



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

ANALISIS DE LA APERTURA ELECTRICA Y DE LOS PRODUCTORES EXTERNOS DE ENERGIA

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO ELECTRICO ELECTRONICO

P R E S E N T A N

GONZALEZ RUIZ JOSE CARLOS

GUERRERO CAZAREZ ROLANDO

MONROY RETA FAUSTINO



DIRECTOR DE TESIS: ING. EDUARDO CARRANZA TORRES

CIUDAD UNIVERSITARIA,

2004



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Contenido

Prefacio	vi
Agradecimientos	viii

Capítulo 1

Historia de la energía eléctrica en México

- 1.1 Desarrollo de la energía eléctrica en México, **1**
- 1.2 Antecedentes de la inversión privada en la generación de energía eléctrica, **2**
- 1.3 Iniciativa de reforma del presidente Vicente Fox, **4**
 - 1.3.1 Reforma a los artículos 27 y 28 de la constitución, **4**
 - 1.3.2 Reforma a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, **5**
 - 1.3.3 Ley de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), **6**
 - 1.3.4 Ley Orgánica del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), **6**
 - 1.3.5 Ley Orgánica de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), **7**
- 1.4 Panorama mundial con la privatización en otros países, **8**
- 1.5 Tendencias energéticas de los combustibles usados para la generación de energía eléctrica en México y en el mundo, **12**
 - 1.5.1 Gas natural, **14**
 - 1.5.2 Carbón, **15**
 - 1.5.3 Energía hidráulica y otras energías renovables, **15**
 - 1.5.4 Energía nuclear, **16**
 - 1.5.5 Derivados del petróleo, **16**

Capítulo 2

Centrales de gas de ciclo combinado

- 2.1 Introducción, **17**
- 2.2 Esquema de funcionamiento, **17**
- 2.3 Eficiencia, **20**
- 2.4 Riesgos de generación, **21**
- 2.5 Impacto ambiental, **21**
- 2.6 Transacciones de porteo, **21**
 - 2.6.1 Formas de realizar una transacción de porteo, **22**
 - 2.6.2 Categoría de las transacciones de porteo, **23**
 - 2.6.3 Costos causados por una transacción de porteo, **24**

- 2.6.4 Aspectos técnicos relevantes a considerar en los contratos de transacciones de porteo, **25**
- 2.6.5 Metodologías para evaluar los costos de una transacción de porteo, **26**

Capítulo 3

Productores Externos de Energía (PEE)

- 3.1 Introducción, **27**
- 3.2 Modelos de financiamiento de los proyectos de generación, **27**
- 3.3 Características principales de los Productores Externos de Energía, **28**
- 3.4 Impacto ambiental de los Productores Externos de Energía, **28**
- 3.5 Políticas de generación de un Productor Externo de Energía, **31**
- 3.6 Situación actual de los nuevos proyectos de los PEE, **32**

Capítulo 4

Conceptos, fórmulas y métodos para la obtención de variables utilizadas en el cálculo de los Cargos por Capacidad de un Productor Externo de Energía (PEE)

- 4.1 Introducción, **33**
- 4.2 Cargos por Capacidad, **35**
 - 4.2.1 Cargo Fijo de Capacidad (CFC), **35**
 - 4.2.2 Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento (CFOM), **37**
- 4.3 Factor de Disponibilidad Equivalente Demostrada (FDED), **39**
- 4.4 Factor de Ajuste por Disponibilidad Demostrada (FADD), **41**
- 4.5 Forma de obtención de las variables para el Cargo Fijo de Capacidad (CFC), **43**
 - 4.5.1 Capacidad Neta Demostrada (KC), **44**
 - 4.5.2 Factor F para ajustar el CFC_{am} , **44**
 - 4.5.3 Obtención de T_0 y T_1 , **45**
- 4.6 Forma de obtención de las variables para el Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento (CFOM), **45**
 - 4.6.1 Obtención de $CFOM_{mtm}$, $CFOM_{adm}$ y $CFOM_{mom}$, **45**
 - 4.6.2 Determinación de los valores de $USPPI_0$ y $USPPI_m$, **46**
 - 4.6.3 Determinación de los índices $INPP_0$ e $INPP_m$, **49**
 - 4.6.4 Obtención del TC_p , **50**
 - 4.6.5 Cálculo del IES_m , **50**

Capítulo 5

Procedimientos para el cálculo del Factor de Ajuste de Disponibilidad Demostrada de un Productor Externo de Energía (PEE)

- 5.1 Introducción, **52**
- 5.2 Cálculo y obtención del FDED, **53**
 - 5.2.1 Obtención de variables cincominutales y preparación de las mismas, **53**
 - 5.2.2 Modelo Matemático y procedimiento de datos cincominutales, **56**
 - 5.2.3 Elaboración del Perfil de Carga, **57**
 - 5.2.4 Obtención del Relatorio del PEE, **59**
 - 5.2.5 Selección de Eventos de Indisponibilidad, **60**
 - 5.2.6 Evaluación de Eventos de Indisponibilidad, **61**
 - 5.2.7 Evaluación de la Energía Disponible en la Hora (EDh), **61**
 - 5.2.8 Cálculo del FDED_m, **62**
- 5.3 Cálculo y obtención del Promedio de Disponibilidad Demostrada (PDD_m), **64**
- 5.4 Cálculo y obtención del Factor de Ajuste por Disponibilidad Demostrada (FADD), **65**

Capítulo 6

Cálculo del Efecto de la Disponibilidad en los Cargos Fijos de un Productor Externo de Energía (PEE)

- 6.1 Introducción, **67**
- 6.2 Ejemplo de cálculo, **67**
 - 6.2.1 Planteamiento del problema, **67**
 - 6.2.2 Datos de una Central de un Productor Externo de Energía (PEE), **68**
 - 6.2.3 Obtención de variables, **68**
 - 6.2.4 Proceso de cálculo, **69**
 - 6.2.4.1 Cargo Fijo de Capacidad (CFC), **69**
 - 6.2.4.2 Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento (CFOM), **70**
 - 6.2.4.3 Determinación de la Energía Disponible en la Hora (EDh), **72**
 - 6.2.4.4 Determinación del Promedio de Disponibilidad Demostrada (PDD), **76**
 - 6.2.4.5 Determinación del Factor de Ajuste por Disponibilidad Demostrada (FADD), **77**
 - 6.2.4.6 Resultados, **77**
- 6.3 Impacto de la Disponibilidad, **78**

- 6.3.1 Proceso de Cálculo, **78**
 - 6.3.1.1 Primer panorama, **78**
 - 6.3.1.2 Segundo panorama, **88**
 - 6.3.1.3 Tercer panorama, **101**
- 6.4 Análisis de resultados, **104**

Conclusiones, 106

Bibliografía, 111

Referencias, 112

Anexo 1 Energía Disponible en la Hora (enero 2003), 113

Anexo 2 Datos Básicos para la Obtención del FDED (enero 2003), 114

Anexo 3 Datos Básicos para la Obtención del FDED (julio 2003), 126

Anexo 4 Datos Básicos del CFC y CFOM, 138

Glosario, 145

Prefacio

Uno de los recursos mas importantes hoy en día es la energía eléctrica, desde su descubrimiento ha venido tomando un papel importante hasta llegar a ser una necesidad, especialmente en el desarrollo económico de los países, ya que ésta energía es la que alimenta los procesos de producción, además de ser de vital importancia en la vida diaria y en muchos casos imaginar la sociedad sin energía resulta prácticamente imposible.

Este recurso es tan importante y sin embargo la gente no se percata de los problemas actuales que enfrenta México en el sentido de abastecimiento de energía eléctrica, pues al ser un país con población creciente hace que las reservas de producción vayan disminuyendo, a tal grado que se han tenido que hacer modificaciones a las leyes para permitir la entrada de Productores Externos de Energía.

Con la entrada de los Productores Externos de Energía, se ha llegado a la necesidad de crear organismos y sistemas de regulación del abastecimiento de estos productores, uno de estos sistemas es la determinación de los pagos para estos productores.

En el *capítulo uno* se presenta un panorama general de la historia de la electricidad en México, incluyendo la incursión de capitales extranjeros y privados en la generación de energía eléctrica, hasta la actual situación de la propuesta del presidente Vicente Fox, además de un panorama de algunos países donde se ha implantado ya una reforma eléctrica y finalmente algunos aspectos importantes en las tendencias energéticas de los combustibles usados para la generación.

En el *capítulo dos* se explican algunos conceptos básicos e importantes para el funcionamiento de las centrales de ciclo combinado, además de analizar los impactos ambientales que estas pueden llegar a ocasionar, también se define un nuevo concepto como lo es la transacción de porteo.

El *capítulo tres* a manera de introducción expone los dos esquemas principales para satisfacción de la demanda de energía eléctrica en México, a su vez también explica las políticas de generación y las características principales de los actuales participantes en el sector eléctrico nacional como lo son los Productores Externos de Energía.

En el *capítulo cuatro* se expone de una forma clara y sencilla los conceptos básicos, las fórmulas esenciales, así como también la forma de obtener algunas variables necesarias para el cálculo de los Cargos por Capacidad de los Productores Externos de Energía.

En el *capítulo cinco* se explica como se obtiene el Factor de Disponibilidad Equivalente Demostrada (FDED), que es muy importante para la obtención del Factor de Ajuste de Disponibilidad Demostrada (FADD), y algunos conceptos importantes para evaluar eventos de indisponibilidad en la generación energía eléctrica por parte de los Productores Externos de Energía.

En el *capítulo seis* se muestran dos ejercicios de cálculo donde se detalla la forma en que la Comisión Federal de Electricidad calcula el monto a cubrir por Cargos Fijos al Productor, también se plantean tres panoramas ideales para mostrar la forma en que afecta la Disponibilidad en el monto que se cubre al Productor Externo de Energía (P.E.E.).

Finalmente se presentan las conclusiones de que tanto afectaría la apertura del sector eléctrico como lo plantea el actual presidente de México Vicente Fox en su reforma y se muestra que el sector eléctrico ha estado creciendo sin llegar a la necesidad de dicha reforma, también se analiza cómo afecta la Disponibilidad a los pagos que la Comisión realiza a los Productores Externos de Energía mensualmente.

AGRADECIMIENTOS:

A mis padres por haberme brindado la oportunidad de estudiar, por apoyarme siempre en todo y comprenderme completamente simplemente les digo: “Este trabajo es por ustedes”.

A toda mi familia (Abuelitos, Tíos, Hermanas, Primos) por que de alguna forma siempre me ayudaron.

A mi esposa por estar en esta nueva etapa conmigo y entender lo importante que esto es para mi.

Por todo esto les digo:

“Gracias por creer en mi”.

José Carlos González Ruíz

AGRADECIMIENTOS

A mis padres:

Estas personas tan importantes que me apoyaron durante tanto tiempo y estoy seguro de que lo seguirán haciendo, dedico este pequeño trabajo tan especial para mi, lo cual implica mas de cinco largos años en los que pase momentos difíciles, que de no haber sido por sus consejos y apoyo moral incondicionales, jamás hubiera logrado lo que soy ahora. Por ultimo, espero que siempre deje en ustedes la imagen de un hombre de bien y que al verme se sientan orgullosos de mí, por que ese es mi mayor anhelo y siempre luchare para ganarme ese aspecto.

A mi familia:

Todas estas personas principalmente mi hermano que siempre que necesite de ellos ahí estaban para tenderme su mano no importando la hora ni la situación.

A Larisa Carmona Landeros

Esta persona tan especial y magica, que siempre tuvo el don de darme esperanzas y animos de conseguir lo que yo veia muy lejos y hacerlo parecer muy cerca. Que siempre estuvo pendiente de mis necesidades y lo mas importante brindandome su cariño y amistad que valoro tanto por mas de cuatro años, por lo que yo tambien creo que el destino nos depara algo. Gracias por ser mi musa.

A Erika López Espinosa

Esta persona que siempre ha formado parte de mi vida y que nunca hubiera logrado concluir con esta etapa sino es por ella. Todas las ocasiones en que necesite algo siempre estuvo ahí sin importar su trabajo, la hora, la familia y los amigos.

A mis profesores:

Que siempre estuvieron pendientes en mi educación invirtiendo su valioso tiempo en la enseñanza lo cual admiro mucho.

A mis compañeros de tesis:

A estas personas que brindaron de su tiempo para lograr esta meta solo les digo que: "Lo importante en la vida es no dejar de hacerse preguntas para poder innovar" Albert Einstein.
"El ingeniero es buscador de soluciones y toma como medida lo imposible y como norma la conducta." Rolando Guerrero.

Gracias.

Rolando Guerrero Cázares.

Mi más sincero agradecimiento:

a MI MADRE, que continúa inculcándome como desde mi formación; la alegría, el amor, la verdad, la disciplina y el respectivo coraje para afrontar cualquier reto que se presente.

Por ella mi comportamiento tiene esta razón de ser.

a MIS HERMANAS, que siempre están donde yo estoy.

Mi especial reconocimiento a las tres mujeres más importantes en mi vida por el apoyo infinito e incondicional que me demuestran.

Gracias.

Faustino Monroy Reta

***Análisis de la Apertura Eléctrica
y de los
Productores Externos de Energía***

Historia de la energía eléctrica en México

1.1 Desarrollo de la energía eléctrica en México.

El primer periodo se ubica en 1897 cuando se construyó la primera planta hidroeléctrica. Las primeras plantas generadoras tenían el propósito de satisfacer necesidades concretas de la industria. Gradualmente, diversos sectores industriales comenzaron a demandar energía eléctrica, al constatar que sus procesos productivos mostraban incrementos importantes en eficiencia, de manera que el servicio empezó a generalizarse.

La demanda del servicio eléctrico continuaba en ascenso y era controlada por unas cuantas compañías, en 1920 el país contaba con 199 compañías con inversionistas extranjeros, así que la energía eléctrica comenzó a concebirse como un instrumento fundamental para el desarrollo económico y social del país.

Con el objetivo de organizar un sistema nacional encargado de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica el 24 de agosto de 1937 se decreto la creación de La Comisión Federal de Electricidad (CFE) y desde entonces ha sido el instrumento principal del Estado para satisfacer la demanda nacional de energía eléctrica.

Sin embargo la industria eléctrica continuó operando con participación de empresas privadas nacionales y extranjeras y del gobierno, en generación, distribución local y comercialización. En 1960 el presidente Adolfo López Mateos, modifica el artículo 27 constitucional en su párrafo sexto, estableciendo como un derecho exclusivo de la nación mexicana generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer de energía eléctrica al país. Así mismo, se prohíbe el otorgamiento de concesiones a los particulares y se reservo a la Nación el aprovechamiento de los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines.

No obstante la demanda ha ido obligando a incrementar la capacidad de generación eléctrica, y es así que en 1992 se reforma la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, para abrir posibilidades de inversión privada nacional y extranjera a través de los esquemas de autoabastecimiento y cogeneración, preservando, como responsabilidad del estado, el servicio público de energía eléctrica.

La posibilidad de que el sector privado construyera, operara y tuviera en propiedad plantas de generación de energía eléctrica previamente reservadas al estado, fue necesario para satisfacer la creciente necesidad de recursos económicos para continuar con la expansión y modernización del sector eléctrico

nacional, y principalmente para garantizar el servicio público de energía eléctrica. En diciembre de 1993 se publicó el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, con el objeto de reglamentar la Ley en lo que se refiere a la prestación del servicio público de energía eléctrica y a las actividades previstas en la propia Ley que no se consideran servicio público y uso temporal de la red del Sistema Eléctrico Nacional.

De igual forma, con la expedición de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía en 1995, se le otorgó mayor autonomía de gestión, así como mayor capacidad técnica y administrativa y se inició el proceso de integración de un marco regulatorio vigente en gas natural y electricidad, a través del cual se brinda transparencia y certidumbre en la aplicación de la política energética nacional y el fomento a la participación privada.

En 1999 el ex-presidente Ernesto Zedillo propone la privatización de la industria debido a que el estado ya no puede con el constante crecimiento del sector eléctrico y el gobierno no puede destinar recursos públicos para este sector. En el 2001 el presidente Vicente Fox envía una nueva propuesta anunciando que no privatizara la industria eléctrica pero existirán algunos cambios estructurales entre ellos la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

Con la reforma, se ha logrado desarrollar un gran número de nuevos proyectos de generación y transmisión eléctricos. No obstante, el Gobierno Federal no ha logrado que se produzcan inversiones suficientes para modernizar el sector eléctrico, pues en su mayoría, la participación ha sido los Productores Independientes de Energía (P.I.E.), los cuales celebran contratos de compraventa de largo plazo para vender la totalidad de su producción a Comisión Federal de Electricidad. De manera que estos esquemas y los de construcción-arrendamiento-transferencia (C.A.T.), sólo han sido una solución transitoria para el financiamiento de nueva infraestructura, debido a que estos contratos constituyen pasivos contingentes para el Estado, y su efecto en las cuentas públicas es similar a la emisión de deuda pública.

1.2 Antecedentes de la inversión privada en la generación de energía eléctrica.

La incursión del capital privado en México para la generación de energía eléctrica se remonta a finales del siglo XIX, concretamente en 1879 cuando se instaló en León, Guanajuato la primera planta generadora del país, sin embargo la época en la que empezó a florecer fue hasta el siglo XX.

Así para 1910 el 80% de la generación eléctrica era por parte de la compañía The Mexican Light and Power Company Limited. En este período comenzó el primer esfuerzo para ordenar la industria eléctrica con la creación de

la Comisión Nacional para el Fomento y Control de la Industria de Generación y Fuerza, conocida posteriormente como Comisión Nacional de Fuerza Motriz.

En 1937 viene la creación de CFE cuyo objetivo primordial era organizar un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, en su primera etapa se dio a la tarea de construir plantas generadoras para satisfacer la demanda existente, pues en ese entonces solo tres empresas ofrecían el servicio de energía eléctrica con serias dificultades, pues la oferta no satisfacía la demanda, las interrupciones en el servicio eran constantes y las tarifas muy elevadas, situaciones que no permitían el desarrollo económico del país.

En 1938, las empresas privadas dejaron de invertir y la empresa pública se vio obligada a generar energía para que éstas la revendieran.

Así en 1960 la CFE vendía el 25% de la energía que producía y su participación en la aportación de la capacidad instalada del país era del 54%, el 25% por Mexican Light and Power Company Limited, el 12% por American and Foreign Power Company y el resto de las compañías el 9%. Después de la nacionalización de la energía eléctrica el Estado mexicano adquirió los bienes e instalaciones de las compañías privadas que operaban con serias deficiencias por la falta de inversión de capital y por los problemas laborales que enfrentaban.

Por varias décadas el sistema eléctrico estuvo en manos de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), Constituyéndose como un monopolio natural que en la práctica imposibilitaba a dicha industria a desarrollar adecuadamente condiciones competitivas, por lo que los costos de generación alcanzaban precios superiores a los estándares internacionales.

Hasta 1988 la expansión del sector eléctrico fue realizada con recursos del gobierno federal, créditos bilaterales, préstamos de la banca internacional de desarrollo y créditos de proveedores, y a partir de 1989 la Comisión Federal de Electricidad (CFE) recurrió al mercado internacional de capitales y al financiamiento privado para financiar los proyectos de generación, la modalidad adoptada fue el CAT.

La combinación de la situación financiera prevaleciente en el sector y los avances tecnológicos registrados en los años previos, propiciaron que a finales de 1992, se reformara la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica, con el objeto de abrir nuevas oportunidades de participación a los inversionistas privados nacionales y extranjeros en actividades de generación de energía eléctrica, que no constituyen servicio público, a través de los esquemas de cogeneración y autoabastecimiento, todo esto bajo un régimen de permisos otorgados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

Sin embargo la incapacidad del gobierno para llevar a cabo inversiones para satisfacer la demanda eléctrica, dado que el incremento de la capacidad de generación en los últimos años ha sido muy baja, permitió en 1995 una

modificación a la Ley General de Deuda Pública y la de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal para permitir la inversión financiada con recursos privados, permitiéndose así la incursión de la modalidad de Productor Externo de Energía (P.E.E.) además de la ya existente CAT.

Con esta nueva modificación se ha alcanzado un crecimiento para satisfacer la demanda, contando ya con un buen número de inversionistas privados en generación de electricidad, de los que podríamos mencionar la firma Iberdrola, con un 15% de participación, después de ella sigue la empresa japonesa Mitsubishi, con un 13% de este mercado; Unión Fenosa, de España, alrededor de un 10% y en menor proporción, pero también participan ALSTOM, de capital franco-alemán; ABB-Nisho Iwai, de dinero suizo-japónes, y GE-Bechtel, de Estados Unidos.

Además ya están en el país las firmas Intergen, de Estados Unidos; Abengoa, de España; Transalta, de Canadá; EDF, de Francia, y Nichimen-AES, de inversionistas japoneses y estadounidenses.

Finalmente 1999 fue enviada una reforma por el ex-presidente Zedillo invitando a la privatización de la industria eléctrica y en 2001 el actual presidente Vicente Fox declaró que no se privatizara el sector eléctrico pero sí existirá algunas reformas para llevar a cabo un cambio estructural de dicho sector.

1.3 Iniciativa de reforma del presidente Vicente Fox.

La justificación principal es obtener recursos de la inversión privada para asegurar el crecimiento oportuno en función de la demanda eléctrica, usando como camino la restricción arbitraria de la extensión del concepto de servicio público.

Dentro de la propuesta existen cinco modificaciones importantes:

La constitución en sus artículos 27 y 28, la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, la Ley Orgánica del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), la Ley Orgánica de la Comisión Federal de Electricidad.

1.3.1. Reforma a los artículos 27 y 28 de la constitución.

Es por mucho la más importante de las modificaciones que se pretende pues al no dejar totalmente claro algunos conceptos estos podrían ser restringidos con facilidad en simples modificaciones a las leyes secundarias. Entre las modificaciones se encuentran:

- El Estado es el único facultado para prestar el servicio público de energía eléctrica.
- Se permite que los particulares generen y vendan energía eléctrica al estado o aquellos usuarios cuyo consumo rebase lo establecido por la ley.
- La generación de energía nucleoelectrica seguirá a cargo del Estado, a través de la Comisión Federal de Electricidad, en cumplimiento de lo preceptuado en el artículo 28 Constitucional.

Cabe hacer notar que al no incluir en la reforma del artículo 27 la magnitud de consumo eléctrico que se pueda considerar como servicio público este concepto se puede restringir cada vez más con simples modificaciones a la ley secundaria.

1.3.2. Reforma a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

En esta ley se pretende modernizar los esquemas existentes de participación de los particulares en la industria eléctrica garantizando la prestación del servicio público de energía eléctrica. Entre sus principales disposiciones se encuentran:

- La Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro continúan prestando el servicio público de energía eléctrica a todo aquel usuario que lo solicite, sin importar su nivel de consumo.
- Los usuarios, con consumo mayor a los 2,500 MW hora por año en actividades industriales, comerciales o de servicios, podrán optar por abastecerse de energía eléctrica a través del servicio público u obtener su registro ante la CRE para celebrar contratos con generadores privados o comprar en el despacho de generación.
- Otorgar permisos a los particulares para prestar servicios a los usuarios que hayan obtenido su registro a través de contratos bilaterales.
- La Secretaría de Energía planeará y dictará las medidas necesarias para garantizar el abasto de energía eléctrica para la prestación del servicio público, y fomentará el uso de fuentes renovables para la generación de energía eléctrica.
- La Secretaría de Energía será la responsable en colaboración con la Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro, de promover la electrificación de comunidades rurales y zonas urbanas y llevará a cabo los programas de apoyo a los usuarios de bajos recursos.

- El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) será el encargado imparcial de las redes y operación del despacho de generación. Seleccionando las plantas disponibles de menor costo para satisfacer la demanda.

1.3.3. Ley de la Comisión Reguladora de Energía.

Las modificaciones relevantes materia de nuevas atribuciones son:

- Vigilar y regular al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) expidiendo las reglas y los procedimientos de operación correspondientes, así como establecer los términos y condiciones de la prestación de los servicios a cargo del Centro Nacional de Control de Energía.
- La conducción de la electricidad a través de las redes del sistema eléctrico nacional.
- La expedición de los términos, condiciones y tarifas aplicables al suministro que tenga por objeto la prestación de servicio público de energía eléctrica.

1.3.4. Ley Orgánica del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

Con la descentralización del CENACE de la Administración Pública Federal se busca un nuevo régimen en su marco jurídico en que se desarrollaran las siguientes funciones:

- La vigencia de esta ley será a partir del 1° de junio de 2006 o cuando el 12.5% de la generación de energía eléctrica nacional sea adquirida por los usuarios registrados, lo que ocurra primero.
- Se detallan las funciones del CENACE en relación con el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional y la operación del despacho de generación.
- La organización y funcionamiento de la entidad estará regida por una junta de gobierno con una composición plural del gobierno federal y de los sectores social y privado. Integrada por el secretario de Energía y cuatro designados por el presidente de la república propuestos de la siguiente forma; uno por los generadores del sector público; otro por los generadores privados de energía; otro por la Procuraduría Federal del consumidor; y finalmente uno por los usuarios registrados según el artículo 48 de la Ley del Servicio Público de Energía.
- No se afectará los derechos de los trabajadores adscritos a dicho organismo.

1.3.5. Ley Orgánica de la Comisión Federal de Electricidad.

Esta Ley establece el régimen jurídico bajo el cual operará la CFE. Entre sus principales disposiciones se encuentran:

- La CFE tiene como objeto prestar el servicio público de energía eléctrica, tal como lo ha venido haciendo.
- La CFE podrá celebrar contratos con los usuarios registrados.
- Se amplía el objeto del Organismo a fin de permitirle realizar actividades adicionales para incrementar sus ingresos y desarrollar servicios de valor agregado para sus clientes.
- Las disposiciones y lineamientos en materia presupuestaria y de evaluación que emitan la SHCP y SECODAM, deberán considerar la autonomía de gestión de la CFE.
- La CFE será administrada por un Consejo de Administración y por un Director General. El Consejo de Administración estará integrado por los Secretarios de Energía, Hacienda, Medio Ambiente y Economía; cuatro representantes designados por el Presidente y tres representantes del Sindicato.
- Se respetan plenamente los derechos adquiridos de los trabajadores.
- Se respetan los compromisos contraídos con terceros.

ALGUNAS OTRAS ALTERNATIVAS QUE SE PODRÍAN UTILIZAR PARA LOGRAR UN DESARROLLO EN LA INDUSTRIA ELÉCTRICA SIN NECESIDAD DE REFORMA ELÉCTRICA.

Existe una tendencia creciente por el consumo de gas natural como energético primario para crear electricidad sin embargo cabe recordar los siguientes puntos:

El gas natural no es el combustible mas barato como se afirma, ni el de menor inversión para su explotación, además tiene un alto riesgo su utilización y evidentemente no es el de menor costo para la generación de energía eléctrica.

Sin embargo si se opta por el gas natural como combustible primario, una propuesta podría ser aprovechar racionalmente este recurso estudiando localidades para poder determinar en las que sea factible aprovechar la producción del gas natural y de los sitios cercanos a los pozos en localidades en las que no se requiera elevar la presión para su distribución. Desde luego, el precio del gas natural sería suficientemente bajo.

Otra propuesta es la utilización aceites residuales (fondos de torre de alto vacío) para suministrar a las plantas termoeléctricas, esto se haría en las refinerías en vez de generar combustóleo.

Datos mostrados por la secretaria de energía, revelan que del año 2000 al 2007 se gastaran divisas por mas de 18,500 millones de dólares por concepto de importaciones de gas. Técnicos petroleros, han propuesto que con una inversión por casi la décima parte (2 000 millones de dólares) se podrían construir refinerías-energéticas, es decir; plantas de generación eléctrica adyacentes a las refinerías. (Como lo hizo Iberdrola en España) con esto se estima que se podrían alcanzar 7,000 MW (Un 30% mas de lo que la Secretaría de Energía requiere en ese lapso).

Recuperar el gas, que en el actual sexenio se ha quemado a la atmósfera, sin ningún provecho y cuyo valor a precio actual de 5 dls/mmbtu equivale a 5,102 millones de dólares.

Considerando que las plantas que utilicen gas natural en un ciclo combinado tienen una eficiencia de 50%, contra una de 30% de las plantas termoeléctricas como las que se proponen.

Sin embargo podría existir un problema real que es el impacto ambiental, pero los ahorros parcialmente se deben ocupar en instalar los sistemas de protección ambiental necesarios para reducir las emisiones a la atmósfera, principalmente de óxidos de azufre. Las tecnologías para lograr el cabal cumplimiento de las normas ambientales están disponibles y han sido ampliamente probadas a nivel mundial. Entre estas técnicas son: lavado de gases de chimenea, generación en lechos fluidizados y gasificación, con esta última la contaminación por óxidos de azufre se reduce a cero.

Simultáneamente, la construcción de trenes de refinación permitirá eliminar las importaciones de gasolinas y de petrolíferos en general, que actualmente ya alcanzan valores superiores al 30% de los ingresos obtenidos por la exportación de crudo.

1.4 Panorama mundial con la privatización en otros países.

A continuación presentamos un breve panorama de cómo se ha comportado la industria eléctrica en otros países en los que se ha llevado o sea intentado realizar una desregulación eléctrica. Cabe mencionar que en la gran mayoría se pretendía o se prometía algo muy similar, de entre lo que podemos mencionar a grandes rasgos:

- Incremento en la competencia para la generación, transmisión y distribución.
- Precios más bajos
- Menores costos de operación para las empresas eléctricas.
- Menores diferencias regionales en costos.
- Más empleos.
- Mayor confiabilidad en el suministro eléctrico.
- Un medio ambiente más limpio.

Reino Unido.

Fue el primer país en Europa en 1989 que introdujo la privatización de la industria eléctrica.

Obteniendo en su esquema eléctrico la competencia en la distribución, se busca que la planta más económica opere siempre que sea posible; Se coordina la programación diaria y el despacho de las plantas; Se ha incrementado la disponibilidad y eficiencia de la generación y se ha creado una estructura de tarifas/ zona en libras/kW para la ubicación de la generación.

Sin embargo se han presentado apagones cuyas principales causas son el voltaje (60%), estabilidad (21%) y límite térmico (19%).

Además se presenta volatilidad en los precios, puesto que pueden cambiar drásticamente de un día a otro, estos ha impulsado el desarrollo de organizaciones que ofrecen contratos en los que se garantiza el precio de la electricidad al comprador, reduciendo la incertidumbre del costo en su operación. Esto es una forma de seguro que no existía antes, y en la actualidad se estima que 80-90% de las compras de electricidad en el Reino Unido se hacen a través de este tipo de contratos.

Por lo que los únicos beneficiarios de la privatización de los sistemas de energía eléctrica en el Reino Unido fueron los bancos, las firmas constructoras, las compañías de seguros, los fondos privados de pensiones y las compañías industriales y comerciales que invirtieron en los servicios privatizados o facilitaron préstamos para quienes lo hicieron.

Otros países europeos.

La reforma del sistema eléctrico en el Reino Unido ha servido como ejemplo para otros países europeos. Se están observando muy detenidamente su desarrollo y los resultados.

Las reformas adoptadas o en desarrollo en los países nórdicos (Noruega, Suecia, Finlandia) son similares en muchos aspectos a las adoptadas en el Reino Unido, con la introducción de una competencia total y un acceso generalizado por terceras partes a las redes eléctricas; sin embargo, la privatización no parece ser una meta inmediata en estos países.

En los tres países nórdicos, se cuenta con un mercado de electricidad común entre sus fronteras en el que los consumidores tienen acceso libre a cualquier suministrador; esto quiere decir que no sólo los productores operan traspasando fronteras, sino también los consumidores.

En Noruega, todos los consumidores pueden contratarse con cualquier empresa que ofrece el suministro eléctrico, sin embargo existe un cargo de 30 dólares para el usuario cada vez que cambia de empresa.

En Suecia la operación del mercado de electricidad fue en 1996. La experiencia ha sido muy variada; existieron grandes diferencias de precios durante ese año.

En Bélgica, España y Holanda se está siguiendo una tendencia un tanto contraria: la generación ha sido o está siendo concentrada con el objeto de una mayor eficiencia y mejor preparación para el reto de la internacionalización. En Bélgica, las tres empresas más grandes privadas se unieron para formar Electrabel en 1992; en España, la fusión de empresas que tuvo lugar en 1991-1992 fue con el objeto de reforzar al sector a la luz de la apertura de los mercados internacionales; la reestructuración del sector que se está discutiendo actualmente en Holanda está inspirada por lo mismos principios.

En Irlanda y Portugal también se ha empezado a desagregar a las empresas públicas en generación, transmisión y distribución, con propuestas para diferentes esquemas de privatización.

La estructura del Ente Nazionale per L'energia Elettrica (ENEL) sigue el mismo modelo vertical de la década de los sesenta, cuando se nacionalizó la industria eléctrica en Italia; sin embargo, en 1991 se promulgó una ley que favorece al autoabastecimiento y a los productores independientes.

Los principios de desregulación son los siguientes:

- Las empresas integradas en forma vertical tendrán que dividir su contabilidad en tres partes diferentes: contabilidad para la producción, para la transmisión y para el suministro.
- Se anularán los derechos exclusivos: esto significa que no habrá territorios exclusivos para ninguna compañía eléctrica.
- Acceso de tercera parte: todos los usuarios, productores independientes y todos los que produzcan o intercambien electricidad tendrán acceso a la transmisión o a la red suministradora.

Estados Unidos de América.

En el caso de este país, en abril de 1996 la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC) emitió la última versión de las reglas para el acceso abierto a la transmisión, solicitando de esta manera a las empresas eléctricas el acceso de Latinoamérica de compra/venta a los sistemas de transmisión de manera indiscriminada.

Las decisiones tomadas por la FERC se han basado en numerosos estudios. Uno de los estudios más relevantes fue llevado a cabo en la Universidad de Clemson, y reveló que en el largo plazo una cuenta de consumo de energía eléctrica promedio de 69 dólares, típica de un consumidor residencial, podría bajar en 30 dólares es decir un 43% si los usuarios tuvieran una alternativa real de elegir con quien contratarse.

En la actualidad existen diferentes empresas para la generación, transmisión y distribución, operando en forma independiente entre ellas. Además, esto dio lugar a la entrada de productores independientes, operadores del sistema independientes y comerciantes independientes de energía eléctrica, entre otros. En este momento, el sistema permanece aún como un monopolio, pero en el futuro el consumidor tendrá acceso directo a los suministradores.

Además, recientemente el 40% de la energía vendida en los Estados Unidos se comerciaba en el mercado de mayoreo. En el estado de California, la gran industria puede entrar en las Latinoamérica al menudeo de la venta de la energía eléctrica.

La desregulación de los mercados de energía eléctrica en EEUU fue impulsada por el interés del negocio y no por el bienestar del país. En particular por aquellas industrias que emplean en sus procesos grandes cantidades de electricidad y que deseaban reducir sus costos con proveedores más competitivos, además de que también se involucraron compañías eléctricas privadas deseosas de obtener ganancias del negocio eléctrico.

Además de apagones en estados como New York, California, entre otros. Incendios de transformadores por falta de un buen mantenimiento, incremento en las tarifas, puesto que no fueron congeladas como se prometió y movimientos de protesta, son algunos de los problemas que enfrenta este país en la actualidad.

Latinoamérica.

Sudamérica ha sido pionero en el orbe de la desregulación de los mercados de electricidad. En Chile este proceso se inició en 1982, en donde los elementos clave son la competencia en la generación y un acceso abierto en la transmisión. Le siguió Argentina con una nueva ley para la electricidad en 1992, después Perú en 1993 y Colombia en 1994. Brasil y Venezuela iniciaron cambios regulatorios en 1997.

En los países centroamericanos como Panamá, El Salvador, Guatemala, Nicaragua, Costa Rica y Honduras se iniciaron en 1997 nuevas reformas en sus sectores eléctricos.

Chile fue el primero en integrar en diferentes unidades de negocios a la generación, la transmisión y la distribución. Las dos empresas eléctricas dieron lugar a siete compañías de generación compitiendo en la red eléctrica principal.

En Argentina, este proceso se inició en 1991 mediante el establecimiento de mercado al mayoreo de electricidad. Las actividades principales, con la excepción de plantas nucleares y aquellas binacionales, han sido transferidas a manos del sector privado. Asimismo, las dos empresas eléctricas gubernamentales han sido sustituidas por treinta compañías de generación. En el área de distribución existen dos compañías compitiendo entre sí en Buenos Aires.

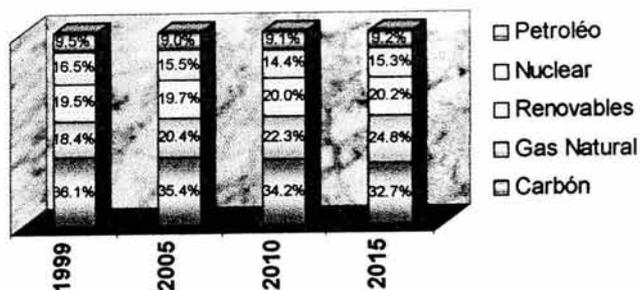
Tanto en Argentina como en Chile se considera que las compañías generadoras requieren alcanzar el mercado y por lo tanto son responsables de la expansión del sistema de transmisión y tienen que cubrir el porteo.

En Latinoamérica, sólo México, Brasil, Uruguay y Paraguay continúan con monopolios estatales, aunque en todos ellos se han iniciado actividades incipientes para la reestructuración de su sector eléctrico.

1.5 Tendencias energéticas de los combustibles usados para la generación de energía eléctrica en México y en el mundo.

Hablando del mercado de combustibles para la generación eléctrica los principales combustibles son el carbón, los derivados del petróleo, el gas natural, la energía nuclear y las energías renovables (Solar, Eólica, Biomasa y sobre todo la Hidráulica).

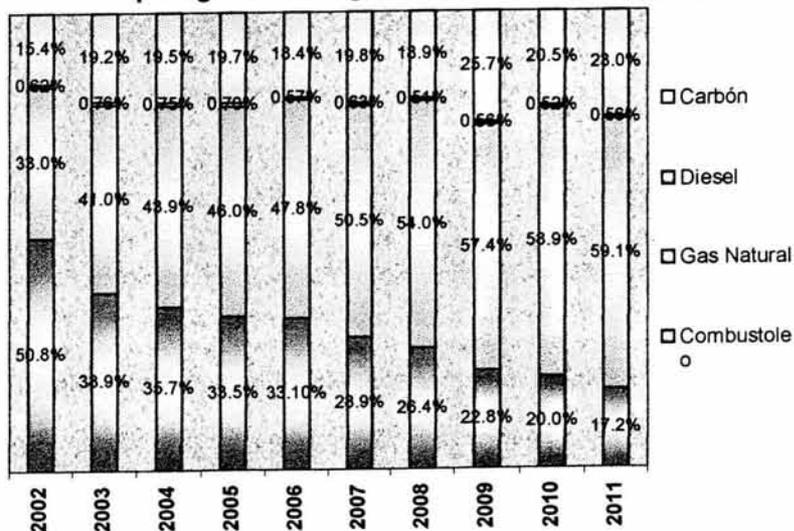
Evolución mundial de los energéticos usados en generación de electricidad (p)



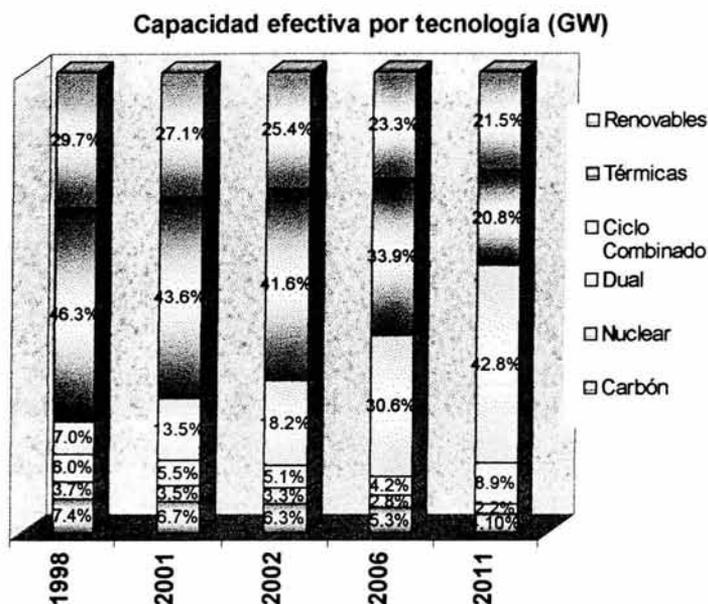
Gráfica 1.1 Evolución mundial en energéticos empleados en generación de electricidad

En México el 74% de la electricidad se produce en instalaciones térmicas, el 18% en plantas hidroeléctricas, el 3% a partir de fuentes geotérmicas y el 5% en plantas nucleares.

Pronostico del consumo de combustibles usados para generar energía eléctrica en México (Tj/Día)



Gráfica 1.2 Tendencia en el consumo de combustibles utilizados en México.



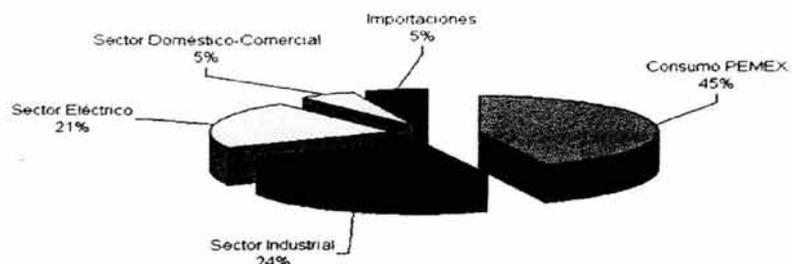
Gráfica 1.3 Capacidad efectiva por tecnología.

1.5.1 Gas natural.

Se estima que para el futuro se vuelva el principal combustible para la generación de energía eléctrica, pues además de ser barato, permite una combustión relativamente limpia y brinda una vida útil a las máquinas debido a que su poder calorífico es bajo.

En México la exploración de crudo y de gas natural se encuentra poco desarrollada. No obstante, prospecciones recientes de PEMEX hacen prever que el potencial de gas no descubierto es considerable, pues casi el 45% del subsuelo mexicano está caracterizado como cuenca sedimentaria, si bien sólo el 10% ha sido explorado y desarrollado; México posee grandes yacimientos de carbón mineral en el norte, en los cuales existen importantes mezclas de gas natural y carbón mineral.

El aprovechamiento del gas natural en el sector eléctrico ha venido creciendo en los últimos años, pues en 1996 de los 3065 (m.p.c.) consumidos apenas el 16% correspondió a dicho sector, sin embargo para el año 2000 el porcentaje de participación del sector eléctrico fue del 21%.



Gráfica 1.4 Aprovechamiento del gas natural.

1.5.2 Carbón.

Este es el principal combustible utilizado a nivel mundial para la generación de energía eléctrica.

De hecho un 60% de la producción mundial del carbón es usado para la generación de energía eléctrica, se estima que para el 2020 el carbón sea el principal combustible usado en la generación de energía a nivel mundial con un crecimiento promedio anual de 1.4%.

En México el crecimiento de generación utilizando este combustible se ha mantenido muy similar en los últimos años, alrededor de un 18% de contribución de la generación de energía eléctrica.

1.5.3 Energía hidráulica y otras energías renovables.

La energía renovable, contribuye con un 20% de toda la energía eléctrica a nivel mundial, se espera que las tecnologías de energía renovable no incluyendo la energía hidráulica mejoren en el futuro, puesto que aun siguen siendo costosas.

En particular en México la energía hidráulica se ha mantenido con un porcentaje considerable en la participación de generación de energía eléctrica, y en el futuro se prevé que dicho porcentaje aumentará al existir algún proyecto en puerta.

1.5.4 Energía nuclear.

En lo que se refiere al futuro de la energía nuclear en la generación de la energía eléctrica, el panorama es incierto, pero aun así se estima un crecimiento en esta tecnología, causando que para el 2010 aumente a 365 GW, y disminuya a 351GW, para el 2020.

