0	2.8	2.0	7.2
1986	2.4	1.7	5.9	5.7	6.3	13.3	17.3	8.4	8.1	5.1	3.6	7.2	7.1
1987	4.2	14.4	6.2	11.5	10.6	8.8	10.1	9.0	6.5	5.0	3.2	6.1	8.0
1988	3.8	7.3	8.2	8.5	11.1	9.0	13.5	8.3	5.7	7.0	6.1	3.5	7.7
1989	5.7	5.6	8.7	5.4	13.0	16.3	11.5	7.0	6.2	6.7	4.1	1.5	7.6
1990	5.9	5.2	11.2	7.3	9.4	17.3	10.7	9.9	7.5	5.0	3.6	3.8	8.1
1991	3.5	6.5	4.8	6.4	9.0	10.9	15.4	11.1	5.1	4.5	3.7	2.0	6.9
1992	2.5	3.0	6.9	8.7	5.5	11.1	12.7	8.8	6.9	3.6	2.8	2.4	6.2
1993	3.7	3.4	7.5	6.2	6.6	12.7	11.1	9.6	8.6	6.1	4.8	3.8	7.0
1994	2.1	3.7	4.5	7.9	10.5	15.6	10.8	12.0	8.8	4.8	7.6	7.7	8.0
1995	5.4	2.0	3.8	4.2	8.3	8.7	10.6	4.2	5.7	3.1	4.8	2.9	5.3
1996	2.2	7.6	4.9	5.5	8.0	8.1	10.9	8.5	7.2	3.6	2.6	3.6	6.1
1997	2.4	8.5	7.1	5.2	12.1	4.6	12.9	9.1	4.8	2.4	4.6	5.0	6.6
1998	4.7	4.6	4.3	7.9	7.2	16.3	16.1	9.8	5.6	6.2	4.2	3.2	7.5
1999	4.7	5.8	5.4	14.1	9.8	11.5	11.6	10.2					
MEDIA	4.7	5.1	6.1	6.9	8.5	11.8	13.1	10.2	8.1	5.5	4.3	4.5	7.4
MAXIMO	12.3	14.4	11.4	14.1	13.0	19.1	22.9	14.7	15.9	9.3	7.6	9.7	13.7
MINIMO	1.5	1.6	2.2	2.9	3.5	4.6	6.8	4.2	4.8	2.4	2.3	1.5	3.2
STD	2.6	2.7	2.2	2.1	2.5	3.6	3.8	2.6	2.3	1.5	1.4	1.9	2.4

CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA

DIRECCION DE PLANEAMIENTO

cenace

PROGRAMA DE OPERACIÓN DEL MEM OCTUBRE/1999-SEPTIEMBRE/2000

Cuadro No. 2-2

CAUDALES AFLUENTES MEDIOS MENSUALES - EMBALSE AMALUZA

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MEDIA
1964	81.0	66.2	82.1	154.8	200.4	250.5	139.3	177.9	221.4	84.5	66.5	42.6	130.6
1965	48.0	45.9	60.5	102.6	175.6	243.6	183.2	125.9	134.3	100.8	140.4	62.0	118.6
1966	116.7	83.3	109.5	107.3	82.4	92.6	123.0	127.5	89.2	82.1	44.4	46.1	92.2
1967	88.8	72.3	61.4	91.6	170.8	172.7	241.6	198.2	102.9	114.1	65.5	55.1	119.6
1968	80.1	30.6	95.3	100.3	61.6	101.1	238.2	139.1	106.5	119.5	55.7	25.8	96.2
1969	36.9	73.3	66.7	188.8	103.7	141.2	147.6	159.0	122.4	65.6	88.7	115.0	109.1
1970	108.7	190.7	145.9	164.4	172.0	299.4	161.9	214.4	161.9	107.6	103.0	103.6	161.1
1971	84.5	102.5	182.8	146.7	100.6	163.3	220.7	173.4	168.6	124.9	67.0	59.1	132.8
1972	117.6	95.5	106.0	134.8	149.3	178.3	264.0	116.7	155.6	93.8	104.9	87.5	133 7
1973	98.6	128.3	98.4	137.4	140.7	136.9	173.9	178.7	145.6	72.3	74.5	47.0	119 4
1974	49.8	128.3	90.2	70.2	181.9	122.7	273.1	137.5	185.6	179 0	110.8	104 1	136.1
1975	105.2	92.4	166.0	120.7	175.0	308.2	215.0	235.6	124.5	135.2	114.0	53.9	153.8
1976	74.0	61.8	72.9	202.1	247.7	278.8	343.0	238.9	119.2	59.0	77.9	60.6	153 0
1977	51 2	105.2	132.6	193.2	108.8	214.5	176.3	129.5	144.8	111.0	46.5	61.2	122.9
1978	49.1	71.2	137 9	229.6	198.1	287.1	214.9	196.4	140.2	181.9	51.3	42.4	150.0
1979	33.8	26.3	79.7	150.5	136.2	138.7	136.7	106.4	64.3	53.7	36.0	56.5	84.9
1980	45.0	62.1	79.2	148.9	118.3	183.8	191.3	118.5	109.9	147.3	100.6	74.7	115.0
1981	34.1	58.0	126.5	127.1	74.6	134.2	151.7	65.7	79.5	46.1	31.4	51.9	81.7
1982	43.9	40.9	43.7	130.1	139.5	97.4	154.6	164.8	96.9	118.6	95.5	129.9	104.7
1983	103.3	120.6	132.4	185.4	167.9	101.8	113.0	123.1	110.4	142 9	58.2	78.5	119.8
1984	47.6	158.4	127.7	258.9	108.4	188.3	201.8	138.1	96.3	88.4	59.3	82.7	129.7
1985	41.2	45.4	42.0	46.1	92.5	252.3	206.8	187.1	87.5	77.7	66.0	45.7	97.5
1986	46.8	52.8	62.9	134.7	136.7	144.8	245.7	92.4	144.8	112.7	114 5	79.8	114 1
1987	61.6	152.7	128.5	142.7	181.5	140.9	158.5	115.2	112.1	102.3	42.7	59.2	116.5
1988	54.9	110.3	64.8	192.8	183.4	98.5	177.2	95.5	68.5	128 3	129.0	58.1	113 4
1989	109.5	124.9	179.9	107.8	203.9	268.4	247.3	107.0	78.7	129.6	72.0	30.8	138.3
1990	62.8	64.1	135.8	130.3	138.5	253.0	163.3	154.0	82.4	97.2	84.1	73.5	119 9
1991	46.8	97.0	82.2	101.7	119.2	168.5	226.3	155.9	93.2	73.3	80.7	47.0	107.7
1992	34.1	39.3	104.0	109.7	81.1	169.8	144.2	91.5	84.1	57.8	47.8	43.9	83.9
1993	56.8	75.2	192.8	103.6	188.3	206.2	203.3	126.9	121 5	89.1	78.1	93 6	128.0
1994	71.3	87.2	114.3	186.3	263.9	315.0	252.7	255.4	208.6	97.3	134.4	102.6	174.1
1995	62.9	42.0	52.6	80.2	150.0	133.5	150.6	47.0	64.5	50.0	91.0	74.7	83.3
1996	54.8	134.9	114.5	125.6	185.9	123.0	241.9	138.9	108.3	93.7	48.1	52.0	118.5
1997	35.8	97.7	116.2	141.1	241.6	73.0	211.3	141.9	67.8	51.3	127.2	101.9	119.1
1998	71.5	83.3	97.7	152.9	129.8	187.0	248.8	108.1	56.5	79.5	79.0	34.1	110 7
1999	67.0	116.3	158.4	337.8	283.1	147.0	175.7	180.8					
MEDIA	66.0	87.1	106.8	145.5	151.7	182.0	198.4	145.7	118.3	99.7	79.6	67.7	120.7
MAXIMO	116.7	190.7	192.8	337.8	263.9	315.0	343.0	255.4	221.4	181.9	140.4	129.9	224.2
MINIMO	33.8	26.3	42.0	46.1	61.6	73.0	113.0	47.0	64.3	46.1	31.4	25.8	50.9
STD	25.9	38.7	40.0	55.3	49.8	69.3	50.4	47.7	39.3	34.5	30.1	25.2	42.2