La disminución en esta tecnología se deberá a la creciente preocupación en la seguridad de operación en estas plantas y a la disposición de los desechos radioactivos.

En México el panorama se ha mantenido muy similar desde la creación de la planta de laguna verde.

1.5.5 Derivados del petróleo.

Con respecto a la generación de energía eléctrica por medio de estos derivados el consumo ha disminuido por aspectos como la seguridad en el suministro de la energía y la influencia de algunas consideraciones ambientales.

México no será la excepción en este panorama y más si consideramos la gran reserva de gas natural con la que cuenta el país.

Centrales de gas de ciclo combinado

2.1 Introducción

Antecedentes

A partir de las reformas hechas a la ley del Servicio de Energía Eléctrica, se da la oportunidad a la iniciativa privada para participar en la generación y venta de electricidad. Esta acción trae como consecuencia cambios dentro de los esquemas actuales de administración de energía. La importancia que tienen las Centrales de Gas de Ciclo Combinado radica en que son el único tipo de plantas utilizadas por los Productores Externos de Energía (PEE) para satisfacer la demanda de energía eléctrica en territorio mexicano

Definición

Una Central de Gas de Ciclo combinado, es aquella que utiliza como combustible gas natural y genera electricidad a partir del acoplamiento de una turbina de gas y otra de vapor. Una unidad funcionando en Ciclo Combinado une dos ciclos, uno de gas que se rige por el ciclo Bryton y otro de vapor regido por el ciclo Rankine.

Su principal característica consiste en aprovechar la energía térmica contenida en los gases de escape del ciclo de gas para generar vapor con energía suficiente como para aprovecharse en un ciclo de vapor.

El ciclo de gas se realiza en una turbina de gas y sus gases de escape se hacen pasar a través de una caldera de recuperación de calor, generando vapor a varias presiones, este vapor generado es enviado a la turbina de vapor y al aprovechar el calor de estos gases aumenta considerablemente la eficiencia energética de la planta.

2.2 Esquema de funcionamiento.

Los principales componentes de un ciclo combinado son:

- Turbina de gas.
- Caldera de recuperación.
- Turbina de vapor.
- Condensador.

- Tanque de agua de alimentación/desgasificador.
- Ciclo de agua de refrigeración.
- Alternadores.

Funcionamiento:

1.- El aire en condiciones ambientales es aspirado desde el exterior ingresando al compresor donde la temperatura y presión son elevadas.

3.-El aire se mezcla con el combustible en la cámara de combustión para ser quemado. En esta cámara el combustible ingresa atomizado.

4.- Los gases de combustión calientes se expanden en la turbina de gas, proporcionando la potencia o el trabajo para la operación del generador eléctrico asociado al ciclo de gas.

5.- Los gases de escape calientes salientes de la turbina de gas ingresan a la caldera de recuperación. Antes de pasar a la atmósfera en dicha caldera se produce el intercambio de calor entre los gases calientes de escape y el agua a alta presión del ciclo de vapor, es decir, el aprovechamiento del calor de los gases de escape llevando su temperatura al valor más bajo posible para no afectar el medio ambiente.

La Caldera de recuperación se divide en tres áreas de intercambio de calor:

Área 1: Se denomina economizador y está ubicado en la parte inferior de la caldera. El agua a alta presión ingresa al economizador para ser recalentada hasta el punto de saturación.

Área 2: Se denomina ciclo de evaporación y está ubicada en la zona intermedia de la caldera. Es donde se transforma el agua en vapor.

Área 3: Se denomina recalentador y está ubicada en la parte superior de la caldera, zona donde la temperatura es más alta producto de que está cerca de la salida de la Turbina de Gas alcanzando en este punto como máxima temperatura los 540°C. Aquí el vapor saturado se recalienta aún más.

6.- Los gases enfriados son descargados a la atmósfera a través de una chimenea.

7.- Posteriormente este vapor recalentado es inyectado en la Turbina a Vapor donde se expande en las filas de alabes haciendo girar el eje de esta Turbina lo que genera trabajo, el cual es transformado en energía eléctrica en el generador acoplado a la Turbina a Vapor.

8.- El vapor que sale de la Turbina de Vapor, pasa a un condensador donde se transforma en agua. Este condensador es refrigerado mediante un sistema que inyecta agua fría por la superficie del condensador, lo que ocasiona la disipación del calor latente contenido en el vapor.

9.- Posteriormente el agua pasa a un desgasificador (tanque de agua de alimentación). En el desgasificador se eliminan todos los gases no condensables; el tanque envía, a través de bombas, el agua a alta presión hacia la caldera de recuperación para iniciar nuevamente el ciclo (ver Figura 2.1).

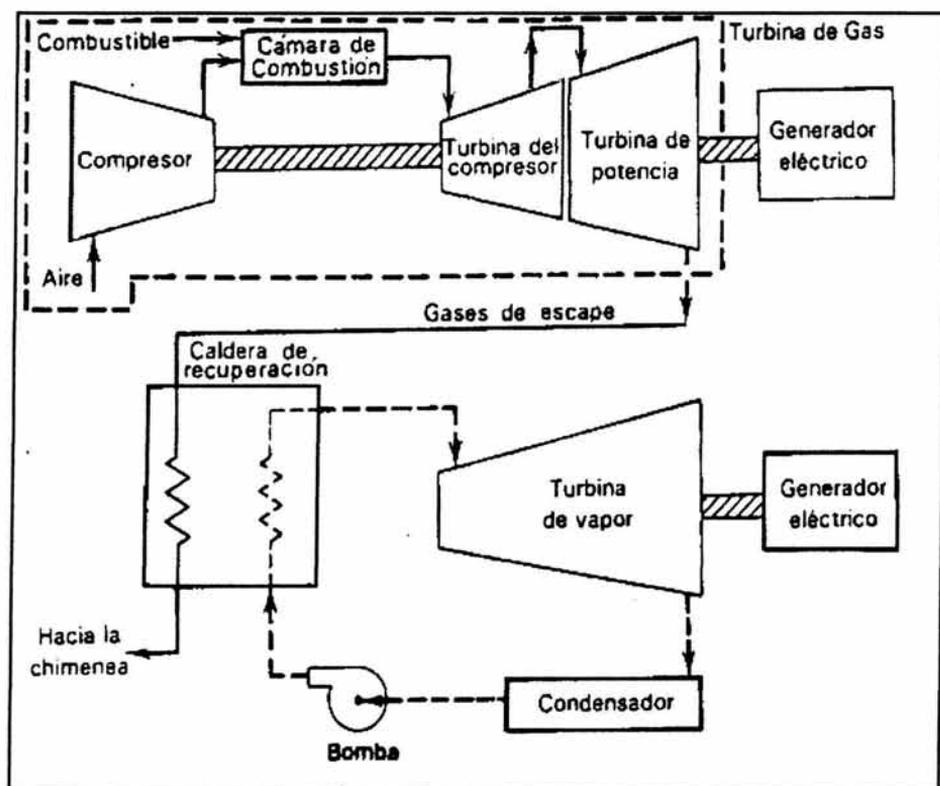


Figura 2.1 Esquema de una Central de Ciclo Combinado

2.3 Eficiencia.

La eficiencia de este tipo de plantas se basa en dos ciclos termodinámicos.

Ciclo Brayton.

En este ciclo el fluido de trabajo se comprime y se proporciona calor por la combustión de combustible contenido en el fluido, los gases resultantes a temperatura elevada se expanden en la turbina y se descargan a la atmósfera en el caso del ciclo abierto o ceden su calor en un cambiador de calor en el caso del ciclo cerrado.

La eficiencia de este ciclo puede aumentar si se implementa un ciclo regenerativo, en el cual se precalienta el aire que sale del compresor con los gases de escape de la turbina de gas aprovechando así una parte de su energía remanente.

Ciclo Rankine.

Aquí el agua se calienta en la caldera hasta el estado de líquido saturado y se vaporiza al estado de vapor saturado. El vapor se expande en la turbina mediante lo cual la energía disponible en el vapor se convierte en energía mecánica, y el vapor que sale de la turbina entra al condensador, donde cede calor y se condensa pasando al estado líquido. El agua se comprime en la bomba de alimentación, que en un ciclo ideal tiene una eficiencia del 100%, y entra a la caldera donde se calienta para repetir el ciclo.

En un ciclo Rankine real se tienen pérdidas que reducen significativamente la eficiencia. Por ejemplo, la turbina tiene una eficiencia menor del 100% y como resultado la expansión del vapor lo que hace que el calor cedido en el condensador sea mayor y en consecuencia que la eficiencia del ciclo disminuya.

Para aumentar la eficiencia del ciclo Rankine se aumenta la temperatura a la que se suministra el calor mediante los procesos denominados supercalentamientos y recalentamiento. El supercalentamiento consiste en añadir calor al vapor saturado, aumentando su temperatura por encima de la saturación, antes de que el vapor entre a la turbina. El recalentamiento, se obtiene extrayendo de la turbina el vapor en un punto indeterminado del proceso de expansión y conduciéndolo a la caldera para recalentarlo, el vapor recalentado se regresa a la turbina y se expande hasta alcanzar la condición de descarga al condensador.

2.4 Riesgos de generación.

En primer lugar podría mencionarse el agua debido a lo práctico de la búsqueda para su instalación considerando que son centrales relativamente chicas comparadas con una hidroeléctrica por mencionar alguna son muy prácticas así que lo más común es extraer el agua del subsuelo por lo que existe el riesgo latente de la escasez.

Otro punto importante es el tiempo de vida útil esto es por la corta vida que tienen las turbinas el cual oscila alrededor de los 25 años.

2.5 Impacto ambiental.

Este tipo de centrales suelen presentar tecnologías relativamente limpias debido a la reducción de las emisiones de contaminantes que proporcionan a la atmósfera, sin embargo contribuyen de cierta forma.

En primer lugar podríamos mencionar al llamado efecto invernadero, el cual es debido a las emisiones de Dióxido de Carbono (**CO₂**).

Fugas accidentales del metano (**CH₄**) cuyo potencial de calentamiento en largos periodos puede llegar a ser el doble de una cantidad igual de (**CO₂**).

Lluvias ácidas las cuales son producidas por las reacciones del oxígeno y del nitrógeno (**NO_x**) en el aire cuando la temperatura de estos se eleva.

Las emisiones por Dióxido de Azufre (**SO₂**) aunque son casi nulas debido a que este elemento es prácticamente inexistente en el gas natural.

Los daños y alteraciones a los ecosistemas debido a las ingentes cantidades de agua que es devuelta al medio después de sufrir un salto térmico en el método de circuito abierto.

2.6 Transacciones de porteo

Definición

Una transacción de porteo, es un servicio de transmisión que presta una compañía, que renta parte de su sistema de potencia a dos compañías que no tienen conexión directa, para que por medio de su red de transmisión realicen sus transacciones (compra/venta) de energía.

Tipos de transacciones de porteo

Existen varios tipos de transacciones de porteo, cada uno de estos se definen según la naturaleza de los permisionarios.

- De generador privado a compañía.
- De compañía a compañía.
- De compañía a cliente privado.
- De generador privado a cliente privado.

2.6.1 Formas de realizar una transacción de porteo

- *Por continuidad del flujo*
- *Por desplazamiento de potencia.*

Por continuidad de flujo: Esta forma implica transmitir la potencia de porteo desde el punto donde se inyecta a la red, hasta el punto de exportación donde es extraída (ver Figura 2.2).

Esta forma se utiliza en redes con alta capacidad de transmisión y donde los nodos de porteo están localizados en zonas radiales con déficit de generación.

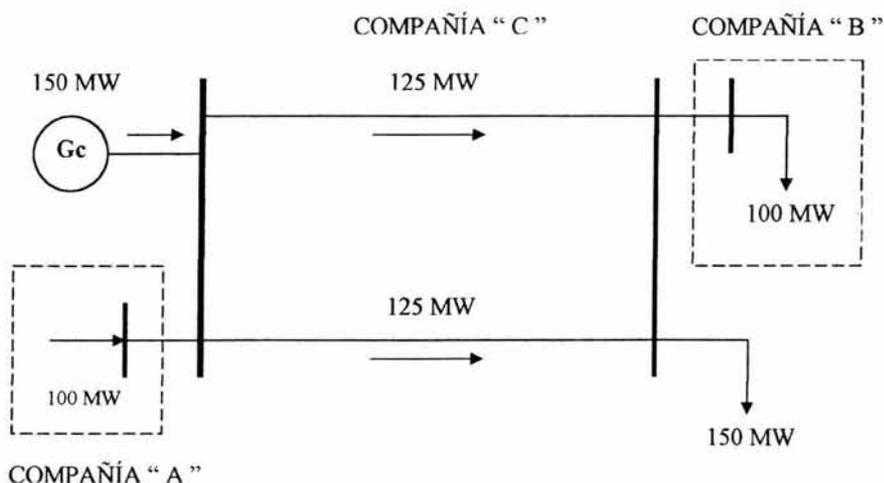


Figura 2.2 Transacción realizada por Continuidad de Flujo

Por desplazamiento de potencia: Esta forma de ejecutar una transacción de porteo, consiste en una inyección en la potencia de entrada en el punto de inyección o en la zona cercana a él (ver Figura 2.3).

Esta forma es la más usual, ya que causa menos problemas en la operación de la red. El requisito para efectuar ésta transacción, es tener la capacidad de generación necesaria en el punto de extracción.

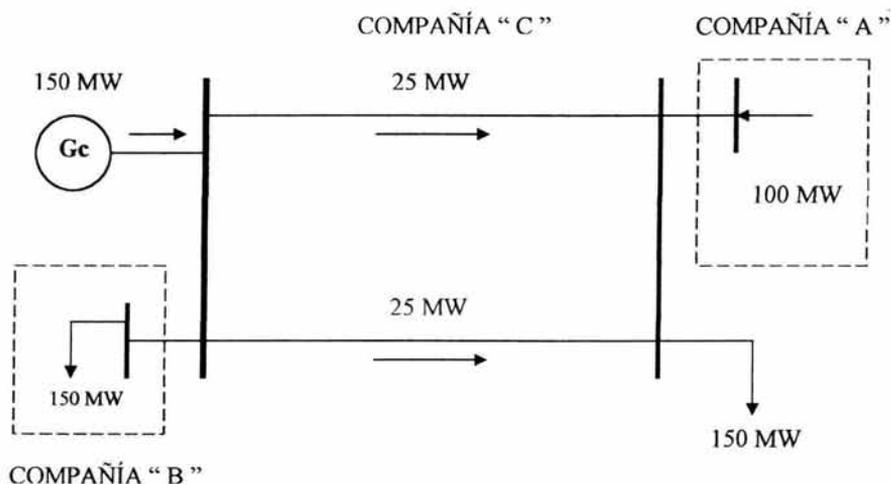


Figura 2.3 Transacción realizada por Desplazamiento de Potencia

2.6.2 Categoría de las transacciones de porteo

Los tipos de transacciones de porteo, pueden representarse en diferentes categorías, las cuales se dignan por la duración del contrato del servicio y por el grado de confiabilidad contratado por el permisionario.

- 1) *Transacciones de porteo a largo plazo:* Son transacciones que cubren periodos convenidos de varios años (en México, el plazo máximo es de 30 años con opción a renovarse) y que son considerados en los planes de expansión del sistema.
- 2) *Transacciones de porteo a corto plazo:* Son transacciones que pueden durar desde unas pocas horas hasta varios años, pero no son asociadas con los refuerzos planeados en el sistema.

- 3) *Transacciones de porteo firmes*: Son transacciones que no están sujetas a interrupciones por políticas de operación de la compañía porteadora. En esta categoría los permisionarios son vistos con la misma importancia que los clientes de la compañía y sólo puede ser suspendido el servicio por condiciones operativas de emergencia.

- 4) *Transacciones de porteo no firme*: Son transacciones que están restringidas a políticas de operación de la compañía porteadora y de los permisionarios. Estas transacciones de porteo se realizan principalmente por economía y se realizan cuando se tiene la capacidad necesaria para dar lugar a la transacción en áreas y tiempos específicos del sistema de potencia.

2.6.3 Costos causados por una transacción de porteo

Los costos que se incurren al prestar un servicio de porteo, representa el impacto que tiene la transacción de porteo sobre la compañía que presta el servicio. Estos costos se clasifican de la siguiente forma.

Costo de capital: Este costo es el asociado con las instalaciones de transmisión y distribución utilizadas por la transacción.

Costos por refuerzos: Este costo es impuesto por los refuerzos que se deben de hacer en la red para alojar a la transacción. Los refuerzos pueden ser construcción de nuevas instalaciones o adaptación de las ya existentes.

Costos de operación: estos costos se asocian con los siguientes aspectos: Cambio en las pérdidas de transmisión, redespachos, arranque o paro de unidades para evitar violación de restricciones de transmisión, modificación de los niveles de reserva rodante, control de voltaje, etc.

Costos de oportunidad: estos costos tienen que ver con la pérdida de oportunidades que causa la transacción a la compañía. Por ejemplo, la compañía tiene la oportunidad de comprar energía mas barata, pero la transacción se lo impide, por lo tanto, esta acción debe ser compensada.

Costos por operación de instalaciones y mantenimiento: son costos asociados con salarios a despachadores de carga, mantenimiento de estructuras, líneas, subestaciones, etc. En algunos casos se incluyen costos de los Centros de Control de las compañías para la administración de energía.

Costos por administración: son gastos de oficina.

2.6.4 Aspectos técnicos relevantes a considerar en los contratos de transacciones de porteo.

Dependiendo del tipo y categoría de la transacción de porteo contratada, la comisión reguladora debe de poner atención en definir las condiciones bajo las cuales se realizará el servicio, además de establecer las obligaciones a cumplir, tanto por la compañía como por los permisionarios. A continuación se describe algunos de los aspectos relevantes a considerar en una transacción de porteo.

Control de frecuencia

Al proporcionar una transacción de porteo, la compañía porteadora está obligada a monitorear, además de su carga natural, las cargas que introduce la transacción, de esta forma la compañía coordina la transacción y asegura al cliente del porteo a recibir un servicio de calidad, aún cuando el vendedor no tenga la regulación necesaria para el control de la frecuencia.

Acuerdos de respaldo de potencia

En el caso de una transacción de porteo, donde el vendedor cuenta con una baja capacidad de generación (pequeños productores, cogeneradores), se debe de celebrar contratos donde la compañía porteadora se comprometa a suministrar con recursos propios la parte de la demanda que el vendedor no alcance a suministrar al comprador. Este acuerdo se diferencia del anterior por el rango de demanda a cubrir y por la duración del respaldo.

Control de voltaje

La compañía porteadora está obligada a suministrar un perfil adecuado de voltaje en los nodos del porteo (así como en todo el sistema), particularmente en la transacción donde los vendedores son pequeños productores o cogeneradores. En caso de autoabastecedores o generadores independientes, el nivel de voltaje (al menos en el nodo de inyección) puede ser regulado por el permisionario.

Operación segura y márgenes de confiabilidad

Al realizar una transacción de porteo, esta introduce en los planes de operación de la compañía porteadora incertidumbre al determinar los niveles de utilización de las líneas de transmisión, además complica la forma de satisfacer la demanda en el sistema.

Planes de expansión del sistema

Al incrementarse el número de servicios de porteo, la incertidumbre al pronosticar cargas, generación, topología de la red, aumenta.

2.6.5 Metodologías para evaluar los costos de una transacción de porteo

Existen diferentes metodologías para evaluar los costos asociados de una transacción. La decisión de utilizar una u otra está ligada directamente con los objetivos financieros que persiga la compañía porteadora.

Método de la estampilla postal: Este método asigna un costo a la transacción de porteo en base a la parte de inversión que se pretende recuperar y a la cantidad de potencia asociada a la transacción.

Método Mw- milla: Este método se divide en dos categorías; la primera supone que la potencia asociada a la transacción es constante, la segunda permite que dicha potencia varíe dentro de un rango establecido.

Los aspectos que se consideran para asignar el costo de una transacción de porteo son los considerados por el método de estampilla postal, más cargos asociados a la dirección y distancia del flujo de potencia de la transacción.

Método de costos marginales: Este método considera la transacción de porteo como un contrato simultáneo de compra y venta. Obtiene el costo marginal asociado como la diferencia del costo marginal del nodo de envío y del nodo de recepción. Este método proporciona resultados que promueven el uso eficiente de los recursos de generación y transmisión.

Productores Externos de Energía (PEE)

3.1 Introducción

Definición

Un Productor Externo de Energía es cualquier persona o sociedad del sector privado que proporciona capacidad de generación de energía eléctrica utilizando sus propios recursos para desarrollar, construir y operar una central de generación eléctrica y vender toda la energía eléctrica a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), quien la distribuye a través del sistema de transmisión que tiene en el país.

Cabe señalar que un Productor Externo de Energía (PEE) es el titular de un contrato de compromiso de capacidad de generación de energía eléctrica y compraventa de energía eléctrica asociada, celebrado con la Comisión Federal de Electricidad (CFE), de conformidad con lo dispuesto por la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su reglamento.

Las principales particularidades de los Productores Externos de Energía son:

- Pertenecen al Sector Privado.
- Centrales de Ciclo Combinado.
- Aportan 100 % de la inversión.
- Venden el total de su generación a la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

3.2 Modelos de financiamiento de los proyectos de generación.

Existen dos tipos de lograr obtener un financiamiento para generar energía eléctrica y vendérsela a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), estos se pueden clasificar en :

Productor Externo de Energía (P.E.E.)

En este modelo se permite al desarrollador del proyecto diseñar, financiar, construir y operar la planta de generación con flexibilidad y libertad para cumplir los compromisos de venta de capacidad y energía suscritos con la Comisión Federal de Electricidad (CFE). El papel de Comisión Federal de Electricidad (CFE) se concentra en la compra de dicha capacidad y energía eléctrica asociada, sin

realizar inversión directa alguna, los riesgos en las etapas de construcción y operación de la planta quedan bajo responsabilidad del productor independiente, mientras que Comisión Federal de Electricidad (CFE) asume el riesgo del mercado.

Construcción, Arrendamiento y Transferencia (C.A.T.)

Este modelo consiste en la construcción y puesta en operación de una planta de generación de electricidad, financiada por inversionistas privados y diseñada bajo las especificaciones técnicas de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) Una vez probada, la planta es arrendada a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) para su operación y mantenimiento. El arrendamiento se remunera a los inversionistas privados mediante pagos diferidos, durante un periodo preestablecido, hasta amortizar la inversión inicial y finiquitar el contrato a través de la transferencia de la planta a la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

3.3. Características principales de los Productores Externos de Energía.

CENTRALES EN OPERACIÓN	CAPACIDAD (MW)	No. DE UNIDADES	ENTIDAD FEDERATIVA
ALTAMIRA II	495	3	Tamaulipas
ANÁHUAC	495	3	Tamaulipas
BAJÍO	495	4	Guanajuato
HERMOSILLO	250	2	Sonora
MÉRIDA	484	3	Yucatán
MONTERREY	488.9	2	Nuevo León
SALTILLO	247.5	2	Coahuila
TUXPAN III y IV	900	4	Veracruz

Tabla 3.1 Centrales eléctricas ciclo combinado actualmente en operación.

3.4 Impactos ambientales de los productores externos de energía (P.E.E.).

La Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente contempla en su artículo 38 como instrumentos de Política Ambiental, a las Auditorías Ambientales y la Autorregulación, siendo este último un mecanismo igualmente aprobado para apoyar y reconocer los esfuerzos voluntarios que las industrias o instituciones llevan a cabo, a fin de lograr el cumplimiento de la legislación ambiental e incluso ir más allá de lo que se establece en ella. Dicho

diagnostico se realiza mediante el Reporte Interno de Diagnostico Ambiental (RIDA).

Además de los impactos ambientales producidos por los gases de combustión dichas leyes marcan los siguientes rubros:

Abastecimiento de agua.

El origen del suministro de agua de acuerdo al Reglamento de la Ley de Aguas Nacionales (RLAN), podrá ser cualquiera de los siguientes:

- Aguas superficiales fuera de zonas de veda o de reserva.
- Zona de libre alumbramiento.
- Zona de veda o de reserva.
- Aguas residuales.

Las descargas de agua residuales producto de las purgas del equipo de recuperación se establece entre los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales de acuerdo en

Ley de Aguas Nacionales, reglamento de la Ley de Aguas Nacionales, Norma Oficial Mexicana NOM-001-ECOL-1996.

Suelo y subsuelo.

Derivado de las actividades de generación de energía eléctrica, así como, del manejo y disposición final de materiales o residuos peligrosos, como son aceites lubricantes gastados, estopas, trapos y lodos de desecho de tratamiento biológico de aguas residuales que se llevan a cabo en la Central. Según la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente: Artículos, 15-IV, 152 BIS y 170, Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente: Artículos en Materia de Impacto Ambiental.

Ruido.

Los valores permisibles de ruido de las 6:00 a las 22:00 no debe exceder de los 68 dB y de las 22:00 a las 6:00 es de 65 dB. Según la Norma Oficial Mexicana NOM-081-ECOL-1994, así como, el RLGEIPA en Materia de Ruido, los artículos 11, 12, 14 y 18.

Aire

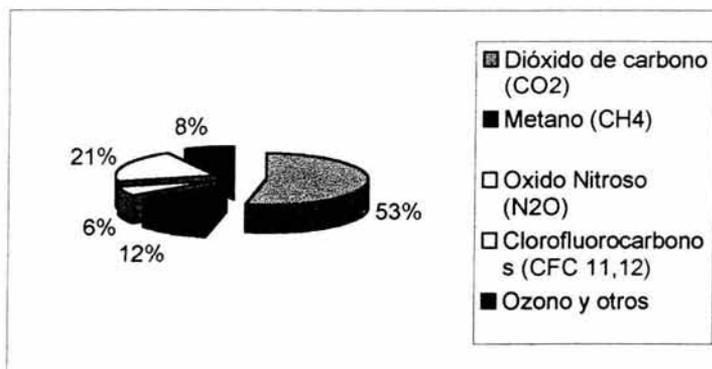
Límites de calidad del aire que no deberán ser excedidos por la operación de las Instalaciones considerando la calidad actual del aire en el Sitio.

SO ₂	0.13 ppm (24 h máx) y 0.03 ppm (med)
NO ₂	0.21 ppm (1 h máx).
Partículas suspendidas totales	260 µg/m ³ (24 h máx) y 75 µg/m ³ (media anual máx).
Partículas suspendidas fracción respirable (PM ₁₀)	50 µg/m ³ (24 h máx) y 50 µg/m ³ (media anual máx).

Tabla 3.2 Límites de la calidad del aire

Los anteriores límites están indicados en las NOM-022-SSA1-1993, NOM-023-SSA1-1993, NOM-024-SSA1-1993 y NOM-025-SSA1-1993, respectivamente. El cumplimiento de estas normas se demostrará mediante la instalación y operación de una red de monitoreo del aire por parte del Productor.

Los porcentajes de participación de los gases contaminantes se muestran en la siguiente grafica. Aquí se puede observar que el Dióxido de carbono (CO₂) contribuye con mas del 50% de los contaminantes al medio ambiente.



Gráfica 3.1 Porcentaje de gases contaminantes

Recientemente hay compañías promotoras de proyectos (Entergy, Intergen...) que aseguran ser capaces de evacuar el calor residual con la ayuda sólo del aire en cualquier época del año, con un mecanismo no muy diferente del de los radiadores de los coches. Esto exige una superficie de contacto muy grande que lleva a la necesidad de ingentes cantidades de terreno o al empleo de elaboradísimas estructuras de ingeniería. Es preciso además estudiar el impacto sobre los ecosistemas y cultivos cercanos de este aire recalentado.

3.5 Políticas de generación de un Productor Externo de Energía (PEE).

La Comisión Federal de Electricidad (CFE), es la encargada de determinar la forma de pago para los Productores Externos por su energía entregada. Para asegurarse de que los Productores Externos cumplan con sus contratos, se han creado un sistema de penalizaciones.

Se va a tener un sistema de penalizaciones el cual va a afectar el pago de los Productores externos de Energía, el cual va a cubrir todos los aspectos del contrato, desde la potencia que va a generar, por contrato, y lo que realmente está generando. Por el momento sólo vamos a hablar en general de las diversas penalizaciones que se pueden llegar a dar.

Además de lo ya mencionado en el párrafo anterior por la potencia generada por la Central, también se pueden tener penalizaciones, por ejemplo, cuando el Centro de Control le pide que llegue a una carga a la Planta, siempre dentro de la capacidad de la planta para generar, y esta Central no puede llegar a esa carga que se le ha pedido, se verá afectado el pago mensual al productor.

Otra penalización que vamos a ver es la disponibilidad, el Productor externo de Energía (PPE) va a dar una Disponibilidad para cierto periodo de tiempo, y esta va a afectar el modo en el que se va a calcular su pago. Además se comprueba la disponibilidad en el periodo de tiempo, y dependiendo del resultado, esto va a dar el factor en el que se va a facturar, es en este modo donde se puede llegar a tener una penalización.

Cabe mencionar que la Comisión paga al Productor dos conceptos, Energía y Capacidad, de los cuales, se presentará en este trabajo la forma de obtener uno de ellos, para lo que se estudiará la forma de obtener el valor de los Cargos por Capacidad.

En el cálculo de los Cargos por Capacidad, intervienen distintas fórmulas y variables, cuya forma de obtención se plasmará en el siguiente capítulo, con la finalidad de poder presentar un ejemplo práctico.

Este trabajo pretende enfocarse en el efecto que tiene la disponibilidad en el pago a un Productor externo de Energía (PEE)

3.6 Situación actual de los nuevos proyectos de los PEE

Las siguientes Centrales Eléctricas iniciarán su operación comercial entre mayo y noviembre de este año 2003.

CENTRALES EN CONSTRUCCIÓN	CAPACIDAD (MW)	INVERSIÓN APROXIMADA (millones de dólares)	FECHA DE INICIO DE OPERACIÓN
TUXPAN III Y IV (Veracruz)	983	616	Inaugurada
CAMPECHE (Campeche)	252	216	Terminada
NACO-NOGALES (Sonora)	258	210	Etapa de Pruebas
LOS AZUFRES II (Michoacán)	100	108	Etapa de Pruebas
MEXICAL (Baja California)	489	503	Etapa de Pruebas
CHIHUAHUA III (Chihuahua)	259	192	Etapa de Pruebas
ALTAMIRA III y IV (Tamaulipas)	1,036	560	Octubre
CONVERSIÓN EL SAUZ (Querétaro)	137	113	Octubre
SAN LORENZO (Puebla)	263	117	Noviembre
CONVERSIÓN TUXPAN I (Veracruz)	162	66	Noviembre
Total: 10	3,939	2,701	

Tabla 3.3 Centrales eléctricas ciclo combinado en el 2003

- 2,701 millones de dólares la inversión aproximada.
- 3,939 megawatts más en la capacidad de generación eléctrica.

Conceptos, fórmulas y métodos para la obtención de variables utilizadas en el cálculo de los Cargos por Capacidad

4.1 Introducción

En este capítulo primero se presentan algunos conceptos básicos así como también las fórmulas que se emplean para calcular el pago mensual que se realiza a cada uno de los Productores Externos de Energía (PEE).

Es importante definir los principales conceptos que se relacionan con la Capacidad:

Capacidad Neta

Es la capacidad de generación de energía eléctrica de las Instalaciones alcanzadas en el Punto de Interconexión.

Capacidad Neta Garantizada

Capacidad Neta en Condiciones de Diseño de Verano garantizada en la Propuesta, en el entendido que la Capacidad Neta Garantizada no podrá ser mayor al límite superior de capacidad especificado por la Comisión, y las Instalaciones deberán diseñarse para proporcionar a temperaturas de bulbo seco menores a la temperatura de diseño de verano un valor de Capacidad Neta que sea como mínimo igual a la Capacidad Neta Garantizada.

Para dar un ejemplo, el valor de 237.828 MW (para nuestra planta a analizar), es el valor para cuando se encuentra operando con combustible base (gas), aun cuando este valor puede ser mayor o menor, dependiendo de lo que indiquen las bases de licitación correspondientes.

Capacidad Neta Demostrada (KC)

Significa la Capacidad Neta, corregida para reflejar las Condiciones de Diseño de Verano mediante las curvas de Corrección, de acuerdo con las Pruebas de Desempeño, ya sea que dichas pruebas se realicen antes de la fecha de

Operación Comercial o dentro del periodo de un año posterior a la fecha de Operación Comercial; en la inteligencia de que si la Capacidad Neta corregida para reflejar las Condiciones de Diseño de Verano que se determine por las Pruebas de Desempeño excede la Capacidad Neta Garantizada, la Capacidad Neta Demostrada será considerada igual a la Capacidad Neta Garantizada.

Capacidad Declarada Disponible

Significa la Capacidad Neta declarada como disponible por el Productor de conformidad con los Procedimientos de Despacho de la Comisión, en la inteligencia de que la Capacidad Neta declarada como disponible corregida para reflejar las Condiciones de Diseño de Verano no podrá ser superior a la Capacidad Neta Demostrada.

Como ya mencionamos, los dos conceptos que se le pagan al productor son los Cargos por Capacidad y los Cargos por Energía.

Los Cargos por Capacidad se dividen en Cargo Fijo de Capacidad y Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento.

Cargo Fijo de Capacidad

Es el medio por el cual la Comisión paga al Productor la inversión que éste último realizó al momento de construir la planta. La periodicidad del pago de este concepto depende del valor CFC_m , es importante mencionar que la inversión realizada por el Productor se financia por un periodo de 25 años (300 meses).

Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento

Es por medio del cual la Comisión retribuye al productor los costos por materiales, refacciones y mano de obra que el Productor ha estimado va a consumir de manera regular sin considerar el combustible y otros insumos que se facturan en otros conceptos. Este cargo se presenta de manera regular mensualmente, y el Productor estima algunos de los valores presentándolos en su Propuesta Económica.

Los Cargos por Energía se dividen en Cargo Variable de Operación y Mantenimiento, Cargo por Combustible y el Cargo por Arranques. En estos cargos, lo que la Comisión paga es:

Cargo Variable de Operación y Mantenimiento

Se pagan los consumibles que utiliza el Productor para la generación como son el agua necesaria para el proceso, la electricidad para operar sus equipos, químicos y otros insumos.

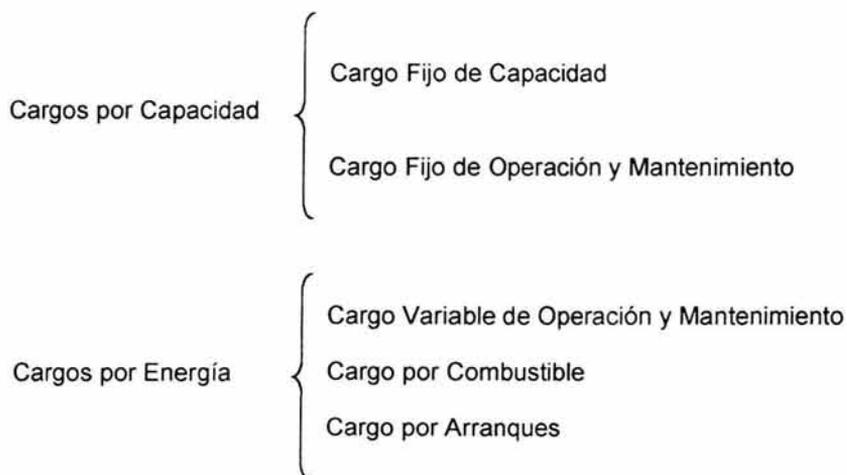
Cargo por Combustible

Se paga el Gas necesario que se requiere para la generación de energía. Es necesario señalar que este concepto y el Cargo Variable de Operación y Mantenimiento se facturan mensualmente.

Cargo por Arranques

Este concepto se factura únicamente cuando aplica y éste es cuando por solicitud de la Comisión el Productor ha dejado de generar total o parcialmente al menos una de sus unidades, sólo se le pagan los arranques exitosos, y es por ello que el cargo por arranques lo factura el mismo Productor.

A manera de resumen, los cargos facturados por los productores Externos de Energía son dos y estos se dividen a su vez en:



4.2 Cargos por Capacidad

4.2.1 Cargo Fijo de Capacidad

Como ya se mencionó, el Cargo Fijo de Capacidad es el medio por el cual, la Comisión paga al Productor la inversión realizada. El pago de este concepto se realiza en dólares una parte pagadera en dólares y otra parte correspondiente a

los impuestos se paga en pesos al tipo de cambio correspondiente a la fecha de pago. Para determinar este cargo, se utilizan las siguientes fórmulas:

$$PCFC_m = CFC_{am} * KC * FADD_m \quad (4.1)$$

en donde:

$PCFC_m$: Pago por Cargo Fijo de Capacidad para el mes "m" (Dólares).

CFC_{am} : Cargo Fijo de Capacidad para el mes "m" (Dólares/kW-Mes) de acuerdo con la Propuesta, ajustado por cambios en los costos de financiamiento.

KC : Capacidad neta demostrada (kW).

$FADD$: Factor de Ajuste por disponibilidad demostrada correspondiente al mes "m".

El CFC_{am} se calcula para reflejar variaciones por cambios en el costo de los financiamientos con la siguiente fórmula:

$$CFC_{am} = CFC_m * (1 + 0.8 * F) \quad (4.2)$$

en donde:

F: Factor que se calcula como sigue:

$$F = \frac{\sum_{m=1}^n \left[\frac{CFC_m}{\left(1 + \frac{T_o}{1200}\right)^{m+33}} \right]}{\sum_{m=1}^n \left[\frac{CFC_m}{\left(1 + \frac{T_1}{1200}\right)^{m+33}} \right]} - 1 \quad (4.3)$$

CFC_m : Cargo Fijo de Capacidad en el mes "m" de acuerdo con lo establecido en la Propuesta (Dólares/kW-Mes).

m: El número de mes, de 1 (uno) a "n", contando desde el mes correspondiente al de la fecha de Operación Comercial, inclusive.

- n: El último mes para el cálculo se hubiera cotizado Cargos fijos de capacidad, de acuerdo con lo establecido en la Propuesta (normalmente 300).
- T₀: El rendimiento hasta el vencimiento (expresado en forma porcentual) de los Bonos de la Tesorería de los Estados Unidos de América (Treasury Bonds) a 10 años de plazo, cuyo vencimiento sea más distante en el tiempo, de acuerdo con la cotización de Bloomberg Service o, en su defecto, de Reuters Service, (para la obtención de este dato se requiere la fecha de Presentación de la Propuesta).
- T₁: El rendimiento hasta el vencimiento (expresado en forma porcentual) de los Bonos de la Tesorería de los Estados Unidos de América (Treasury Bonds) a 10 años de plazo, cuyo vencimiento sea más distante en el tiempo, de acuerdo con la cotización de Bloomberg Service o, en su defecto, de Reuters Service, (para la obtención de este dato se requiere la fecha de Inicio).

4.2.2 Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento

El Cargo fijo de Operación y mantenimiento (CFOM) es por medio del cual se le paga al productor externo de energía (PEE) los costos fijos como materiales, equipo, refacciones y mano de obra. Se calcula con las fórmulas que se describen a continuación:

$$PCFOM_m = [CFOM_{mtm} * INPP_{m/o} + CFOM_{dm} * USPPI_{m/o} * TC_p + CFOM_{mom} * IES_m] * KC * FADD_m \quad (4.4)$$

en donde:

$PCFOM_m$: Pago por Cargo Fijo de Operación y mantenimiento para el mes "m" (Pesos).

$CFOM_{mtm}$: Componentes fijos de los Materiales en el Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento en Pesos para el mes "m", de acuerdo con lo establecido en la Propuesta (Pesos/kW-Mes).

$INPP_{m/o}$: Cociente del Índice Nacional de Precios Productor Sin Crudo de Exportación Más Servicios del Mes que se factura y el mismo índice correspondiente al Mes de la presentación de la Propuesta (adimensional).

$$INPP_{m/o} = \frac{INPP_m}{INPP_o} \quad (4.5)$$

$CFOM_{dm}$: Cargo Fijo de Operación y mantenimiento en dólares pero pagaderos en Pesos para el mes "m", de acuerdo con lo establecido en la Propuesta (Dólares/kW-Mes).

$USPPI_{m/o}$: Cociente del Produces price Index de los estados unidos de América del mes que se factura y el mismo índice correspondiente al mes de la Presentación de la Propuesta. Dicho cociente se representa por la siguiente fórmula:

$$USPPI_{m/o} = \frac{USPPI_m}{USPPI_o} \quad (4.6)$$

TC_p : Tipo de cambio en la fecha de pago correspondiente (Peso/Dólar).

$CFOM_{mom}$: Componente fijo de la mano de obra en los cargos Fijos de operación y mantenimiento en Pesos para el mes "m", de acuerdo con lo establecido en la Propuesta (Pesos/kW-Mes).

KC : Capacidad neta demostrada (kW).

$FADD$: Factor de Ajuste por disponibilidad demostrada correspondiente al mes "m" (mes que se factura).

IES_m : Índice del incremento acumulado de la mano de obra al mes que se factura "m" y que se calcula de la siguiente forma:

$$IES_m = [(1 + IS_1) * (1 + IS_2) * \dots * (1 + IS_n)] \quad (4.7.)$$

en donde:

IS_1 : Porcentaje de incremento salarial acordado entre el Sindicato Único de Trabajadores Electricistas de la República Mexicana (SUTERM) y la Comisión para el personal de operación, en la primera revisión salarial anual posterior a la entrega del tabulador a los licitantes, expresado en forma decimal.

IS_2 : Porcentaje de incremento salarial acordado entre el SUTERM y la Comisión para el personal de operación, en la segunda revisión

salarial anual posterior a la entrega del tabulador a los licitantes, expresado en forma decimal.

IS_n : Porcentaje de incremento salarial acordado entre el SUTERM y la Comisión para el personal de operación en la última revisión salarial anual posterior a la entrega del tabulador a los licitantes, expresado en forma decimal, en donde el Mes de acuerdo del último porcentaje de incremento salarial "n" será anterior o el mismo que el Mes de facturación "m".

4.3 Factor de Disponibilidad Equivalente Demostrada (FDED).

Este factor es un indicador de cuán disponible se encontró la planta durante un periodo específico de tiempo. El Factor de Disponibilidad Equivalente demostrada (FDED) por el productor para un mes particular será calculado de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$FDED_m = \frac{1}{h_m} * \sum_{h=1}^{h_m} \frac{ED_h}{KC} \quad (4.8)$$

en donde:

$FDED$: Factor de Disponibilidad Equivalente demostrada.

h : Hora del mes, depende del número de días del mes (h).

ED_h : Energía Disponible en la Hora "h" en el Punto de Interconexión, de acuerdo con la Capacidad Declarada Disponible por el Productor a la Comisión, corregida a las Condiciones de Diseño de Verano mediante las Curvas de Corrección (kWh).

KC : Capacidad neta demostrada (kW).

Para efectos de la determinación de la capacidad declarada disponible para la Hora "h", el Productor deberá indicar la disponibilidad.

Las salidas de servicio (incluyendo el tiempo necesario para poner fuera de servicio las instalaciones de acuerdo a las curvas de paro programado) no

planeadas debidas a Emergencias en el Sistema Eléctrico Nacional o a la falta de suministro de combustible, en ambos casos por causas no imputables al productor, no se considerarán como períodos no disponibles. Tampoco se considerarán como períodos no disponibles las reducciones o salidas de servicio debidas a eventos de Caso Fortuito o Fuerza Mayor de la Comisión y de Fuerza Mayor Gubernamental.

El tiempo necesario (de acuerdo a las curvas de arranque) para alcanzar la Capacidad Neta solicitada por la Comisión en un arranque de la Central no se considera como un período no disponible siempre y cuando el arranque sea imputable a la Comisión.

En razón de lo anteriormente dicho, el cálculo de la disponibilidad de Capacidad Neta de las instalaciones correspondientes a las horas en que ocurran los eventos mencionados deberá efectuarse sobre la base de la Capacidad Declarada Disponible tal como se establece en este capítulo, ignorando el efecto de dichos eventos sobre la disponibilidad de la Capacidad Neta.