APENDICE 2

Fax Circular No. GGFS-2000-076

Quito, a 6 JUL 2000

Señor Gerente y/o Presidente Ejecutivo:
E. E. REGIONAL NORTE, QUITO, SANTO DOMINGO, AMBATO, RIOBAMBA, BOLIVAR, COTOPAXI, AZOGUES, CENTRO SUR, SUR, ESMERALDAS, MANABI, MILAGRO, LOS RIOS, EL ORO, SANTA ELENA, EMELGUR, HIDROPUCARA, HIDROPAUTE, HIDROAGOYAN, TERMOPICHINCHA, TERMOESMERALDAS, ELECTROGUAYAS, TRANSELECTRIC.

En consideración a: que es necesario estabilizar el precio de la energía a nivel de generación; que se debe perfeccionar el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista; que las necesidades de recursos del sector eléctrico deben ser equitativamente asumidas por los agentes del mercado; y, que legalmente se debe cumplir con el artículo 46 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y la disposición transitoria segunda del Reglamento para el Funcionamiento del MEM, se recomienda la suscripción inmediata de los contratos de compra-venta de energía entre las empresas de generación y las empresas de distribución en las que el Fondo de Solidaridad es accionista, considerando los siguientes lineamientos:

a. Precio medio de la energía: 2.3539 cUSD/Kwh generado, lo cual permitirá cubrir sus costos operativos.

b. Precios de energía en barras de mercado para cada una de las Empresas Generadoras del Fondo de Solidaridad:

- TERMOESMERALDAS: 4.5815 c/Kwh
  TERMOPICHINCHA: 5.7544 c/Kwh
  ELECTROGUAYAS: 5.2324 c/Kwh
  HIDROPAUTE: 0.9075 c/Kwh
- HIDROAGOYAN: 1.4894 c/Kwh
- HIDROPUCARA: 2.8869 c/Kwh

c. Los ingresos provenientes de la tarifa al usuario final, según la estructura de la tarifa requerida, deben ser compartidos por las Empresas Generadoras,

la Empresa de Transmisión y las Empresas Distribuidoras en los siguientes porcentajes:

	TARIFA IDEAL		ESTRUCTURA PROPUESTA	
	cUSD	%	cUSD	%
Energía	3.430	41.2	3.073	41.2
Potencia	1.200	14.4	1.075	14.4
Transmisión	0.600	7.2	0.538	7.2
VAD	3.100	37.2	2.777	37.2
Tarifa final	8.330	100%	7.463	100%

d. Considerando que la tarifa al usuario final no permite cubrir los costos operativos, será necesario ajustar el precio de la energía y la tarifa de transmisión, según como evolucione la tarifa al usuario final.

e. Las Empresas Distribuidoras deberán garantizar el pago de la energía, potencia y transmisión de la energía mediante la implementación de un fideicomiso de los ingresos por venta de energía que se deberá implementar en plazo perentorio de tres meses, luego de la firma de los contratos de compra-venta de energía.

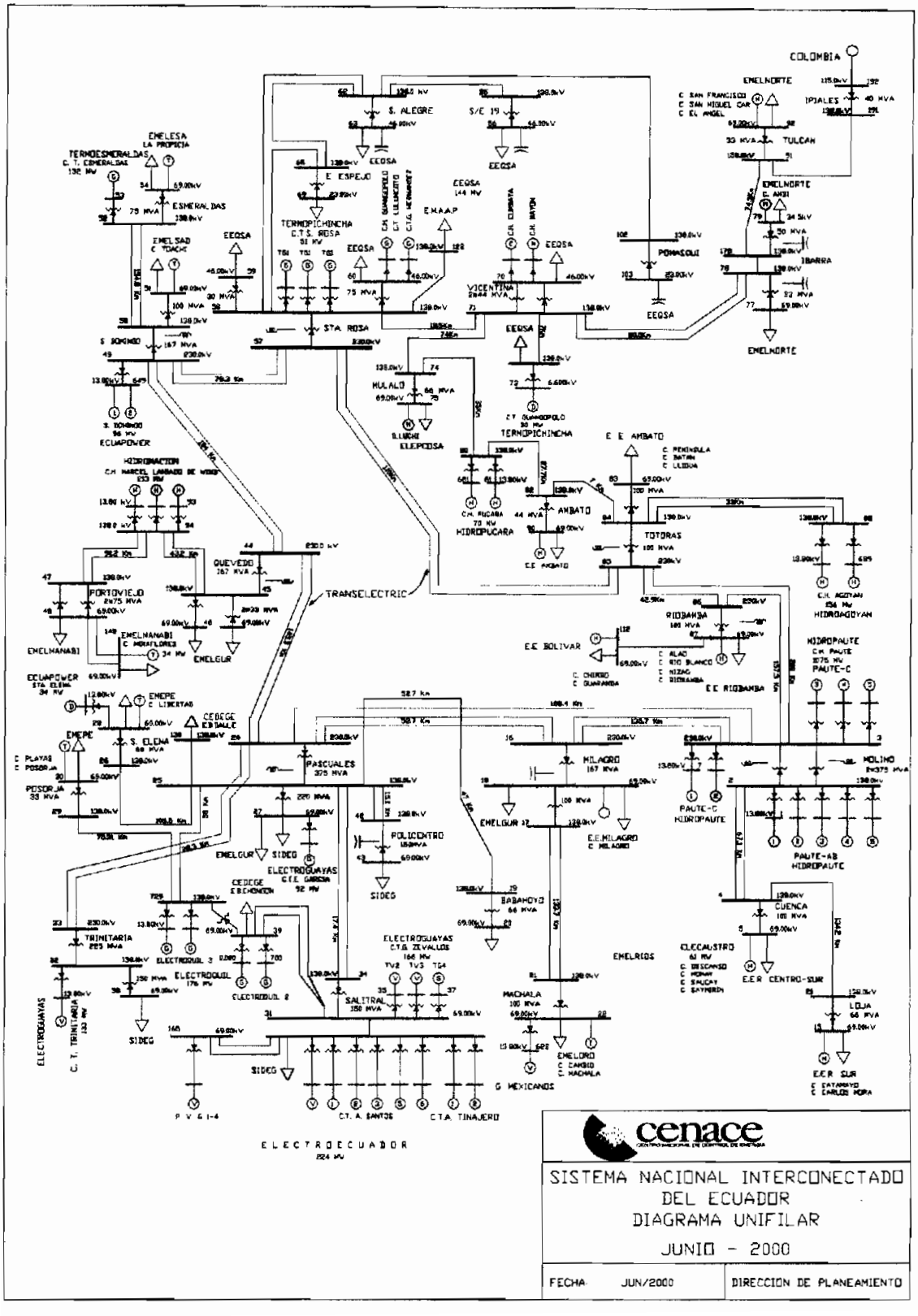
f. Los beneficiarios del fideicomiso que realicen las Empresas Distribuidoras, serán las Empresas Generadoras y la Empresas de Transmisión.