Las horas transcurridas durante eventos de Caso Fortuito o Fuerza mayor del productor no serán consideradas para el cálculo del Factor de Disponibilidad Equivalente Demostrada.

Cualquier contingencia que afecte la Capacidad Neta disponible de las Instalaciones deberá ser notificada por el Productor a la Comisión. En caso de no existir aviso del Productor a la Comisión respecto a la indisponibilidad de la Capacidad Neta se considerará que las Instalaciones están disponibles al 100% de la Capacidad Neta Demostrada por lo cual la Comisión tendrá el derecho de verificar la Capacidad Neta disponible de las Instalaciones en cualquier momento.

El número de horas depende del número de días, del año para los meses de febrero y del horario de verano, lo cual se indica en la *tabla 4.1*.

MESES	No. de HORAS
Febrero	672 o 696*
Abril**, Junio, Septiembre y Noviembre	720
Enero, Marzo, mayo, Julio, Agosto, Octubre** y Diciembre	744

* En el mes de febrero, el número de horas depende de el año, si es o no año bisiesto.

** Para los meses en que inicia y termina el Horario de verano, se resta y suma una hora según sea el caso.

Tabla 4.1 Número de horas en el mes

4.4 Factor de ajuste por disponibilidad demostrada (FADD)

Los Cargos Fijos se ajustan mensualmente, en función de un factor que refleje la disponibilidad de las instalaciones (el Factor de Ajuste por Disponibilidad Demostrada $FADD_m$). Este Factor dependerá del promedio de los Factores de Disponibilidad Equivalente Demostrada ($FDED_m$) correspondientes al periodo de 12 meses que culmina en el mes que se factura (el Promedio de disponibilidad Demostrada PDD_m) y del Promedio de Disponibilidad Garantizado (PDG_m), de acuerdo con las *tablas 4.2 y 4.3*. La disponibilidad mensual, expresada por el $FDED_m$ se debe calcular según conforme a la *fórmula 4.8*.

Durante el período de 12 meses que comience con el mes en que ocurra la fecha de Operación Comercial, el PDD_m será igual al valor entre cero y uno, que resulte más grande de entre:

- i. el promedio de los datos disponibles hasta ese momento (es decir, para el primer pago el PDD_m será igual al $FDED_m$ del mes en que ocurra la fecha de Operación Comercial, para el segundo pago el PDD_m será igual al Promedio de los $FDED_m$ del primer y segundo mes a partir del mes en que ocurra la fecha de Operación Comercial, para el tercer pago el PDD_m será igual al promedio de los $FDED_m$ del primer, segundo y tercer mes a partir del mes en que ocurra la Fecha de Operación Comercial, y así sucesivamente hasta el decimotercer mes) y
- ii. el Valor Mínimo (VMIN), según se señala adelante.

A efectos del cálculo de todos los pagos que deban efectuarse de conformidad, el valor máximo que podrá alcanzar el PDD_m será 1 (uno)

Para la determinación del valor del FADD (del mes que se factura) se establecen los siguientes parámetros para el PDD_m :

$$\text{Valor Alto previsto (VAP)} = 0.96 \quad (4.9)$$

$$\text{Valor Bajo Previsto (VBP)} = PDG_m \quad (4.10)$$

$$\text{Valor Mínimo (VMIN)} = 0.4924 \cdot PDG_m \quad (4.11)$$

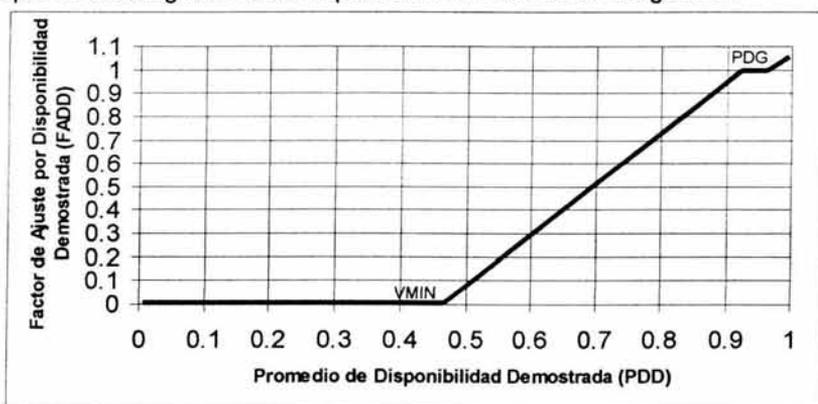
$$\text{Factor de Correlación (FCOR)} = 1.97 / PDG_m \quad (4.12)$$

En el caso de que el PDG_m es igual o menor a 0.96, la aplicación del $FADD_m$ en función del PDD_m será en la forma siguiente:

Intervalo Promedio de Disponibilidad Demostrada (PDD_m)	Factor de Ajuste por Disponibilidad Demostrada ($FADD_m$)
$0.000 \leq PDD \leq VMIN$	$FADD = 0$
$VMIN < PDD < PDG$	$FADD = [(FCOR) \cdot (PDD)] - 0.97$
$PDG \leq PDD \leq 0.960$	$FADD = 1$
$0.960 < PDD \leq 1.000$	$FADD = [(1.5) \cdot (PDD)] - 0.44$

Tabla 4.2 Primer escenario para el cálculo del $FADD$

La representación gráfica de lo expuesto en la tabla sería la siguiente:



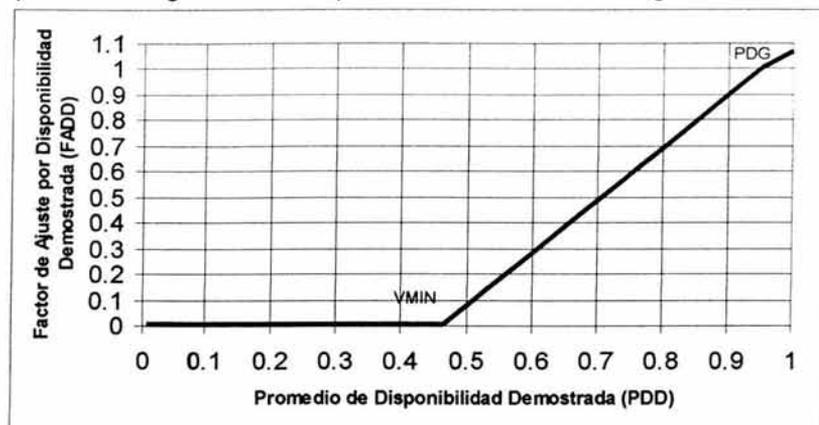
Gráfica 4.1 Representación de la 1ª forma de evaluación del $FADD_m$

En el caso de que el PDG_m es mayor a 0.96, la aplicación del $FADD_m$ en función del PDD_m será en la forma siguiente:

Intervalo Promedio de Disponibilidad Demostrada (PDD_m)	Factor de Ajuste por Disponibilidad Demostrada ($FADD_m$)
$0.000 \leq PDD \leq VMIN$	$FADD = 0$
$VMIN < PDD < PDG$	$FADD = [(FCOR) \cdot (PDD)] - 0.97$
$PDG \leq PDD \leq 1.000$	$FADD = [(1.5) \cdot (PDD)] - 0.44$

Tabla 4.3 Segundo escenario para el cálculo del $FADD$

La representación gráfica de lo expuesto en la tabla sería la siguiente:



Gráfica 4.2 Representación de la 2ª forma de evaluación del $FADD_m$

4.5 Forma de obtención de las variables para el cargo Fijo de capacidad (CFC)

Una vez, que ya se han presentado las formulas necesarias para calcular las facturas por Cargos Fijos, es necesario entender y conocer la forma de obtención de algunas variables que intervienen en el proceso y que no dependen del comportamiento que tenga la Planta y que fluctúan según otros factores contractuales como por ejemplo la inflación, los movimientos bursátiles o los incrementos salariales.

Algunas de las variables obtenidas, principalmente las que se fijan para toda la vida del contrato, es necesario obtenerlas previa la fecha de Operación Comercial de la Central, para conciliarlas con el Productor, y así fijar los valores que se utilizarán para todo el tiempo que dure la relación entre el Productor y CFE.

A continuación se presenta la forma de obtención de algunas de las variables sin considerar el orden de obtención, ya que en la explicación de cada variable se indica el momento en que se debe obtener. En seguida se muestran las variables que se obtendrán:

1. Capacidad Neta Demostrada (KC)
2. Factor F para ajustar el CFC_{am}
3. T_0 y T_1
4. $CFOM_{mtm}$, $CFOM_{dm}$ y $CFOM_{mom}$
5. $INPP_0$ y $USPPI_m$
6. $USPPI_0$ y $USPPI_m$
7. TC_p
8. IES_m

Es importante considerar que para obtener algunas variables, se necesita tener algunas fechas del proyecto, así como una propuesta económica presentada por el PEE.

Algunas de las fechas importantes, que se requieren para determinar las variables de los Cargos Fijos son todas las fechas que se presentan en la *tabla 4.4* siguiente:

ACTIVIDAD	FECHA
Fecha de Presentación de la Propuesta	8 de septiembre de 1998
Fecha de Inicio	1 de septiembre de 1999
Fecha de Operación Comercial	1 octubre de 2001

Tabla 4.4 Fechas importantes del Proyecto

Considerando que la fecha de Operación Comercial es el 1 de octubre 2001 es el mes 1 (uno) o primer mes de facturación.

Para obtener las variables KC , F , T_0 y T_1 que se necesitan para el cálculo del CFC, es necesario recurrir a diversas fuentes, así como utilizar las fórmulas que se mencionan al inicio de este capítulo.

4.5.1 Capacidad Neta Demostrada (KC)

La Capacidad Neta Demostrada (KC) se obtiene al realizar pruebas de desempeño a la Central. Después de realizarlas, el valor de KC que se obtiene funciona para todo el resto de la relación entre Comisión y el Productor. Lo anterior siempre y cuando se alcance la capacidad neta garantizada. Con la finalidad de tener un parámetro de referencia y poder realizar un ejemplo, se considera 237.828 MW para combustible Gas, valor que resulta más representativo.

Si el Productor, una vez en el periodo de Operación Comercial no hubiese alcanzado la capacidad que garantizó, se hará acreedor a una penalización y tendrá un año para repotenciar su planta hasta llegar a la Capacidad Neta Demostrada.

4.5.2 Factor F para ajustar el CFC_{am}

Por ser F un factor de ajuste, involucra la totalidad de valores presupuestados por el productor, con una perspectiva de 25 años.

Este factor se calcula con la *fórmula 4.3*, utilizando los 300 valores de la Propuesta del Productor. También se utilizan las variables T_0 y T_1 , las cuales posteriormente se indica la forma de obtenerlas.

$$F = 0.1171075$$

El valor de F se calcula una sola vez para toda la vida del contrato. Para fines de ejemplo se usará el valor anterior que representa el cociente de 300 sumandos entre el mismo número de sumandos. Este valor se puede observar en el *Anexo 4*.

4.5.3 Obtención de T_0 y T_1

Este par de valores se obtienen una sola vez, y se mantienen constantes para toda la vida del contrato con el PEE.

Recurriendo a una de las fuentes, en el servicio de Bloomberg Service (servicio de información financiera mundial) se consulta la fecha de Presentación de la Propuesta que para este caso es el 8 de septiembre de 1998. Por lo tanto:

$$T_0 = 4.97421$$

Posteriormente se ubica la fecha de inicio la cual corresponde al 1 de septiembre de 1999 y se obtiene el valor siguiente:

$$T_1 = 5.97424$$

Los valores T_0 y T_1 se pueden observar en el *Anexo 4*

4.6 Forma de obtención de las variables para el Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento (CFOM)

4.6.1 Obtención de $CFOM_{mtm}$, $CFOM_{dm}$ y $CFOM_{mom}$

Componentes que reflejan los costos de materiales, equipos, refacciones y mano de obra. Estos valores son únicos para cada mes del contrato (un total de 300 meses) y se obtienen de la Propuesta Económica del Productor, para el mes correspondiente a facturar el mes de enero de 2003 se pueden observar estos valores en el *Anexo 4*.

4.6.2 Determinación de los valores de $USPPI_0$ y $USPPI_m$

Índice financiero equivalente al INPP para los estados Unidos de Norteamérica, y se denomina Producer Price Index. Se relaciona al igual que el INPP con dos fechas, el $USPPI_0$ es de la fecha de Presentación de la Propuesta y el $USPPI_m$ corresponde al mes que se va a facturar el CFOM.

Esta variable se publica en Internet en la página Producer Price Indexes del Bureau of Labor Statics en la siguiente dirección www.bls.gov/ppi/. La página que se despliega se muestra en la *figura 4.1*. A continuación se explica paso a paso los vínculos a seleccionar para poder obtener el valor del USPPI correspondiente:

The screenshot shows a Microsoft Internet Explorer browser window displaying the U.S. Department of Labor Bureau of Labor Statistics website. The address bar shows <http://www.bls.gov/ppi/>. The page header includes the U.S. Department of Labor logo and the text "U.S. Department of Labor Bureau of Labor Statistics". Below the header, there is a navigation bar with links for "BLS Home", "Programs & Surveys", "Get Detailed Statistics", "Glossary", "What's New", and "Find It! to OGI". The main content area features a heading "Delay of Release of Producer Price Index for January 2004." followed by a paragraph explaining the PPI program. To the right, there is a "Latest Numbers" section with a table of commodity data.

Commodity Data:	
Finished goods	▲ +0.3%(p) in Dec 2003
Finished core	▲ -0.1%(p) in Dec 2003
Intermediate goods	▲ +0.5%(p) in Dec 2003
Intermediate core	▲ +0.1%(p) in Dec 2003
Crude goods	▲ +2.0%(p) in Dec

Figura 4.1 Índices de Precios del Productor (Bureau of Labor Statics)

Una vez en la página (*figura 4.2*), se desplaza la barra de desplazamiento vertical, hasta localizar el subtítulo **Flat files (FTP)** sección de la página en que se selecciona el vínculo que indica **Commodity Data** como se muestra en la *figura 4.2*.

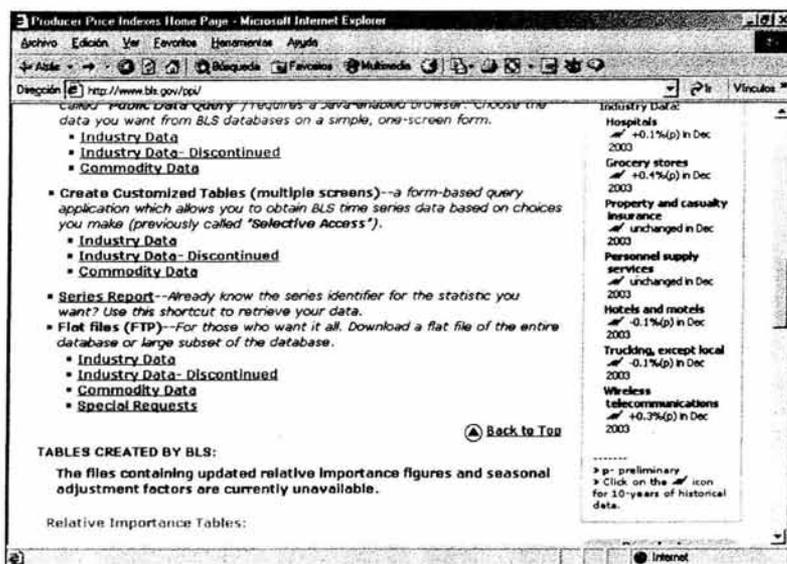


Figura 4.2 Archivos directos, datos de servicios (Bureau of Labor Statics)

El vínculo nos envía a una página de transferencia de datos vía Internet, denominado FTP cuyas siglas en inglés significan File Transfer Protocol. En ese FTP se selecciona **wp.data1.allCommodities** para poder acceder a la información, como se esquematiza en la figura 4.3.

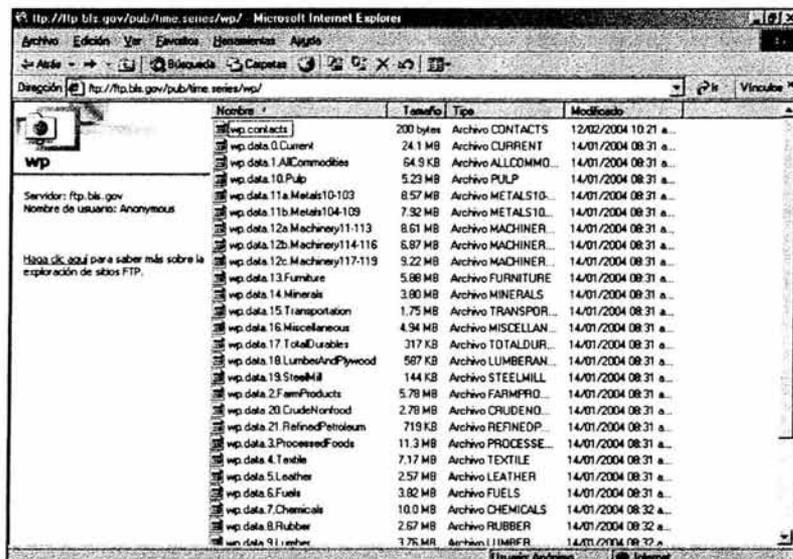
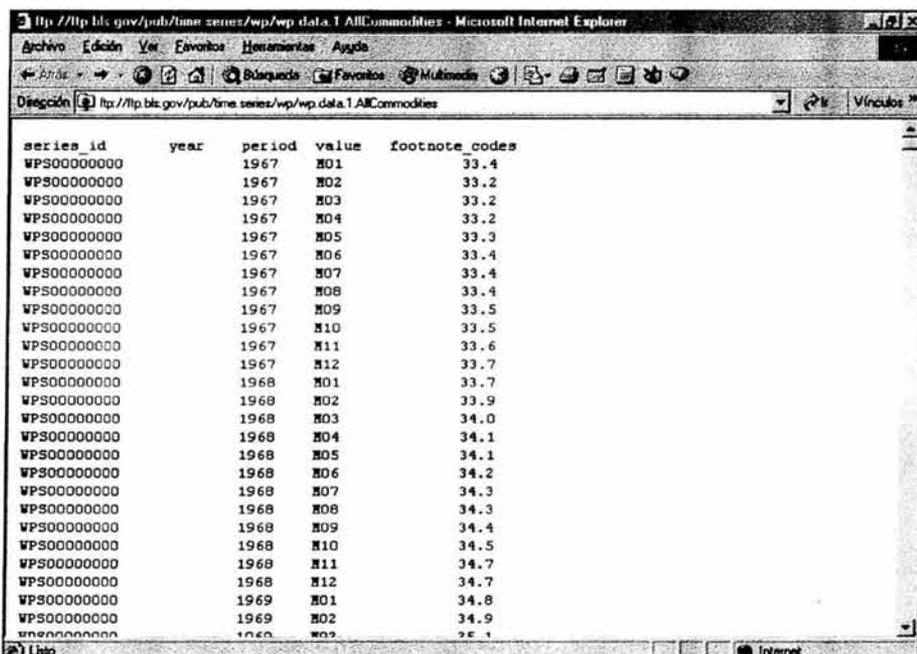


Figura 4.3 Protocolo de Transferencia de Datos (Bureau of Labor Statics)

Una vez cargada la página, se visualizan 5 columnas desfasadas, en la segunda columna se indica el año (título de la columna year), mes (encabezado period) e INPP (encabezado values) como se muestra en la figura 4.4.



series_id	year	period	value	footnote_codes
WPS00000000	1967	M01	33.4	
WPS00000000	1967	M02	33.2	
WPS00000000	1967	M03	33.2	
WPS00000000	1967	M04	33.2	
WPS00000000	1967	M05	33.3	
WPS00000000	1967	M06	33.4	
WPS00000000	1967	M07	33.4	
WPS00000000	1967	M08	33.4	
WPS00000000	1967	M09	33.5	
WPS00000000	1967	M10	33.5	
WPS00000000	1967	M11	33.6	
WPS00000000	1967	M12	33.7	
WPS00000000	1968	M01	33.7	
WPS00000000	1968	M02	33.9	
WPS00000000	1968	M03	34.0	
WPS00000000	1968	M04	34.1	
WPS00000000	1968	M05	34.1	
WPS00000000	1968	M06	34.2	
WPS00000000	1968	M07	34.3	
WPS00000000	1968	M08	34.3	
WPS00000000	1968	M09	34.4	
WPS00000000	1968	M10	34.5	
WPS00000000	1968	M11	34.7	
WPS00000000	1968	M12	34.7	
WPS00000000	1969	M01	34.8	
WPS00000000	1969	M02	34.9	
WPS00000000	1969	M03	35.1	

Figura 4.4 USPPi inicio y encabezados del archivo (Bureau of Labor Statics)

Para determinar el valor del $INPP_0$, se toma en cuenta la fecha de Presentación de la Propuesta el cual corresponde a 1998 M09, para el cual el valor que se tomará para todo el tiempo que dure el contrato, de $USPPi_0 = 123.80$ como se muestra en la figura 4.5.

USPP Code	Year	Month	Value
WP00000000	1997	M08	127.2
WP00000000	1997	M09	127.5
WP00000000	1997	M10	127.8
WP00000000	1997	M11	127.9
WP00000000	1997	M12	126.8
WP00000000	1997	M13	127.6
WP00000000	1998	M01	125.4
WP00000000	1998	M02	125.0
WP00000000	1998	M03	124.7
WP00000000	1998	M04	124.9
WP00000000	1998	M05	125.1
WP00000000	1998	M06	124.8
WP00000000	1998	M07	124.9
WP00000000	1998	M08	124.2
WP00000000	1998	M09	123.8
WP00000000	1998	M10	124.0
WP00000000	1998	M11	123.6
WP00000000	1998	M12	122.8
WP00000000	1998	M13	124.4
WP00000000	1999	M01	122.9
WP00000000	1999	M02	122.3
WP00000000	1999	M03	122.6
WP00000000	1999	M04	123.6
WP00000000	1999	M05	124.7
WP00000000	1999	M06	125.2
WP00000000	1999	M07	125.7
WP00000000	1999	M08	126.9
WP00000000	1999	M09	128.0

Figura 4.5. USPPI Fecha de Presentación de la Propuesta

Para obtener el valor del USPP del mes que corresponde, se desplaza al final de la lista, en donde se encuentran los últimos valores. En este caso se sitúa el mes que se va a facturar (mes de enero de 2003), dando como resultado:

$$\text{USPPI}_{\text{enero}} = 133.00$$

La finalidad de este subcapítulo donde se explica paso a paso la forma de obtener las variables es sólo para tener una idea exacta de la forma correcta de obtención de los valores financieros que se utilizan para los cálculos posteriores, y de aquí en adelante dado que es muy similar la mecánica para obtener estas variables sólo se definirán y se referirá de donde se obtienen los restantes índices financieros. Los valores USPPI_0 y $\text{USPPI}_{\text{enero}}$ se pueden observar en el Anexo 4.

4.6.3 Determinación de los índices INPP_0 e INPP_m

Este índice financiero, se refiere al índice Nacional de Precios Productor Sin Crudo de Exportación más Servicios, del mes de la presentación de la propuesta y del mes que se factura.

Esta variable se publica en internet en la página del Banco de México, www.banxico.org.mx.

Para determinar el $INPP_0$, se considera la fecha de presentación de la propuesta que en este caso es el 8 de septiembre de 1998 y se consulta el valor correspondiente en la página del Banco de México.

En este caso el valor e $INPP_0 = 257.9580$, se puede observar en el *Anexo 4*.

Para determinar el $INPP_m$, se realiza la misma secuencia pero ahora se utiliza el valor del mes que se va a facturar, en este caso es el mes de enero de 2003.

En este caso el valor de $INPP_{\text{enero}} = 362.7190$, se puede observar en el *Anexo 4*.

4.6.4 Obtención del TC_p

Esta variable se publica en Internet, en la página del Banco de México www.banxico.org.mx. Al igual que el INPP, el procedimiento para la obtención de la variable coincide.

Para el ejercicio de cálculo en capítulo posterior, el valor de $TC_p \text{ enero} = 10.8636$, se puede observar en el *Anexo 4*.

4.6.5 Cálculo del IES_m

Este índice se calcula según la *fórmula 4.7*, y se actualiza anualmente cada mes de mayo. Depende del aumento que se negocie entre la Comisión y el SUTERM, incrementos que se muestran en la *tabla 4.5* a continuación.

Índice del incremento salarial anual aplicable para los contratos con PEE					
AÑO	1999	2000	2001	2002	2003
PORCENTAJE DE INCREMENTO (%)	16.57	14.61	12.57	11.33	8.29

Tabla 4.5 Índices de incrementos salariales años de 1999 a 2003

Los incrementos salariales anuales aplican a partir del 1 de mayo del año en que corresponden, por lo tanto, para el año de Entrega del Tabulador al Productor que fue en el año de 1999, el primer incremento salarial (IS_1) que corresponde es precisamente el de ese año.

Tomando en cuenta lo anterior, llevando el valor a tiempo presente y utilizando la *fórmula 4.7* se puede indicar que el valor de IES_m se obtiene de la manera siguiente:

$$IES_{\text{enero}} = [(1+IS_1)(1+IS_2)(1+IS_3)(1+IS_4)]$$

$$IES_{\text{enero}} = [(1+.1657)(1+.1461)(1+.1257)(1+.1133)]$$

$$IES_{\text{enero}} = 1.674342$$

Una vez que se obtuvieron las variables que no dependen del estado de generación de la Central, es necesario conocer la forma de calcular y obtener las variables que si dependen del comportamiento de la Central, las cuales se presentarán en el siguiente capítulo.

Procedimientos para el cálculo del Factor de Ajuste de Disponibilidad Demostrada

5.1 Introducción

Una vez que se conocen algunas definiciones y fórmulas básicas para validar la factura por el Cargo Fijo por Capacidad (CFC), resulta importante conocer la metodología de cálculo de las variables que dependen del comportamiento que tenga la Planta.

Para poder determinar algunas de estas variables, es importante conocer algunos valores ya demostrados por el Productor como es la KC (237.828 MW para este caso), la cual funciona como parámetro de evaluación para el caso del Factor de Disponibilidad Equivalente demostrada (FDED).

Para obtener el Factor de Ajuste de Disponibilidad Demostrada (FADD) es necesario considerar parámetros presupuestados por el Productor y presentados en parte de su propuesta técnica, así como variables que se calculan con anterioridad y que se muestra en este capítulo la metodología de cálculo para la obtención de las mismas.

En resumen, la secuencia para la obtención del FADD se puede representar de la siguiente forma:

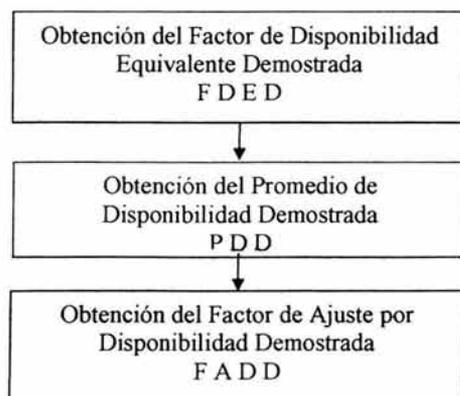


Figura 5.1 Proceso de cálculo del Factor de Ajuste por Disponibilidad Demostrada.

5.2 Cálculo y obtención del FDED

El inicio del cálculo del Factor de Disponibilidad Equivalente Demostrada (FDED), comienza al obtener algunas variables, las cuales provienen de diversos sitios en la Planta.

El cálculo del FDED involucra un proceso ordenado de pasos, el cual se detalla a continuación.

5.2.1 Obtención de variables cincominutales y preparación de las mismas.

Las variables se obtienen de distintas fuentes, como son la Estación Meteorológica, el Cromatógrafo de gases y del Control Distribuido de la planta.

Dependiendo del Productor de que se trate, son las variables que se obtienen para utilizarlas en las correcciones de Potencia Medida a Potencia Corregida a Condiciones de Diseño de Verano y para obtener el Consumo Térmico Unitario Neto Garantizado (CTUNG).

La periodicidad de obtención de las variables necesarias es en intervalos de 5 minutos (periodos cincominutales).

Las variables más comunes y su fuente de obtención son las siguientes:

Estación Meteorológica

Estación instalada en la planta, y en donde se concentran diversos tipos de instrumentos de medición, como termómetros de bulbo seco, barómetros e hidrómetros, los cuales sirven para medir las siguientes variables:

1. Temperatura de Bulbo Seco:

Medida del movimiento molecular o el grado de calor de una sustancia. Se mide usando una escala arbitraria a partir del cero absoluto, donde las moléculas teóricamente dejan de moverse. Es también el grado de calor y de frío. En observaciones de la superficie de la tierra.

Se toma usando un **termómetro de bulbo seco** que es usado para medir la temperatura ambiental, y cuyas unidades para este caso son los °C (grados Celsius).

2. Presión Atmosférica:

Es la presión o el peso que ejerce la atmósfera en un punto determinado. También se conoce como presión barométrica. La medición se obtiene utilizando un **barómetro**, y puede expresarse en varias unidades de medida de presión, para fines de poder usar la medición cincominutal de esta variable, es necesario que la unidad de medida sea el Bar.

3. Humedad Relativa:

La humedad en términos de clima, es la cantidad de vapor de agua que contiene el aire, ahora bien, la humedad relativa, es el tipo de humedad que se basa en el cociente entre la presión actual del vapor del aire y la saturación de la presión del vapor. Esta variable se expresa en forma de porcentaje y se mide con el auxilio de un **hidrómetro**.

Cromatógrafo de Gases

Equipo que se utiliza para obtener diversas variables como el Poder Calorífico Inferior (PCI) y el Poder Calorífico Superior (PCS):

Para el ejemplo que se pretende mostrar, la variable necesaria es el:

1. Poder Calorífico Inferior:

Es el valor energético del gas que se saca al tomar una muestra de gas y quemarla, tomando lecturas con equipo especial para medir el valor energético de la muestra, analizar los gases residuales, y determinar la cantidad de agua que contenía el gas. Esta variable por la complejidad de su obtención, es posible que su valor se fije por varios periodos cincominutales, todo depende del Cromatógrafo de gases que se utilice. El valor de esta variable se debe presentar en kJ/kg.

Sistema de Control Distribuido

Es el equipo con el cual se controla y almacena las diversas variables que intervienen en la generación en la planta. De igual modo, obtiene de los medidores fiscales, la energía generada por la Central. Para la corrida del modelo matemático, son necesarias las siguientes variables:

1. Potencia Instantánea Neta en el Punto de Interconexión:

Esta variable se obtiene directamente de los medidores fiscales (por medio de un wattorímetro), y la misma se presenta en unidades de MW. La medición de esta variable refleja la generación que realiza la Planta.

2. Factor de Potencia en Terminales del Generador:

Es un indicador de la eficiencia con la que se está utilizando la energía eléctrica, por lo que no puede sobrepasar el valor de uno.

3. Presión del Condensador (vacío):

Es como su nombre lo dice, el vacío que hay en la última etapa de la turbina de vapor. Lo anterior es para aumentar el aprovechamiento del vapor en la turbina, y se debe a 2 razones, la primera, es para que en la última etapa de la turbina ya el vapor ha perdido energía, por lo que se pone vacío para ayudar al vapor a ir por esa última etapa, y la segunda es para ayudar a la expansión de ese vapor, lo que se busca en una turbina, es el aprovechar la expansión del vapor para mover la

Análisis de la Apertura Eléctrica y de los Productores Externos de Energía

turbina, así que al poner vacío en la última etapa de la turbina, se ayuda al vapor a expandirse. La unidad en que se mide es en mmHg (milímetros de mercurio).

Una vez obtenidas las variables de Temperatura de Bulbo Seco, Humedad Relativa, Presión Atmosférica, Poder calorífico Inferior, Factor de Potencia en terminales del Generador y Potencia Instantánea Neta Medida, con valores cincominutales de cada una, y acumulados por un periodo de 1 mes, se ordenan en una hoja de cálculo electrónica.

El proceso de ordenar consiste en preparar los datos, ubicándolos en la misma etiqueta de tiempo para todos los datos, según corresponda. La colocación de las variables en cada columna, depende del orden de ingreso de los datos al modelo matemático, a continuación en la *tabla 5.1*, se ejemplifica un tipo de acomodo.

Fecha	hora	Potencia [MW]	Tbs [°C]	P atm [bar]	rh [%]	Poder calorífico Inferior [Gas] [kJ/Kg]	Presión del Condensador [Vacío] [mmHg]	Factor de Potencia en terminales de Generador	Potencia CC0V [MW]	CTUNG [kJ/KWh]
01-Ene-03	de 00:00 a 00:05	151.860	12.781250	0.992211	48.062500	34276.863281	14.112499	0.999665		
01-Ene-03	de 00:05 a 00:10	150.404	12.462502	0.992484	49.390625	34281.441406	14.187500	0.999709		
01-Ene-03	de 00:10 a 00:15	150.428	12.007502	0.992648	51.031250	34290.597656	14.037498	0.999171		
01-Ene-03	de 00:15 a 00:20	150.427	10.512501	0.992320	55.625000	34296.699219	14.487499	0.999216		
01-Ene-03	de 00:20 a 00:25	150.428	10.924999	0.991992	54.421875	34299.753906	13.924999	0.999655		
01-Ene-03	de 00:25 a 00:30	150.411	11.281250	0.991938	53.453125	34301.277344	14.112499	0.998708		
01-Ene-03	de 00:30 a 00:35	150.397	10.212502	0.991938	58.328125	34296.699219	14.075001	0.998626		
01-Ene-03	de 00:35 a 00:40	150.401	9.275002	0.991555	62.421875	34299.753906	15.424999	0.998469		
01-Ene-03	de 00:40 a 00:45	150.419	9.312500	0.991336	63.312500	34302.804688	16.250000	0.998240		
01-Ene-03	de 00:45 a 00:50	150.432	9.912498	0.991336	62.281250	34301.277344	15.931252	0.997157		
01-Ene-03	de 00:50 a 00:55	150.429	10.343750	0.991555	60.765625	34299.753906	15.349999	0.997489		
01-Ene-03	de 00:55 a 01:00	150.420	10.756248	0.991719	58.453125	34298.226563	15.012501	0.997581		
...		
31-Ene-03	de 23:00 a 23:05	173.200	20.525002	0.992320	25.468750	34316.535156	15.462502	0.998562		
31-Ene-03	de 23:05 a 23:10	156.292	20.712502	0.992375	25.390625	34319.589844	15.256248	0.998745		
31-Ene-03	de 23:10 a 23:15	151.013	19.756248	0.992320	26.593750	34316.535156	14.918751	0.998213		
31-Ene-03	de 23:15 a 23:20	151.059	19.174999	0.992320	27.375000	34318.062500	14.656250	0.998687		
31-Ene-03	de 23:20 a 23:25	151.289	18.706249	0.992102	28.156250	34322.640625	14.356251	0.998265		
31-Ene-03	de 23:25 a 23:30	151.299	19.962502	0.992266	26.343750	34322.640625	13.868752	0.997524		
31-Ene-03	de 23:30 a 23:35	151.305	20.412498	0.992484	25.390625	34324.167969	13.625000	0.997986		
31-Ene-03	de 23:35 a 23:40	151.307	20.299999	0.992539	25.718750	34322.640625	13.587502	0.997583		
31-Ene-03	de 23:40 a 23:45	150.877	20.525002	0.992648	25.234375	34311.960938	13.868752	0.996687		
31-Ene-03	de 23:45 a 23:50	150.302	20.918751	0.992758	24.765625	34290.597656	13.718750	0.996689		
31-Ene-03	de 23:50 a 23:55	150.290	20.862499	0.992648	24.937500	34290.597656	12.818748	0.997218		
31-Ene-03	de 23:55 a 00:00	150.307	20.806252	0.992648	24.937500	34288.019531	13.287498	0.997054		

Tabla 5.1 Variables cincominutales

La *tabla 5.1* resulta ser una muestra representativa de datos cincominutales obtenidos, ya que para el ejemplo que se desea realizar, se ha seleccionado el mes de enero del 2003, para el cual el número de registros por variable se puede obtener con la fórmula siguiente:

$$\text{Mes No. de registros} = \left(\begin{array}{c} \text{No. de días} \\ \text{en el mes} \end{array} \right) \left(\begin{array}{c} \text{No. de} \\ \text{horas} \\ \text{en 1 día} \end{array} \right) \left(\begin{array}{c} \text{No. de} \\ \text{Registros} \\ \text{en 1 hora} \end{array} \right) \pm \left(\begin{array}{c} \text{1 hora por} \\ \text{ajuste de} \\ \text{horario de} \end{array} \right) \left(\begin{array}{c} \text{No. de} \\ \text{Registros} \\ \text{en 1 hora} \end{array} \right)$$

$$\text{Enero No. de registros} = (31)(24)(12) - (0)(0) = 8928 \text{ registros por variable}$$

Por lo anterior, para el mes de enero se colocaron datos en 8928 filas.

Como se puede observar en la *tabla 5.1*, las primeras diez columnas corresponden a datos obtenidos de la Central. Las dos últimas columnas se encuentran vacías, la forma de llenado se explicará posteriormente.

5.2.2 Modelo Matemático y procedimiento de datos cincominutales

El Modelo Matemático es un programa que realiza correcciones a la Potencia Medida según las curvas de corrección que se indica en el contrato correspondiente. El formato del Modelo Matemático, puede variar, y ser desde un archivo ejecutable hasta fórmulas en una hoja de cálculo. Lo importante es que se puedan introducir las distintas variables, y el programa corrija la Potencia Medida a potencia corregida a Condiciones de verano (potencia CCDV), y calcule el Consumo Térmico unitario Neto Garantizado (CTUNG), el cual se utiliza para calcular los Cargos por Energía.

Una vez armado el archivo de datos cincominutales, es necesario evaluar con el Modelo Matemático cada uno de los periodos cincominutales para obtener una Potencia CCDV y un CTUNG cincominutal.

Para poder correr masivamente el modelo matemático, es necesario crear un programa, el cual permite automatizar la tarea de realizar repetidas veces la ejecución del programa, obteniendo en cada corrida un resultado para la Potencia CCDV y otro para CTUNG, valores que se depositan en las dos últimas columnas como se muestra en la *tabla 5.2*.

Análisis de la Apertura Eléctrica y de los Productores Externos de Energía

Fecha	hora	Potencia (MW)	Tbs (°C)	P atm (bar)	rh (%)	Poder calorífico Inferior (Gas) [kJ/Kg]	Presión del Condensador (Vacío) [mmHg]	Factor de Potencia en terminales de Generador	Potencia CCDV (MW)	CTUNG [kJ/KWh]
01-Ene-03	de 00:00 a 00:05	151.860	12.781250	0.992211	48.062500	34278.863281	14.112499	0.999665	143.16	6,306.524
01-Ene-03	de 00:05 a 00:10	150.404	12.462502	0.992484	49.390625	34281.441406	14.187500	0.999709	141.80	6,963.597
01-Ene-03	de 00:10 a 00:15	150.428	12.087502	0.992648	51.031250	34290.597656	14.037498	0.999171	141.43	7,014.159
01-Ene-03	de 00:15 a 00:20	150.427	10.512501	0.992320	55.625000	34296.699219	14.487499	0.999216	140.70	7,182.692
01-Ene-03	de 00:20 a 00:25	150.428	10.924999	0.991992	54.421875	34299.753906	13.924999	0.999655	140.94	7,134.523
01-Ene-03	de 00:25 a 00:30	150.411	11.281250	0.991938	53.453125	34301.277344	14.112499	0.998708	141.10	7,098.212
01-Ene-03	de 00:30 a 00:35	150.397	10.212502	0.991938	58.328125	34296.699219	14.075001	0.998626	140.58	7,303.035
01-Ene-03	de 00:35 a 00:40	150.401	9.275002	0.991555	62.421875	34299.753906	15.424999	0.998469	140.18	7,512.903
01-Ene-03	de 00:40 a 00:45	150.419	9.312500	0.991336	63.312500	34302.804688	16.250000	0.998240	140.24	7,562.928
01-Ene-03	de 00:45 a 00:50	150.432	9.912498	0.991336	62.281250	34301.277344	15.931252	0.997157	140.54	7,504.627
01-Ene-03	de 00:50 a 00:55	150.429	10.343750	0.991555	60.765625	34299.753906	15.349998	0.997489	140.72	7,423.831
01-Ene-03	de 00:55 a 01:00	150.420	10.756248	0.991719	58.453125	34298.226563	15.012501	0.997581	140.89	7,309.289
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
31-Ene-03	de 23:00 a 23:05	173.200	20.525002	0.992320	25.468750	34316.535156	15.462502	0.998562	162.28	6,601.543
31-Ene-03	de 23:05 a 23:10	156.292	20.712502	0.992375	25.390625	34319.589844	15.256248	0.998745	146.43	6,717.040
31-Ene-03	de 23:10 a 23:15	151.013	19.756248	0.992320	26.593750	34316.535156	14.918751	0.998213	141.30	6,746.941
31-Ene-03	de 23:15 a 23:20	151.059	19.174999	0.992320	27.375000	34318.062500	14.656250	0.998687	141.19	6,737.967
31-Ene-03	de 23:20 a 23:25	151.289	18.706249	0.992102	28.156250	34322.640625	14.356251	0.998265	141.32	6,729.200
31-Ene-03	de 23:25 a 23:30	151.299	19.962502	0.992266	26.343750	34322.640625	13.668752	0.997524	141.63	6,747.556
31-Ene-03	de 23:30 a 23:35	151.305	20.412498	0.992484	25.390625	34324.167969	13.625000	0.997986	141.71	6,758.585
31-Ene-03	de 23:35 a 23:40	151.307	20.299999	0.992539	25.718750	34322.640625	13.587502	0.997583	141.68	6,754.797
31-Ene-03	de 23:40 a 23:45	150.877	20.525002	0.992648	25.234375	34311.960938	13.868752	0.996687	141.32	6,764.686
31-Ene-03	de 23:45 a 23:50	150.302	20.918751	0.992758	24.765625	34290.597656	13.718750	0.996689	140.87	6,777.340
31-Ene-03	de 23:50 a 23:55	150.290	20.862499	0.992648	24.937500	34290.597656	12.818748	0.997218	140.86	6,775.209
31-Ene-03	de 23:55 a 00:00	150.307	20.862552	0.992648	24.937500	34286.019531	13.287498	0.997054	140.86	6,774.713

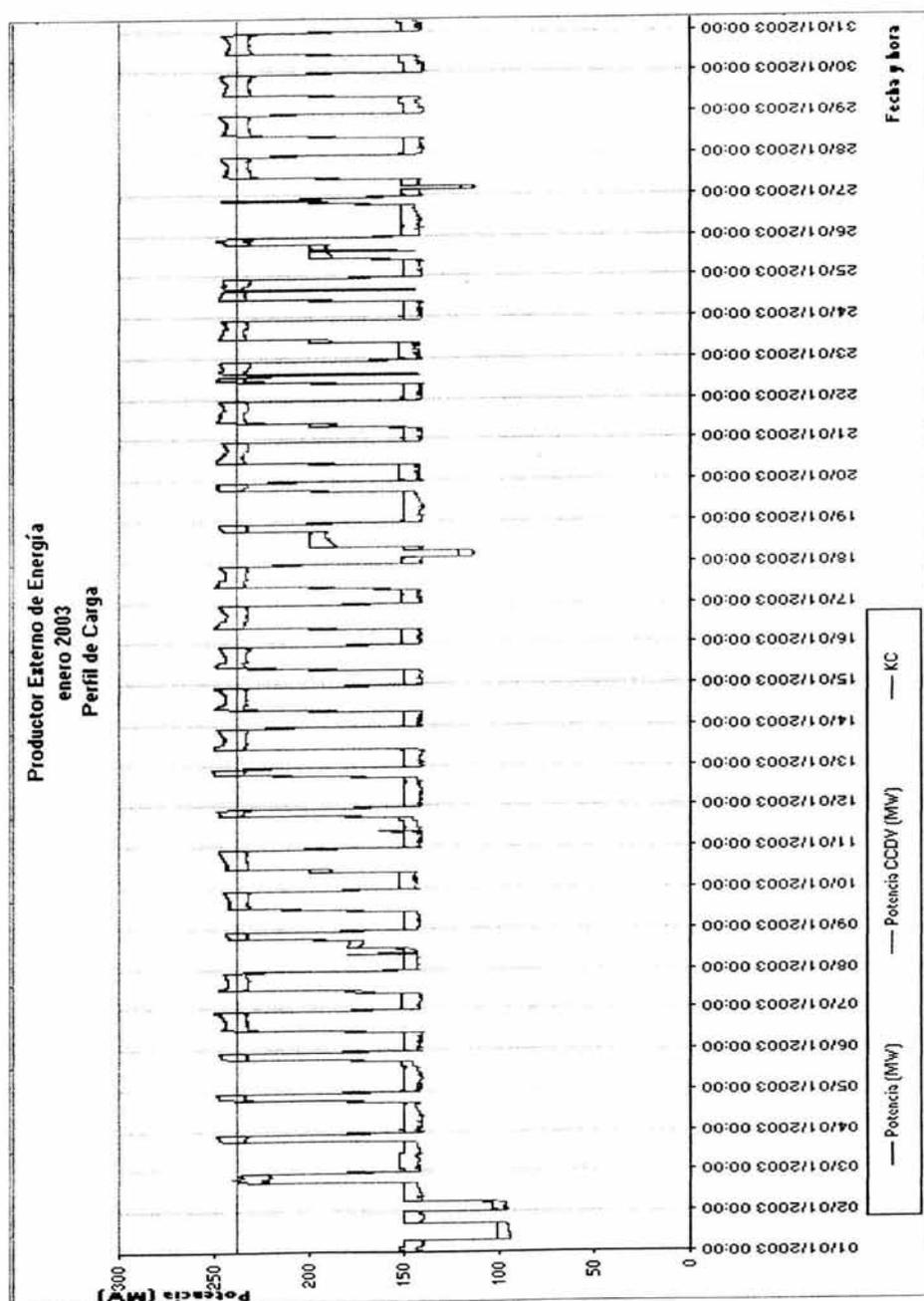
Tabla 5.2 Corrida de datos cincominutales

El valor de CTUNG se utiliza en el cálculo de los conceptos por energía, por lo que el valor para los Cargos por Capacidad no se utiliza.