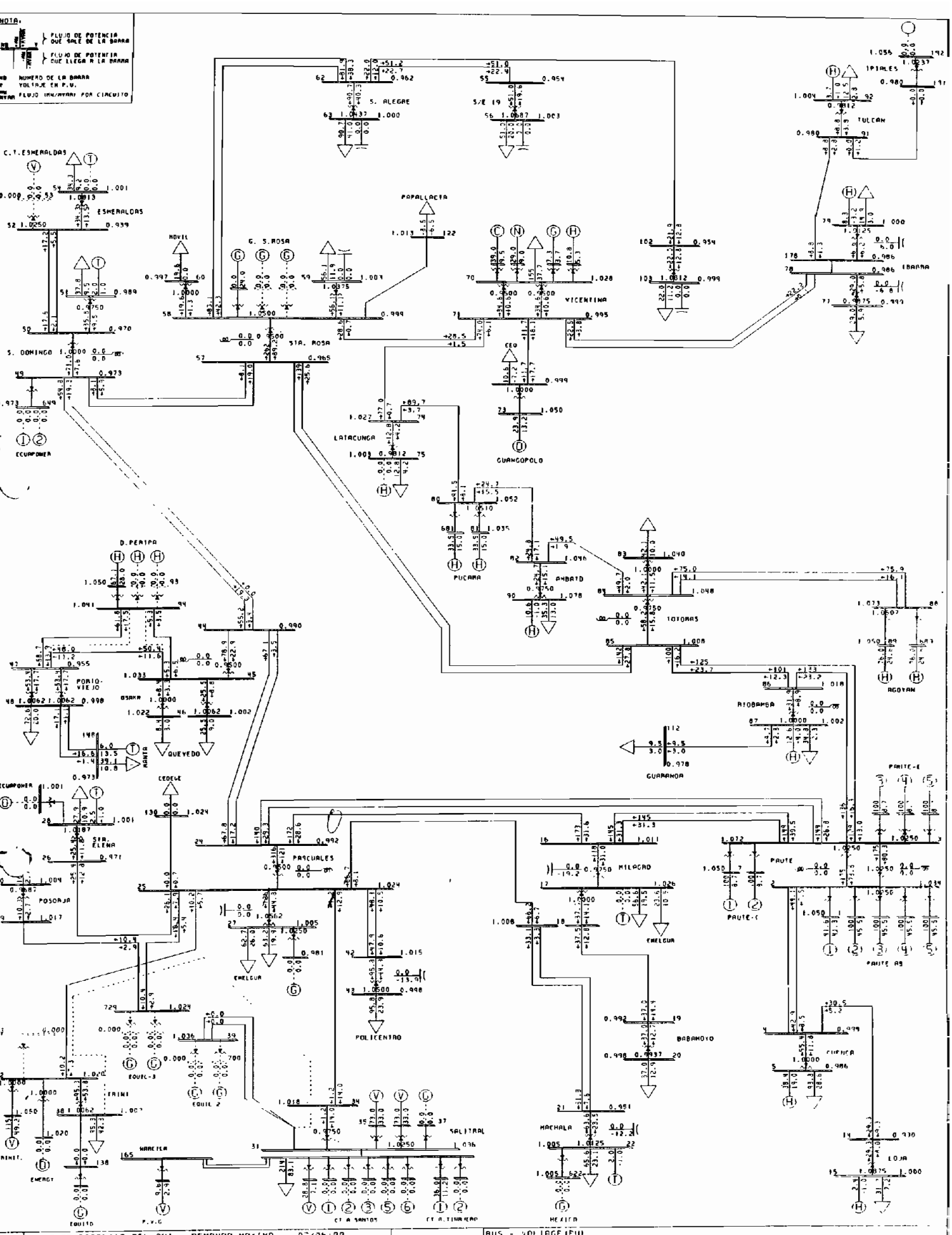
Atentamente,

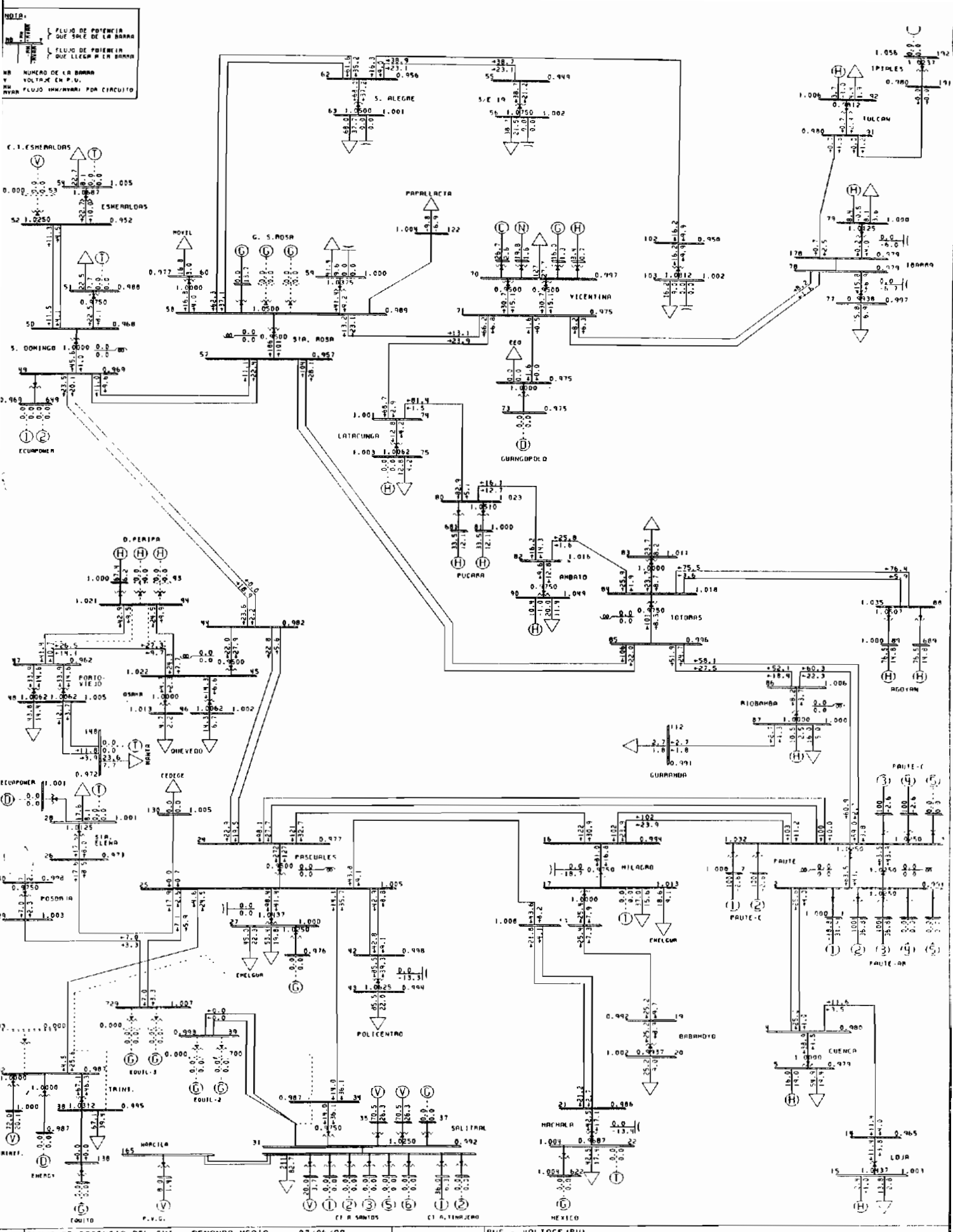
Ing. Pedro Pinto Rubianes
VICEPRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPUBLICA
PRESIDENTE DEL DIRECTORIO DEL FONDO DE SOLIDARIDAD
GERENTE GENERAL (E)

APENDICE 3

Diagrama Unifilar del Sistema Nacional Interconectado

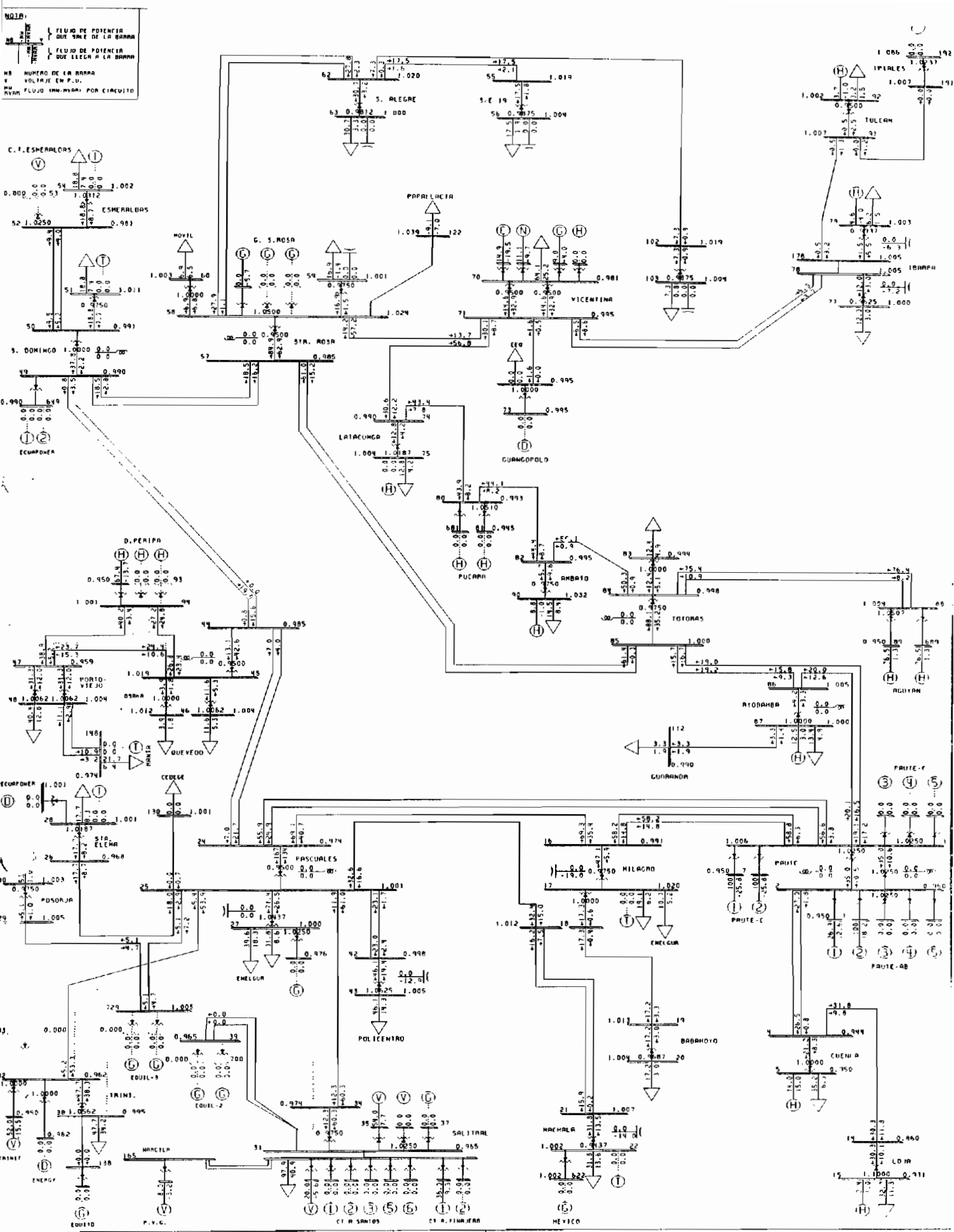



NOTA:
FLUJO DE POTENCIA QUE SALE DE LA BARRA
FLUJO DE POTENCIA QUE LLEGA A LA BARRA
NUMERO DE LA BARRA
VOLTAJE EN P.U.
FLUJO (MW/MVAR) POR CIRCUITO
S. ALEGRE
S/E 19
TULCAN
IPIALES
C.T.ESMERALDAS
ESMERALDAS
PAPALLACTA
NOVIL
G. S.ROSA
VICENTINA
EBARRA
STA. ROSA
S. DOMINGO
CEO
LATACUNGA
GUANGOPOLO
ECUAPOWER
PUCARA
AMBATO
TOTORAS
D.PERIPA
PORTO-VIEJO
QUEVEDO
AGOYAN
RIOBAMBA
GUARANDA
CEDEGE
STA. ELENA
PASCUALES
MILAGRO
PAUTE
PAUTE-C
PAUTE-E
PAUTE A5
POSORJA
EMELGUR
POLICENTRO
BABAHOYO
CUENCA
TRINI
EQUIE-3
EQUIE 2
SALITRAL
MACHALA
LOJA
ENERGT
EQUITO
P.V.G
CT.A.SANTOS
CT.A.TINAJERO
MEXICO
FLUJO DE POTENCIA DEL SNI - DEMANDA MAXIMA - 07/06/99
FLUJOS DE POTENCIA REAL
EMELNORTE Wed, Jun 09 1999 12:00
BUS - VOLTAGE(PU)
BRANCH - MW/MVAR
EQUIPMENT - MW/MVAR



FLUJO DE POTENCIA DEL SNI - DEMANDA MEDIA - 07/06/99
FLUJOS DE POTENCIA REAL
EMELNORTE MEDIA Wed, Jun 09 1999 12:05

BUS - VOLTAGE (PU)
BRANCH - MW/MVAR
EQUIPMENT - MW/MVAR



FLUJO DE POTENCIA DEL SNI - DEMANDA MINIMA - 07/06/99	BUS - VOLTAGE(PU)
FLUJOS DE POTENCIA REAL	BRANCH - MW/MVAR
EMELNORTE MINIMA Wed. Jun 09 1999 12:08	EQUIPMENT - MW/MVAR

Apéndice 4