5.2.3 Elaboración del Perfil de Carga

Una vez que se obtuvo la Potencia CCDV cincominutal, se elabora una gráfica de Potencia vs Tiempo, a la cual se le denomina Perfil de Carga. Se utilizan los valores de Potencia Medida, KC y Potencia CCDV.

La gráfica 5.1 nos auxilia para observar los movimientos de carga que tiene la Central. Al graficar la KC, se puede observar el momento en que se alcanza la Plena Carga.



Gráfica 5.1 Perfil de carga de la central de un PEE para el mes de enero de 2003

5.2.4 Obtención del Relatorio del PEE

El Relatorio, es la Bitácora de Eventos del Área de Control correspondiente, en la cual se indican todos los sucesos de operación ocurridos en la Central. Este documento es de carácter oficial y se publica en la Intranet de CFE (independientemente del área de Control).

En la Bitácora de Eventos, se plasma toda la información necesaria para saber el estado de la Planta. En este documento, se puede observar cuándo es que la planta se encuentra en periodos de Mantenimiento, Despacho, Licencia, Disparo, Decremento, Fuera de Servicio, etc. También se indica toda la información con respecto a la comunicación entre la Planta y el Área de Control.

Es importante entender los tipos de eventos que se pueden observar en el Relatorio:

Despacho de Carga: Es el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional ejercido por la Comisión, que determina la asignación del nivel de generación en las unidades generadoras propias y de permisionarios.

Disparo por Falla: Es la apertura automática de un dispositivo por funcionamiento de la protección para desconectar una parte del Sistema Eléctrico Nacional para mantener su seguridad, momento en el cual la Planta no tiene Generación.

Plena Carga: Es cuando la Central se encuentra generando a toda la capacidad que ha demostrado.

Decremento: Es cualquier disminución en el Nivel de Carga. El decremento puede ser por 2 motivos principales:

1. *Decremento por equipo:* Es cuando la unidad generadora de energía eléctrica es incapaz de mantener su nivel de generación y es forzada a disminuir debido a una falla atribuible a los equipos de la planta.
2. *Decremento por sistema:* Es cuando el Sistema Eléctrico Nacional requiere la disminución del nivel de generación de una o varias unidades generadoras.

Mantenimiento: Es el conjunto de actividades para conservar las obras e instalaciones en adecuado estado de funcionamiento para la prestación del servicio.

Caso fortuito o de Fuerza Mayor: Constituye cualquier hecho que imposibilite la operación de la Planta, puede ser por causas naturales, guerra, disturbios civiles, huelgas, desastres de transporte, etc.

5.2.5 Selección de Eventos de Indisponibilidad.

Una vez que se ha obtenido el Relatorio de la Central, es necesario identificar, cuáles eventos causan indisponibilidad.

Para poder identificar lo anterior, es necesario conocer lo que es *Disponibilidad e Indisponibilidad*.

Disponibilidad según el Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, es la característica que tienen las unidades generadoras de energía eléctrica, de producir potencia a su plena capacidad en el momento preciso en que el Despacho de Carga se lo demande.

Por lo cual Evento de Indisponibilidad es todo evento en el que la Central generadora disminuye su Capacidad de suministrar energía, en relación con su Capacidad Neta Demostrada, por causas atribuibles al Productor.

Las indisponibilidades que se presentan son:

- Por *Mantenimiento Programado*: Es la cantidad de energía no generada, debido a todos los eventos asociados a los mantenimientos programados, considerando también los decrementos planeados propios del evento.
- Por *Falla*: Es la cantidad de energía no generada por todas las salidas de la planta generadora atribuibles al Productor, que no sean por *Mantenimiento Programado* o por necesidades del Centro de Control o motivados por factores externos, considerando también los decrementos involucrados a cada salida y entrada de la Central.
- Por *Decremento*: Es la cantidad de energía no generada por todos los eventos que originen una reducción en la Capacidad Disponible de la planta generadora, exceptuando los que no sean atribuibles al Productor y los originados por *Mantenimiento Programado*.
- Por *Caso Fortuito o Fuerza Mayor*: Es la cantidad de energía no generada por todos los eventos que originen una salida o reducción en la Capacidad Disponible de la planta generadora, en los casos donde ocurra cualquier hecho que:
 - a. Esté más allá del control del Productor.
 - b. No se deba a su culpa o negligencia.
 - c. No pudiese ser evitado por el Productor, mediante el ejercicio de la debida diligencia.

Los eventos que generen Indisponibilidad son amparados por una licencia otorgada por el Área de Control correspondiente.

5.2.6 Evaluación de Eventos de Indisponibilidad

Una vez que se han seleccionado los eventos de Indisponibilidad, y que se cuenta con el Perfil de Carga en el que se muestran los movimientos de Carga con que contó la Central en el mes a evaluar, resulta necesario verificar si los inicios y fines de los periodos identificados coinciden.

De coincidir la fecha y hora de inicio y fin de los periodos de indisponibilidad, se utiliza esa información.

De encontrarse discrepancia en cualquier hora, se concilia la fecha y hora que corresponda con el Área de Control correspondiente y con el Productor. Una vez conciliada esta información, se utiliza para la evaluación de la disponibilidad de la Central.

5.2.7 Evaluación de la Energía Disponible en la Hora (EDh)

Una vez que se cuenta con las fechas y horas exactas de inicio y fin de cada evento, se evalúa la Energía Disponible en la Hora (EDh) de la manera siguiente:

En los Periodos de Disponibilidad de la Central, la EDh es igual a la KCh (Capacidad Declarada Disponible * h)

En los periodos de Indisponibilidad, la EDh es igual a la Energía Medida Corregida a Condiciones de Diseño de Verano.

Cuando el periodo de indisponibilidad de inicio y/o fin coincide con un inicio o fin de hora (extiéndase al primer o último periodo cincominutal), la energía en los doce periodos que componen a la hora, son la suma de los doce registros de Energía Medida Corregida a Condiciones de Diseño de Verano.

Cuando no coincide, se evalúa de la manera siguiente:

1. Los periodos cincominutales en que se encuentre Disponible la Central serán igual al valor de KC en el periodo de una hora, dividido entre el numero de registros cincominutales en una hora, lo cual queda como $KCh/12$ por cada registro cincominutal.
2. En los periodos cincominutales en que se encuentre Indisponible la Central será igual al valor de Energía Medida Corregida a Condiciones de Diseño de Verano, para cada periodo.

Es importante mencionar que al indicarse en la Bitácora de Eventos la hora exacta de inicio de un periodo de Indisponibilidad, esto es incluyendo el número de minutos en que sucede el evento, resulta necesario redondear al cincominutal inmediato anterior o posterior según sea el caso, cuando el tiempo "t" de inicio y/o término de algún evento de indisponibilidad no coincida con un múltiplo de 5, se utilizará el criterio siguiente:

Valor de "t"	Periodo al que "t" se redondea
$0 \leq t \leq 2$	$t = 0$
$3 \leq t \leq 7$	$t = 5$
$8 \leq t \leq 12$	$t = 10$
$13 \leq t \leq 17$	$t = 15$
$18 \leq t \leq 22$	$t = 20$
...	...
...	...
$48 \leq t \leq 52$	$t = 50$
$53 \leq t \leq 57$	$t = 55$
$58 \leq t \leq 60$	$t = 60$

Tabla 5.3 Tiempos de redondeo

Un periodo de Indisponibilidad termina cuando la planta generadora alcanza la Plena Carga.

Al sumar los doce registros de disponibilidad e indisponibilidad cincominutales, según corresponda, se obtiene la Energía Disponible para esa Hora (EDh).

5.2.8 Cálculo del FDED_m

Una vez que se evaluó la energía en cada una de las horas que componen el mes por facturar, y se ha obtenido la EDh para cada hora, se utiliza la *fórmula 4.8*^a

Para facilitar el cálculo del FDED_m, ya que el cociente de EDh entre KC se realiza de 672 a 744 ocasiones, dependiendo del mes que se calcule, se utiliza una hoja de cálculo, en la cual se coloca la siguiente información, como se puede observar en el ejemplo que se muestra en la *tabla 5.4*.

^a Capítulo Cuatro

Día	Hora [h]	KC [kW]	Energía Disponible en la Hora EDh [kWh]	EDh/KC	Acumulado
1	1	237,828	237,828	1.000000	1.000000
1	2	237,828	237,828	1.000000	2.000000
1	3	237,828	237,828	1.000000	3.000000
1	4	237,828	237,828	1.000000	4.000000
...
12	272	237,828	237,828	1.000000	272.000000
12	273	237,828	229,784.514	0.966179	272.966179
12	274	237,828	237,828	1.000000	273.966179
12	275	237,828	237,828	1.000000	274.966179
12	275	237,828	237,828	1.000000	274.966179
...
21	490	237,828	237,828	1.000000	489.966179
21	491	237,828	237,348.644	0.997984	490.964164
21	492	237,828	237,828	1.000000	491.964164
21	493	237,828	237,828	1.000000	492.964164
...
29	680	237,828	237,828	1.000000	679.964164
29	681	237,828	221,657.226	0.932006	680.896170
29	682	237,828	237,828	1.000000	681.896170
29	683	237,828	237,828	1.000000	682.896170
...
31	741	237,828	237,828	1.000000	740.896170
31	742	237,828	237,828	1.000000	741.896170
31	743	237,828	237,828	1.000000	742.896170
31	744	237,828	237,828	1.000000	743.896170

Tabla 5.4 Energía Disponible en la Hora

En la Primera columna se coloca el número de día, únicamente como referencia.

En la Segunda columna se coloca el consecutivo de la hora, en la que dependiendo del mes, el número de filas es determinado por los valores observados en la *tabla 4.1^a*.

En la Tercera columna se llena con el valor de KC, que para este caso es de 237,828 kW.

En la Cuarta columna se pone el valor de Energía Disponible en la Hora (EDh) que se había evaluado para el mes.

En la Quinta columna se realiza el cociente de EDh entre KC.

En la Sexta columna se va acumulando el cociente de EDh entre KC.

El valor acumulado que se evalúa para la última hora del mes, se divide entre el total de horas acumuladas del mes.

El resultado obtenido es el FDED (Factor de Disponibilidad Equivalente Demostrada) del mes.

A continuación se ejemplifica la forma de obtención. Para los valores que se observan en la *tabla 5.4*, el valor del FDED es el siguiente:

$$\text{FDED}_{\text{enero}} = (743.896170 \text{ h} / 744 \text{ h}) = 0.99986044392$$

El valor de h_m puede variar para el primer mes de Operación Comercial, en el cual el valor de h_m será igual al número de horas desde el inicio de la Operación Comercial hasta el fin de mes.

El resultado representa el porcentaje (de forma decimal) que estuvo disponible la Central en el mes.

5.3 Cálculo y obtención del Promedio de Disponibilidad Demostrada (PDD_m)

Una vez obtenido el FDED_m, el valor del PDD_m se calcula obteniendo el valor que resulte mayor de entre:

1. El promedio de los datos disponibles hasta ese momento, es decir:
 - a. Para el primer mes el PDD_m será igual al valor del FDED_m del mes en que ocurra la fecha de Operación Comercial,
 - b. Para el segundo mes el PDD_m será igual al promedio de los FDED_m del primer y segundo mes a partir en que ocurra la fecha de Operación Comercial,
 - c. Para el tercer mes el PDD_m será igual al promedio de los FDED_m del primer, segundo y tercer mes a partir en que ocurra la fecha de Operación Comercial,
 - d. Así sucesivamente hasta el decimotercer mes, a partir del cual el valor del PDD_m será igual al promedio de los últimos 12 meses incluyendo el mes que se calcula.

2. El Valor Mínimo (VMIN), el cual se calcula considerando el valor de PDG_m (Promedio de Disponibilidad Garantizado) proporcionado por el Productor, el cual se puede observar en el Anexo 4 para el mes que corresponde, y utilizando la fórmula 4.11^a:

$$VMIN = 0.4924 \cdot PDG_m$$

5.4 Cálculo y obtención del Factor de Ajuste por Disponibilidad Demostrada (FADD)

Una vez obtenidos los valores del PDD_m , $VMIN$ y PDG_m , se identificará el rango en que se encuentra el PDG del mes a facturar, ya sea menor o igual a 0.96, o mayor a 0.96, lo cual se expresa a continuación:

$$PDG_m \leq 0.96$$
$$PDG_m > 0.96$$

Posteriormente, ya identificado que el valor de $PDG_m \leq 0.96$ utilizamos el primer escenario para el cálculo del FADD, el cual se observa en la tabla 5.5, también es necesario identificar con el valor de PDD_m , el rango en que éste se encuentra para aplicar la fórmula correcta y obtener el FADD correspondiente.

Intervalo Promedio de Disponibilidad Demostrada (PDD_m)	Factor de Ajuste por Disponibilidad Demostrada ($FADD_m$)
$0.000 \leq PDD \leq VMIN$	$FADD = 0$
$VMIN < PDD < PDG$	$FADD = [(FCOR) \cdot (PDD)] - 0.97$
$PDG \leq PDD \leq 0.960$	$FADD = 1$
$0.960 < PDD \leq 1.000$	$FADD = [(1.5) \cdot (PDD)] - 0.44$

Tabla 5.5 Primer escenario para el cálculo del FADD

Si el valor de $PDG_m > 0.96$ utilizamos el segundo escenario para el cálculo del FADD, el cual se observa en la tabla 5.6, al igual que en el caso anterior, se

^a Capítulo Cuatro

identifica el valor de PDD_m , el rango en que éste se encuentra y por consiguiente aplicamos la fórmula correcta para el cálculo del FADD.

Intervalo Promedio de Disponibilidad Demostrada (PDD_m)	Factor de Ajuste por Disponibilidad Demostrada ($FADD_m$)
$0.000 \leq PDD \leq VMIN$	$FADD = 0$
$VMIN < PDD < PDG$	$FADD = [(FCOR) \cdot (PDD)] - 0.97$
$PDG \leq PDD \leq 1.000.$	$FADD = [(1.5) \cdot (PDD)] - 0.44$

Tabla 5.6 Segundo escenario para el cálculo del FADD

Como se observa, en ocasiones es necesario calcular el Factor de Correlación (FCOR), valor que se utiliza en algunas fórmulas de obtención del FADD y que se obtiene por medio de la *fórmula 4.12^a*:

$$FCOR = 1.97 / PDG_m$$

Los valores propuestos por el productor de PDG (Promedio de Disponibilidad Garantizada) y el obtenido de PDD (Promedio de Disponibilidad Demostrada), resultan importantes, ya que es el primero (el PDG) el responsable de seleccionar el escenario en el cual se va a calcular el FADD (Factor de Ajuste por Disponibilidad Demostrada), y el segundo es el encargado de escoger la fórmula con la cual se va a obtener el FADD.

En el siguiente capítulo aplicaremos todas las definiciones y fórmulas para mostrar el efecto que tiene el valor de PDD en la obtención del FADD.

^a Capítulo Cuatro

Efecto de la Disponibilidad en los Cargos Fijos de un Productor Externo de Energía

6.1 Introducción

Este capítulo tiene como finalidad el explicar la metodología de cálculo para la obtención del monto de los Cargos por Capacidad. En los capítulos anteriores, se ha explicado la forma de obtener las diversas variables, las cuales se utilizarán para realizar unos ejercicios prácticos.

Se considerarán algunos valores de un Productor Externo de Energía, los cuales se indicarán a medida como se vayan necesitando.

Se pretende utilizar los cálculos que la Comisión realizó para obtener el monto a cubrir a un PEE principalmente en el mes de enero de 2003, posteriormente de igual forma se calculará el monto que se cubrió para el mes de julio de 2003 (ambos meses primero con un $PDG_m=0.95$ y después con un $PDG_m=0.97922$), asimismo para poder observar de una forma más clara el efecto que tiene la disponibilidad para el Cargo Fijo de Capacidad y Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento en el pago a un Productor Externo de Energía, crearemos una situación donde el PEE por algún motivo (ya sea por falla o por repotencializar su Central) deja de generar energía.

6.2 Ejemplo de Cálculo

6.2.1 Planteamiento del Problema.

Obtener el monto de los Cargos por Capacidad de un Productor Externo de Energía, para el mes de enero de 2003. Evaluar el impacto de la Disponibilidad para los Cargos Fijos de Capacidad y Fijo de Operación y Mantenimiento.

Utilizar los valores contractuales, los especificados en la Propuesta del Productor, los cuales se indican en el *Anexo 4*, y los indicados a continuación para la Central del Productor Externo de Energía.

6.2.2. Datos de una Central de un Productor Externo de Energía

Fechas de la Central (*tabla 4.4 en el capítulo*):

Fecha de Presentación de la Propuesta:

8 de septiembre de 1998.

Fecha de inicio:

1 de septiembre de 1999.

Fecha de Operación Comercial:

1 de octubre de 2001.

Año de Entrega del Tabulador al Productor:

1999.

Central de Ciclo Combinado

2 unidades generadoras:

1 turbinas de gas ABB GT-24

1 turbina de vapor ABB VY2xc2-1n34 tipo uniflecha

Combustible base: Gas Natural

Combustible alternativo: Diesel

KC = 237.828 MW

6.2.3 Obtención de Variables

Considerando que la fecha de entrada en Operación Comercial es el 1 de octubre de 2001, y siendo enero el mes a facturar, le corresponden los valores del mes plasmados en el *Anexo 4*. A continuación se muestran los valores obtenidos y sus fuentes:

1.- Para el Cargo Fijo de Capacidad:

$CFC_{\text{enero}} = 7.4142$ (Dólares/kW-Mes)

(*Anexo 4*)

2.- Para el Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento:

$CFOM_{\text{dm enero}} = 2.4096$ (Dólares/kW-Mes)

$CFOM_{\text{mom enero}} = 1.5132$ (Pesos/kW-Mes)

(*Anexo 4*)

$CFOM_{\text{mtm enero}} = 0.3198$ (Pesos/kW-Mes)

3.- Para la obtención del PDD y del FADD:

$$PDG_{\text{enero}} = 0.95627 \quad (\text{Anexo 4})$$

Considerando la fecha de Presentación de la Propuesta de 8 de septiembre de 1998, se obtiene lo siguiente:

$$\begin{aligned} T_o &= 4.97421 \\ INPP_o &= 257.9580 \\ USPPI_o &= 123.8000 \end{aligned} \quad (\text{Fuente: Bloomberg Service e Internet ó Anexo 4})$$

Tomando en cuenta la fecha de Inicio de 1 de septiembre de 1999, se obtiene lo siguiente:

$$T_1 = 5.97424 \quad (\text{Fuente: Bloomberg Service ó Anexo 4})$$

$$\begin{aligned} TC_{P_{\text{enero}}} &= 10.8636 \text{ pesos/dólar} \\ INPP_{\text{enero}} &= 362.7190 \\ USPPI_{\text{enero}} &= 133.0000 \end{aligned} \quad (\text{Fuente: Internet ó Anexo 4})$$

Considerando los 300 valores de CFC_m presupuestados por el productor para los 300 meses y utilizando la *fórmula 4.3* se obtiene lo siguiente:

$$F = 0.1171075 \quad (\text{El proceso de cálculo del factor } F \text{ se respalda en el Anexo 4})$$

Los índices del Incremento salarial Anual aplicables acordados entre la CFE y el SUTERM para la factura del mes de enero de 2003 son los siguientes:

$$\begin{aligned} 1999 &= 16.57 \% \\ 2000 &= 14.61 \% \\ 2001 &= 12.57 \% \\ 2002 &= 11.33 \% \end{aligned}$$

6.2.4 Proceso de Cálculo

6.2.4.1 Cargo Fijo de Capacidad

Utilizando la *fórmula 4.2^a* y sustituyendo los valores de $CFC_{a \text{ enero}}$ y de F , se obtiene:

$$CFC_{a \text{ enero}} = CFC_{\text{enero}} (1+(0.8)(F))$$

^a Capítulo Cuatro

$$CFC_{a \text{ enero}} = \left(7.4142 \frac{\text{dólares}}{\text{KW. mes}} \right) [1+(0.8)(0.1171075)]$$

$$CFC_{a \text{ enero}} = 8.108806741 \frac{\text{dólares}}{\text{KW. mes}}$$

Dejando la ecuación 4.1 en función de FADD para la posterior evaluación, sustituyendo los valores de $CFC_{a \text{ enero}}$ y de KC:

$$PCFC_{\text{enero}} = CFC_{a \text{ enero}} \cdot KC \cdot FADD$$

$$PCFC_{\text{enero}} = \left(8.108806741 \frac{\text{dólares}}{\text{KW. mes}} \right) [(237,828\text{kW})(FADD_{\text{enero}})]$$

$$PCFC_{\text{enero}} = \left(1,928,499.686 \frac{\text{dólares}}{\text{mes}} \right) FADD_{\text{enero}} \quad (6.1)$$

6.2.4.2 Cargo Fijo de operación y Mantenimiento

Utilizando la fórmula 4.5^a y los valores obtenidos de $INPP_0$ e $INPP_{\text{enero}}$, se obtiene lo siguiente:

$$INPP_{\text{enero o}} = \frac{INPP_{\text{enero}}}{INPP_0}$$

$$INPP_{\text{enero o}} = \frac{362.7190}{257.9580}$$

$$INPP_{\text{enero o}} = 1.406116$$

^a Capítulo Cuatro

Utilizando la *fórmula 4.6^a* y los valores de $USPPI_0$ y $USPPI_{enero}$, se obtiene lo siguiente:

$$USPPI_{enero} = \frac{USPPI_{enero}}{USPPI_0}$$

$$USPPI_{enero} = \frac{133.00}{123.80}$$

$$USPPI_{enero} = 1.0743$$

Determinando que el valor de IS_1 corresponde al año de 1999, y utilizando la *fórmula 4.7^a*, se obtiene lo siguiente:

$$IS_1 = 0.1657$$

$$IS_2 = 0.1461$$

$$IS_3 = 0.1257$$

$$IS_4 = 0.1133$$

Por lo tanto:

$$IES_{enero} = [(1 + IS_1) (1 + IS_2) (1 + IS_3) (1 + IS_4)]$$

$$IES_{enero} = [(1 + 0.1657) (1 + 0.1461) (1 + 0.1257) (1 + 0.1133)]$$

$$IES_{enero} = 1.674342049$$

Sustituyendo las variables en la *fórmula 4.4^a* y dejándola en función del FADD, se obtienen lo siguiente:

$$PCFOM_{enero} = \left[\begin{array}{l} (CFOM_{mtm_enero})(INPP_{enero}) + \\ (CFOM_{dm_enero})(USPPI_{enero})(TC_P_{enero}) + \\ (CFOM_{mom_enero})(IES_{enero}) \end{array} \right] KC \cdot FADD_{enero}$$

$$PCFOM_{enero} = \left[\begin{array}{l} [0.3198 \text{ (Pesos/kW-mes)}] [1.406116] + \\ [2.4096 \text{ (Dólares/kW-mes)}] \\ [1.0743] [10.8636 \text{ pesos/dólar}] + \\ [1.5132 \text{ (Pesos/kW-mes)}] [1.674342049] \end{array} \right] [237,828 \text{ kW}] FADD_{enero}$$

^a Capítulo Cuatro

$$PCFOM_{\text{enero}} = \left(\begin{array}{l} 0.4496758968 \text{ (Pesos/kW-mes)} + \\ 28.1218765 \text{ (Pesos/kW-mes)} + \\ 2.533614314 \text{ (Pesos/kW-mes)} \end{array} \right) [237,828 \text{ kW}] FADD_{\text{enero}}$$

$$PCFOM_{\text{enero}} = \left[31.10516671 \text{ (Pesos/kW-mes)} \right] [237,828 \text{ kW}] FADD_{\text{enero}}$$

$$PCFOM_{\text{enero}} = \left[7,397,679.588 \text{ (Pesos/mes)} \right] FADD_{\text{enero}} \quad (6.2)$$

6.2.4.3 Determinación de la energía disponible en la Hora (EDh)

Se obtienen los valores de energía Corregida a Condiciones de Diseño de Verano (Energía CCDV) corriendo el modelo matemático con los cincominutales necesarios.

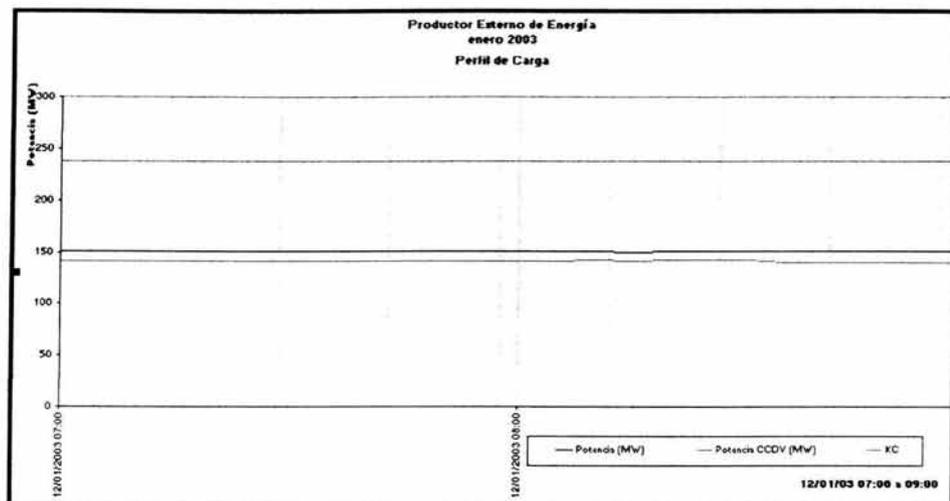
Evaluando la Bitácora de Eventos del Área de Control correspondiente, y discriminados los eventos que son motivo de Indisponibilidad de los que no la causan, se compara con el Perfil de Carga obtenido de los datos cincominutales de la Central.

Los eventos que han sido seleccionados como eventos de Indisponibilidad son los que se pueden observar en la *tabla 6.1*.

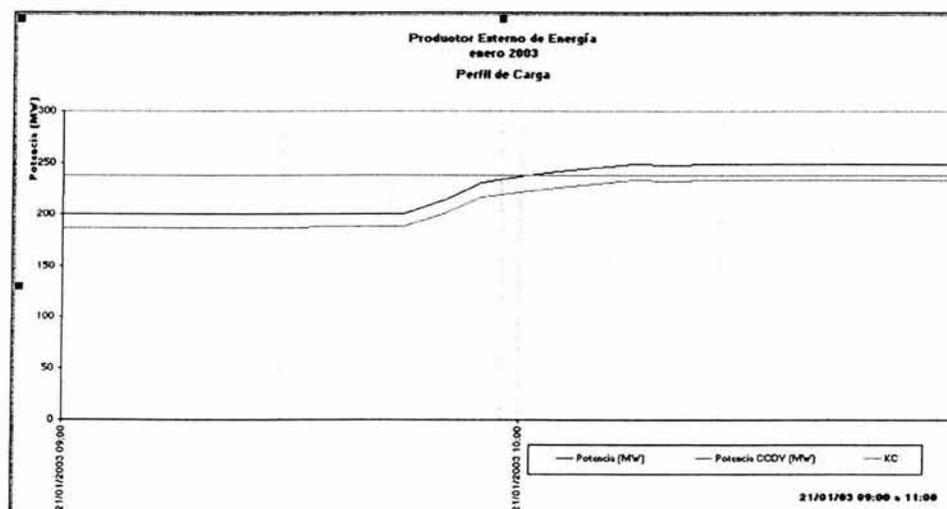
LICENCIA	FECHA DE INICIO	HORA INICIO	FECHA FIN	HORA FIN	EQUIPO	OBSERVACIONES
122	20030112	08:14	20030112	08:21	U1	Caliente pruebas de Turbina de Vapor a cualquier carga.
323	20030121	10:18	20030121	10:23	U1	
522	20030129	08:06	20030129	08:17	U1	

Tabla 6.1 Bitácora de eventos emitida por el Área de Control Correspondiente.

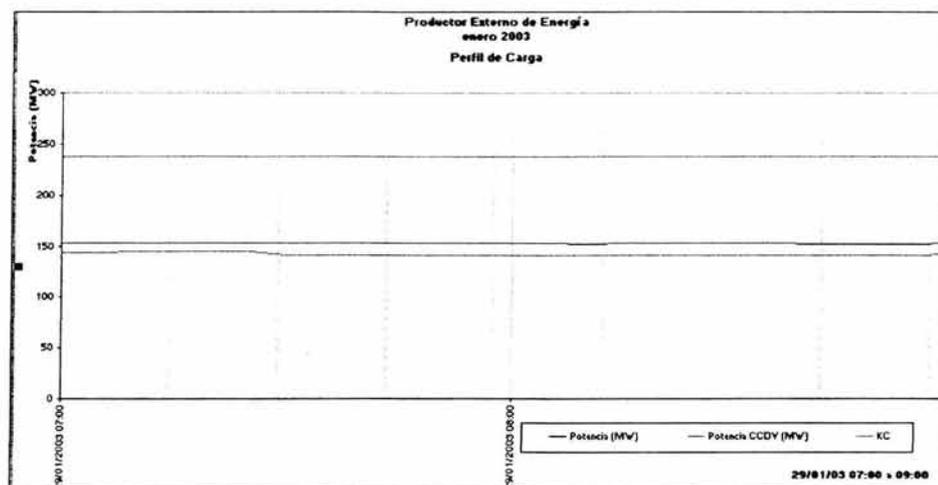
El Perfil de Carga obtenido por día de la Energía CCDV, se muestra en las Gráficas siguientes:



Gráfica 6.1 Perfil de carga del PEE para el día 12 de enero 2003



Gráfica 6.2 Perfil de carga del PEE para el día 21 de enero 2003



Gráfica 6.3 Perfil de carga del PEE para el día 29 de enero 2003

Para este caso las indisponibilidades se presentaron los días 12, 21 y 29 de enero de 2003. Verificándose la hora inicio y fin de los eventos, no encontrándose discrepancia, por lo cual los periodos cincominutales para iniciar y finalizar la evaluación de la Energía Disponible en la Hora, aplicando el concepto de redondeo indicado en el capítulo 5, queda como se muestra en la tabla 6.2.

FECHA	PERIODO DE INDISPONIBILIDAD	PERIODO DE EVALUACIÓN
20030112	08:14 08:21	08:15 08:20
20030121	10:18 10:23	10:20 10:25
20030129	08:06 08:17	08:05 08:15

Tabla 6.2 Redondeo de horas de Inicio y Fin de Indisponibilidad

Una vez determinados los periodos cincominutales a partir de los cuales se va a evaluar la energía, se evalúan las horas en las que se encuentran las Indisponibilidades.

Para las horas en las que estuvo la Central en periodo de indisponibilidad, se obtuvieron los siguientes valores (tabla 6.3) y cuyo soporte se muestra en el Anexo 1.

Fecha y Hora	Hora Acumulada [h]	Energía Disponible en la Hora EDh [kW]
20030112 09:00	273	229,784.514
20030121 11:00	491	237,348.644
20030129 09:00	981	221,657.226

Tabla 6.3 Evaluación de la Energía Disponible en la Hora.

Evaluando la energía disponible, se obtiene $\sum_{h=1}^{h_m} \frac{ED_h}{KC}$ como se muestra en la tabla 6.4 a continuación.

Día	Hora [h]	KC [kW]	Energía Disponible en la Hora EDh [kWh]	EDh/KC	Acumulado
1	1	237,828	237,828	1.000000	1.000000
1	2	237,828	237,828	1.000000	2.000000
1	3	237,828	237,828	1.000000	3.000000
1	4	237,828	237,828	1.000000	4.000000
...
12	272	237,828	237,828	1.000000	272.000000
12	273	237,828	229,784.514	0.966179	272.966179
12	274	237,828	237,828	1.000000	273.966179
12	275	237,828	237,828	1.000000	274.966179
12	275	237,828	237,828	1.000000	274.966179
...
21	490	237,828	237,828	1.000000	489.966179
21	491	237,828	237,348.644	0.997984	490.964164
21	492	237,828	237,828	1.000000	491.964164
21	493	237,828	237,828	1.000000	492.964164
...
29	680	237,828	237,828	1.000000	679.964164
29	681	237,828	221,657.226	0.932006	680.896170
29	682	237,828	237,828	1.000000	681.896170
29	683	237,828	237,828	1.000000	682.896170
...
31	741	237,828	237,828	1.000000	740.896170
31	742	237,828	237,828	1.000000	741.896170
31	743	237,828	237,828	1.000000	742.896170
31	744	237,828	237,828	1.000000	743.896170

Tabla 6.4 Evaluación del FDED de enero 2003

Con los valores de h_m y utilizando la fórmula 4.8^a, $\sum_{h=1}^{h_m} \frac{ED_h}{KC}$ se obtiene lo siguiente:

$$FDED_{\text{enero}} = \frac{1}{h_m} * \sum_{h=1}^{h_m} \frac{ED_h}{KC}$$

$$FDED_{\text{enero}} = (1 / 744 \text{ h}) (743.8961703 \text{ h})$$

$$FDED_{\text{enero}} = 0.999860444$$

6.2.4.4 Determinación del Promedio de Disponibilidad Demostrada (PDD).

Una vez obtenido el valor del $FDED_{\text{enero}}$ y considerando el $FDED$ para los meses de octubre de 2001 a diciembre de 2002

Mes	FDED _{mes}
Oct-01	0.799640804
Nov-01	0.920438127
Dic-01	0.904161879
Ene-02	0.866001923
Feb-02	0.978205473
Jul-02	0.979134487
Ago-02	0.861750143
Sep-02	0.943382281
Oct-02	0.981026562
Nov-02	0.951983058
Dic-02	0.857667442

de marzo a junio de 2002 el PEE paró su Central para repotencializarla

Tabla 6.5 Valores reales de FDED para la evaluación de enero 2003

Se evalúa para encontrar el mayor entre:

$$FDED_{\text{octubre01}} + FDED_{\text{noviembre01}} + FDED_{\text{diciembre01}} + FDED_{\text{enero02}} + \\ FDED_{\text{febrero02}} + FDED_{\text{julio02}} + FDED_{\text{agosto02}} + FDED_{\text{septiembre02}} + \\ FDED_{\text{octubre02}} + FDED_{\text{noviembre02}} + FDED_{\text{diciembre02}} + FDED_{\text{enero03}}$$

PDD =

No. De FDEDS

$$0.799640804+0.920438127+0.9041618790+0.866001923+0.978205 \\ 473+0.979134487+0.861750143+0.943382281+ \\ 0.981026562+0.951983058+0.857667442+ 0.999860444.$$

PDD =

12

$$PDD = (11.04325262) / 12$$

^a Capítulo Cuatro

Por lo tanto el PDD del mes de enero es:

$$PDD_{\text{enero}} = 0.920271052167958 \quad (6.3)$$

Una vez obtenido el PDD_{enero} , calculamos el Valor Mínimo con la fórmula 4.11^a.

$$\text{Valor Mínimo (VMIN)} = 0.4924 \cdot PDG_{\text{enero}}$$

$$\text{Valor Mínimo (VMIN)} = (0.4924)(0.95627)$$

$$\text{Valor Mínimo (VMIN)} = 0.470867348$$

Ahora calculamos el Factor de Correlación con la fórmula 4.12^a.

$$FCOR = 1.97 / PDG_{\text{enero}}$$

$$FCOR = (1.97) / 0.95627$$

$$FCOR = 2.060087632$$

6.2.4.5 Determinación del Factor de Ajuste por Disponibilidad Demostrada (FADD)

Utilizando este valor de PDD y considerando que el $PDG_{\text{enero}} < 0.96$ se utiliza la tabla 4.3^a para ubicar y aplicar la fórmula correcta en el cálculo del FADD.

$VMIN < PDD < PDG$ $0.4708 < 0.9202 < 0.9562$	$FADD = [(FCOR) \cdot (PDD)] - 0.97$ $FADD = [(2.06) \cdot (PDD)] - 0.97$
--	--

$$FADD = [(2.060087632) \cdot (0.920271052167958)] - 0.97$$

$$FADD = [1.895839013] - 0.97$$

$$FADD = 0.925839012800649$$

6.2.4.6 Resultados

Sustituyendo el valor de $FADD_{\text{enero}}$ en las fórmulas 6.1 y 6.2^a, se obtienen los montos a pagar por la Comisión al Productor para el mes de enero de 2003.

$$PCFC_{\text{enero}} = \left(1,928,499.686 \quad \frac{\text{dólares}}{\text{mes}} \right) FADD_{\text{enero}} \quad (6.4)$$

^a Capítulo Cuatro

$$PCFC_{\text{enero}} = \left(1,928,499.686 \frac{\text{dólares}}{\text{mes}} \right) [0.925839012800649]$$

$$PCFC_{\text{enero}} = 1,785,744.47 \text{ Dólares.}$$

$$PCFOM_{\text{enero}} = \left(7,397,679.588 \text{ (Pesos/ mes)} \right) FADD_{\text{enero}} \quad (6.5)$$

$$PCFOM_{\text{enero}} = \left(7,397,679.588 \text{ (Pesos/ mes)} \right) [0.925839012800649]$$

$$PCFOM_{\text{enero}} = 6,807,870.378 \text{ Pesos.}$$

6.3 Impacto de la Disponibilidad

Para poder analizar el impacto que tiene la Disponibilidad en el pago a un Productor Externo de Energía, es necesario ubicar la Central en diferentes panoramas, para lo cual se hacen las siguientes consideraciones:

1. Se obtendrá el monto que se cubrió al PEE en el mes de julio de 2003 donde a diferencia de enero existieron periodos de indisponibilidad más largos.
2. La Central será ubicada en una situación donde el PEE por algún motivo y sin acuerdo previo con la Comisión deja de generar energía por unos meses.
3. Finalmente, para una mejor comprensión del efecto que tiene la Indisponibilidad para el Cargo Fijo de Capacidad y Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento, evaluaremos los meses de enero y julio de 2003 pero ahora con un $PDG_m = 0.97922$.

6.3.1 Proceso de Cálculo

6.3.1.1 Primer Panorama

Para reafirmar la forma de obtener los Cargos Fijo de Capacidad y Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento que realiza la Comisión, en este panorama realizaremos los cálculos paso a paso.

Análisis de la Apertura Eléctrica y de los Productores Externos de Energía

Se obtendrá el monto que se cubrió al PEE en el mes de julio de 2003 donde a diferencia de enero existieron periodos de indisponibilidad más largos.

1.- Para el Cargo Fijo de Capacidad:

$$CFC_{\text{julio}} = 7.5126 \text{ (Dólares/kW-Mes)} \quad (\text{Anexo 4})$$

2.- Para el Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento:

$$CFOM_{\text{dm julio}} = 2.3569 \text{ (Dólares/kW-Mes)}$$

$$CFOM_{\text{mom julio}} = 1.5132 \text{ (Pesos/kW-Mes)} \quad (\text{Anexo 4})$$

$$CFOM_{\text{mtm julio}} = 0.3198 \text{ (Pesos/kW-Mes)}$$

3.- Para la obtención del PDD y del FADD:

$$PDG_{\text{julio}} = 0.95347 \quad (\text{Anexo 4})$$

Considerando la fecha de Presentación de la Propuesta de 8 de septiembre de 1998, se obtiene lo siguiente:

$$T_o = 4.97421$$

$$INPP_o = 257.9580 \quad (\text{Fuente: Bloomberg Service e Internet ó Anexo 4})$$

$$USPPI_o = 123.8000$$

Tomando en cuenta la fecha de Inicio de 1 de septiembre de 1999, se obtiene lo siguiente:

$$T_1 = 5.97424 \quad (\text{Fuente: Bloomberg Service ó Anexo 4})$$

$$TC_P_{\text{julio}} = 10.4870 \text{ pesos/dólar}$$

$$INPP_{\text{julio}} = 369.4460 \quad (\text{Fuente: Internet ó Anexo 4})$$

$$USPPI_{\text{julio}} = 138.0000$$

Considerando los 300 valores de CFC_m presupuestados por el productor para los 300 meses y utilizando la fórmula 4.3^a se obtiene lo siguiente:

$$F = 0.1171075 \quad (\text{El proceso de cálculo del factor } F \text{ se respalda en el Anexo 4.})$$

^a Capítulo Cuatro

Los índices del Incremento salarial Anual aplicables acordados entre la CFE y el SUTERM para la factura del mes de julio de 2003 son los siguientes:

1999 = 16.57 %
 2000 = 14.61 %
 2001 = 12.57 %
 2002 = 11.33 %
 2003 = 8.29 %

$$CFC_{a \text{ julio}} = CFC_{e \text{ julio}} (1+(0.8)(F))$$

$$CFC_{a \text{ julio}} = \left(7.5126 \frac{\text{dólares}}{\text{KW. mes}} \right) [1+(0.8)(0.1171075)]$$

$$CFC_{a \text{ julio}} = 8.216425 \frac{\text{dólares}}{\text{KW. mes}}$$

Dejando la ecuación 4.1^a en función de FADD para la posterior evaluación, sustituyendo los valores de CFC_{a julio} y de KC:

$$PCFC_{\text{julio}} = CFC_{\text{julio}} \cdot KC \cdot FADD$$

$$PCFC_{\text{julio}} = \left(8.216425000 \frac{\text{dólares}}{\text{KW. mes}} \right) [(237,828\text{kW})(FADD_{\text{julio}})]$$

$$PCFC_{\text{julio}} = \left(1,954,096.030 \frac{\text{dólares}}{\text{mes}} \right) FADD_{\text{julio}} \quad (6.6)$$

Utilizando la fórmula 4.5^a y los valores obtenidos de INPP₀ e INPP_{julio}, se obtiene lo siguiente:

$$INPP_{\text{julio } 0} = \frac{INPP_{\text{julio}}}{INPP_0}$$

$$INPP_{\text{julio } 0} = \frac{369.4460}{257.9580}$$

$$INPP_{\text{julio } 0} = 1.4322$$

^a Capítulo Cuatro

Utilizando la fórmula 4.6ª y los valores de $USPPI_0$ y $USPPI_{julio\ 0}$, se obtiene lo siguiente:

$$USPPI_{julio\ 0} = \frac{USPPI_{julio}}{USPPI_0}$$

$$USPPI_{julio\ 0} = \frac{138.00}{123.80}$$

$$USPPI_{julio\ 0} = 1.11470$$

Determinando que el valor de IS_1 corresponde al año de 1999, y utilizando la fórmula 4.7ª, se obtiene lo siguiente:

$$IS_1 = 0.1657$$

$$IS_2 = 0.1461$$

$$IS_3 = 0.1257$$

$$IS_4 = 0.1133$$

$$IS_5 = 0.0829$$

Por lo tanto:

$$IES_{julio} = [(1 + IS_1) (1 + IS_2) (1 + IS_3) (1 + IS_4) (1 + IS_5)]$$

$$IES_{julio} = [(1 + 0.1657) (1 + 0.1461) (1 + 0.1257) (1 + 0.1133) (1 + 0.0829)]$$

$$IES_{julio} = 1.813145005$$

Sustituyendo las variables en la fórmula 4.4ª y dejándola en función del FADD, se obtienen lo siguiente:

$$PCFOM_{julio} = \left[\begin{array}{l} (CFOM_{mtrm\ julio})(INPP_{julio\ 0}) + \\ (CFOM_{dm\ julio})(USPPI_{julio\ 0})(TC_P\ julio) + \\ (CFOM_{mom\ julio})(IES_{julio}) \end{array} \right] KC \cdot FADD_{julio}$$

$$PCFOM_{julio} = \left(\begin{array}{l} [0.3198 \text{ (Pesos/kW-mes)}] [1.4322] + \\ [2.3569 \text{ (Dólares/kW-mes)}] \\ [1.11470] [10.4870 \text{ pesos/dólar}] + \\ [1.5132 \text{ (Pesos/kW-mes)}] [1.813145] \end{array} \right) [237,828 \text{ kW}] FADD_{julio}$$

ª Capítulo Cuatro

Análisis de la Apertura Eléctrica y de los Productores Externos de Energía

$$PCFOM_{\text{Julio}} = \left(\begin{array}{l} 0.45801756 \text{ (Pesos/kW-mes) +} \\ 27.55182844 \text{ (Pesos/kW-mes)} \\ 2.743651014 \text{ (Pesos/kW-mes)} \end{array} \right) + [237,828 \text{ kW}] FADD_{\text{Julio}}$$

$$PCFOM_{\text{Julio}} = \left[30.75349701 \text{ (Pesos/kW-mes)} \right] [237,828 \text{ kW}] FADD_{\text{Julio}}$$

$$PCFOM_{\text{Julio}} = \left[7,397,679.588 \text{ (Pesos/mes)} \right] FADD_{\text{Julio}} \quad (6.7)$$

Ahora se obtienen los valores de energía Corregida a Condiciones de Diseño de Verano (Energía CCDV) corriendo el modelo matemático con los cincominutales necesarios.

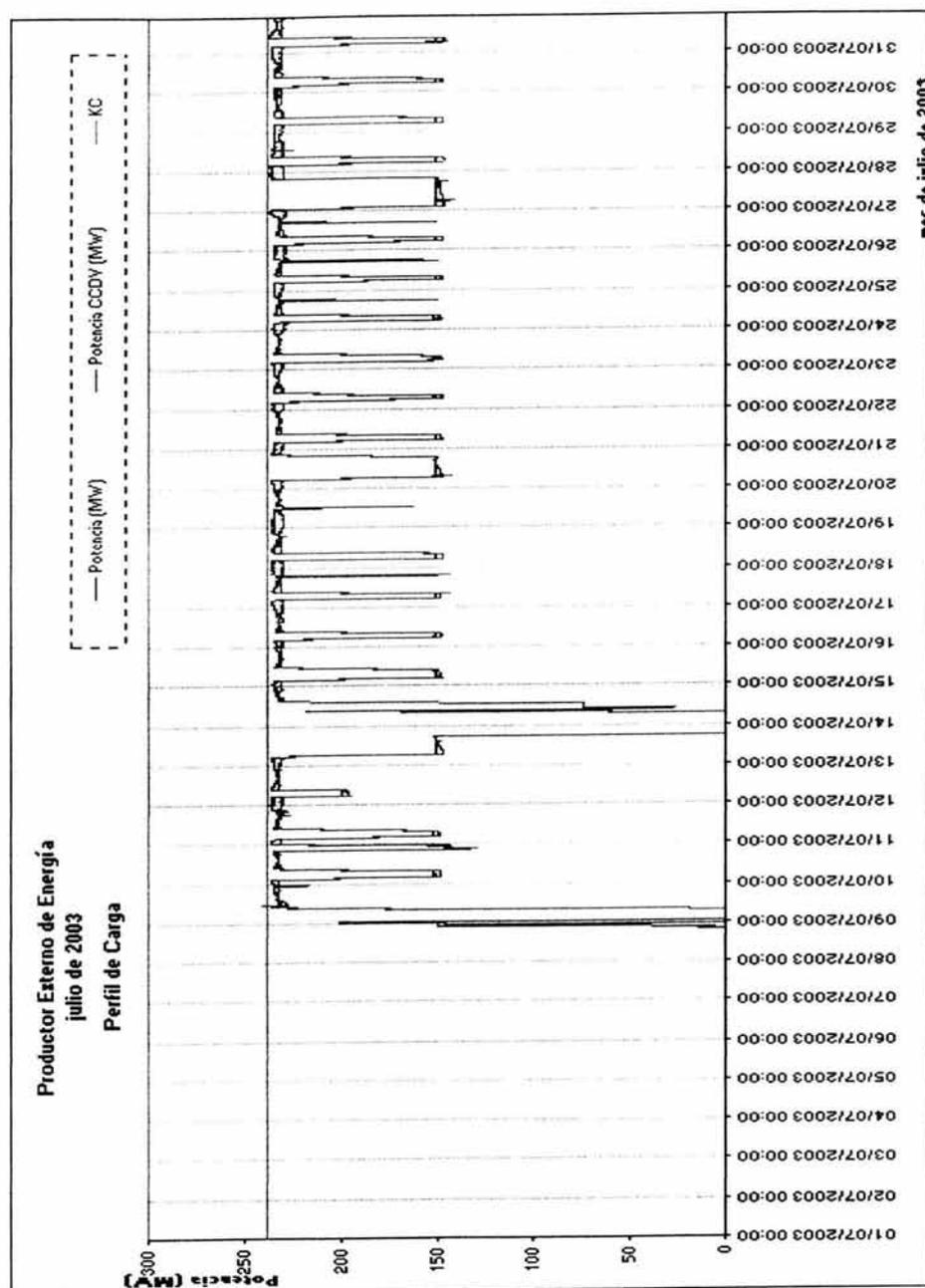
Evaluando la Bitácora de Eventos del Área de Control correspondiente, y discriminados los eventos que son motivo de Indisponibilidad de los que no la causan, se compara con el Perfil de Carga obtenido de los datos cincominutales de la Central.

Los eventos que han sido seleccionados como eventos de Indisponibilidad son los que se pueden observar en la *tabla 6.6*.

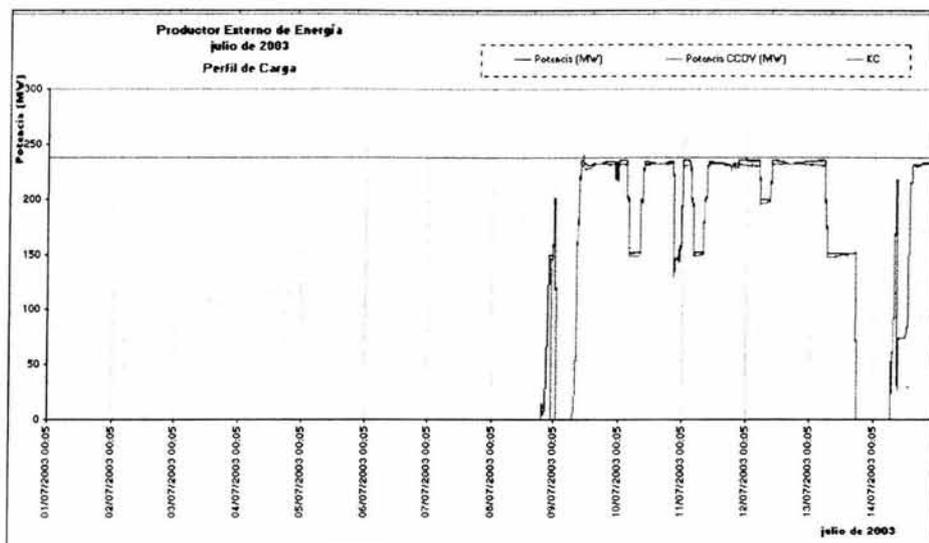
LICENCIA	FECHA DE INICIO	HORA INICIO	FECHA FIN	HORA FIN	EQUIPO	OBSERVACIONES
668	20030626	03:03	20030708	22:11	U1	Frío por fuga vapor en válvula de control de turbina
177	20030709	01:05	20030709	08:33	U1	
237	20030710	20:33	20030710	23:54	U1	
304	20030713	17:25	20030714	14:47	U1	

Tabla 6.6 Bitácora de eventos emitida por el Área de Control Correspondiente.

El Perfil de Carga obtenido de la Energía CCDV en el mes de julio de 2003, se muestra en las Gráficas siguientes:



Gráfica 6.4 Perfil de carga del PEE para el mes de julio de 2003



Gráfica 6.5 Perfil de carga del PEE del 1 al 14 de julio de 2003

Para este caso las indisponibilidades se presentaron los días 1 al 10, y del 13 al 14 de julio de 2003. Verificándose la hora inicio y fin de los eventos, no encontrándose discrepancia, por lo cual los periodos cincominutales para iniciar y finalizar la evaluación de la Energía Disponible en la Hora, aplicando el concepto de redondeo indicado en el capítulo 5, queda como se muestra en la tabla 6.7.

FECHA INICIO	FECHA FIN	PERIODO DE INDISPONIBILIDAD	PERIODO DE EVALUACIÓN
20030626	20030708	03:03 22:11	03:05 22:10
20030709	20030709	01:05 08:33	01:05 08:35
20030710	20030710	20:33 23:54	20:35 23:55
20030713	20030714	17:25 14:47	17:25 14:45

Tabla 6.7 Redondeo de horas de Inicio y Fin de Indisponibilidad

Una vez determinados los periodos cincominutales a partir de los cuales se va a evaluar la energía, se evalúan las horas en las que se encuentran las Indisponibilidades.

Evaluando la energía disponible, se obtiene $\sum_{h=1}^{h_m} \frac{ED_h}{KC}$ como se muestra en la tabla 6.8 en la siguiente hoja.

Análisis de la Apertura Eléctrica y de los Productores Externos de Energía

Día	Hora [h]	KC [kW]	Energía Disponible en la Hora EDh [kWh]	EDh/KC	Acumulado
1	1	237,828	0	0.000000	0.000000
1	2	237,828	0	0.000000	0.000000
1	3	237,828	0	0.000000	0.000000
...
8	190	237,828	0	0.000000	0.000000
8	191	237,828	198,190	0.833333	0.833333
8	192	237,828	237,828	1.000000	1.833333
9	193	237,828	237,828	1.000000	2.833333
9	194	237,828	19,819	0.083333	2.916667
9	195	237,828	0	0.000000	2.916667
...
9	199	237,828	0	0.000000	2.916667
9	200	237,828	19,094	0.080287	2.996953
9	201	237,828	147,458	0.620018	3.616971
9	202	237,828	237,828	1.000000	4.616971
...
10	236	237,828	237,828	1.000000	38.616971
10	237	237,828	194,976	0.819818	39.436789
10	238	237,828	143,820	0.604723	40.041512
10	239	237,828	145,693	0.612596	40.654108
10	240	237,828	175,338	0.737248	41.391357
11	241	237,828	237,828	1.000000	42.391357
...
13	305	237,828	237,828	1.000000	106.391357
13	306	237,828	99,095	0.416667	106.808023
13	307	237,828	0	0.000000	106.808023
...
14	318	237,828	0	0.000000	106.808023
14	319	237,828	14,920	0.062736	106.870759
14	320	237,828	62,281	0.261874	107.132633
14	321	237,828	182,419	0.767019	107.899652
14	322	237,828	66,150	0.278142	108.177794
14	323	237,828	73,639	0.309630	108.487423
14	324	237,828	73,843	0.310489	108.797912
14	325	237,828	77,966	0.327827	109.125739
14	326	237,828	150,086	0.631070	109.756810
14	327	237,828	222,367	0.934991	110.691801
...
31	742	237,828	237,828	1.000000	525.691801
31	743	237,828	237,828	1.000000	526.691801
31	744	237,828	237,828	1.000000	527.691801

Tabla 6.8 Evaluación del FDED de julio 2003

Análisis de la Apertura Eléctrica y de los Productores Externos de Energía

Con los valores de h_m y utilizando la fórmula 4.8^a, se obtiene lo siguiente:

$$FDED_{julio} = \frac{1}{h_m} * \sum_{h=1}^{h_m} \frac{ED_h}{KC}$$

$$FDED_{julio} = (1 / 744 \text{ h}) (527.691801 \text{ h})$$

$$FDED_{julio} = 0.7092631731$$

Una vez obtenido el valor del $FDED_{enero}$ y considerando el $FDED$ para los meses de agosto de 2002 a junio de 2003

mes	FDED _{mes}
Ago-02	0.861750142831615
Sep-02	0.943382281398632
Oct-02	0.981026562492000
Nov-02	0.951983058393345
Dic-02	0.857667441802766
Ene-03	0.999860443927633
Feb-03	0.919578799148194
Mar-03	0.998765623848454
Abr-03	0.884197735381911
May-03	0.818618271962764
Jun-03	0.809205811639638

Tabla 6.9 Valores reales de FDED para la evaluación de enero 2003

Se evalúa para encontrar el mayor entre:

$$PDD = \frac{FDED_{agosto02} + FDED_{septiembre02} + FDED_{octubre02} + FDED_{noviembre02} + FDED_{diciembre02} + FDED_{enero03} + FDED_{febrero03} + FDED_{marzo03} + FDED_{abril03} + FDED_{mayo03} + FDED_{junio03} + FDED_{julio03}}{\text{No. De FDEDs}}$$

$$PDD = \frac{0.861750142831615 + 0.943382281398632 + 0.981026562492000 + 0.951983058393345 + 0.857667441802766 + 0.999860443927633 + 0.919578799148194 + 0.998765623848454 + 0.884197735381911 + 0.818618271962764 + 0.809205811639638 + 0.7092631731}{12}$$

^a Capítulo Cuatro

$$PDD = (10.735299345945800) / 12$$

Por lo tanto el PDD del mes de julio es:

$$PDD_{\text{julio}} = 0.894608278828815 \quad (6.8)$$

Una vez obtenido el PDD_{julio} , calculamos el Valor Mínimo con la fórmula 4.11^a.

$$\begin{aligned} \text{Valor Mínimo (VMIN)} &= 0.4924 \cdot PDG_{\text{julio}} \\ \text{Valor Mínimo (VMIN)} &= (0.4924)(0.95347) \\ \text{Valor Mínimo (VMIN)} &= 0.469488628 \end{aligned}$$

Ahora calculamos el Factor de Correlación con la fórmula 4.12^a.

$$\begin{aligned} FCOR &= 1.97 / PDG_{\text{julio}} \\ FCOR &= (1.97) / 0.95347 \\ FCOR &= 2.066137372 \end{aligned}$$

Utilizando este valor de PDD y considerando que el $PDG_{\text{julio}} < 0.96$ se utiliza la tabla 4.2^a para ubicar y aplicar la fórmula correcta en el cálculo del FADD.

$VMIN < PDD < PDG$ $0.4694 < 0.8946 < 0.9534$	$FADD = [(FCOR) \cdot (PDD)] - 0.97$ $FADD = [(2.06) \cdot (PDD)] - 0.97$
--	--

$$\begin{aligned} FADD &= [(2.066137372) \cdot (0.894608279)] - 0.97 \\ FADD &= [1.848383599] - 0.97 \\ FADD &= 0.878383599 \end{aligned}$$

Sustituyendo el valor de $FADD_{\text{julio}}$ en las fórmulas 6.6 y 6.7^a, se obtienen los montos a pagar por la Comisión al Productor para el mes de julio de 2003.

$$PCFC_{\text{julio}} = \left(1,954,096.030 \quad \frac{\text{dólares}}{\text{mes}} \right) FADD_{\text{julio}} \quad (6.9)$$

$$PCFC_{\text{julio}} = \left(1,954,096.030 \quad \frac{\text{dólares}}{\text{mes}} \right) [0.878383599]$$

$$PCFC_{\text{julio}} = 1,716,445.902 \text{ Dólares.}$$

^a Capítulo Cuatro

$$PCFOM_{\text{Julio}} = \left[7,314,042.688 \text{ (Pesos/ mes)} \right] FADD_{\text{Julio}} \quad (6.10)$$

$$PCFOM_{\text{Julio}} = \left[7,314,042.688 \text{ (Pesos/ mes)} \right] [0.878383599]$$

$$PCFOM_{\text{Julio}} = 6,424,535.139 \text{ Pesos.}$$

6.3.1.2 Segundo Panorama

Una vez que ya comprendimos la forma de obtención de cada una de las variables para los pagos por concepto de Cargo Fijo de Capacidad y Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento, en este panorama para agilizar los cálculos mostramos únicamente los valores y sus fuentes de donde se obtuvieron.

La Central será ubicada en una situación donde el PEE por algún motivo y sin acuerdo previo con la Comisión deja de generar energía desde el mes de enero de 2003 al mes de junio de 2003.

Mes	FDED _{mes}
Oct-01	0.799640804
Nov-01	0.920438127
Dic-01	0.904161879
Ene-02	0.866001923
Feb-02	0.978205473
Jul-02	0.979134487
Ago-02	0.861750143
Sep-02	0.943382281
Oct-02	0.981026562
Nov-02	0.951983058
Dic-02	0.857667442
Ene-03	0
Feb-03	0
Mar-03	0
Abr-03	0
May-03	0
Jun-03	0

de marzo a junio de 2002 el PEE paró su Central para repotencializarla
0 para ejemplificar que hubiera pasado al parar la Central y habérsele aplicado la norma correspondiente

Tabla 6.10 Valores necesarios para la solución del segundo panorama

Análisis de la Apertura Eléctrica y de los Productores Externos de Energía

1. $FDED_{\text{enero}} = 0$

Una vez obtenido el valor del $FDED_{\text{julio}}$ y considerando el $FDED$ para los meses de octubre de 2001 a enero de 2003.

Se evalúa para encontrar el mayor entre:

$$PDD = \frac{FDED_{\text{octubre01}} + FDED_{\text{noviembre01}} + FDED_{\text{diciembre01}} + FDED_{\text{enero02}} + FDED_{\text{febrero02}} + FDED_{\text{julio02}} + FDED_{\text{agosto02}} + FDED_{\text{septiembre02}} + FDED_{\text{octubre02}} + FDED_{\text{noviembre02}} + FDED_{\text{diciembre02}} + FDED_{\text{enero03}}}{\text{No. De FDEDs}}$$
$$PDD = \frac{0.799640804+0.920438127+0.9041618790+0.866001923+0.978205473+0.979134487+0.861750143+0.943382281+0.981026562+0.951983058+0.857667442+ 0}{12}$$

$$PDD = (10.043392182087900) / 12$$

Por lo tanto el PDD del mes de enero es:

$$PDD_{\text{enero}} = 0.836949348507322$$

Una vez obtenido el PDD_{enero} , calculamos el Valor Mínimo con la *fórmula 4.11^a*.

$$\begin{aligned} \text{Valor Mínimo (VMIN)} &= 0.4924 \cdot PDG_{\text{enero}} && (\text{Anexo 4}) \\ \text{Valor Mínimo (VMIN)} &= (0.4924)(0.95627) \\ \text{Valor Mínimo (VMIN)} &= 0.470867348 \end{aligned}$$

Ahora calculamos el Factor de Correlación con la *fórmula 4.12^a*.

$$\begin{aligned} FCOR &= 1.97 / PDG_{\text{enero}} \\ FCOR &= (1.97) / 0.95627 \\ FCOR &= 2.060087632 \end{aligned}$$

^a Capítulo Cuatro

Utilizando este valor de PDD y considerando que el $PDG_{\text{enero}} < 0.96$ se utiliza la *tabla 4.2^a* para ubicar y aplicar la fórmula correcta en el cálculo del FADD.

VMIN < PDD < PDG 0.4708 < 0.8369 < 0.9562	FADD = [(FCOR) • (PDD)] - 0.97 FADD = [(2.06) • (PDD)] - 0.97
--	--

$$FADD = [(2.060087632) \cdot (0.836949348507322)] - 0.97$$

$$FADD = [1.724189001] - 0.97$$

$$FADD = 0.754189001599364$$

Utilizando la *fórmula 4.2^a* y sustituyendo los valores de $CFC_{a \text{ enero}}$ y de F, se obtiene:

$$CFC_{a \text{ enero}} = CFC_{\text{enero}} (1+(0.8)(F))$$

$$CFC_{a \text{ enero}} = \left[7.4142 \frac{\text{dólares}}{\text{KW. mes}} \right] [1+(0.8)(0.1171075)] \quad (\text{Anexo 4})$$

$$CFC_{a \text{ enero}} = 8.108806741 \frac{\text{dólares}}{\text{KW. mes}}$$

Sustituyendo el valor de $FADD_{\text{enero}}$ en las *fórmulas 4.1 y 4.4^a*, se obtienen los montos a pagar por la Comisión al Productor para el mes de enero de 2003.

$$PCFC_{\text{enero}} = CFC_{a \text{ enero}} \cdot KC \cdot FADD$$

$$PCFC_{\text{enero}} = \left[8.108806741 \frac{\text{dólares}}{\text{KW. mes}} \right] [(237,828\text{kW})(0.754189001599364)]$$

$$PCFC_{\text{enero}} = 1,454,454.46 \text{ Dólares.}$$

$$PCFOM_{\text{enero}} = \left(\begin{array}{l} (CFOM_{\text{mtm}_{\text{enero}}})(INPP_{\text{enero}}) + \\ (CFOM_{\text{dm}_{\text{enero}}})(USPPI_{\text{enero}}) + (TC_P_{\text{enero}}) + \\ (CFOM_{\text{mom}_{\text{enero}}})(IES_{\text{enero}}) \end{array} \right) KC \cdot FADD_{\text{enero}} \quad (\text{Anexo 4})$$

^a Capítulo Cuatro

$$PCFOM_{\text{enero}} = \left(\begin{array}{l} [0.3198 \text{ (Pesos/kW-mes)}] [1.406116] + \\ [2.4096 \text{ (Dólares/kW-mes)}] \\ [1.0743] [10.8636 \text{ pesos/dólar}] + \\ [1.5132 \text{ (Pesos/kW-mes)}] [1.674342049] \end{array} \right) [237,828 \text{ kW}][0.754189]$$

$$PCFOM_{\text{enero}} = 5,579,248.582 \text{ Pesos.}$$

$$2. \text{ FDED}_{\text{febrero}} = 0$$

Una vez obtenido el valor del $\text{FDED}_{\text{febrero}}$ y considerando el FDED para los meses de noviembre de 2001 a febrero de 2003.

Se evalúa para encontrar el mayor entre:

$$\text{PDD} = \frac{\text{FDED}_{\text{noviembre01}} + \text{FDED}_{\text{diciembre01}} + \text{FDED}_{\text{enero02}} + \text{FDED}_{\text{febrero02}} + \text{FDED}_{\text{julio02}} + \text{FDED}_{\text{agosto02}} + \text{FDED}_{\text{septiembre02}} + \text{FDED}_{\text{octubre02}} + \text{FDED}_{\text{noviembre02}} + \text{FDED}_{\text{diciembre02}} + \text{FDED}_{\text{enero03}} + \text{FDED}_{\text{febrero03}}}{\text{No. De FDEds}}$$

$$\text{PDD} = \frac{0.920438127+0.9041618790+0.866001923+0.978205473+0.979134487+0.861750143+0.943382281+0.981026562+0.951983058+0.857667442+ 0 + 0}{12}$$

$$\text{PDD} = (9.243751377129680) / 12$$

Por lo tanto el PDD del mes de febrero es:

$$\text{PDD}_{\text{febrero}} = 0.770312614760807$$

Una vez obtenido el $\text{PDD}_{\text{febrero}}$, calculamos el Valor Mínimo con la fórmula 4.11^a.

$$\begin{aligned} \text{Valor Mínimo (VMIN)} &= 0.4924 \cdot \text{PDG}_{\text{febrero}} && (\text{Anexo 4}) \\ \text{Valor Mínimo (VMIN)} &= (0.4924)(0.95712) \\ \text{Valor Mínimo (VMIN)} &= 0.471285888 \end{aligned}$$

^a Capítulo Cuatro

Ahora calculamos el Factor de Correlación con la fórmula 4.12^a.

$$\begin{aligned} \text{FCOR} &= 1.97 / \text{PDG}_{\text{febrero}} \\ \text{FCOR} &= (1.97) / 0.95712 \\ \text{FCOR} &= 2.058258108 \end{aligned}$$

Utilizando este valor de PDD y considerando que el $\text{PDG}_{\text{febrero}} < 0.96$ se utiliza la tabla 4.2^a para ubicar y aplicar la fórmula correcta en el cálculo del FADD.

$\text{VMIN} < \text{PDD} < \text{PDG}$ $0.4712 < 0.7703 < 0.9571$	$\text{FADD} = [(\text{FCOR}) \cdot (\text{PDD})] - 0.97$ $\text{FADD} = [(2.05) \cdot (\text{PDD})] - 0.97$
---	---

$$\begin{aligned} \text{FADD} &= [(2.058258108) \cdot (0.770312614760807)] - 0.97 \\ \text{FADD} &= [1.585502185] - 0.97 \\ \text{FADD} &= 0.6155021848 \end{aligned}$$

Utilizando la fórmula 4.2^a y sustituyendo los valores de $\text{CFC}_{\text{a febrero}}$ y de F, se obtiene:

$$\begin{aligned} \text{CFC}_{\text{a febrero}} &= \text{CFC}_{\text{febrero}} (1 + (0.8)(F)) \\ \text{CFC}_{\text{a febrero}} &= \left(7.4305 \frac{\text{dólares}}{\text{KW. mes}} \right) [1 + (0.8)(0.1171075)] \quad (\text{Anexo 4}) \\ \text{CFC}_{\text{a febrero}} &= 8.1266 \frac{\text{dólares}}{\text{KW. mes}} \end{aligned}$$

Sustituyendo el valor de $\text{FADD}_{\text{febrero}}$ en las fórmulas 4.1 y 4.4^a, se obtienen los montos a pagar por la Comisión al Productor para el mes de febrero de 2003.

$$\text{PCFC}_{\text{febrero}} = \text{CFC}_{\text{a febrero}} \cdot \text{KC} \cdot \text{FADD}$$

$$\text{PCFC}_{\text{febrero}} = \left(8.1266 \frac{\text{dólares}}{\text{KW. mes}} \right) [(237,828\text{kW})(0.6155021848)]$$

$$\text{PCFC}_{\text{febrero}} = 1,189,601.39 \text{ Dólares.}$$

$$\text{PCFOM}_{\text{febrero}} = \left(\begin{array}{l} (\text{CFOM}_{\text{mtm febrero}})(\text{INPP}_{\text{febrero o}}) + \\ (\text{CFOM}_{\text{dm febrero}})(\text{USPPI}_{\text{febrero o}})(\text{TC}_{\text{P febrero}}) + \\ (\text{CFOM}_{\text{mom febrero}})(\text{IES}_{\text{febrero}}) \end{array} \right) \text{KC} \cdot \text{FADD}_{\text{febrero}} \quad (\text{Anexo 4})$$

^a Capítulo Cuatro

$$PCFOM_{\text{feb}} = \left(\begin{array}{l} [0.3198 \text{ (Pesos/kW-mes)}] [1.4114] + \\ [2.3569 \text{ (Dólares/kW-mes)}] \\ [1.0945] [11.0333 \text{ pesos/dólar}] + \\ [1.5132 \text{ (Pesos/kW-mes)}] [1.674342] \end{array} \right) [237,828 \text{ kW}][0.615502]$$

$$PCFOM_{\text{febrero}} = 4,603,293.04 \text{ Pesos.}$$

$$3. \text{ FDED}_{\text{marzo}} = 0$$

Una vez obtenido el valor del FDED_{marzo} y considerando el FDED para los meses de diciembre de 2001 a febrero de 2003.

Se evalúa para encontrar el mayor entre:

$$PDD = \frac{\text{FDED}_{\text{diciembre01}} + \text{FDED}_{\text{enero02}} + \text{FDED}_{\text{febrero02}} + \text{FDED}_{\text{julio02}} + \text{FDED}_{\text{agosto02}} + \text{FDED}_{\text{septiembre02}} + \text{FDED}_{\text{octubre02}} + \text{FDED}_{\text{noviembre02}} + \text{FDED}_{\text{diciembre02}} + \text{FDED}_{\text{enero03}} + \text{FDED}_{\text{febrero03}} + \text{FDED}_{\text{marzo03}}}{\text{No. De FDEDS}}$$

$$PDD = \frac{0.9041618790 + 0.866001923 + 0.978205473 + 0.979134487 + 0.861750143 + 0.943382281 + 0.981026562 + 0.951983058 + 0.857667442 + 0 + 0 + 0}{12}$$

$$PDD = (8.323313249662910) / 12$$

Por lo tanto el PDD del mes de marzo es:

$$PDD_{\text{marzo}} = 0.693609437471910$$

Una vez obtenido el PDD_{marzo}, calculamos el Valor Mínimo con la fórmula 4.11^α.

$$\text{Valor Mínimo (VMIN)} = 0.4924 \cdot PDG_{\text{marzo}}$$

$$\text{Valor Mínimo (VMIN)} = (0.4924)(0.95778)$$

(Anexo 4)

^α Capítulo Cuatro

Valor Mínimo (VMIN) = 0.471610872

Ahora calculamos el Factor de Correlación con la fórmula 2.12^a.

$$FCOR = 1.97 / PDG_{\text{marzo}}$$

$$FCOR = (1.97) / 0.95778$$

$$FCOR = 2.056839775$$

Utilizando este valor de PDD y considerando que el $PDG_{\text{marzo}} < 0.96$ se utiliza la tabla 4.2^a para ubicar y aplicar la fórmula correcta en el cálculo del FADD.

VMIN < PDD < PDG 0.4716 < 0.6936 < 0.9577	FADD = [(FCOR) • (PDD)] - 0.97 FADD = [(2.05) • (PDD)] - 0.97
--	--

$$FADD = [(2.056839775) \cdot (0.693609437471910)] - 0.97$$

$$FADD = [1.426643479] - 0.97$$

$$FADD = 0.4566434793$$

Utilizando la fórmula 4.2^a y sustituyendo los valores de $CFC_{a \text{ marzo}}$ y de F, se obtiene:

$$CFC_{a \text{ marzo}} = CFC_{\text{marzo}} (1 + (0.8)(F))$$

$$CFC_{a \text{ marzo}} = \left(7.4468 \frac{\text{dólares}}{\text{KW. mes}} \right) [1 + (0.8)(0.1171075)] \quad (\text{Anexo 4})$$

$$CFC_{a \text{ marzo}} = 8.1445 \frac{\text{dólares}}{\text{KW. mes}}$$

Sustituyendo el valor de $FADD_{\text{marzo}}$ en las fórmulas 4.1 y 4.4^a, se obtienen los montos a pagar por la Comisión al Productor para el mes de marzo de 2003.

$$PCFC_{\text{marzo}} = CFC_{a \text{ marzo}} \cdot KC \cdot FADD$$

$$PCFC_{\text{marzo}} = \left(8.1445 \frac{\text{dólares}}{\text{KW. mes}} \right) [(237,828\text{kW})(0.4566434793)]$$

$$PCFC_{\text{marzo}} = 884,513.9196 \text{ Dólares.}$$

^a Capítulo Cuatro

Análisis de la Apertura Eléctrica y de los Productores Externos de Energía

$$PCFOM_{\text{marzo}} = \left[\begin{array}{l} (CFOM_{\text{mtm marzo}})(INPP_{\text{marzo 0}})+ \\ (CFOM_{\text{dm marzo}})(USPPI_{\text{marzo 0}})(TC_{\text{P marzo}})+ \\ (CFOM_{\text{mom marzo}})(IES_{\text{marzo}}) \end{array} \right] KC \cdot FADD_{\text{marzo}}$$

(Anexo 4)

$$PCFOM_{\text{mar}} = \left[\begin{array}{l} [0.3198 \text{ (Pesos/kW-mes)}] [1.421092] + \\ [2.4096 \text{ (Dólares/kW-mes)}] \\ [1.1131] [10.6698 \text{ pesos/dólar}] + \\ [1.5132 \text{ (Pesos/kW-mes)}] [1.674342049] \end{array} \right] [237,828 \text{ kW}] [0.456643]$$

$$PCFOM_{\text{marzo}} = 3,432,471.34 \text{ Pesos.}$$

4. $FDED_{\text{abril}} = 0$

Una vez obtenido el valor del $FDED_{\text{abril}}$ y considerando el $FDED$ para los meses de enero de 2002 a abril de 2003.

Se evalúa para encontrar el mayor entre:

$$PDD = \frac{FDED_{\text{enero02}} + FDED_{\text{febrero02}} + FDED_{\text{julio02}} + FDED_{\text{agosto02}} + FDED_{\text{septiembre02}} + FDED_{\text{octubre02}} + FDED_{\text{noviembre02}} + FDED_{\text{diciembre02}} + FDED_{\text{enero03}} + FDED_{\text{febrero03}} + FDED_{\text{marzo03}} + FDED_{\text{abril03}}}{\text{No. De FDEDs}}$$

$$PDD = \frac{0.866001923+0.978205473+0.979134487+0.861750143+0.943382281+0.981026562+0.951983058+0.857667442+ 0 + 0 + 0 + 0}{12}$$

$$PDD = (7.419151370172850) / 12$$

Por lo tanto el PDD del mes de abril es:

$$PDD_{\text{abril}} = 0.618262614181071$$

Análisis de la Apertura Eléctrica y de los Productores Externos de Energía

Una vez obtenido el PDD_{abril} , calculamos el Valor Mínimo con la *fórmula 4.11^a*.

$$\begin{aligned} \text{Valor Mínimo (VMIN)} &= 0.4924 \cdot PDG_{abril} && (\text{Anexo 4}) \\ \text{Valor Mínimo (VMIN)} &= (0.4924)(0.9586) \\ \text{Valor Mínimo (VMIN)} &= 0.47201464 \end{aligned}$$

Ahora calculamos el Factor de Correlación con la *fórmula 4.12^a*.

$$\begin{aligned} FCOR &= 1.97 / PDG_{abril} \\ FCOR &= (1.97) / 0.9586 \\ FCOR &= 2.055080325 \end{aligned}$$

Utilizando este valor de PDD y considerando que el $PDG_{abril} < 0.96$ se utiliza la *tabla 4.2^a* para ubicar y aplicar la fórmula correcta en el cálculo del FADD.

$VMIN < PDD < PDG$ $0.4716 < 0.6936 < 0.9577$	$FADD = [(FCOR) \cdot (PDD)] - 0.97$ $FADD = [(2.05) \cdot (PDD)] - 0.97$
--	--

$$\begin{aligned} FADD &= [(2.055080325) \cdot (0.618262614181071)] - 0.97 \\ FADD &= [1.270579334] - 0.97 \\ FADD &= 0.3005793344 \end{aligned}$$

Utilizando la *fórmula 4.2^a* y sustituyendo los valores de $CFC_{a\ abril}$ y de F, se obtiene:

$$CFC_{a\ abril} = CFC_{abril} (1 + (0.8)(F))$$

$$CFC_{a\ abril} = \left(7.4632 \frac{\text{dólares}}{\text{KW. mes}} \right) [1 + (0.8)(0.1171075)] \quad (\text{Anexo 4})$$

$$CFC_{a\ abril} = 8.1624 \frac{\text{dólares}}{\text{KW. mes}}$$

Sustituyendo el valor de $FADD_{abril}$ en las *fórmulas 4.1* y *4.4^a*, se obtienen los montos a pagar por la Comisión al Productor para el mes de abril de 2003.

$$PCFC_{abril} = CFC_{a\ abril} \cdot KC \cdot FADD$$

^a Capítulo Cuatro

$$PCFC_{\text{abril}} = \left(8.1624 \frac{\text{dólares}}{\text{KW. mes}} \right) [(237,828\text{kW})(0.3005793344)]$$

$$PCFC_{\text{abril}} = 583,498.81 \text{ Dólares.}$$

$$PCFOM_{\text{abril}} = \left(\begin{array}{l} (CFOM_{\text{mtm abril}})(INPP_{\text{abril o}}) + \\ (CFOM_{\text{dm abril}})(USPPI_{\text{abril o}})(TC_P_{\text{abril}}) + \\ (CFOM_{\text{mom abril}})(IES_{\text{abril}}) \end{array} \right) KC \cdot FADD_{\text{abril}}$$

(Anexo 4)

$$PCFOM_{\text{abril}} = \left(\begin{array}{l} [0.3198 \text{ (Pesos/kW-mes)}] [1.4317] + \\ [2.4096 \text{ (Dólares/kW-mes)}] \\ [1.1422] [10.3450 \text{ pesos/dólar}] + \\ [1.5132 \text{ (Pesos/kW-mes)}] [1.674342049] \end{array} \right) [237,828 \text{ kW}] [0.300579]$$

$$PCFOM_{\text{abril}} = 2,249,199.25 \text{ Pesos.}$$

$$4. FDED_{\text{mayo}} = 0$$

Una vez obtenido el valor del $FDED_{\text{mayo}}$ y considerando el $FDED$ para los meses de febrero de 2002 a mayo de 2003.

Se evalúa para encontrar el mayor entre:

$$PDD = \frac{FDED_{\text{febrero02}} + FDED_{\text{julio02}} + FDED_{\text{agosto02}} + FDED_{\text{septiembre02}} + FDED_{\text{octubre02}} + FDED_{\text{noviembre02}} + FDED_{\text{diciembre02}} + FDED_{\text{enero03}} + FDED_{\text{febrero03}} + FDED_{\text{marzo03}} + FDED_{\text{abril03}} + FDED_{\text{mayo03}}}{\text{No. De FDEDs}}$$

$$PDD = \frac{0.978205473 + 0.979134487 + 0.861750143 + 0.943382281 + 0.981026562 + 0.951983058 + 0.857667442 + 0 + 0 + 0 + 0 + 0}{12}$$

$$PDD = (6.553149446825720) / 12$$

Por lo tanto el PDD del mes de mayo es:

$$PDD_{\text{mayo}} = 0.546095787235477$$

Una vez obtenido el PDD_{mayo}, calculamos el Valor Mínimo con la fórmula 4.11^a.

$$\begin{aligned} \text{Valor Mínimo (VMIN)} &= 0.4924 \cdot PDG_{\text{mayo}} && (\text{Anexo 4}) \\ \text{Valor Mínimo (VMIN)} &= (0.4924)(0.95949) \\ \text{Valor Mínimo (VMIN)} &= 0.472452876 \end{aligned}$$

Ahora calculamos el Factor de Correlación con la fórmula 4.12^a.

$$\begin{aligned} FCOR &= 1.97 / PDG_{\text{mayo}} \\ FCOR &= (1.97) / 0.95949 \\ FCOR &= 2.053174082 \end{aligned}$$

Utilizando este valor de PDD y considerando que el PDG_{mayo} < 0.96 se utiliza la tabla 4.2^a para ubicar y aplicar la fórmula correcta en el cálculo del FADD.

VMIN < PDD < PDG 0.4724 < 0.5460 < 0.95949	FADD = [(FCOR) • (PDD)] - 0.97 FADD = [(2.05) • (PDD)] - 0.97
---	--

$$\begin{aligned} FADD &= [(2.053174082) \cdot (0.546095787235477)] - 0.97 \\ FADD &= [1.121229717] - 0.97 \\ FADD &= 0.1512297167 \end{aligned}$$

Utilizando la fórmula 4.2^a y sustituyendo los valores de CFC_{a mayo} y de F, se obtiene:

$$CFC_{a \text{ mayo}} = CFC_{\text{mayo}} (1 + (0.8)(F))$$

$$CFC_{a \text{ mayo}} = \left(\frac{7.4796 \text{ dólares}}{\text{KW. mes}} \right) [1 + (0.8)(0.1171075)] \quad (\text{Anexo 4})$$

$$CFC_{a \text{ mayo}} = 8.1804 \frac{\text{dólares}}{\text{KW. mes}}$$

^a Capítulo Cuatro

Análisis de la Apertura Eléctrica y de los Productores Externos de Energía

Sustituyendo el valor de $FADD_{\text{mayo}}$ en las fórmulas 4.1 y 4.4^a, se obtienen los montos a pagar por la Comisión al Productor para el mes de mayo de 2003.

$$PCFC_{\text{mayo}} = CFC_{a \text{ mayo}} \cdot KC \cdot FADD$$

$$PCFC_{\text{mayo}} = \left(8.1804 \frac{\text{dólares}}{\text{KW. mes}} \right) [(237,828\text{KW})(0.1512297167)]$$

$$PCFC_{\text{mayo}} = 294,221.67 \text{ Dólares.}$$

$$PCFOM_{\text{mayo}} = \left(\begin{array}{l} (CFOM_{\text{mtrn mayo}})(INPP_{\text{mayo o}}) + \\ (CFOM_{\text{dm mayo}})(USPPI_{\text{mayo o}})(TC_{P \text{ mayo}}) + \\ (CFOM_{\text{mom mayo}})(IES_{\text{mayo}}) \end{array} \right) KC \cdot FADD_{\text{mayo}} \quad (\text{Anexo 4})$$

$$PCFOM_{\text{mayo}} = \left(\begin{array}{l} [0.3198 \text{ (Pesos/kW-mes)}] [1.4313] + \\ [2.3569 \text{ (Dólares/kW-mes)}] \\ [1.105008] [10.3205 \text{ pesos/dólar}] + \\ [1.5132 \text{ (Pesos/kW-mes)}] [1.8131] \end{array} \right) [237,828 \text{ kW}][0.151229]$$

$$PCFOM_{\text{mayo}} = 1,081,870.39 \text{ Pesos.}$$

$$5. FDED_{\text{junio}} = 0$$

Una vez obtenido el valor del $FDED_{\text{junio}}$ y considerando el $FDED$ para los meses de julio de 2002 a junio de 2003.

Se evalúa para encontrar el mayor entre:

$$\begin{aligned} & FDED_{\text{julio02}} + FDED_{\text{agosto02}} + FDED_{\text{septiembre02}} + FDED_{\text{octubre02}} + \\ & FDED_{\text{noviembre02}} + FDED_{\text{diciembre02}} + FDED_{\text{enero03}} + FDED_{\text{febrero03}} + \\ & FDED_{\text{marzo03}} + FDED_{\text{abril03}} + FDED_{\text{mayo03}} + FDED_{\text{junio03}} \end{aligned}$$

$$PDD = \frac{\text{---}}{\text{No. De FDEDS}}$$

^a Capítulo Cuatro

Análisis de la Apertura Eléctrica y de los Productores Externos de Energía

$$PDD = \frac{0.979134487+0.861750143+0.943382281+0.981026562+0.951983058+0.857667442+0+0+0+0+0+0}{12}$$

$$PDD = (5.574943973613160) / 12$$

Por lo tanto el PDD del mes de junio es:

$$PDD_{junio} = 0.464578664467763$$

Una vez obtenido el PDD_{junio} , calculamos el Valor Mínimo con la *fórmula 4.11^a*.

$$\begin{aligned} \text{Valor Mínimo (VMIN)} &= 0.4924 \cdot PDG_{junio} && \text{(Anexo 4)} \\ \text{Valor Mínimo (VMIN)} &= (0.4924)(0.95252) \\ \text{Valor Mínimo (VMIN)} &= 0.469020848 \end{aligned}$$

Ahora calculamos el Factor de Correlación con la *fórmula 4.12^a*.

$$\begin{aligned} FCOR &= 1.97 / PDG_{junio} \\ FCOR &= (1.97) / 0.95252 \\ FCOR &= 2.068198043 \end{aligned}$$

Utilizando este valor de PDD y considerando que el $PDG_{junio} < 0.96$ se utiliza la *tabla 4. 2^a* para ubicar y aplicar la fórmula correcta en el cálculo del FADD.