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL NORTE			
CATEGORIA	RESIDENCIAL		
NIVEL TENSION	BAJA Y MEDIA TENSION		
RANGO DE CONSUMO		ENERGIA (US$/./kWh)	COMERCIALIZACION (US$/./Cliente)
0-50		0.0302	0.3200
51-100		0.0317	0.3200
101-150		0.0331	0.3200
151-200		0.0360	0.3200
201-250		0.0389	0.3200
251-300		0.0432	0.3200
301-350		0.0846	0.3200
351-400		0.0846	0.3200
Superior		0.0846	0.3200
	RESIDENCIAL TEMPORAL		
		0.0846	0.3200
CATEGORIA	GENERAL		
NIVEL TENSION	BAJA TENSION (SIN DEMANDA)		
RANGO DE CONSUMO		ENERGIA (US$/./kWh)	COMERCIALIZACION (US$/./Cliente)
	COMERCIAL, ENTIDADES OFICIALES		
0-200		0.0277	0.3200
Superior		0.0715	0.3200
	INDUSTRIAL ARTESANAL		
0-200		0.0236	0.3200
Superior		0.0715	0.3200
	ASISTENCIA SOCIAL Y BENEFICIO PUBLICO		
0 - 100		0.0118	0.3200
101-200		0.0129	0.3200
201-300		0.0140	0.3200
Superior		0.0269	0.3200
NIVEL TENSION	MEDIA Y ALTA TENSION (C0N DEMANDA)		
	DEMANDA (US$/./kW)	ENERGIA (US$/./kWh)	COMERCIALIZACION (US$/./Cliente)
	COMERCIALES, E. OFICIALES,INDUSTRIALES, BOMBEO AGUA ESC. DEPORTIVOS, PERIODICOS Y ABONADOS ESPECIALES		
	2.9304	0.0405	0.3200
	ASISTENCIA SOCIAL Y BENEFICIO PUBLICO		
	1.2067	0.0228	0.3200
CATEGORIA	ALUMBRADO PUBLICO		
	DEMANDA (US$/./kW)	ENERGIA (US$/./kWh)	
	1.2067	0.0416	