$0.000 \leq PDD \leq VMIN$	FADD = 0
$0.000 \leq 0.4645 \leq 0.4690$	FADD = 0

$$FADD = 0$$

Utilizando la *fórmula 4.2^a* y sustituyendo los valores de $CFC_{a\ junio}$ y de F, se obtiene:

$$CFC_{a\ junio} = CFC_{junio} (1+(0.8)(F))$$

$$CFC_{a\ junio} = \left(7.4961 \frac{\text{dólares}}{\text{KW. mes}} \right) [1+(0.8)(0.1171075)] \quad \text{(Anexo 4)}$$

^a Capítulo Cuatro

$$CFC_{a \text{ junio}} = 8.198379 \frac{\text{dólares}}{\text{KW. mes}}$$

Sustituyendo el valor de $FADD_{\text{junio}}$ en las fórmulas 4.1 y 4.2^a, se obtienen los montos a pagar por la Comisión al Productor para el mes de junio de 2003.

$$PCFC_{\text{junio}} = CFC_{a \text{ junio}} \cdot KC \cdot FADD$$

$$PCFC_{\text{junio}} = 0.00 \text{ Dólares.}$$

$$PCFOM_{\text{junio}} = \left(\begin{array}{l} (CFOM_{\text{mtm junio}})(INPP_{\text{junio o}})+ \\ (CFOM_{\text{dm junio}})(USPPI_{\text{junio o}})(TC_{P \text{ junio}})+ \\ (CFOM_{\text{mom junio}})(IES_{\text{junio}}) \end{array} \right) KC \cdot FADD_{\text{junio}}$$

$$PCFOM_{\text{junio}} = 0.00 \text{ Pesos.}$$

6.3.1.3 Tercer Panorama

Finalmente, para una mejor comprensión del efecto que tiene la Indisponibilidad para el Cargo Fijo de Capacidad y Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento, evaluaremos los meses de enero y julio de 2003 (anteriormente ya se han hecho los cálculos pero con un $PDG = 0.95$) pero ahora con un $PDG_m = 0.97922$.

$$1. PDG_{\text{enero}} = 0.97922$$

$$PDD_{\text{enero}} = 0.920271052167958 \quad (6.3)$$

Una vez obtenido el PDD_{enero} , calculamos el Valor Mínimo con la fórmula 4.11^a.

$$\text{Valor Mínimo (VMIN)} = 0.4924 \cdot PDG_{\text{enero}}$$

$$\text{Valor Mínimo (VMIN)} = (0.4924)(0.97922)$$

$$\text{Valor Mínimo (VMIN)} = 0.482167928$$

Ahora calculamos el Factor de Correlación con la fórmula 4.12^a.

$$FCOR = 1.97 / PDG_{\text{enero}}$$

$$FCOR = (1.97) / 0.97922$$

$$FCOR = 2.011805314$$

^a Capítulo Cuatro

Análisis de la Apertura Eléctrica y de los Productores Externos de Energía

Utilizando este valor de PDD y considerando que el $PDG_{\text{enero}} > 0.96$ se utiliza la *tabla 4.3^α* para ubicar y aplicar la fórmula correcta en el cálculo del FADD.

VMIN < PDD < PDG	FADD = [(FCOR) • (PDD)] - 0.97
0.4821 < 0.9202 < 0.9792	FADD = [(2.01) • (PDD)] - 0.97

$$FADD = [(2.011805314) \cdot (0.920271052167958)] - 0.97$$

$$FADD = [1.851406193] - 0.97$$

$$FADD = 0.8814061935$$

Sustituyendo el valor de $FADD_{\text{enero}}$ en las *fórmulas 6.4 y 6.5^β*, se obtienen los montos a pagar por la Comisión al Productor para el mes de enero de 2003.

$$PCFC_{\text{enero}} = \left(1,928,499.686 \frac{\text{dólares}}{\text{mes}} \right) FADD_{\text{enero}} \quad (6.4)$$

$$PCFC_{\text{enero}} = \left(1,928,499.686 \frac{\text{dólares}}{\text{mes}} \right) [0.8814061935]$$

$$PCFC_{\text{enero}} = 1,699,791.56 \text{ Dólares.}$$

$$PCFOM_{\text{enero}} = \left(7,397,679.588 \text{ (Pesos/ mes)} \right) FADD_{\text{enero}} \quad (6.5)$$

$$PCFOM_{\text{enero}} = \left(7,397,679.588 \text{ (Pesos/ mes)} \right) [0.8814061935]$$

$$PCFOM_{\text{enero}} = 6,520,360.60 \text{ Pesos.}$$

$$2. PDG_{\text{julio}} = 0.97922$$

$$PDD_{\text{julio}} = 0.894608278828815 \quad (6.8)$$

Una vez obtenido el PDD_{julio} , calculamos el Valor Mínimo con la *fórmula 4.11^α*.

$$\text{Valor Mínimo (VMIN)} = 0.4924 \cdot PDG_{\text{julio}}$$

$$\text{Valor Mínimo (VMIN)} = (0.4924)(0.97922)$$

$$\text{Valor Mínimo (VMIN)} = 0.482167928$$

^α Capítulo Cuatro

^β Capítulo Seis

Ahora calculamos el Factor de Correlación con la *fórmula 4.12^a*.

$$\begin{aligned} \text{FCOR} &= 1.97 / \text{PDG}_{\text{julio}} \\ \text{FCOR} &= (1.97) / 0.97922 \\ \text{FCOR} &= 2.011805314 \end{aligned}$$

Utilizando este valor de PDD y considerando que el $\text{PDG}_{\text{julio}} > 0.96$ se utiliza la *tabla 4.3^a* para ubicar y aplicar la fórmula correcta en el cálculo del FADD.

$\text{VMIN} < \text{PDD} < \text{PDG}$ $0.4821 < 0.8946 < 0.9792$	$\text{FADD} = [(\text{FCOR}) \cdot (\text{PDD})] - 0.97$ $\text{FADD} = [(2.01) \cdot (\text{PDD})] - 0.97$
---	---

$$\begin{aligned} \text{FADD} &= [(2.011805314) \cdot (0.894608279)] - 0.97 \\ \text{FADD} &= [1.79977769] - 0.97 \\ \text{FADD} &= 0.82977769 \end{aligned}$$

Sustituyendo el valor de $\text{FADD}_{\text{julio}}$ en las *fórmulas 6.9 y 6.10^b*, se obtienen los montos a pagar por la Comisión al Productor para el mes de julio de 2003.

$$\text{PCFC}_{\text{julio}} = \left(1,954,096.030 \frac{\text{dólares}}{\text{mes}} \right) \text{FADD}_{\text{julio}} \quad (6.9)$$

$$\text{PCFC}_{\text{julio}} = \left(1,954,096.030 \frac{\text{dólares}}{\text{mes}} \right) [0.82977769]$$

$$\text{PCFC}_{\text{julio}} = 1,621,465.29 \text{ Dólares}$$

$$\text{PCFOM}_{\text{julio}} = \left(7,397,679.588 \text{ (Pesos/mes)} \right) \text{FADD}_{\text{julio}} \quad (6.10)$$

$$\text{PCFOM}_{\text{julio}} = \left(7,397,679.588 \text{ (Pesos/mes)} \right) [0.82977769]$$

$$\text{PCFOM}_{\text{julio}} = 6,138,429.48 \text{ Pesos}$$

^a Capítulo Cuatro

^b Capítulo Seis

6.4 Análisis de resultados

Para concluir este capítulo es necesario reflexionar a cerca de todos los cálculos que se realizaron para la obtención del monto de los Cargos por Capacidad en los tres panoramas.

Es muy notorio en los tres panoramas que el valor que se obtenga del FADD influye en el Cargo Fijo de Capacidad y en el Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento.

a) Primer panorama:

El resultado obtenido es el monto real que la Comisión pagó al Productor, este monto se ve influenciado por el Promedio de Disponibilidad Demostrada (PDD) y sobre todo por el Promedio de Disponibilidad Garantizada (PDG) pues es este último el que marca el escenario a elegir para la obtención del FADD.

A pesar de que enero mostró menos eventos de Indisponibilidad a comparación de julio, es muy notorio ver que el monto a pagar por Cargo Fijo de Capacidad y Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento no es demasiado significativo al tiempo que permaneció Indisponible, es decir, enero tuvo un FADD= 0.9258 y Julio un FADD= 0.8783 , en julio disminuyó el pago un 3.88% y la disponibilidad fue un 5.13% menor que enero.

b) Segundo panorama:

El resultado obtenido indica que un Productor puede dejar de producir energía eléctrica y aún así se le pagará un monto por concepto de Cargo Fijo de Capacidad y Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento el cual va disminuyendo considerablemente, lo importante aquí es hacer notar que para que un Productor no reciba pago es necesario dejar de operar su central por un periodo de 6 meses aproximadamente. Esto no sucederá ya que el productor puede ir jugando a alcanzar un valor de disponibilidad mensual que no le repercuta demasiado en el Promedio de Disponibilidad Demostrada, ya que el PDD es el reflejo de un año de operación en la Central.

c) Tercer panorama:

El propósito de este tercer panorama es precisamente notar la diferencia que existe en seleccionar el primer o segundo escenario, dado que el Productor es quien determina en su propuesta el valor de PDG con el cual seleccionaremos la forma de evaluar (es decir, el escenario).

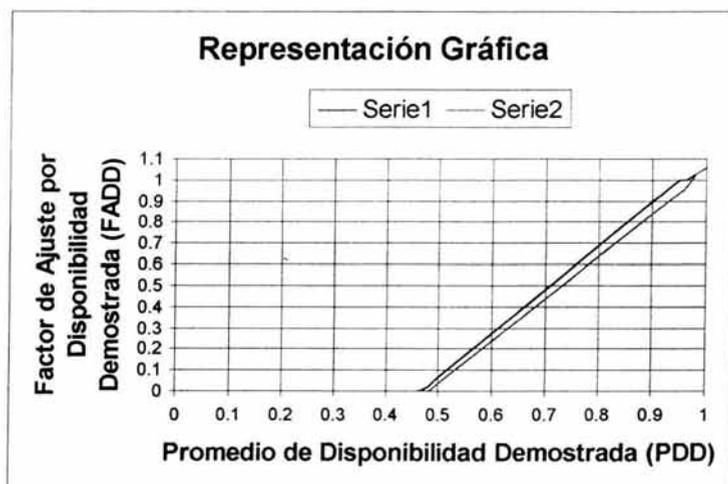
El valor de PDG = 0.95 indica que debemos utilizar el primer escenario para la obtención del FADD, es en este en el que existen cuatro rangos entre los que se ubica el valor del FADD. Estos se encuentran directamente relacionados con el

valor de PDD (Promedio de Disponibilidad Demostrada). Los rangos entre los que se ubica el valor del FADD son los que se muestran a continuación:

1. $1 < \text{FADD} \leq 1.06$
2. $\text{FADD} = 1$
3. $0 < \text{FADD} \leq 1$
4. $\text{FADD} = 0$

Ahora, con el valor de PDG = 0.97922 indica que debemos utilizar el segundo escenario para la obtención del FADD, este caso se aplica para el inicio de operación de la Central dado que el PDG lo propone el mismo productor en estos primeros meses.

La diferencia entre ambos escenarios, el PDG = 0.95 y PDG = 0.97922 se puede observar en la siguiente gráfica:



Gráfica 6.6 serie 1 PDG=0.95, y serie 2 PDG=0.9722

Se observa que en ambos casos al variar el valor de PDD (Promedio de Disponibilidad Demostrada) aumenta o disminuye el valor del FADD y en consecuencia el valor del monto a facturar por Cargos Fijos.

La diferencia que se puede observar en ambos escenarios, es el que en el segundo escenario los valores de Promedio de Disponibilidad Demostrada (PDD), deben ser mayores para obtener un mismo valor de FADD, ya que como se muestra en la *gráfica 6.6*, el rango en el que el Productor obtiene un beneficio es mayor para el primer escenario.

Conclusiones

Teniendo como antecedentes los modelos de privatización de otros países en especial el fracaso del inglés y el norteamericano, México no puede seguir buscando una privatización eléctrica si en realidad lo que se busca es el bienestar del país. Aunque han existido modelos privatizadores que han funcionado con éxito como en Chile, la privatización y desregulación del mercado eléctrico no es impulsada por iniciativa de los consumidores, ni un reclamo ciudadano, ni efecto de la acción "espontánea" del mercado, sino producto de la presión política de: los organismos financieros multilaterales, como el Banco Mundial (BM) y el Fondo Monetario Internacional (FMI), que condicionaron préstamos a los países en vías de desarrollo a la aprobación de reformas estructurales en el sector, y por las grandes empresas del sector.

De las experiencias anteriores con reformas de privatización por solo mencionar algunas citamos a: Teléfonos de México, Ferrocarriles Nacionales, El sistema bancario, etc. nos que queda claro el cambio que pretende el gobierno: las ganancias de la nación deben ser privadas y las pérdidas de la nación deben ser públicas.

Las circunstancias que están llevando a la baja a nuestro sistema energético nacional, no son consecuencia de las actividades de las propias instituciones energéticas, son consecuencia de una actitud inmoral y una incapacidad administrativa de la SHCP. Puesto que su mayor fuente de ingresos es obtenida de las mejores y más productivas empresas de la Nación: Petróleos Mexicanos y Comisión Federal de Electricidad, y a pesar que dejaron de crecer hace 20 años y a pesar de los enormes esfuerzos por destruirlas, persisten y siguen sirviendo al país. Colaborando al gasto público con más del 40%.

La CFE ha demostrado ser una empresa sana que creció adecuadamente de 1960 a 1982 al 7% anual acumulado, y actualmente por encima del mismo producto interno bruto, además de desarrollar un sistema eléctrico unificado de generación, transmisión y distribución superior a cualquier empresa norteamericana y cubrir un territorio superior al de la comunidad Europea.

Desde 1992 con las contrarreformas a la ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) se inventaron seis figuras plenamente privatizadoras (autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente, pequeña producción, exportación e importación) y con ello se dio paso al primer paso para la privatización del sistema eléctrico. Así que con la reforma eléctrica presentada recientemente solo se busca hacerlo de forma formal y definitiva.

Cabe recordar que hasta 1988 el crecimiento del sector eléctrico se realizó con recursos del gobierno federal, préstamos de la banca internacional de

desarrollo y créditos bilaterales., por lo que encontramos la mas grande contradicción en dichas reforma puesto que no se busca el crecimiento del sector eléctrico como se argumenta.

Definitivamente después de este pequeño análisis decimos no a la reforma eléctrica. Así que se tienen que derogar las reformas inconstitucionales de 1992 a la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica, y los permisos de privados ilegales deben suspenderse inmediatamente En ninguna parte de la legislación eléctrica vigente está prevista la figura de PEE.

Los Productores Externos de Energía son, en realidad, los Productores Independientes de Energía (PIE). Bajo ésta modalidad, se trata de los nuevos dueños de la industria eléctrica de México. Esos productores "independientes" tienen la propiedad privada de las nuevas centrales eléctricas que construyen. La única obligación que tienen es venderle la energía generada a la CFE.

Finalmente como se menciona en el capitulo uno, para garantizar el crecimiento del sector eléctrico sin necesidad de una reforma eléctrica proponemos que se deben suspender las ampliaciones del sistema eléctrico nacional a base de gas natural, ya que de aquí al año 2005, se gastarán 18,500 millones de dólares por concepto de importaciones de gas. (calculado a 5 dólares el millón de BTU'S).

Se deben construir 4 refinerías energéticas a un costo de 2 mil millones de dólares para 600 mil barriles diarios de capacidad y junto a ellas 4 plantas termoeléctricas con capacidad de 7,000 megawatts alimentadas con los fondos de la destilación al vacío, lo cual solucionaría nuestros problemas de energía eléctrica a mediano plazo.

Y a largo plazo debemos retomar los proyectos hidroeléctricos que han sido abandonados, sobre todo los del sureste, derivados del río Usumacinta, esta energía es la más barata y la menos contaminante.

Impulsar más al CAT, con esta modalidad la empresa pública asume los riesgos asociados con la operación de la planta (aumento de precios en los combustibles, rezago de las tarifas, devaluaciones, etcétera), mientras los agentes privados asumen los riesgos relacionados con el paquete financiero y la construcción de la obra.

Una vez realizados los procedimientos para la obtención de las variables y los cálculos correspondientes para el cálculo de los cargos por capacidad se obtienen las siguientes conclusiones:

En el monto a pagar al productor intervienen variables que cambian conforme al comportamiento de la economía del país y al comportamiento que tiene la planta en un periodo determinado de tiempo.

En los ejercicios del cálculo realizados para registrar el impacto que tiene la disponibilidad en el pago a un Productor Externo, se utilizan dos escenarios, el primero en el cual el valor de PDG es menor o igual a 0.96, y el segundo escenario en el que el valor de PDG es mayor a 0.96.

Con respecto al primer escenario, es aquí donde existen cuatro rangos entre los que se puede encontrar el Factor de Ajuste por Disponibilidad Demostrada (FADD), y para el segundo escenario sólo existen tres rangos. Podemos concluir que el FADD (Factor de Ajuste por Disponibilidad Demostrada) califica la disponibilidad de la Central de la siguiente manera:

- a) Cuando el Promedio de Disponibilidad Demostrada se encuentra por encima del 0.96, al productor se le otorga hasta un 0.6% extra en su pago por los Cargos de Capacidad, dado que el FADD se ubica entre el rango de 1 a 1.06.
- b) Cuando el PDD se ubica entre el 0.96 y el presupuestado por el Productor (PDG), el valor del FADD obtenido es igual a uno.
- c) Cuando el valor de PDD se encuentra en el intervalo ubicado por debajo del PDG (Valor propuesto por el productor) y mayor al valor mínimo, el FADD obtiene valores mayores que cero pero menores que uno.
- d) Cuando la central tuvo un PDD menor o igual al valor mínimo, la Comisión no le retribuye nada al productor por los cargos de capacidad, ya que el valor del FADD es igual a cero.

Lo anterior aplica para el primer escenario, sin embargo para el segundo escenario existen los mismos rangos, con excepción en el que el FADD es uno, para el cual es un solo punto para este modo de evaluar el Factor de Ajuste por Disponibilidad Demostrada.

Los eventos de Indisponibilidad que se presentan con mayor frecuencia, son los ocasionados por falla en algún equipo de la Central.

El FADD es un factor que determina el monto a pagar por Cargo Fijo de Capacidad y Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento.

Análisis de la Apertura Eléctrica y de los Productores Externos de Energía

panorama	MES	PDG _m	PDD _m	VMIN _m	FCOR _m	FADD _m	PCFC _m [Dólares]	PCFOM _m [Pesos]
uno	enero	0.95627	0.92027105	0.47086734	2.06008763	0.92583901	1,785,744.47	6,807,870.37
	julio	0.95347	0.89460827	0.46948862	2.06613737	0.87838359	1,716,445.90	6,424,535.13
dos	enero	0.95627	0.83694934	0.47086734	2.06008763	0.75418900	1,454,454.46	5,579,248.58
	febrero	0.95712	0.77031261	0.47128588	2.05825810	0.61550218	1,189,601.39	4,603,293.04
	marzo	0.95778	0.69360943	0.47161087	2.05683977	0.45664347	884,513.91	3,432,471.34
	abril	0.9586	0.61826261	0.47201464	2.05508032	0.30057933	583,498.81	2,249,199.25
	mayo	0.95949	0.54609578	0.47245287	2.05317408	0.15122971	294,221.67	1,081,870.39
	junio	0.95252	0.46457866	0.46902084	2.06819804	0	0.00	0.00
tres	enero	0.97922	0.92027105	0.48216792	2.01180531	0.88140619	1,699,791.56	6,520,360.60
	julio	0.97922	0.89460827	0.482167928	2.01180531	0.82977769	1,621,465.29	6,138,429.48

Se pueden observar los diferentes valores para los tres panoramas propuestos:

En el *primer panorama*, el valor de PDD del mes de enero difiere al correspondiente de julio, es importante el valor que se obtenga de PDD porque es éste el que nos va a señalar el valor correspondiente del FADD y es este último el que determina el monto a pagar por concepto de Cargo Fijo de Capacidad y Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento. Hay que recordar que el valor de PDG_m nos marca el escenario a utilizar para la obtención del valor correcto del FADD_m.

En el *segundo panorama*, los distintos valores de PDG_m marcan el escenario a utilizar para la obtención del FADD, asimismo es muy notorio que el valor de PDD_m va disminuyendo debido a que es en esos meses donde consideramos un FDED_m = 0.

El valor Mínimo aumenta muy poco lo cual quiere decir que el intervalo $0.000 \leq PDD \leq VMIN$ crece y es aquí donde para cualquier valor de PDD dentro de este intervalo, el FADD = 0 (como es el caso de junio).

El valor FCOR_m se va reduciendo debido a que para obtener este valor se divide $1.97/PDG_m$ (los valores de PDG_m son distintos y para los meses de enero a mayo de 2003 van aumentando, caso contrario en junio), se puede interpretar el valor obtenido de FCOR_m como la pendiente de la recta que marca el intervalo.

El valor de FADD_m va disminuyendo a medida como el valor PDD_m va también disminuyendo (en el mismo intervalo).

Debido a que el valor de FADD_m es determinante para la obtención de los montos a pagar por concepto de Cargo Fijo de Capacidad y Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento, los montos a pagar de enero a mayo se van

reduciendo conforme al valor de $FADD_m$ hasta llegar al mes de junio donde el pago es nulo.

En el *tercer panorama*, con un valor distinto de PDG_m para los meses de enero y julio, los valores de $FCOR_m$ y $FADD_m$ disminuyen mientras que el V_{MIN} incrementa (haciendo más grande el intervalo) con respecto a los valores obtenidos en el primer panorama, lo cual implica que los montos a pagar por $PCFC_m$ y $PCFOM_m$ son menores a los del primer panorama, por lo tanto para obtener un mismo valor de $FADD_m$ los valores de PDD_m deberán ser mayores y esto es precisamente porque se utilizó el segundo escenario donde el productor no obtiene algún beneficio como en el primer escenario.

La forma de evaluación para el pago a los productores es demasiado ventajosa para ellos, pero esto no nos debe de extrañar debido a que son ellos mismos los que determinan las reglas del pago, y es por eso que estos no asumen ningún riesgo y tienen sus ingresos garantizados, prueba de ello es que cuando el productor paró de generar nunca se le aplicó la sanción correspondiente que determinan los escenarios antes vistos, de una u otra manera terminan en un convenio favorable para el Productor.

Otro aspecto importante son las transacciones de porteo, donde realmente siempre existen pérdidas en el préstamo de este servicio dado que el Productor no siempre envía la energía comprometida con terceros en el nodo de extracción y CFE es quien tiene que cubrir esa demanda faltante por parte del Productor

Es por ello que al entregar a las empresas privadas extranjeras el suministro a los consumidores de energía eléctrica importantes, que son los que proporcionan ganancias a la CFE y le permiten subsidiar a los consumidores de bajos recursos, se condena a la empresa estatal a la quiebra y a la desaparición.

Evidentemente, las empresas privadas no se van a interesar en esos consumidores y el gobierno federal tendrá que destinar recursos para auxiliarlos, mientras las empresas privadas se llevan sus ganancias al extranjero (como vimos, a estas empresas se les paga en dólares).

Bibliografía

Consideramos que las publicaciones listadas a continuación fueron de gran utilidad para este trabajo.

- Beder, S., *Power Play The Fight for Control of the World's Electricity*, The New Press, USA, New York, 2003
- Casazza, John, *Reorganization of the UK Electric Supply Industry*, IEEE Power Eng. Review, vol. 17, núm. 7, julio de 1997, página 15.
- Costello, K. y R. Granieri, *The Deregulation Experience: Lessons for the Electric Power Industry*, National Regulatory Research Institute, agosto de 1996.
- Draper, L.E., *Assessment of Deregulation and Competition*, IEEE Power Eng. Review, vol. 18, núm. 7, julio de 1998, página 17.
- Hammons, T.J. et al., *Energy Market Integration in South America*, IEEE Power Eng. Review, vol. 17, núm. 8, agosto de 1997, página 6.
- Hammons, T.J. et al., *European Policy on Electricity Infrastructure, Interconnections and Electricity Exchanges*, IEEE Power Eng. Review, vol. 18, núm. 1, enero de 1998, página 8.
- Limbruno, A., *Reshaping the Electricity Supply Industry*, IEEE Power Eng. Review, vol. 17, núm. 3, marzo de 1997, página 5.
- Maloney, Michael T., Robert E. McCormick y Robert D. Sauer, *Customer Choice, Customer Value: an Analysis of Retail Competition in America's Electric Industry* Washington, D.C.: Citizens for a Sound Economy Foundation, 1996), pp. IX-X.
- Puttgen, H.B. et al., *Energy Market Environments in Europe and in the United States*, IEEE Power Eng. Review, vol. 17, núm. 11, noviembre de 1997, página 3.
- Rudnick, H., *Market Restructuring in South America*, IEEE Power Eng. Review, vol. 18, núm. 6, junio de 1998, página 3.
- Slutsker, I. et al., *Market Participants Gain Energy Trading Tools*, IEEE Computer Applications in Power, vol. 11, núm 2, abril de 1998, página 47.

- Thierer, A., *Energizing America: a Blueprint for Deregulating the Electricity Market*, The Heritage Foundation, Backgrounder núm. 1100, enero de 1997.
- Publicación *Boletín IIE*, números 5 a 8, Editada por el Departamento de Difusión de la División de Promoción Tecnológica del Instituto de Investigaciones Eléctricas, México, Mor., 1997.
- Publicación *El Presente y el Futuro del Sector Eléctrico Mexicano*, Secretaría de Energía, México D.F., 2001.
- Publicación *Ingeniería Civil*, números 400 a 402 y 412, Editada por el Colegio de Ingenieros Civiles de México, A.C., México, D.F., 2003.
- Publicación *Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica*, 1era. Ed., Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, México, D.F., 1993.
- Publicación *Potencia Revista Latinoamericana de Electricidad*, números 8 a 10, ITP Editorial, USA, Fl., 1997.
- Publicación *Prospectiva del Sector Eléctrico 2003-2012*, Secretaría de Energía, primera edición, México D.F., 2003.

Referencias

Consideramos que las direcciones electrónicas listadas a continuación fueron de gran utilidad para este trabajo.

Banco de Mexico,	http://www.banxico.org.mx
Bureau of Labor Statics,	http://www.bls.gov/ppi/
Comisión Reguladora de Energía,	http://www.cre.gob.mx
Iberdrola,	http:// www.iberdrola.es
Secretaría de Energía,	http://www.energia.gob.mx
Unión Fenosa,	http:// www.unionfenosa.net

ANEXO 1

PEE	PRODUCTOR EXTERNO DE ENERGÍA
	DATOS BASICOS PARA LA OBTENCIÓN DEL FACTOR DE DISPONIBILIDAD EQUIVALENTE DEMOSTRADA (FDED)

Correspondiente al mes de **enero de 2003**

FECHA	HORA	KC	ENERGÍA DISPONIBLE 5min	ENERGÍA DISPONIBLE EN LA HORA
01/01/2003	00:05	237,828	19819	
01/01/2003	00:10	237,828	19819	
01/01/2003	00:15	237,828	19819	
01/01/2003	00:20	237,828	19819	
01/01/2003	00:25	237,828	19819	
01/01/2003	00:30	237,828	19819	
01/01/2003	00:35	237,828	19819	
01/01/2003	00:40	237,828	19819	
01/01/2003	00:45	237,828	19819	
01/01/2003	00:50	237,828	19819	
01/01/2003	00:55	237,828	19819	
01/01/2003	01:00	237,828	19819	237,828
12/01/2003	08:05	237,828	19819	
12/01/2003	08:10	237,828	19819	
12/01/2003	08:15	237,828	19819	
12/01/2003	08:20	237,828	11775.51421	
12/01/2003	08:25	237,828	19819	
12/01/2003	08:30	237,828	19819	
12/01/2003	08:35	237,828	19819	
12/01/2003	08:40	237,828	19819	
12/01/2003	08:45	237,828	19819	
12/01/2003	08:50	237,828	19819	
12/01/2003	08:55	237,828	19819	
12/01/2003	09:00	237,828	19819	229784.5142
21/01/2003	10:05	237,828	19819	
21/01/2003	10:10	237,828	19819	
21/01/2003	10:15	237,828	19819	
21/01/2003	10:20	237,828	19819	
21/01/2003	10:25	237,828	19339.64481	
21/01/2003	10:30	237,828	19819	
21/01/2003	10:35	237,828	19819	
21/01/2003	10:40	237,828	19819	
21/01/2003	10:45	237,828	19819	
21/01/2003	10:50	237,828	19819	
21/01/2003	10:55	237,828	19819	
21/01/2003	11:00	237,828	19819	237348.6448
29/01/2003	08:05	237,828	19819	
29/01/2003	08:10	237,828	11760.473	
29/01/2003	08:15	237,828	11706.75385	
29/01/2003	08:20	237,828	19819	
29/01/2003	08:25	237,828	19819	
29/01/2003	08:30	237,828	19819	
29/01/2003	08:35	237,828	19819	
29/01/2003	08:40	237,828	19819	
29/01/2003	08:45	237,828	19819	
29/01/2003	08:50	237,828	19819	
29/01/2003	08:55	237,828	19819	
29/01/2003	09:00	237,828	19819	221657.2269
31/01/2003	23:05	237,828	19819	
31/01/2003	23:10	237,828	19819	
31/01/2003	23:15	237,828	19819	
31/01/2003	23:20	237,828	19819	
31/01/2003	23:25	237,828	19819	
31/01/2003	23:30	237,828	19819	
31/01/2003	23:35	237,828	19819	
31/01/2003	23:40	237,828	19819	
31/01/2003	23:45	237,828	19819	
31/01/2003	23:50	237,828	19819	
31/01/2003	23:55	237,828	19819	
31/01/2003	00:00	237,828	19819	237,828

ANEXO 2

PEE	PRODUCTOR EXTERNO DE ENERGÍA	
	DATOS BASICOS PARA LA OBTENCIÓN DEL FACTOR DE DISPONIBILIDAD EQUIVALENTE DEMOSTRADA (FDED)	

Correspondiente al mes de enero de 2003

DÍA	HORA	CAPACIDAD DECLARADA DISPONIBLE (kW)	ENERGÍA MEDIDOR EN PERIODO DE LICENCIA (kWh)	ENERGÍA DISPONIBLE EN LA HORA (EDh) (kWh)	EDh/KC	ACUMULADO
1	1	237,828	0	237,828	1.000000	1.000000
1	2	237,828	0	237,828	1.000000	2.000000
1	3	237,828	0	237,828	1.000000	3.000000
1	4	237,828	0	237,828	1.000000	4.000000
1	5	237,828	0	237,828	1.000000	5.000000
1	6	237,828	0	237,828	1.000000	6.000000
1	7	237,828	0	237,828	1.000000	7.000000
1	8	237,828	0	237,828	1.000000	8.000000
1	9	237,828	0	237,828	1.000000	9.000000
1	10	237,828	0	237,828	1.000000	10.000000
1	11	237,828	0	237,828	1.000000	11.000000
1	12	237,828	0	237,828	1.000000	12.000000
1	13	237,828	0	237,828	1.000000	13.000000
1	14	237,828	0	237,828	1.000000	14.000000
1	15	237,828	0	237,828	1.000000	15.000000
1	16	237,828	0	237,828	1.000000	16.000000
1	17	237,828	0	237,828	1.000000	17.000000
1	18	237,828	0	237,828	1.000000	18.000000
1	19	237,828	0	237,828	1.000000	19.000000
1	20	237,828	0	237,828	1.000000	20.000000
1	21	237,828	0	237,828	1.000000	21.000000
1	22	237,828	0	237,828	1.000000	22.000000
1	23	237,828	0	237,828	1.000000	23.000000
1	24	237,828	0	237,828	1.000000	24.000000
2	25	237,828	0	237,828	1.000000	25.000000
2	26	237,828	0	237,828	1.000000	26.000000
2	27	237,828	0	237,828	1.000000	27.000000
2	28	237,828	0	237,828	1.000000	28.000000
2	29	237,828	0	237,828	1.000000	29.000000
2	30	237,828	0	237,828	1.000000	30.000000
2	31	237,828	0	237,828	1.000000	31.000000
2	32	237,828	0	237,828	1.000000	32.000000
2	33	237,828	0	237,828	1.000000	33.000000
2	34	237,828	0	237,828	1.000000	34.000000
2	35	237,828	0	237,828	1.000000	35.000000
2	36	237,828	0	237,828	1.000000	36.000000
2	37	237,828	0	237,828	1.000000	37.000000
2	38	237,828	0	237,828	1.000000	38.000000
2	39	237,828	0	237,828	1.000000	39.000000
2	40	237,828	0	237,828	1.000000	40.000000
2	41	237,828	0	237,828	1.000000	41.000000
2	42	237,828	0	237,828	1.000000	42.000000
2	43	237,828	0	237,828	1.000000	43.000000
2	44	237,828	0	237,828	1.000000	44.000000
2	45	237,828	0	237,828	1.000000	45.000000
2	46	237,828	0	237,828	1.000000	46.000000
2	47	237,828	0	237,828	1.000000	47.000000
2	48	237,828	0	237,828	1.000000	48.000000
3	49	237,828	0	237,828	1.000000	49.000000
3	50	237,828	0	237,828	1.000000	50.000000
3	51	237,828	0	237,828	1.000000	51.000000
3	52	237,828	0	237,828	1.000000	52.000000
3	53	237,828	0	237,828	1.000000	53.000000
3	54	237,828	0	237,828	1.000000	54.000000
3	55	237,828	0	237,828	1.000000	55.000000
3	56	237,828	0	237,828	1.000000	56.000000
3	57	237,828	0	237,828	1.000000	57.000000
3	58	237,828	0	237,828	1.000000	58.000000
3	59	237,828	0	237,828	1.000000	59.000000
3	60	237,828	0	237,828	1.000000	60.000000
3	61	237,828	0	237,828	1.000000	61.000000
3	62	237,828	0	237,828	1.000000	62.000000
3	63	237,828	0	237,828	1.000000	63.000000
3	64	237,828	0	237,828	1.000000	64.000000
3	65	237,828	0	237,828	1.000000	65.000000

ANEXO 2

PEE	PRODUCTOR EXTERNO DE ENERGÍA					
	DATOS BASICOS PARA LA OBTENCIÓN DEL FACTOR DE DISPONIBILIDAD EQUIVALENTE DEMOSTRADA (FDED)					

Correspondiente al mes de enero de 2003

DIA	HORA	CAPACIDAD DECLARADA DISPONIBLE (kW)	ENERGÍA MEDIDOR EN PERIODO DE LICENCIA (kWh)	ENERGÍA DISPONIBLE EN LA HORA (EDh) (kWh)	EDh/KC	ACUMULADO
3	66	237,828	0	237,828	1,000000	66,000000
3	67	237,828	0	237,828	1,000000	67,000000
3	68	237,828	0	237,828	1,000000	68,000000
3	69	237,828	0	237,828	1,000000	69,000000
3	70	237,828	0	237,828	1,000000	70,000000
3	71	237,828	0	237,828	1,000000	71,000000
3	72	237,828	0	237,828	1,000000	72,000000
4	73	237,828	0	237,828	1,000000	73,000000
4	74	237,828	0	237,828	1,000000	74,000000
4	75	237,828	0	237,828	1,000000	75,000000
4	76	237,828	0	237,828	1,000000	76,000000
4	77	237,828	0	237,828	1,000000	77,000000
4	78	237,828	0	237,828	1,000000	78,000000
4	79	237,828	0	237,828	1,000000	79,000000
4	80	237,828	0	237,828	1,000000	80,000000
4	81	237,828	0	237,828	1,000000	81,000000
4	82	237,828	0	237,828	1,000000	82,000000
4	83	237,828	0	237,828	1,000000	83,000000
4	84	237,828	0	237,828	1,000000	84,000000
4	85	237,828	0	237,828	1,000000	85,000000
4	86	237,828	0	237,828	1,000000	86,000000
4	87	237,828	0	237,828	1,000000	87,000000
4	88	237,828	0	237,828	1,000000	88,000000
4	89	237,828	0	237,828	1,000000	89,000000
4	90	237,828	0	237,828	1,000000	90,000000
4	91	237,828	0	237,828	1,000000	91,000000
4	92	237,828	0	237,828	1,000000	92,000000
4	93	237,828	0	237,828	1,000000	93,000000
4	94	237,828	0	237,828	1,000000	94,000000
4	95	237,828	0	237,828	1,000000	95,000000
4	96	237,828	0	237,828	1,000000	96,000000
5	97	237,828	0	237,828	1,000000	97,000000
5	98	237,828	0	237,828	1,000000	98,000000
5	99	237,828	0	237,828	1,000000	99,000000
5	100	237,828	0	237,828	1,000000	100,000000
5	101	237,828	0	237,828	1,000000	101,000000
5	102	237,828	0	237,828	1,000000	102,000000
5	103	237,828	0	237,828	1,000000	103,000000
5	104	237,828	0	237,828	1,000000	104,000000
5	105	237,828	0	237,828	1,000000	105,000000
5	106	237,828	0	237,828	1,000000	106,000000
5	107	237,828	0	237,828	1,000000	107,000000
5	108	237,828	0	237,828	1,000000	108,000000
5	109	237,828	0	237,828	1,000000	109,000000
5	110	237,828	0	237,828	1,000000	110,000000
5	111	237,828	0	237,828	1,000000	111,000000
5	112	237,828	0	237,828	1,000000	112,000000
5	113	237,828	0	237,828	1,000000	113,000000
5	114	237,828	0	237,828	1,000000	114,000000
5	115	237,828	0	237,828	1,000000	115,000000
5	116	237,828	0	237,828	1,000000	116,000000
5	117	237,828	0	237,828	1,000000	117,000000
5	118	237,828	0	237,828	1,000000	118,000000
5	119	237,828	0	237,828	1,000000	119,000000
5	120	237,828	0	237,828	1,000000	120,000000
6	121	237,828	0	237,828	1,000000	121,000000
6	122	237,828	0	237,828	1,000000	122,000000
6	123	237,828	0	237,828	1,000000	123,000000
6	124	237,828	0	237,828	1,000000	124,000000
6	125	237,828	0	237,828	1,000000	125,000000
6	126	237,828	0	237,828	1,000000	126,000000
6	127	237,828	0	237,828	1,000000	127,000000
6	128	237,828	0	237,828	1,000000	128,000000
6	129	237,828	0	237,828	1,000000	129,000000
6	130	237,828	0	237,828	1,000000	130,000000

ANEXO 2

PEE	PRODUCTOR EXTERNO DE ENERGIA	
	DATOS BASICOS PARA LA OBTENCIÓN DEL FACTOR DE DISPONIBILIDAD EQUIVALENTE DEMOSTRADA (FDED)	

Correspondiente al mes de enero de 2003

DIA	HORA	CAPACIDAD DECLARADA DISPONIBLE (kW)	ENERGIA MEDIDOR EN PERIODO DE LICENCIA (kWh)	ENERGIA DISPONIBLE EN LA HORA (EDh) (kWh)	EDh/KC	ACUMULADO
6	131	237,828	0	237,828	1 000000	131 000000
6	132	237,828	0	237,828	1 000000	132 000000
6	133	237,828	0	237,828	1 000000	133 000000
6	134	237,828	0	237,828	1 000000	134 000000
6	135	237,828	0	237,828	1 000000	135 000000
6	136	237,828	0	237,828	1 000000	136 000000
6	137	237,828	0	237,828	1 000000	137 000000
6	138	237,828	0	237,828	1 000000	138 000000
6	139	237,828	0	237,828	1 000000	139 000000
6	140	237,828	0	237,828	1 000000	140 000000
6	141	237,828	0	237,828	1 000000	141 000000
6	142	237,828	0	237,828	1 000000	142 000000
6	143	237,828	0	237,828	1 000000	143 000000
6	144	237,828	0	237,828	1 000000	144 000000
7	145	237,828	0	237,828	1 000000	145 000000
7	146	237,828	0	237,828	1 000000	146 000000
7	147	237,828	0	237,828	1 000000	147 000000
7	148	237,828	0	237,828	1 000000	148 000000
7	149	237,828	0	237,828	1 000000	149 000000
7	150	237,828	0	237,828	1 000000	150 000000
7	151	237,828	0	237,828	1 000000	151 000000
7	152	237,828	0	237,828	1 000000	152 000000
7	153	237,828	0	237,828	1 000000	153 000000
7	154	237,828	0	237,828	1 000000	154 000000
7	155	237,828	0	237,828	1 000000	155 000000
7	156	237,828	0	237,828	1 000000	156 000000
7	157	237,828	0	237,828	1 000000	157 000000
7	158	237,828	0	237,828	1 000000	158 000000
7	159	237,828	0	237,828	1 000000	159 000000
7	160	237,828	0	237,828	1 000000	160 000000
7	161	237,828	0	237,828	1 000000	161 000000
7	162	237,828	0	237,828	1 000000	162 000000
7	163	237,828	0	237,828	1 000000	163 000000
7	164	237,828	0	237,828	1 000000	164 000000
7	165	237,828	0	237,828	1 000000	165 000000
7	166	237,828	0	237,828	1 000000	166 000000
7	167	237,828	0	237,828	1 000000	167 000000
7	168	237,828	0	237,828	1 000000	168 000000
8	169	237,828	0	237,828	1 000000	169 000000
8	170	237,828	0	237,828	1 000000	170 000000
8	171	237,828	0	237,828	1 000000	171 000000
8	172	237,828	0	237,828	1 000000	172 000000
8	173	237,828	0	237,828	1 000000	173 000000
8	174	237,828	0	237,828	1 000000	174 000000
8	175	237,828	0	237,828	1 000000	175 000000
8	176	237,828	0	237,828	1 000000	176 000000
8	177	237,828	0	237,828	1 000000	177 000000
8	178	237,828	0	237,828	1 000000	178 000000
8	179	237,828	0	237,828	1 000000	179 000000
8	180	237,828	0	237,828	1 000000	180 000000
8	181	237,828	0	237,828	1 000000	181 000000
8	182	237,828	0	237,828	1 000000	182 000000
8	183	237,828	0	237,828	1 000000	183 000000
8	184	237,828	0	237,828	1 000000	184 000000
8	185	237,828	0	237,828	1 000000	185 000000
8	186	237,828	0	237,828	1 000000	186 000000
8	187	237,828	0	237,828	1 000000	187 000000
8	188	237,828	0	237,828	1 000000	188 000000
8	189	237,828	0	237,828	1 000000	189 000000
8	190	237,828	0	237,828	1 000000	190 000000
8	191	237,828	0	237,828	1 000000	191 000000
8	192	237,828	0	237,828	1 000000	192 000000
9	193	237,828	0	237,828	1 000000	193 000000
9	194	237,828	0	237,828	1 000000	194 000000
9	195	237,828	0	237,828	1 000000	195 000000

ANEXO 2

PEE	PRODUCTOR EXTERNO DE ENERGÍA	
	DATOS BASICOS PARA LA OBTENCIÓN DEL FACTOR DE DISPONIBILIDAD EQUIVALENTE DEMOSTRADA (FDED)	

Correspondiente al mes de enero de 2003

DIA	HORA	CAPACIDAD DECLARADA DISPONIBLE (kW)	ENERGÍA MEDIDOR EN PERIODO DE LICENCIA (kWh)	ENERGIA DISPONIBLE EN LA HORA (EDh) (kWh)	EDh/KC	ACUMULADO
8	196	237,828	0	237,828	1.000000	196.000000
8	197	237,828	0	237,828	1.000000	197.000000
8	198	237,828	0	237,828	1.000000	198.000000
8	199	237,828	0	237,828	1.000000	199.000000
8	200	237,828	0	237,828	1.000000	200.000000
8	201	237,828	0	237,828	1.000000	201.000000
8	202	237,828	0	237,828	1.000000	202.000000
8	203	237,828	0	237,828	1.000000	203.000000
8	204	237,828	0	237,828	1.000000	204.000000
8	205	237,828	0	237,828	1.000000	205.000000
8	206	237,828	0	237,828	1.000000	206.000000
8	207	237,828	0	237,828	1.000000	207.000000
8	208	237,828	0	237,828	1.000000	208.000000
8	209	237,828	0	237,828	1.000000	209.000000
8	210	237,828	0	237,828	1.000000	210.000000
8	211	237,828	0	237,828	1.000000	211.000000
8	212	237,828	0	237,828	1.000000	212.000000
8	213	237,828	0	237,828	1.000000	213.000000
8	214	237,828	0	237,828	1.000000	214.000000
8	215	237,828	0	237,828	1.000000	215.000000
8	216	237,828	0	237,828	1.000000	216.000000
10	217	237,828	0	237,828	1.000000	217.000000
10	218	237,828	0	237,828	1.000000	218.000000
10	219	237,828	0	237,828	1.000000	219.000000
10	220	237,828	0	237,828	1.000000	220.000000
10	221	237,828	0	237,828	1.000000	221.000000
10	222	237,828	0	237,828	1.000000	222.000000
10	223	237,828	0	237,828	1.000000	223.000000
10	224	237,828	0	237,828	1.000000	224.000000
10	225	237,828	0	237,828	1.000000	225.000000
10	226	237,828	0	237,828	1.000000	226.000000
10	227	237,828	0	237,828	1.000000	227.000000
10	228	237,828	0	237,828	1.000000	228.000000
10	229	237,828	0	237,828	1.000000	229.000000
10	230	237,828	0	237,828	1.000000	230.000000
10	231	237,828	0	237,828	1.000000	231.000000
10	232	237,828	0	237,828	1.000000	232.000000
10	233	237,828	0	237,828	1.000000	233.000000
10	234	237,828	0	237,828	1.000000	234.000000
10	235	237,828	0	237,828	1.000000	235.000000
10	236	237,828	0	237,828	1.000000	236.000000
10	237	237,828	0	237,828	1.000000	237.000000
10	238	237,828	0	237,828	1.000000	238.000000
10	239	237,828	0	237,828	1.000000	239.000000
10	240	237,828	0	237,828	1.000000	240.000000
11	241	237,828	0	237,828	1.000000	241.000000
11	242	237,828	0	237,828	1.000000	242.000000
11	243	237,828	0	237,828	1.000000	243.000000
11	244	237,828	0	237,828	1.000000	244.000000
11	245	237,828	0	237,828	1.000000	245.000000
11	246	237,828	0	237,828	1.000000	246.000000
11	247	237,828	0	237,828	1.000000	247.000000
11	248	237,828	0	237,828	1.000000	248.000000
11	249	237,828	0	237,828	1.000000	249.000000
11	250	237,828	0	237,828	1.000000	250.000000
11	251	237,828	0	237,828	1.000000	251.000000
11	252	237,828	0	237,828	1.000000	252.000000
11	253	237,828	0	237,828	1.000000	253.000000
11	254	237,828	0	237,828	1.000000	254.000000
11	255	237,828	0	237,828	1.000000	255.000000
11	256	237,828	0	237,828	1.000000	256.000000
11	257	237,828	0	237,828	1.000000	257.000000
11	258	237,828	0	237,828	1.000000	258.000000
11	259	237,828	0	237,828	1.000000	259.000000
11	260	237,828	0	237,828	1.000000	260.000000

ANEXO 2

PEE	PRODUCTOR EXTERNO DE ENERGÍA					
	DATOS BASICOS PARA LA OBTENCIÓN DEL FACTOR DE DISPONIBILIDAD EQUIVALENTE DEMOSTRADA (FDED)					

Correspondiente al mes de enero de 2003

DIA	HORA	CAPACIDAD DECLARADA DISPONIBLE (kW)	ENERGÍA MEDIDOR EN PERIODO DE LICENCIA (MWh)	ENERGÍA DISPONIBLE EN LA HORA (EDH) (kWh)	EDH/KC	ACUMULADO
11	261	237,828	0	237,828	1.000000	261.000000
11	262	237,828	0	237,828	1.000000	262.000000
11	263	237,828	0	237,828	1.000000	263.000000
11	264	237,828	0	237,828	1.000000	264.000000
12	265	237,828	0	237,828	1.000000	265.000000
12	266	237,828	0	237,828	1.000000	266.000000
12	267	237,828	0	237,828	1.000000	267.000000
12	268	237,828	0	237,828	1.000000	268.000000
12	269	237,828	0	237,828	1.000000	269.000000
12	270	237,828	0	237,828	1.000000	270.000000
12	271	237,828	0	237,828	1.000000	271.000000
12	272	237,828	0	237,828	1.000000	272.000000
12	273	237,828	12,479	229,785	0.966179	272.966179
12	274	237,828	0	237,828	1.000000	273.966179
12	275	237,828	0	237,828	1.000000	274.966179
12	276	237,828	0	237,828	1.000000	275.966179
12	277	237,828	0	237,828	1.000000	276.966179
12	278	237,828	0	237,828	1.000000	277.966179
12	279	237,828	0	237,828	1.000000	278.966179
12	280	237,828	0	237,828	1.000000	279.966179
12	281	237,828	0	237,828	1.000000	280.966179
12	282	237,828	0	237,828	1.000000	281.966179
12	283	237,828	0	237,828	1.000000	282.966179
12	284	237,828	0	237,828	1.000000	283.966179
12	285	237,828	0	237,828	1.000000	284.966179
12	286	237,828	0	237,828	1.000000	285.966179
12	287	237,828	0	237,828	1.000000	286.966179
12	288	237,828	0	237,828	1.000000	287.966179
13	289	237,828	0	237,828	1.000000	288.966179
13	290	237,828	0	237,828	1.000000	289.966179
13	291	237,828	0	237,828	1.000000	290.966179
13	292	237,828	0	237,828	1.000000	291.966179
13	293	237,828	0	237,828	1.000000	292.966179
13	294	237,828	0	237,828	1.000000	293.966179
13	295	237,828	0	237,828	1.000000	294.966179
13	296	237,828	0	237,828	1.000000	295.966179
13	297	237,828	0	237,828	1.000000	296.966179
13	298	237,828	0	237,828	1.000000	297.966179
13	299	237,828	0	237,828	1.000000	298.966179
13	300	237,828	0	237,828	1.000000	299.966179
13	301	237,828	0	237,828	1.000000	300.966179
13	302	237,828	0	237,828	1.000000	301.966179
13	303	237,828	0	237,828	1.000000	302.966179
13	304	237,828	0	237,828	1.000000	303.966179
13	305	237,828	0	237,828	1.000000	304.966179
13	306	237,828	0	237,828	1.000000	305.966179
13	307	237,828	0	237,828	1.000000	306.966179
13	308	237,828	0	237,828	1.000000	307.966179
13	309	237,828	0	237,828	1.000000	308.966179
13	310	237,828	0	237,828	1.000000	309.966179
13	311	237,828	0	237,828	1.000000	310.966179
13	312	237,828	0	237,828	1.000000	311.966179
14	313	237,828	0	237,828	1.000000	312.966179
14	314	237,828	0	237,828	1.000000	313.966179
14	315	237,828	0	237,828	1.000000	314.966179
14	316	237,828	0	237,828	1.000000	315.966179
14	317	237,828	0	237,828	1.000000	316.966179
14	318	237,828	0	237,828	1.000000	317.966179
14	319	237,828	0	237,828	1.000000	318.966179
14	320	237,828	0	237,828	1.000000	319.966179
14	321	237,828	0	237,828	1.000000	320.966179
14	322	237,828	0	237,828	1.000000	321.966179
14	323	237,828	0	237,828	1.000000	322.966179
14	324	237,828	0	237,828	1.000000	323.966179
14	325	237,828	0	237,828	1.000000	324.966179

ANEXO 2

PEE	PRODUCTOR EXTERNO DE ENERGÍA	
	DATOS BASICOS PARA LA OBTENCIÓN DEL FACTOR DE DISPONIBILIDAD EQUIVALENTE DEMOSTRADA (FDED)	

Correspondiente al mes de enero de 2003

DIA	HORA	CAPACIDAD DECLARADA DISPONIBLE (kW)	ENERGÍA MEDIDOR EN PERIODO DE LICENCIA (kWh)	ENERGIA DISPONIBLE EN LA HORA (EDh) (kWh)	EDh/KC	ACUMULADO
14	326	237,828	0	237,828	1.000000	325.966179
14	327	237,828	0	237,828	1.000000	326.966179
14	328	237,828	0	237,828	1.000000	327.966179
14	329	237,828	0	237,828	1.000000	328.966179
14	330	237,828	0	237,828	1.000000	329.966179
14	331	237,828	0	237,828	1.000000	330.966179
14	332	237,828	0	237,828	1.000000	331.966179
14	333	237,828	0	237,828	1.000000	332.966179
14	334	237,828	0	237,828	1.000000	333.966179
14	335	237,828	0	237,828	1.000000	334.966179
14	336	237,828	0	237,828	1.000000	335.966179
15	337	237,828	0	237,828	1.000000	336.966179
15	338	237,828	0	237,828	1.000000	337.966179
15	339	237,828	0	237,828	1.000000	338.966179
15	340	237,828	0	237,828	1.000000	339.966179
15	341	237,828	0	237,828	1.000000	340.966179
15	342	237,828	0	237,828	1.000000	341.966179
15	343	237,828	0	237,828	1.000000	342.966179
15	344	237,828	0	237,828	1.000000	343.966179
15	345	237,828	0	237,828	1.000000	344.966179
15	346	237,828	0	237,828	1.000000	345.966179
15	347	237,828	0	237,828	1.000000	346.966179
15	348	237,828	0	237,828	1.000000	347.966179
15	349	237,828	0	237,828	1.000000	348.966179
15	350	237,828	0	237,828	1.000000	349.966179
15	351	237,828	0	237,828	1.000000	350.966179
15	352	237,828	0	237,828	1.000000	351.966179
15	353	237,828	0	237,828	1.000000	352.966179
15	354	237,828	0	237,828	1.000000	353.966179
15	355	237,828	0	237,828	1.000000	354.966179
15	356	237,828	0	237,828	1.000000	355.966179
15	357	237,828	0	237,828	1.000000	356.966179
15	358	237,828	0	237,828	1.000000	357.966179
15	359	237,828	0	237,828	1.000000	358.966179
15	360	237,828	0	237,828	1.000000	359.966179
16	361	237,828	0	237,828	1.000000	360.966179
16	362	237,828	0	237,828	1.000000	361.966179
16	363	237,828	0	237,828	1.000000	362.966179
16	364	237,828	0	237,828	1.000000	363.966179
16	365	237,828	0	237,828	1.000000	364.966179
16	366	237,828	0	237,828	1.000000	365.966179
16	367	237,828	0	237,828	1.000000	366.966179
16	368	237,828	0	237,828	1.000000	367.966179
16	369	237,828	0	237,828	1.000000	368.966179
16	370	237,828	0	237,828	1.000000	369.966179
16	371	237,828	0	237,828	1.000000	370.966179
16	372	237,828	0	237,828	1.000000	371.966179
16	373	237,828	0	237,828	1.000000	372.966179
16	374	237,828	0	237,828	1.000000	373.966179
16	375	237,828	0	237,828	1.000000	374.966179
16	376	237,828	0	237,828	1.000000	375.966179
16	377	237,828	0	237,828	1.000000	376.966179
16	378	237,828	0	237,828	1.000000	377.966179
16	379	237,828	0	237,828	1.000000	378.966179
16	380	237,828	0	237,828	1.000000	379.966179
16	381	237,828	0	237,828	1.000000	380.966179
16	382	237,828	0	237,828	1.000000	381.966179
16	383	237,828	0	237,828	1.000000	382.966179
16	384	237,828	0	237,828	1.000000	383.966179
17	385	237,828	0	237,828	1.000000	384.966179
17	386	237,828	0	237,828	1.000000	385.966179
17	387	237,828	0	237,828	1.000000	386.966179
17	388	237,828	0	237,828	1.000000	387.966179
17	389	237,828	0	237,828	1.000000	388.966179
17	390	237,828	0	237,828	1.000000	389.966179

ANEXO 2

PEE	PRODUCTOR EXTERNO DE ENERGÍA		
	DATOS BASICOS PARA LA OBTENCIÓN DEL FACTOR DE DISPONIBILIDAD EQUIVALENTE DEMOSTRADA (FDED)		

Correspondiente al mes de enero de 2003

DIA	HORA	CAPACIDAD DECLARADA DISPONIBLE (kW)	ENERGÍA MEDIDOR EN PERIODO DE LICENCIA (kWh)	ENERGÍA DISPONIBLE EN LA HORA (EDh) (kWh)	EDh/KC	ACUMULADO
17	391	237,828	0	237,828	1.000000	390.966179
17	392	237,828	0	237,828	1.000000	391.966179
17	393	237,828	0	237,828	1.000000	392.966179
17	394	237,828	0	237,828	1.000000	393.966179
17	395	237,828	0	237,828	1.000000	394.966179
17	396	237,828	0	237,828	1.000000	395.966179
17	397	237,828	0	237,828	1.000000	396.966179
17	398	237,828	0	237,828	1.000000	397.966179
17	399	237,828	0	237,828	1.000000	398.966179
17	400	237,828	0	237,828	1.000000	399.966179
17	401	237,828	0	237,828	1.000000	400.966179
17	402	237,828	0	237,828	1.000000	401.966179
17	403	237,828	0	237,828	1.000000	402.966179
17	404	237,828	0	237,828	1.000000	403.966179
17	405	237,828	0	237,828	1.000000	404.966179
17	406	237,828	0	237,828	1.000000	405.966179
17	407	237,828	0	237,828	1.000000	406.966179
17	408	237,828	0	237,828	1.000000	407.966179
18	409	237,828	0	237,828	1.000000	408.966179
18	410	237,828	0	237,828	1.000000	409.966179
18	411	237,828	0	237,828	1.000000	410.966179
18	412	237,828	0	237,828	1.000000	411.966179
18	413	237,828	0	237,828	1.000000	412.966179
18	414	237,828	0	237,828	1.000000	413.966179
18	415	237,828	0	237,828	1.000000	414.966179
18	416	237,828	0	237,828	1.000000	415.966179
18	417	237,828	0	237,828	1.000000	416.966179
18	418	237,828	0	237,828	1.000000	417.966179
18	419	237,828	0	237,828	1.000000	418.966179
18	420	237,828	0	237,828	1.000000	419.966179
18	421	237,828	0	237,828	1.000000	420.966179
18	422	237,828	0	237,828	1.000000	421.966179
18	423	237,828	0	237,828	1.000000	422.966179
18	424	237,828	0	237,828	1.000000	423.966179
18	425	237,828	0	237,828	1.000000	424.966179
18	426	237,828	0	237,828	1.000000	425.966179
18	427	237,828	0	237,828	1.000000	426.966179
18	428	237,828	0	237,828	1.000000	427.966179
18	429	237,828	0	237,828	1.000000	428.966179
18	430	237,828	0	237,828	1.000000	429.966179
18	431	237,828	0	237,828	1.000000	430.966179
18	432	237,828	0	237,828	1.000000	431.966179
19	433	237,828	0	237,828	1.000000	432.966179
19	434	237,828	0	237,828	1.000000	433.966179
19	435	237,828	0	237,828	1.000000	434.966179
19	436	237,828	0	237,828	1.000000	435.966179
19	437	237,828	0	237,828	1.000000	436.966179
19	438	237,828	0	237,828	1.000000	437.966179
19	439	237,828	0	237,828	1.000000	438.966179
19	440	237,828	0	237,828	1.000000	439.966179
19	441	237,828	0	237,828	1.000000	440.966179
19	442	237,828	0	237,828	1.000000	441.966179
19	443	237,828	0	237,828	1.000000	442.966179
19	444	237,828	0	237,828	1.000000	443.966179
19	445	237,828	0	237,828	1.000000	444.966179
19	446	237,828	0	237,828	1.000000	445.966179
19	447	237,828	0	237,828	1.000000	446.966179
19	448	237,828	0	237,828	1.000000	447.966179
19	449	237,828	0	237,828	1.000000	448.966179
19	450	237,828	0	237,828	1.000000	449.966179
19	451	237,828	0	237,828	1.000000	450.966179
19	452	237,828	0	237,828	1.000000	451.966179
19	453	237,828	0	237,828	1.000000	452.966179
19	454	237,828	0	237,828	1.000000	453.966179
19	455	237,828	0	237,828	1.000000	454.966179

ANEXO 2

PEE	PRODUCTOR EXTERNO DE ENERGÍA		
	DATOS BASICOS PARA LA OBTENCIÓN DEL FACTOR DE DISPONIBILIDAD EQUIVALENTE DEMOSTRADA (FDED)		

Correspondiente al mes de enero de 2003

DIA	HORA	CAPACIDAD DECLARADA DISPONIBLE (KW)	ENERGÍA MEDIDOR EN PERIODO DE LICENCIA (kWh)	ENERGIA DISPONIBLE EN LA HORA (Edh) (kWh)	Edh/KC	ACUMULADO
19	456	237,828	0	237,828	1,000000	455,966179
20	457	237,828	0	237,828	1,000000	456,966179
20	458	237,828	0	237,828	1,000000	457,966179
20	459	237,828	0	237,828	1,000000	458,966179
20	460	237,828	0	237,828	1,000000	459,966179
20	461	237,828	0	237,828	1,000000	460,966179
20	462	237,828	0	237,828	1,000000	461,966179
20	463	237,828	0	237,828	1,000000	462,966179
20	464	237,828	0	237,828	1,000000	463,966179
20	465	237,828	0	237,828	1,000000	464,966179
20	466	237,828	0	237,828	1,000000	465,966179
20	467	237,828	0	237,828	1,000000	466,966179
20	468	237,828	0	237,828	1,000000	467,966179
20	469	237,828	0	237,828	1,000000	468,966179
20	470	237,828	0	237,828	1,000000	469,966179
20	471	237,828	0	237,828	1,000000	470,966179
20	472	237,828	0	237,828	1,000000	471,966179
20	473	237,828	0	237,828	1,000000	472,966179
20	474	237,828	0	237,828	1,000000	473,966179
20	475	237,828	0	237,828	1,000000	474,966179
20	476	237,828	0	237,828	1,000000	475,966179
20	477	237,828	0	237,828	1,000000	476,966179
20	478	237,828	0	237,828	1,000000	477,966179
20	479	237,828	0	237,828	1,000000	478,966179
20	480	237,828	0	237,828	1,000000	479,966179
21	481	237,828	0	237,828	1,000000	480,966179
21	482	237,828	0	237,828	1,000000	481,966179
21	483	237,828	0	237,828	1,000000	482,966179
21	484	237,828	0	237,828	1,000000	483,966179
21	485	237,828	0	237,828	1,000000	484,966179
21	486	237,828	0	237,828	1,000000	485,966179
21	487	237,828	0	237,828	1,000000	486,966179
21	488	237,828	0	237,828	1,000000	487,966179
21	489	237,828	0	237,828	1,000000	488,966179
21	490	237,828	0	237,828	1,000000	489,966179
21	491	237,828	20,838	237,349	0,997984	490,964164
21	492	237,828	0	237,828	1,000000	491,964164
21	493	237,828	0	237,828	1,000000	492,964164
21	494	237,828	0	237,828	1,000000	493,964164
21	495	237,828	0	237,828	1,000000	494,964164
21	496	237,828	0	237,828	1,000000	495,964164
21	497	237,828	0	237,828	1,000000	496,964164
21	498	237,828	0	237,828	1,000000	497,964164
21	499	237,828	0	237,828	1,000000	498,964164
21	500	237,828	0	237,828	1,000000	499,964164
21	501	237,828	0	237,828	1,000000	500,964164
21	502	237,828	0	237,828	1,000000	501,964164
21	503	237,828	0	237,828	1,000000	502,964164
21	504	237,828	0	237,828	1,000000	503,964164
22	505	237,828	0	237,828	1,000000	504,964164
22	506	237,828	0	237,828	1,000000	505,964164
22	507	237,828	0	237,828	1,000000	506,964164
22	508	237,828	0	237,828	1,000000	507,964164
22	509	237,828	0	237,828	1,000000	508,964164
22	510	237,828	0	237,828	1,000000	509,964164
22	511	237,828	0	237,828	1,000000	510,964164
22	512	237,828	0	237,828	1,000000	511,964164
22	513	237,828	0	237,828	1,000000	512,964164
22	514	237,828	0	237,828	1,000000	513,964164
22	515	237,828	0	237,828	1,000000	514,964164
22	516	237,828	0	237,828	1,000000	515,964164
22	517	237,828	0	237,828	1,000000	516,964164
22	518	237,828	0	237,828	1,000000	517,964164
22	519	237,828	0	237,828	1,000000	518,964164
22	520	237,828	0	237,828	1,000000	519,964164

ANEXO 2

PEE	PRODUCTOR EXTERNO DE ENERGÍA					
	DATOS BASICOS PARA LA OBTENCIÓN DEL FACTOR DE DISPONIBILIDAD EQUIVALENTE DEMOSTRADA (FDED)					

Correspondiente al mes de enero de 2003

DIA	HORA	CAPACIDAD DECLARADA DISPONIBLE (kW)	ENERGÍA MEDIDOR EN PERIODO DE LICENCIA (kWh)	ENERGÍA DISPONIBLE EN LA HORA (EDh) (kWh)	EDh/KC	ACUMULADO
22	521	237,828	0	237,828	1.000000	520.964164
22	522	237,828	0	237,828	1.000000	521.964164
22	523	237,828	0	237,828	1.000000	522.964164
22	524	237,828	0	237,828	1.000000	523.964164
22	525	237,828	0	237,828	1.000000	524.964164
22	526	237,828	0	237,828	1.000000	525.964164
22	527	237,828	0	237,828	1.000000	526.964164
22	528	237,828	0	237,828	1.000000	527.964164
23	529	237,828	0	237,828	1.000000	528.964164
23	530	237,828	0	237,828	1.000000	529.964164
23	531	237,828	0	237,828	1.000000	530.964164
23	532	237,828	0	237,828	1.000000	531.964164
23	533	237,828	0	237,828	1.000000	532.964164
23	534	237,828	0	237,828	1.000000	533.964164
23	535	237,828	0	237,828	1.000000	534.964164
23	536	237,828	0	237,828	1.000000	535.964164
23	537	237,828	0	237,828	1.000000	536.964164
23	538	237,828	0	237,828	1.000000	537.964164
23	539	237,828	0	237,828	1.000000	538.964164
23	540	237,828	0	237,828	1.000000	539.964164
23	541	237,828	0	237,828	1.000000	540.964164
23	542	237,828	0	237,828	1.000000	541.964164
23	543	237,828	0	237,828	1.000000	542.964164
23	544	237,828	0	237,828	1.000000	543.964164
23	545	237,828	0	237,828	1.000000	544.964164
23	546	237,828	0	237,828	1.000000	545.964164
23	547	237,828	0	237,828	1.000000	546.964164
23	548	237,828	0	237,828	1.000000	547.964164
23	549	237,828	0	237,828	1.000000	548.964164
23	550	237,828	0	237,828	1.000000	549.964164
23	551	237,828	0	237,828	1.000000	550.964164
23	552	237,828	0	237,828	1.000000	551.964164
24	553	237,828	0	237,828	1.000000	552.964164
24	554	237,828	0	237,828	1.000000	553.964164
24	555	237,828	0	237,828	1.000000	554.964164
24	556	237,828	0	237,828	1.000000	555.964164
24	557	237,828	0	237,828	1.000000	556.964164
24	558	237,828	0	237,828	1.000000	557.964164
24	559	237,828	0	237,828	1.000000	558.964164
24	560	237,828	0	237,828	1.000000	559.964164
24	561	237,828	0	237,828	1.000000	560.964164
24	562	237,828	0	237,828	1.000000	561.964164
24	563	237,828	0	237,828	1.000000	562.964164
24	564	237,828	0	237,828	1.000000	563.964164
24	565	237,828	0	237,828	1.000000	564.964164
24	566	237,828	0	237,828	1.000000	565.964164
24	567	237,828	0	237,828	1.000000	566.964164
24	568	237,828	0	237,828	1.000000	567.964164
24	569	237,828	0	237,828	1.000000	568.964164
24	570	237,828	0	237,828	1.000000	569.964164
24	571	237,828	0	237,828	1.000000	570.964164
24	572	237,828	0	237,828	1.000000	571.964164
24	573	237,828	0	237,828	1.000000	572.964164
24	574	237,828	0	237,828	1.000000	573.964164
24	575	237,828	0	237,828	1.000000	574.964164
24	576	237,828	0	237,828	1.000000	575.964164
25	577	237,828	0	237,828	1.000000	576.964164
25	578	237,828	0	237,828	1.000000	577.964164
25	579	237,828	0	237,828	1.000000	578.964164
25	580	237,828	0	237,828	1.000000	579.964164
25	581	237,828	0	237,828	1.000000	580.964164
25	582	237,828	0	237,828	1.000000	581.964164
25	583	237,828	0	237,828	1.000000	582.964164
25	584	237,828	0	237,828	1.000000	583.964164
25	585	237,828	0	237,828	1.000000	584.964164

ANEXO 2

PEE	PRODUCTOR EXTERNO DE ENERGÍA		
	DATOS BASICOS PARA LA OBTENCIÓN DEL FACTOR DE DISPONIBILIDAD EQUIVALENTE DEMOSTRADA (FDED)		

Correspondiente al mes de enero de 2003

DIA	HORA	CAPACIDAD DECLARADA DISPONIBLE (kW)	ENERGÍA MEDIDOR EN PERIODO DE LICENCIA (kWh)	ENERGÍA DISPONIBLE EN LA HORA (Edh) (kWh)	EDh/KC	ACUMULADO
25	586	237,828	0	237,828	1,000000	585 964164
25	587	237,828	0	237,828	1,000000	586 964164
25	588	237,828	0	237,828	1,000000	587 964164
25	589	237,828	0	237,828	1,000000	588 964164
25	590	237,828	0	237,828	1,000000	589 964164
25	591	237,828	0	237,828	1,000000	590 964164
25	592	237,828	0	237,828	1,000000	591 964164
25	593	237,828	0	237,828	1,000000	592 964164
25	594	237,828	0	237,828	1,000000	593 964164
25	595	237,828	0	237,828	1,000000	594 964164
25	596	237,828	0	237,828	1,000000	595 964164
25	597	237,828	0	237,828	1,000000	596 964164
25	598	237,828	0	237,828	1,000000	597 964164
25	599	237,828	0	237,828	1,000000	598 964164
25	600	237,828	0	237,828	1,000000	599 964164
26	601	237,828	0	237,828	1,000000	600 964164
26	602	237,828	0	237,828	1,000000	601 964164
26	603	237,828	0	237,828	1,000000	602 964164
26	604	237,828	0	237,828	1,000000	603 964164
26	605	237,828	0	237,828	1,000000	604 964164
26	606	237,828	0	237,828	1,000000	605 964164
26	607	237,828	0	237,828	1,000000	606 964164
26	608	237,828	0	237,828	1,000000	607 964164
26	609	237,828	0	237,828	1,000000	608 964164
26	610	237,828	0	237,828	1,000000	609 964164
26	611	237,828	0	237,828	1,000000	610 964164
26	612	237,828	0	237,828	1,000000	611 964164
26	613	237,828	0	237,828	1,000000	612 964164
26	614	237,828	0	237,828	1,000000	613 964164
26	615	237,828	0	237,828	1,000000	614 964164
26	616	237,828	0	237,828	1,000000	615 964164
26	617	237,828	0	237,828	1,000000	616 964164
26	618	237,828	0	237,828	1,000000	617 964164
26	619	237,828	0	237,828	1,000000	618 964164
26	620	237,828	0	237,828	1,000000	619 964164
26	621	237,828	0	237,828	1,000000	620 964164
26	622	237,828	0	237,828	1,000000	621 964164
26	623	237,828	0	237,828	1,000000	622 964164
26	624	237,828	0	237,828	1,000000	623 964164
27	625	237,828	0	237,828	1,000000	624 964164
27	626	237,828	0	237,828	1,000000	625 964164
27	627	237,828	0	237,828	1,000000	626 964164
27	628	237,828	0	237,828	1,000000	627 964164
27	629	237,828	0	237,828	1,000000	628 964164
27	630	237,828	0	237,828	1,000000	629 964164
27	631	237,828	0	237,828	1,000000	630 964164
27	632	237,828	0	237,828	1,000000	631 964164
27	633	237,828	0	237,828	1,000000	632 964164
27	634	237,828	0	237,828	1,000000	633 964164
27	635	237,828	0	237,828	1,000000	634 964164
27	636	237,828	0	237,828	1,000000	635 964164
27	637	237,828	0	237,828	1,000000	636 964164
27	638	237,828	0	237,828	1,000000	637 964164
27	639	237,828	0	237,828	1,000000	638 964164
27	640	237,828	0	237,828	1,000000	639 964164
27	641	237,828	0	237,828	1,000000	640 964164
27	642	237,828	0	237,828	1,000000	641 964164
27	643	237,828	0	237,828	1,000000	642 964164
27	644	237,828	0	237,828	1,000000	643 964164
27	645	237,828	0	237,828	1,000000	644 964164
27	646	237,828	0	237,828	1,000000	645 964164
27	647	237,828	0	237,828	1,000000	646 964164
27	648	237,828	0	237,828	1,000000	647 964164
28	649	237,828	0	237,828	1,000000	648 964164
28	650	237,828	0	237,828	1,000000	649 964164

ANEXO 2

PEE	PRODUCTOR EXTERNO DE ENERGÍA					
	DATOS BASICOS PARA LA OBTENCIÓN DEL FACTOR DE DISPONIBILIDAD EQUIVALENTE DEMOSTRADA (FDED)					

Correspondiente al mes de enero de 2003

DIA	HORA	CAPACIDAD DECLARADA DISPONIBLE (kW)	ENERGÍA MEDIDOR EN PERIODO DE LICENCIA (kWh)	ENERGÍA DISPONIBLE EN LA HORA (EDh) (kWh)	EDh/KC	ACUMULADO
28	651	237,828	0	237,828	1,000000	650 964164
28	652	237,828	0	237,828	1,000000	651 964164
28	653	237,828	0	237,828	1,000000	652 964164
28	654	237,828	0	237,828	1,000000	653 964164
28	655	237,828	0	237,828	1,000000	654 964164
28	656	237,828	0	237,828	1,000000	655 964164
28	657	237,828	0	237,828	1,000000	656 964164
28	658	237,828	0	237,828	1,000000	657 964164
28	659	237,828	0	237,828	1,000000	658 964164
28	660	237,828	0	237,828	1,000000	659 964164
28	661	237,828	0	237,828	1,000000	660 964164
28	662	237,828	0	237,828	1,000000	661 964164
28	663	237,828	0	237,828	1,000000	662 964164
28	664	237,828	0	237,828	1,000000	663 964164
28	665	237,828	0	237,828	1,000000	664 964164
28	666	237,828	0	237,828	1,000000	665 964164
28	667	237,828	0	237,828	1,000000	666 964164
28	668	237,828	0	237,828	1,000000	667 964164
28	669	237,828	0	237,828	1,000000	668 964164
28	670	237,828	0	237,828	1,000000	669 964164
28	671	237,828	0	237,828	1,000000	670 964164
28	672	237,828	0	237,828	1,000000	671 964164
29	673	237,828	0	237,828	1,000000	672 964164
29	674	237,828	0	237,828	1,000000	673 964164
29	675	237,828	0	237,828	1,000000	674 964164
29	676	237,828	0	237,828	1,000000	675 964164
29	677	237,828	0	237,828	1,000000	676 964164
29	678	237,828	0	237,828	1,000000	677 964164
29	679	237,828	0	237,828	1,000000	678 964164
29	680	237,828	0	237,828	1,000000	679 964164
29	681	237,828	25,341	221,657	0,932006	680 896170
29	682	237,828	0	237,828	1,000000	681 896170
29	683	237,828	0	237,828	1,000000	682 896170
29	684	237,828	0	237,828	1,000000	683 896170
29	685	237,828	0	237,828	1,000000	684 896170
29	686	237,828	0	237,828	1,000000	685 896170
29	687	237,828	0	237,828	1,000000	686 896170
29	688	237,828	0	237,828	1,000000	687 896170
29	689	237,828	0	237,828	1,000000	688 896170
29	690	237,828	0	237,828	1,000000	689 896170
29	691	237,828	0	237,828	1,000000	690 896170
29	692	237,828	0	237,828	1,000000	691 896170
29	693	237,828	0	237,828	1,000000	692 896170
29	694	237,828	0	237,828	1,000000	693 896170
29	695	237,828	0	237,828	1,000000	694 896170
29	696	237,828	0	237,828	1,000000	695 896170
30	697	237,828	0	237,828	1,000000	696 896170
30	698	237,828	0	237,828	1,000000	697 896170
30	699	237,828	0	237,828	1,000000	698 896170
30	700	237,828	0	237,828	1,000000	699 896170
30	701	237,828	0	237,828	1,000000	700 896170
30	702	237,828	0	237,828	1,000000	701 896170
30	703	237,828	0	237,828	1,000000	702 896170
30	704	237,828	0	237,828	1,000000	703 896170
30	705	237,828	0	237,828	1,000000	704 896170
30	706	237,828	0	237,828	1,000000	705 896170
30	707	237,828	0	237,828	1,000000	706 896170
30	708	237,828	0	237,828	1,000000	707 896170
30	709	237,828	0	237,828	1,000000	708 896170
30	710	237,828	0	237,828	1,000000	709 896170
30	711	237,828	0	237,828	1,000000	710 896170
30	712	237,828	0	237,828	1,000000	711 896170
30	713	237,828	0	237,828	1,000000	712 896170
30	714	237,828	0	237,828	1,000000	713 896170
30	715	237,828	0	237,828	1,000000	714 896170

ANEXO 2

PEE	PRODUCTOR EXTERNO DE ENERGÍA
	DATOS BASICOS PARA LA OBTENCIÓN DEL FACTOR DE DISPONIBILIDAD EQUIVALENTE DEMOSTRADA (FDED)

Correspondiente al mes de enero de 2003

DIA	HORA	CAPACIDAD DECLARADA DISPONIBLE (kW)	ENERGÍA MEDIDOR EN PERIODO DE LICENCIA (kWh)	ENERGÍA DISPONIBLE EN LA HORA (EDh) (kWh)	EDh/KC	ACUMULADO
30	716	237,828	0	237,828	1,000000	715,896170
30	717	237,828	0	237,828	1,000000	716,896170
30	718	237,828	0	237,828	1,000000	717,896170
30	719	237,828	0	237,828	1,000000	718,896170
30	720	237,828	0	237,828	1,000000	719,896170
31	721	237,828	0	237,828	1,000000	720,896170
31	722	237,828	0	237,828	1,000000	721,896170
31	723	237,828	0	237,828	1,000000	722,896170
31	724	237,828	0	237,828	1,000000	723,896170
31	725	237,828	0	237,828	1,000000	724,896170
31	726	237,828	0	237,828	1,000000	725,896170
31	727	237,828	0	237,828	1,000000	726,896170
31	728	237,828	0	237,828	1,000000	727,896170
31	729	237,828	0	237,828	1,000000	728,896170
31	730	237,828	0	237,828	1,000000	729,896170
31	731	237,828	0	237,828	1,000000	730,896170
31	732	237,828	0	237,828	1,000000	731,896170
31	733	237,828	0	237,828	1,000000	732,896170
31	734	237,828	0	237,828	1,000000	733,896170
31	735	237,828	0	237,828	1,000000	734,896170
31	736	237,828	0	237,828	1,000000	735,896170
31	737	237,828	0	237,828	1,000000	736,896170
31	738	237,828	0	237,828	1,000000	737,896170
31	739	237,828	0	237,828	1,000000	738,896170
31	740	237,828	0	237,828	1,000000	739,896170
31	741	237,828	0	237,828	1,000000	740,896170
31	742	237,828	0	237,828	1,000000	741,896170
31	743	237,828	0	237,828	1,000000	742,896170
31	744	237,828	0	237,828	1,000000	743,896170

ANEXO 3

PEE	PRODUCTOR EXTERNO DE ENERGÍA	
	DATOS BÁSICOS PARA LA OBTENCIÓN DEL FACTOR DE DISPONIBILIDAD EQUIVALENTE DEMOSTRADA (FDED)	

Correspondiente al mes de julio de 2003

DÍA	HORA	CAPACIDAD DECLARADA DISPONIBLE (kW)	ENERGÍA MEDIDOR EN PERIODO DE LICENCIA (kWh)	ENERGÍA DISPONIBLE EN LA HORA (EDh) (kWh)	EDh/KC	ACUMULADO
1	1	237,828	0	0	0.000000	0.000000
1	2	237,828	0	0	0.000000	0.000000
1	3	237,828	0	0	0.000000	0.000000
1	4	237,828	0	0	0.000000	0.000000
1	5	237,828	0	0	0.000000	0.000000
1	6	237,828	0	0	0.000000	0.000000
1	7	237,828	0	0	0.000000	0.000000
1	8	237,828	0	0	0.000000	0.000000
1	9	237,828	0	0	0.000000	0.000000
1	10	237,828	0	0	0.000000	0.000000
1	11	237,828	0	0	0.000000	0.000000
1	12	237,828	0	0	0.000000	0.000000
1	13	237,828	0	0	0.000000	0.000000
1	14	237,828	0	0	0.000000	0.000000
1	15	237,828	0	0	0.000000	0.000000
1	16	237,828	0	0	0.000000	0.000000
1	17	237,828	0	0	0.000000	0.000000
1	18	237,828	0	0	0.000000	0.000000
1	19	237,828	0	0	0.000000	0.000000
1	20	237,828	0	0	0.000000	0.000000
1	21	237,828	0	0	0.000000	0.000000
1	22	237,828	0	0	0.000000	0.000000
1	23	237,828	0	0	0.000000	0.000000
1	24	237,828	0	0	0.000000	0.000000
2	25	237,828	0	0	0.000000	0.000000
2	26	237,828	0	0	0.000000	0.000000
2	27	237,828	0	0	0.000000	0.000000
2	28	237,828	0	0	0.000000	0.000000
2	29	237,828	0	0	0.000000	0.000000
2	30	237,828	0	0	0.000000	0.000000
2	31	237,828	0	0	0.000000	0.000000
2	32	237,828	0	0	0.000000	0.000000
2	33	237,828	0	0	0.000000	0.000000
2	34	237,828	0	0	0.000000	0.000000
2	35	237,828	0	0	0.000000	0.000000
2	36	237,828	0	0	0.000000	0.000000
2	37	237,828	0	0	0.000000	0.000000
2	38	237,828	0	0	0.000000	0.000000
2	39	237,828	0	0	0.000000	0.000000
2	40	237,828	0	0	0.000000	0.000000
2	41	237,828	0	0	0.000000	0.000000
2	42	237,828	0	0	0.000000	0.000000
2	43	237,828	0	0	0.000000	0.000000
2	44	237,828	0	0	0.000000	0.000000
2	45	237,828	0	0	0.000000	0.000000
2	46	237,828	0	0	0.000000	0.000000
2	47	237,828	0	0	0.000000	0.000000
2	48	237,828	0	0	0.000000	0.000000
3	49	237,828	0	0	0.000000	0.000000
3	50	237,828	0	0	0.000000	0.000000
3	51	237,828	0	0	0.000000	0.000000
3	52	237,828	0	0	0.000000	0.000000
3	53	237,828	0	0	0.000000	0.000000
3	54	237,828	0	0	0.000000	0.000000
3	55	237,828	0	0	0.000000	0.000000
3	56	237,828	0	0	0.000000	0.000000
3	57	237,828	0	0	0.000000	0.000000
3	58	237,828	0	0	0.000000	0.000000
3	59	237,828	0	0	0.000000	0.000000
3	60	237,828	0	0	0.000000	0.000000
3	61	237,828	0	0	0.000000	0.000000
3	62	237,828	0	0	0.000000	0.000000
3	63	237,828	0	0	0.000000	0.000000
3	64	237,828	0	0	0.000000	0.000000
3	65	237,828	0	0	0.000000	0.000000

ANEXO 3

PEE	PRODUCTOR EXTERNO DE ENERGÍA	
	DATOS BASICOS PARA LA OBTENCIÓN DEL FACTOR DE DISPONIBILIDAD EQUIVALENTE DEMOSTRADA (FDED)	

Correspondiente al mes de Julio de 2003

DIA	HORA	CAPACIDAD DECLARADA DISPONIBLE (kW)	ENERGÍA MEDIDOR EN PERIODO DE LICENCIA (kWh)	ENERGÍA DISPONIBLE EN LA HORA (EDh) (kWh)	EDh/KC	ACUMULADO
3	66	237,828	0	0	0.000000	0.000000
3	67	237,828	0	0	0.000000	0.000000
3	68	237,828	0	0	0.000000	0.000000
3	69	237,828	0	0	0.000000	0.000000
3	70	237,828	0	0	0.000000	0.000000
3	71	237,828	0	0	0.000000	0.000000
3	72	237,828	0	0	0.000000	0.000000
4	73	237,828	0	0	0.000000	0.000000
4	74	237,828	0	0	0.000000	0.000000
4	75	237,828	0	0	0.000000	0.000000
4	76	237,828	0	0	0.000000	0.000000
4	77	237,828	0	0	0.000000	0.000000
4	78	237,828	0	0	0.000000	0.000000
4	79	237,828	0	0	0.000000	0.000000
4	80	237,828	0	0	0.000000	0.000000
4	81	237,828	0	0	0.000000	0.000000
4	82	237,828	0	0	0.000000	0.000000
4	83	237,828	0	0	0.000000	0.000000
4	84	237,828	0	0	0.000000	0.000000
4	85	237,828	0	0	0.000000	0.000000
4	86	237,828	0	0	0.000000	0.000000
4	87	237,828	0	0	0.000000	0.000000
4	88	237,828	0	0	0.000000	0.000000
4	89	237,828	0	0	0.000000	0.000000
4	90	237,828	0	0	0.000000	0.000000
4	91	237,828	0	0	0.000000	0.000000
4	92	237,828	0	0	0.000000	0.000000
4	93	237,828	0	0	0.000000	0.000000
4	94	237,828	0	0	0.000000	0.000000
4	95	237,828	0	0	0.000000	0.000000
4	96	237,828	0	0	0.000000	0.000000
5	97	237,828	0	0	0.000000	0.000000
5	98	237,828	0	0	0.000000	0.000000
5	99	237,828	0	0	0.000000	0.000000
5	100	237,828	0	0	0.000000	0.000000
5	101	237,828	0	0	0.000000	0.000000
5	102	237,828	0	0	0.000000	0.000000
5	103	237,828	0	0	0.000000	0.000000
5	104	237,828	0	0	0.000000	0.000000
5	105	237,828	0	0	0.000000	0.000000
5	106	237,828	0	0	0.000000	0.000000
5	107	237,828	0	0	0.000000	0.000000
5	108	237,828	0	0	0.000000	0.000000
5	109	237,828	0	0	0.000000	0.000000
5	110	237,828	0	0	0.000000	0.000000
5	111	237,828	0	0	0.000000	0.000000
5	112	237,828	0	0	0.000000	0.000000
5	113	237,828	0	0	0.000000	0.000000
5	114	237,828	0	0	0.000000	0.000000
5	115	237,828	0	0	0.000000	0.000000
5	116	237,828	0	0	0.000000	0.000000
5	117	237,828	0	0	0.000000	0.000000
5	118	237,828	0	0	0.000000	0.000000
5	119	237,828	0	0	0.000000	0.000000
5	120	237,828	0	0	0.000000	0.000000
6	121	237,828	0	0	0.000000	0.000000
6	122	237,828	0	0	0.000000	0.000000
6	123	237,828	0	0	0.000000	0.000000
6	124	237,828	0	0	0.000000	0.000000
6	125	237,828	0	0	0.000000	0.000000
6	126	237,828	0	0	0.000000	0.000000
6	127	237,828	0	0	0.000000	0.000000
6	128	237,828	0	0	0.000000	0.000000
6	129	237,828	0	0	0.000000	0.000000
6	130	237,828	0	0	0.000000	0.000000

ANEXO 3

PEE	PRODUCTOR EXTERNO DE ENERGÍA	
	DATOS BASICOS PARA LA OBTENCIÓN DEL FACTOR DE DISPONIBILIDAD EQUIVALENTE DEMOSTRADA (FDED)	

Correspondiente al mes de julio de 2003

DIA	HORA	CAPACIDAD DECLARADA DISPONIBLE (kW)	ENERGIA MEDIDOR EN PERIODO DE LICENCIA (kWh)	ENERGIA DISPONIBLE EN LA HORA (Edh) (kWh)	EDh/KC	ACUMULADO
6	131	237,828	0	0	0.000000	0.000000
6	132	237,828	0	0	0.000000	0.000000
6	133	237,828	0	0	0.000000	0.000000
6	134	237,828	0	0	0.000000	0.000000
6	135	237,828	0	0	0.000000	0.000000
6	136	237,828	0	0	0.000000	0.000000
6	137	237,828	0	0	0.000000	0.000000
6	138	237,828	0	0	0.000000	0.000000
6	139	237,828	0	0	0.000000	0.000000
6	140	237,828	0	0	0.000000	0.000000
6	141	237,828	0	0	0.000000	0.000000
6	142	237,828	0	0	0.000000	0.000000
6	143	237,828	0	0	0.000000	0.000000
6	144	237,828	0	0	0.000000	0.000000
7	145	237,828	0	0	0.000000	0.000000
7	146	237,828	0	0	0.000000	0.000000
7	147	237,828	0	0	0.000000	0.000000
7	148	237,828	0	0	0.000000	0.000000
7	149	237,828	0	0	0.000000	0.000000
7	150	237,828	0	0	0.000000	0.000000
7	151	237,828	0	0	0.000000	0.000000
7	152	237,828	0	0	0.000000	0.000000
7	153	237,828	0	0	0.000000	0.000000
7	154	237,828	0	0	0.000000	0.000000
7	155	237,828	0	0	0.000000	0.000000
7	156	237,828	0	0	0.000000	0.000000
7	157	237,828	0	0	0.000000	0.000000
7	158	237,828	0	0	0.000000	0.000000
7	159	237,828	0	0	0.000000	0.000000
7	160	237,828	0	0	0.000000	0.000000
7	161	237,828	0	0	0.000000	0.000000
7	162	237,828	0	0	0.000000	0.000000
7	163	237,828	0	0	0.000000	0.000000
7	164	237,828	0	0	0.000000	0.000000
7	165	237,828	0	0	0.000000	0.000000
7	166	237,828	0	0	0.000000	0.000000
7	167	237,828	0	0	0.000000	0.000000
7	168	237,828	0	0	0.000000	0.000000
8	169	237,828	0	0	0.000000	0.000000
8	170	237,828	0	0	0.000000	0.000000
8	171	237,828	0	0	0.000000	0.000000
8	172	237,828	0	0	0.000000	0.000000
8	173	237,828	0	0	0.000000	0.000000
8	174	237,828	0	0	0.000000	0.000000
8	175	237,828	0	0	0.000000	0.000000
8	176	237,828	0	0	0.000000	0.000000
8	177	237,828	0	0	0.000000	0.000000
8	178	237,828	0	0	0.000000	0.000000
8	179	237,828	0	0	0.000000	0.000000
8	180	237,828	0	0	0.000000	0.000000
8	181	237,828	0	0	0.000000	0.000000
8	182	237,828	0	0	0.000000	0.000000
8	183	237,828	0	0	0.000000	0.000000
8	184	237,828	0	0	0.000000	0.000000
8	185	237,828	0	0	0.000000	0.000000
8	186	237,828	0	0	0.000000	0.000000
8	187	237,828	0	0	0.000000	0.000000
8	188	237,828	0	0	0.000000	0.000000
8	189	237,828	0	0	0.000000	0.000000
8	190	237,828	0	0	0.000000	0.000000
8	191	237,828	0	196,190	0.833333	0.833333
8	192	237,828	0	237,828	1.000000	1.833333
9	193	237,828	0	237,828	1.000000	2.833333
9	194	237,828	0	19,819	0.083333	2.916667
9	195	237,828	0	0	0.000000	2.916667

ANEXO 3

PEE	PRODUCTOR EXTERNO DE ENERGÍA					
	DATOS BASICOS PARA LA OBTENCIÓN DEL FACTOR DE DISPONIBILIDAD EQUIVALENTE DEMOSTRADA (FDED)					

Correspondiente al mes de Julio de 2003

DIA	HORA	CAPACIDAD DECLARADA DISPONIBLE (kW)	ENERGÍA MEDIDOR EN PERIODO DE LICENCIA (kWh)	ENERGÍA DISPONIBLE EN LA HORA (Edh) (kWh)	EDH/KC	ACUMULADO
9	196	237,828	0	0	0.000000	2 916667
9	197	237,828	0	0	0.000000	2 916667
9	198	237,828	0	0	0.000000	2 916667
9	199	237,828	0	0	0.000000	2 916667
9	200	237,828	19,605	19,094	0.080287	2 996953
9	201	237,828	49,571	147,458	0.620018	3 616971
9	202	237,828	0	237,828	1.000000	4 616971
9	203	237,828	0	237,828	1.000000	5 616971
9	204	237,828	0	237,828	1.000000	6 616971
9	205	237,828	0	237,828	1.000000	7 616971
9	206	237,828	0	237,828	1.000000	8 616971
9	207	237,828	0	237,828	1.000000	9 616971
9	208	237,828	0	237,828	1.000000	10 616971
9	209	237,828	0	237,828	1.000000	11 616971
9	210	237,828	0	237,828	1.000000	12 616971
9	211	237,828	0	237,828	1.000000	13 616971
9	212	237,828	0	237,828	1.000000	14 616971
9	213	237,828	0	237,828	1.000000	15 616971
9	214	237,828	0	237,828	1.000000	16 616971
9	215	237,828	0	237,828	1.000000	17 616971
9	216	237,828	0	237,828	1.000000	18 616971
10	217	237,828	0	237,828	1.000000	19 616971
10	218	237,828	0	237,828	1.000000	20 616971
10	219	237,828	0	237,828	1.000000	21 616971
10	220	237,828	0	237,828	1.000000	22 616971
10	221	237,828	0	237,828	1.000000	23 616971
10	222	237,828	0	237,828	1.000000	24 616971
10	223	237,828	0	237,828	1.000000	25 616971
10	224	237,828	0	237,828	1.000000	26 616971
10	225	237,828	0	237,828	1.000000	27 616971
10	226	237,828	0	237,828	1.000000	28 616971
10	227	237,828	0	237,828	1.000000	29 616971
10	228	237,828	0	237,828	1.000000	30 616971
10	229	237,828	0	237,828	1.000000	31 616971
10	230	237,828	0	237,828	1.000000	32 616971
10	231	237,828	0	237,828	1.000000	33 616971
10	232	237,828	0	237,828	1.000000	34 616971
10	233	237,828	0	237,828	1.000000	35 616971
10	234	237,828	0	237,828	1.000000	36 616971
10	235	237,828	0	237,828	1.000000	37 616971
10	236	237,828	0	237,828	1.000000	38 616971
10	237	237,828	56,767	194,976	0.819818	39 436789
10	238	237,828	145,258	143,820	0.604723	40 041512
10	239	237,828	147,386	145,693	0.612596	40 654108
10	240	237,828	157,829	175,338	0.737248	41 391357
11	241	237,828	0	237,828	1.000000	42 391357
11	242	237,828	0	237,828	1.000000	43 391357
11	243	237,828	0	237,828	1.000000	44 391357
11	244	237,828	0	237,828	1.000000	45 391357
11	245	237,828	0	237,828	1.000000	46 391357
11	246	237,828	0	237,828	1.000000	47 391357
11	247	237,828	0	237,828	1.000000	48 391357
11	248	237,828	0	237,828	1.000000	49 391357
11	249	237,828	0	237,828	1.000000	50 391357
11	250	237,828	0	237,828	1.000000	51 391357
11	251	237,828	0	237,828	1.000000	52 391357
11	252	237,828	0	237,828	1.000000	53 391357
11	253	237,828	0	237,828	1.000000	54 391357
11	254	237,828	0	237,828	1.000000	55 391357
11	255	237,828	0	237,828	1.000000	56 391357
11	256	237,828	0	237,828	1.000000	57 391357
11	257	237,828	0	237,828	1.000000	58 391357
11	258	237,828	0	237,828	1.000000	59 391357
11	259	237,828	0	237,828	1.000000	60 391357
11	260	237,828	0	237,828	1.000000	61 391357

ANEXO 3

PEE	PRODUCTOR EXTERNO DE ENERGÍA	
	DATOS BÁSICOS PARA LA OBTENCIÓN DEL FACTOR DE DISPONIBILIDAD EQUIVALENTE DEMOSTRADA (FDED)	

Correspondiente al mes de julio de 2003

DIA	HORA	CAPACIDAD DECLARADA DISPONIBLE (kW)	ENERGÍA MEDIDOR EN PERIODO DE LICENCIA (kWh)	ENERGÍA DISPONIBLE EN LA HORA (EDh) (kWh)	EDh/KC	ACUMULADO
11	261	237,828	0	237,828	1.000000	62.391357
11	262	237,828	0	237,828	1.000000	63.391357
11	263	237,828	0	237,828	1.000000	64.391357
11	264	237,828	0	237,828	1.000000	65.391357
12	265	237,828	0	237,828	1.000000	66.391357
12	266	237,828	0	237,828	1.000000	67.391357
12	267	237,828	0	237,828	1.000000	68.391357
12	268	237,828	0	237,828	1.000000	69.391357
12	269	237,828	0	237,828	1.000000	70.391357
12	270	237,828	0	237,828	1.000000	71.391357
12	271	237,828	0	237,828	1.000000	72.391357
12	272	237,828	0	237,828	1.000000	73.391357
12	273	237,828	0	237,828	1.000000	74.391357
12	274	237,828	0	237,828	1.000000	75.391357
12	275	237,828	0	237,828	1.000000	76.391357
12	276	237,828	0	237,828	1.000000	77.391357
12	277	237,828	0	237,828	1.000000	78.391357
12	278	237,828	0	237,828	1.000000	79.391357
12	279	237,828	0	237,828	1.000000	80.391357
12	280	237,828	0	237,828	1.000000	81.391357
12	281	237,828	0	237,828	1.000000	82.391357
12	282	237,828	0	237,828	1.000000	83.391357
12	283	237,828	0	237,828	1.000000	84.391357
12	284	237,828	0	237,828	1.000000	85.391357
12	285	237,828	0	237,828	1.000000	86.391357
12	286	237,828	0	237,828	1.000000	87.391357
12	287	237,828	0	237,828	1.000000	88.391357
12	288	237,828	0	237,828	1.000000	89.391357
13	289	237,828	0	237,828	1.000000	90.391357
13	290	237,828	0	237,828	1.000000	91.391357
13	291	237,828	0	237,828	1.000000	92.391357
13	292	237,828	0	237,828	1.000000	93.391357
13	293	237,828	0	237,828	1.000000	94.391357
13	294	237,828	0	237,828	1.000000	95.391357
13	295	237,828	0	237,828	1.000000	96.391357
13	296	237,828	0	237,828	1.000000	97.391357
13	297	237,828	0	237,828	1.000000	98.391357
13	298	237,828	0	237,828	1.000000	99.391357
13	299	237,828	0	237,828	1.000000	100.391357
13	300	237,828	0	237,828	1.000000	101.391357
13	301	237,828	0	237,828	1.000000	102.391357
13	302	237,828	0	237,828	1.000000	103.391357
13	303	237,828	0	237,828	1.000000	104.391357
13	304	237,828	0	237,828	1.000000	105.391357
13	305	237,828	0	237,828	1.000000	106.391357
13	306	237,828	0	99,095	0.416967	106.808023
13	307	237,828	0	0	0.000000	106.808023
13	308	237,828	0	0	0.000000	106.808023
13	309	237,828	0	0	0.000000	106.808023
13	310	237,828	0	0	0.000000	106.808023
13	311	237,828	0	0	0.000000	106.808023
13	312	237,828	0	0	0.000000	106.808023
14	313	237,828	0	0	0.000000	106.808023
14	314	237,828	0	0	0.000000	106.808023
14	315	237,828	0	0	0.000000	106.808023
14	316	237,828	0	0	0.000000	106.808023
14	317	237,828	0	0	0.000000	106.808023
14	318	237,828	0	0	0.000000	106.808023
14	319	237,828	15,254	14,920	0.062736	106.870759
14	320	237,828	63,306	62,281	0.261874	107.132633
14	321	237,828	185,184	182,419	0.767019	107.899652
14	322	237,828	66,967	66,150	0.278142	108.177794
14	323	237,828	74,305	73,639	0.309630	108.487423
14	324	237,828	74,302	73,843	0.310489	108.797912
14	325	237,828	78,201	77,966	0.327827	109.125739

ANEXO 3

PEE	PRODUCTOR EXTERNO DE ENERGÍA	
	DATOS BASICOS PARA LA OBTENCIÓN DEL FACTOR DE DISPONIBILIDAD EQUIVALENTE DEMOSTRADA (FDED)	

Correspondiente al mes de Julio de 2003

DIA	HORA	CAPACIDAD DECLARADA DISPONIBLE (kW)	ENERGÍA MEDIDOR EN PERIODO DE LICENCIA (kWh)	ENERGIA DISPONIBLE EN LA HORA (Edh) (kWh)	EDh/KC	ACUMULADO
14	326	237,828	150,033	150,086	0.631070	109 691801
14	327	237,828	162,879	222,367	0.934991	110 691801
14	328	237,828	0	237,828	1.000000	111 691801
14	329	237,828	0	237,828	1.000000	112 691801
14	330	237,828	0	237,828	1.000000	113 691801
14	331	237,828	0	237,828	1.000000	114 691801
14	332	237,828	0	237,828	1.000000	115 691801
14	333	237,828	0	237,828	1.000000	116 691801
14	334	237,828	0	237,828	1.000000	117 691801
14	335	237,828	0	237,828	1.000000	118 691801
14	336	237,828	0	237,828	1.000000	119 691801
15	337	237,828	0	237,828	1.000000	120 691801
15	338	237,828	0	237,828	1.000000	121 691801
15	339	237,828	0	237,828	1.000000	122 691801
15	340	237,828	0	237,828	1.000000	123 691801
15	341	237,828	0	237,828	1.000000	124 691801
15	342	237,828	0	237,828	1.000000	125 691801
15	343	237,828	0	237,828	1.000000	126 691801
15	344	237,828	0	237,828	1.000000	127 691801
15	345	237,828	0	237,828	1.000000	128 691801
15	346	237,828	0	237,828	1.000000	129 691801
15	347	237,828	0	237,828	1.000000	130 691801
15	348	237,828	0	237,828	1.000000	131 691801
15	349	237,828	0	237,828	1.000000	132 691801
15	350	237,828	0	237,828	1.000000	133 691801
15	351	237,828	0	237,828	1.000000	134 691801
15	352	237,828	0	237,828	1.000000	135 691801
15	353	237,828	0	237,828	1.000000	136 691801
15	354	237,828	0	237,828	1.000000	137 691801
15	355	237,828	0	237,828	1.000000	138 691801
15	356	237,828	0	237,828	1.000000	139 691801
15	357	237,828	0	237,828	1.000000	140 691801
15	358	237,828	0	237,828	1.000000	141 691801
15	359	237,828	0	237,828	1.000000	142 691801
15	360	237,828	0	237,828	1.000000	143 691801
16	361	237,828	0	237,828	1.000000	144 691801
16	362	237,828	0	237,828	1.000000	145 691801
16	363	237,828	0	237,828	1.000000	146 691801
16	364	237,828	0	237,828	1.000000	147 691801
16	365	237,828	0	237,828	1.000000	148 691801
16	366	237,828	0	237,828	1.000000	149 691801
16	367	237,828	0	237,828	1.000000	150 691801
16	368	237,828	0	237,828	1.000000	151 691801
16	369	237,828	0	237,828	1.000000	152 691801
16	370	237,828	0	237,828	1.000000	153 691801
16	371	237,828	0	237,828	1.000000	154 691801
16	372	237,828	0	237,828	1.000000	155 691801
16	373	237,828	0	237,828	1.000000	156 691801
16	374	237,828	0	237,828	1.000000	157 691801
16	375	237,828	0	237,828	1.000000	158 691801
16	376	237,828	0	237,828	1.000000	159 691801
16	377	237,828	0	237,828	1.000000	160 691801
16	378	237,828	0	237,828	1.000000	161 691801
16	379	237,828	0	237,828	1.000000	162 691801
16	380	237,828	0	237,828	1.000000	163 691801
16	381	237,828	0	237,828	1.000000	164 691801
16	382	237,828	0	237,828	1.000000	165 691801
16	383	237,828	0	237,828	1.000000	166 691801
16	384	237,828	0	237,828	1.000000	167 691801
17	385	237,828	0	237,828	1.000000	168 691801
17	386	237,828	0	237,828	1.000000	169 691801
17	387	237,828	0	237,828	1.000000	170 691801
17	388	237,828	0	237,828	1.000000	171 691801
17	389	237,828	0	237,828	1.000000	172 691801
17	390	237,828	0	237,828	1.000000	173 691801

ANEXO 3

PEE	PRODUCTOR EXTERNO DE ENERGÍA	
	DATOS BASICOS PARA LA OBTENCIÓN DEL FACTOR DE DISPONIBILIDAD EQUIVALENTE DEMOSTRADA (FDED)	

Correspondiente al mes de julio de 2003

DIA	HORA	CAPACIDAD DECLARADA DISPONIBLE (kW)	ENERGÍA MEDIDOR EN PERIODO DE LICENCIA (kWh)	ENERGÍA DISPONIBLE EN LA HORA (EDh) (kWh)	EDh/KC	ACUMULADO
17	391	237,828	0	237,828	1.000000	174.691801
17	392	237,828	0	237,828	1.000000	175.691801
17	393	237,828	0	237,828	1.000000	176.691801
17	394	237,828	0	237,828	1.000000	177.691801
17	395	237,828	0	237,828	1.000000	178.691801
17	396	237,828	0	237,828	1.000000	179.691801
17	397	237,828	0	237,828	1.000000	180.691801
17	398	237,828	0	237,828	1.000000	181.691801
17	399	237,828	0	237,828	1.000000	182.691801
17	400	237,828	0	237,828	1.000000	183.691801
17	401	237,828	0	237,828	1.000000	184.691801
17	402	237,828	0	237,828	1.000000	185.691801
17	403	237,828	0	237,828	1.000000	186.691801
17	404	237,828	0	237,828	1.000000	187.691801
17	405	237,828	0	237,828	1.000000	188.691801
17	406	237,828	0	237,828	1.000000	189.691801
17	407	237,828	0	237,828	1.000000	190.691801
17	408	237,828	0	237,828	1.000000	191.691801
18	409	237,828	0	237,828	1.000000	192.691801
18	410	237,828	0	237,828	1.000000	193.691801
18	411	237,828	0	237,828	1.000000	194.691801
18	412	237,828	0	237,828	1.000000	195.691801
18	413	237,828	0	237,828	1.000000	196.691801
18	414	237,828	0	237,828	1.000000	197.691801
18	415	237,828	0	237,828	1.000000	198.691801
18	416	237,828	0	237,828	1.000000	199.691801
18	417	237,828	0	237,828	1.000000	200.691801
18	418	237,828	0	237,828	1.000000	201.691801
18	419	237,828	0	237,828	1.000000	202.691801
18	420	237,828	0	237,828	1.000000	203.691801
18	421	237,828	0	237,828	1.000000	204.691801
18	422	237,828	0	237,828	1.000000	205.691801
18	423	237,828	0	237,828	1.000000	206.691801
18	424	237,828	0	237,828	1.000000	207.691801
18	425	237,828	0	237,828	1.000000	208.691801
18	426	237,828	0	237,828	1.000000	209.691801
18	427	237,828	0	237,828	1.000000	210.691801
18	428	237,828	0	237,828	1.000000	211.691801
18	429	237,828	0	237,828	1.000000	212.691801
18	430	237,828	0	237,828	1.000000	213.691801
18	431	237,828	0	237,828	1.000000	214.691801
18	432	237,828	0	237,828	1.000000	215.691801
19	433	237,828	0	237,828	1.000000	216.691801
19	434	237,828	0	237,828	1.000000	217.691801
19	435	237,828	0	237,828	1.000000	218.691801
19	436	237,828	0	237,828	1.000000	219.691801
19	437	237,828	0	237,828	1.000000	220.691801
19	438	237,828	0	237,828	1.000000	221.691801
19	439	237,828	0	237,828	1.000000	222.691801
19	440	237,828	0	237,828	1.000000	223.691801
19	441	237,828	0	237,828	1.000000	224.691801
19	442	237,828	0	237,828	1.000000	225.691801
19	443	237,828	0	237,828	1.000000	226.691801
19	444	237,828	0	237,828	1.000000	227.691801
19	445	237,828	0	237,828	1.000000	228.691801
19	446	237,828	0	237,828	1.000000	229.691801
19	447	237,828	0	237,828	1.000000	230.691801
19	448	237,828	0	237,828	1.000000	231.691801
19	449	237,828	0	237,828	1.000000	232.691801
19	450	237,828	0	237,828	1.000000	233.691801
19	451	237,828	0	237,828	1.000000	234.691801
19	452	237,828	0	237,828	1.000000	235.691801
19	453	237,828	0	237,828	1.000000	236.691801
19	454	237,828	0	237,828	1.000000	237.691801
19	455	237,828	0	237,828	1.000000	238.691801

ANEXO 3

PEE	PRODUCTOR EXTERNO DE ENERGÍA
	DATOS BASICOS PARA LA OBTENCIÓN DEL FACTOR DE DISPONIBILIDAD EQUIVALENTE DEMOSTRADA (FDED)

Correspondiente al mes de Julio de 2003

DIA	HORA	CAPACIDAD DECLARADA DISPONIBLE (kW)	ENERGÍA MEDIDOR EN PERIODO DE LICENCIA (kWh)	ENERGÍA DISPONIBLE EN LA HORA (EDH) (kWh)	EDH/KC	ACUMULADO
19	456	237,828	0	237,828	1.000000	239.691801
20	457	237,828	0	237,828	1.000000	240.691801
20	458	237,828	0	237,828	1.000000	241.691801
20	459	237,828	0	237,828	1.000000	242.691801
20	460	237,828	0	237,828	1.000000	243.691801
20	461	237,828	0	237,828	1.000000	244.691801
20	462	237,828	0	237,828	1.000000	245.691801
20	463	237,828	0	237,828	1.000000	246.691801
20	464	237,828	0	237,828	1.000000	247.691801
20	465	237,828	0	237,828	1.000000	248.691801
20	466	237,828	0	237,828	1.000000	249.691801
20	467	237,828	0	237,828	1.000000	250.691801
20	468	237,828	0	237,828	1.000000	251.691801
20	469	237,828	0	237,828	1.000000	252.691801
20	470	237,828	0	237,828	1.000000	253.691801
20	471	237,828	0	237,828	1.000000	254.691801
20	472	237,828	0	237,828	1.000000	255.691801
20	473	237,828	0	237,828	1.000000	256.691801
20	474	237,828	0	237,828	1.000000	257.691801
20	475	237,828	0	237,828	1.000000	258.691801
20	476	237,828	0	237,828	1.000000	259.691801
20	477	237,828	0	237,828	1.000000	260.691801
20	478	237,828	0	237,828	1.000000	261.691801
20	479	237,828	0	237,828	1.000000	262.691801
20	480	237,828	0	237,828	1.000000	263.691801
21	481	237,828	0	237,828	1.000000	264.691801
21	482	237,828	0	237,828	1.000000	265.691801
21	483	237,828	0	237,828	1.000000	266.691801
21	484	237,828	0	237,828	1.000000	267.691801
21	485	237,828	0	237,828	1.000000	268.691801
21	486	237,828	0	237,828	1.000000	269.691801
21	487	237,828	0	237,828	1.000000	270.691801
21	488	237,828	0	237,828	1.000000	271.691801
21	489	237,828	0	237,828	1.000000	272.691801
21	490	237,828	0	237,828	1.000000	273.691801
21	491	237,828	0	237,828	1.000000	274.691801
21	492	237,828	0	237,828	1.000000	275.691801
21	493	237,828	0	237,828	1.000000	276.691801
21	494	237,828	0	237,828	1.000000	277.691801
21	495	237,828	0	237,828	1.000000	278.691801
21	496	237,828	0	237,828	1.000000	279.691801
21	497	237,828	0	237,828	1.000000	280.691801
21	498	237,828	0	237,828	1.000000	281.691801
21	499	237,828	0	237,828	1.000000	282.691801
21	500	237,828	0	237,828	1.000000	283.691801
21	501	237,828	0	237,828	1.000000	284.691801
21	502	237,828	0	237,828	1.000000	285.691801
21	503	237,828	0	237,828	1.000000	286.691801
21	504	237,828	0	237,828	1.000000	287.691801
22	505	237,828	0	237,828	1.000000	288.691801
22	506	237,828	0	237,828	1.000000	289.691801
22	507	237,828	0	237,828	1.000000	290.691801
22	508	237,828	0	237,828	1.000000	291.691801
22	509	237,828	0	237,828	1.000000	292.691801
22	510	237,828	0	237,828	1.000000	293.691801
22	511	237,828	0	237,828	1.000000	294.691801
22	512	237,828	0	237,828	1.000000	295.691801
22	513	237,828	0	237,828	1.000000	296.691801
22	514	237,828	0	237,828	1.000000	297.691801
22	515	237,828	0	237,828	1.000000	298.691801
22	516	237,828	0	237,828	1.000000	299.691801
22	517	237,828	0	237,828	1.000000	300.691801
22	518	237,828	0	237,828	1.000000	301.691801
22	519	237,828	0	237,828	1.000000	302.691801
22	520	237,828	0	237,828	1.000000	303.691801

ANEXO 3

PEE	PRODUCTOR EXTERNO DE ENERGÍA					
	DATOS BASICOS PARA LA OBTENCIÓN DEL FACTOR DE DISPONIBILIDAD EQUIVALENTE DEMOSTRADA (FDDE)					

Correspondiente al mes de julio de 2003

DIA	HORA	CAPACIDAD DECLARADA DISPONIBLE (kW)	ENERGIA MEDIDOR EN PERIODO DE LICENCIA (kWh)	ENERGIA DISPONIBLE EN LA HORA (Edh) (kWh)	Edh/KC	ACUMULADO
22	521	237,828	0	237,828	1,000000	304,691801
22	522	237,828	0	237,828	1,000000	305,691801
22	523	237,828	0	237,828	1,000000	306,691801
22	524	237,828	0	237,828	1,000000	307,691801
22	525	237,828	0	237,828	1,000000	308,691801
22	526	237,828	0	237,828	1,000000	309,691801
22	527	237,828	0	237,828	1,000000	310,691801
22	528	237,828	0	237,828	1,000000	311,691801
23	529	237,828	0	237,828	1,000000	312,691801
23	530	237,828	0	237,828	1,000000	313,691801
23	531	237,828	0	237,828	1,000000	314,691801
23	532	237,828	0	237,828	1,000000	315,691801
23	533	237,828	0	237,828	1,000000	316,691801
23	534	237,828	0	237,828	1,000000	317,691801
23	535	237,828	0	237,828	1,000000	318,691801
23	536	237,828	0	237,828	1,000000	319,691801
23	537	237,828	0	237,828	1,000000	320,691801
23	538	237,828	0	237,828	1,000000	321,691801
23	539	237,828	0	237,828	1,000000	322,691801
23	540	237,828	0	237,828	1,000000	323,691801
23	541	237,828	0	237,828	1,000000	324,691801
23	542	237,828	0	237,828	1,000000	325,691801
23	543	237,828	0	237,828	1,000000	326,691801
23	544	237,828	0	237,828	1,000000	327,691801
23	545	237,828	0	237,828	1,000000	328,691801
23	546	237,828	0	237,828	1,000000	329,691801
23	547	237,828	0	237,828	1,000000	330,691801
23	548	237,828	0	237,828	1,000000	331,691801
23	549	237,828	0	237,828	1,000000	332,691801
23	550	237,828	0	237,828	1,000000	333,691801
23	551	237,828	0	237,828	1,000000	334,691801
23	552	237,828	0	237,828	1,000000	335,691801
24	553	237,828	0	237,828	1,000000	336,691801
24	554	237,828	0	237,828	1,000000	337,691801
24	555	237,828	0	237,828	1,000000	338,691801
24	556	237,828	0	237,828	1,000000	339,691801
24	557	237,828	0	237,828	1,000000	340,691801
24	558	237,828	0	237,828	1,000000	341,691801
24	559	237,828	0	237,828	1,000000	342,691801
24	560	237,828	0	237,828	1,000000	343,691801
24	561	237,828	0	237,828	1,000000	344,691801
24	562	237,828	0	237,828	1,000000	345,691801
24	563	237,828	0	237,828	1,000000	346,691801
24	564	237,828	0	237,828	1,000000	347,691801
24	565	237,828	0	237,828	1,000000	348,691801
24	566	237,828	0	237,828	1,000000	349,691801
24	567	237,828	0	237,828	1,000000	350,691801
24	568	237,828	0	237,828	1,000000	351,691801
24	569	237,828	0	237,828	1,000000	352,691801
24	570	237,828	0	237,828	1,000000	353,691801
24	571	237,828	0	237,828	1,000000	354,691801
24	572	237,828	0	237,828	1,000000	355,691801
24	573	237,828	0	237,828	1,000000	356,691801
24	574	237,828	0	237,828	1,000000	357,691801
24	575	237,828	0	237,828	1,000000	358,691801
24	576	237,828	0	237,828	1,000000	359,691801
25	577	237,828	0	237,828	1,000000	360,691801
25	578	237,828	0	237,828	1,000000	361,691801
25	579	237,828	0	237,828	1,000000	362,691801
25	580	237,828	0	237,828	1,000000	363,691801
25	581	237,828	0	237,828	1,000000	364,691801
25	582	237,828	0	237,828	1,000000	365,691801
25	583	237,828	0	237,828	1,000000	366,691801
25	584	237,828	0	237,828	1,000000	367,691801
25	585	237,828	0	237,828	1,000000	368,691801

ANEXO 3

PEE	PRODUCTOR EXTERNO DE ENERGÍA	
	DATOS BASICOS PARA LA OBTENCIÓN DEL FACTOR DE DISPONIBILIDAD EQUIVALENTE DEMOSTRADA (FDED)	

Correspondiente al mes de julio de 2003

DIA	HORA	CAPACIDAD DECLARADA DISPONIBLE (kW)	ENERGÍA MEDIDOR EN PERIODO DE LICENCIA (kWh)	ENERGÍA DISPONIBLE EN LA HORA (EDh) (kWh)	EDh/KC	ACUMULADO
25	586	237,828	0	237,828	1.000000	369.691801
25	587	237,828	0	237,828	1.000000	370.691801
25	588	237,828	0	237,828	1.000000	371.691801
25	589	237,828	0	237,828	1.000000	372.691801
25	590	237,828	0	237,828	1.000000	373.691801
25	591	237,828	0	237,828	1.000000	374.691801
25	592	237,828	0	237,828	1.000000	375.691801
25	593	237,828	0	237,828	1.000000	376.691801
25	594	237,828	0	237,828	1.000000	377.691801
25	595	237,828	0	237,828	1.000000	378.691801
25	596	237,828	0	237,828	1.000000	379.691801
25	597	237,828	0	237,828	1.000000	380.691801
25	598	237,828	0	237,828	1.000000	381.691801
25	599	237,828	0	237,828	1.000000	382.691801
25	600	237,828	0	237,828	1.000000	383.691801
26	601	237,828	0	237,828	1.000000	384.691801
26	602	237,828	0	237,828	1.000000	385.691801
26	603	237,828	0	237,828	1.000000	386.691801
26	604	237,828	0	237,828	1.000000	387.691801
26	605	237,828	0	237,828	1.000000	388.691801
26	606	237,828	0	237,828	1.000000	389.691801
26	607	237,828	0	237,828	1.000000	390.691801
26	608	237,828	0	237,828	1.000000	391.691801
26	609	237,828	0	237,828	1.000000	392.691801
26	610	237,828	0	237,828	1.000000	393.691801
26	611	237,828	0	237,828	1.000000	394.691801
26	612	237,828	0	237,828	1.000000	395.691801
26	613	237,828	0	237,828	1.000000	396.691801
26	614	237,828	0	237,828	1.000000	397.691801
26	615	237,828	0	237,828	1.000000	398.691801
26	616	237,828	0	237,828	1.000000	399.691801
26	617	237,828	0	237,828	1.000000	400.691801
26	618	237,828	0	237,828	1.000000	401.691801
26	619	237,828	0	237,828	1.000000	402.691801
26	620	237,828	0	237,828	1.000000	403.691801
26	621	237,828	0	237,828	1.000000	404.691801
26	622	237,828	0	237,828	1.000000	405.691801
26	623	237,828	0	237,828	1.000000	406.691801
26	624	237,828	0	237,828	1.000000	407.691801
27	625	237,828	0	237,828	1.000000	408.691801
27	626	237,828	0	237,828	1.000000	409.691801
27	627	237,828	0	237,828	1.000000	410.691801
27	628	237,828	0	237,828	1.000000	411.691801
27	629	237,828	0	237,828	1.000000	412.691801
27	630	237,828	0	237,828	1.000000	413.691801
27	631	237,828	0	237,828	1.000000	414.691801
27	632	237,828	0	237,828	1.000000	415.691801
27	633	237,828	0	237,828	1.000000	416.691801
27	634	237,828	0	237,828	1.000000	417.691801
27	635	237,828	0	237,828	1.000000	418.691801
27	636	237,828	0	237,828	1.000000	419.691801
27	637	237,828	0	237,828	1.000000	420.691801
27	638	237,828	0	237,828	1.000000	421.691801
27	639	237,828	0	237,828	1.000000	422.691801
27	640	237,828	0	237,828	1.000000	423.691801
27	641	237,828	0	237,828	1.000000	424.691801
27	642	237,828	0	237,828	1.000000	425.691801
27	643	237,828	0	237,828	1.000000	426.691801
27	644	237,828	0	237,828	1.000000	427.691801
27	645	237,828	0	237,828	1.000000	428.691801
27	646	237,828	0	237,828	1.000000	429.691801
27	647	237,828	0	237,828	1.000000	430.691801
27	648	237,828	0	237,828	1.000000	431.691801
28	649	237,828	0	237,828	1.000000	432.691801
28	650	237,828	0	237,828	1.000000	433.691801

ANEXO 3

PEE	PRODUCTOR EXTERNO DE ENERGÍA		
	DATOS BASICOS PARA LA OBTENCIÓN DEL FACTOR DE DISPONIBILIDAD EQUIVALENTE DEMOSTRADA (FDED)		

Correspondiente al mes de Julio de 2003

DIA	HORA	CAPACIDAD DECLARADA DISPONIBLE (kW)	ENERGIA MEDIDOR EN PERIODO DE LICENCIA (kWh)	ENERGIA DISPONIBLE EN LA HORA (EDh) (kWh)	EDH/KC	ACUMULADO
28	651	237,828	0	237,828	1.000000	434.691801
28	652	237,828	0	237,828	1.000000	435.691801
28	653	237,828	0	237,828	1.000000	436.691801
28	654	237,828	0	237,828	1.000000	437.691801
28	655	237,828	0	237,828	1.000000	438.691801
28	656	237,828	0	237,828	1.000000	439.691801
28	657	237,828	0	237,828	1.000000	440.691801
28	658	237,828	0	237,828	1.000000	441.691801
28	659	237,828	0	237,828	1.000000	442.691801
28	660	237,828	0	237,828	1.000000	443.691801
28	661	237,828	0	237,828	1.000000	444.691801
28	662	237,828	0	237,828	1.000000	445.691801
28	663	237,828	0	237,828	1.000000	446.691801
28	664	237,828	0	237,828	1.000000	447.691801
28	665	237,828	0	237,828	1.000000	448.691801
28	666	237,828	0	237,828	1.000000	449.691801
28	667	237,828	0	237,828	1.000000	450.691801
28	668	237,828	0	237,828	1.000000	451.691801
28	669	237,828	0	237,828	1.000000	452.691801
28	670	237,828	0	237,828	1.000000	453.691801
28	671	237,828	0	237,828	1.000000	454.691801
28	672	237,828	0	237,828	1.000000	455.691801
29	673	237,828	0	237,828	1.000000	456.691801
29	674	237,828	0	237,828	1.000000	457.691801
29	675	237,828	0	237,828	1.000000	458.691801
29	676	237,828	0	237,828	1.000000	459.691801
29	677	237,828	0	237,828	1.000000	460.691801
29	678	237,828	0	237,828	1.000000	461.691801
29	679	237,828	0	237,828	1.000000	462.691801
29	680	237,828	0	237,828	1.000000	463.691801
29	681	237,828	0	237,828	1.000000	464.691801
29	682	237,828	0	237,828	1.000000	465.691801
29	683	237,828	0	237,828	1.000000	466.691801
29	684	237,828	0	237,828	1.000000	467.691801
29	685	237,828	0	237,828	1.000000	468.691801
29	686	237,828	0	237,828	1.000000	469.691801
29	687	237,828	0	237,828	1.000000	470.691801
29	688	237,828	0	237,828	1.000000	471.691801
29	689	237,828	0	237,828	1.000000	472.691801
29	690	237,828	0	237,828	1.000000	473.691801
29	691	237,828	0	237,828	1.000000	474.691801
29	692	237,828	0	237,828	1.000000	475.691801
29	693	237,828	0	237,828	1.000000	476.691801
29	694	237,828	0	237,828	1.000000	477.691801
29	695	237,828	0	237,828	1.000000	478.691801
29	696	237,828	0	237,828	1.000000	479.691801
30	697	237,828	0	237,828	1.000000	480.691801
30	698	237,828	0	237,828	1.000000	481.691801
30	699	237,828	0	237,828	1.000000	482.691801
30	700	237,828	0	237,828	1.000000	483.691801
30	701	237,828	0	237,828	1.000000	484.691801
30	702	237,828	0	237,828	1.000000	485.691801
30	703	237,828	0	237,828	1.000000	486.691801
30	704	237,828	0	237,828	1.000000	487.691801
30	705	237,828	0	237,828	1.000000	488.691801
30	706	237,828	0	237,828	1.000000	489.691801
30	707	237,828	0	237,828	1.000000	490.691801
30	708	237,828	0	237,828	1.000000	491.691801
30	709	237,828	0	237,828	1.000000	492.691801
30	710	237,828	0	237,828	1.000000	493.691801
30	711	237,828	0	237,828	1.000000	494.691801
30	712	237,828	0	237,828	1.000000	495.691801
30	713	237,828	0	237,828	1.000000	496.691801
30	714	237,828	0	237,828	1.000000	497.691801
30	715	237,828	0	237,828	1.000000	498.691801

ANEXO 3

PEE	PRODUCTOR EXTERNO DE ENERGIA	
	DATOS BASICOS PARA LA OBTENCIÓN DEL FACTOR DE DISPONIBILIDAD EQUIVALENTE DEMOSTRADA (FDED)	

Correspondiente al mes de Julio de 2003

DIA	HORA	CAPACIDAD DECLARADA DISPONIBLE (kW)	ENERGIA MEDIDOR EN PERIODO DE LICENCIA (kWh)	ENERGIA DISPONIBLE EN LA HORA (EDh) (kWh)	EDh/KC	ACUMULADO
30	716	237,828	0	237,828	1.000000	499.691801
30	717	237,828	0	237,828	1.000000	500.691801
30	718	237,828	0	237,828	1.000000	501.691801
30	719	237,828	0	237,828	1.000000	502.691801
30	720	237,828	0	237,828	1.000000	503.691801
31	721	237,828	0	237,828	1.000000	504.691801
31	722	237,828	0	237,828	1.000000	505.691801
31	723	237,828	0	237,828	1.000000	506.691801
31	724	237,828	0	237,828	1.000000	507.691801
31	725	237,828	0	237,828	1.000000	508.691801
31	726	237,828	0	237,828	1.000000	509.691801
31	727	237,828	0	237,828	1.000000	510.691801
31	728	237,828	0	237,828	1.000000	511.691801
31	729	237,828	0	237,828	1.000000	512.691801
31	730	237,828	0	237,828	1.000000	513.691801
31	731	237,828	0	237,828	1.000000	514.691801
31	732	237,828	0	237,828	1.000000	515.691801
31	733	237,828	0	237,828	1.000000	516.691801
31	734	237,828	0	237,828	1.000000	517.691801
31	735	237,828	0	237,828	1.000000	518.691801
31	736	237,828	0	237,828	1.000000	519.691801
31	737	237,828	0	237,828	1.000000	520.691801
31	738	237,828	0	237,828	1.000000	521.691801
31	739	237,828	0	237,828	1.000000	522.691801
31	740	237,828	0	237,828	1.000000	523.691801
31	741	237,828	0	237,828	1.000000	524.691801
31	742	237,828	0	237,828	1.000000	525.691801
31	743	237,828	0	237,828	1.000000	526.691801
31	744	237,828	0	237,828	1.000000	527.691801

ANEXO 4

DATOS BASICOS PARA VALIDAR LAS FACTURAS POR CONCEPTO DE CARGO FIJO POR CAPACIDAD Y CARGO FIJO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO enero 2003

Nombre	Valor	Descripción
CFCam	8.1088064841	Cargo Fijo de Capacidad para el Mes "m" [US\$/kW-mes] ajustada segun Propuesta
CFcm	7.4142	Cargo Fijo por capacidad en el Mes "m" segun la Propuesta [US\$/kW-mes]
T0	4.97421	El rendimiento hasta el vencimiento (expresado en forma porcentual) de los Bonos de Tesorería de los Estados Unidos de América (Treasury Bonds) a 10 años de plazo cuyo vencimiento sea más distante en el tiempo de acuerdo con la cotización de Bloomberg Service, o en su defecto de Reuters Service al cierre del quinto Día Hábil Bancario inmediato anterior a la fecha de presentación de la Propuesta.
T1	5.97424	El rendimiento hasta el vencimiento (expresado en forma porcentual) de los Bonos de Tesorería de los Estados Unidos de América (Treasury Bonds) a 10 años de plazo, cuyo vencimiento sea más distante en el tiempo de acuerdo con la cotización de Bloomberg Service, o en su defecto de Reuters Service al cierre del quinto Día Hábil Bancario inmediato anterior a la Fecha de Inicio.
F	0.1171075	Factor de ajuste del cargo fijo de capacidad
KC	237.828	Capacidad Neta Demostrada [kW]
CFOMmtm	0.3198	Componente Fijo de los materiales en el cargo Fijo de Op. Y Mantto. en Pesos para el mes "m" segun la Propuesta (Pesos/KW-mes)
INPPnlo	1.406116	Cociente del Índice Nacional de Precios Productor Sin Crudo de Exportacion Mas Servicios de Mes que se factura y el mismo índice correspondiente al Mes de la presentación de la Propuesta [adimensional]
INPPo	257.9580	Índice del mes de la presentación de la Propuesta
INPPm	362.7190	Índice del mes que se factura
CFOMdm	2.4096	Cargo Fijo de Ope. y Mantto. en dólares pero pagaderos en Pesos para el mes de acuerdo a la Propuesta (US\$/KW-mes)
USPPmlo	1.0743	Cociente del Producer Price Index de USA del mes que se factura y el mismo índice correspondiente al mes de la presentación de la Propuesta.
USPPlo	123.8000	Índice del mes de la presentación de la Propuesta
USPPm	133.0000	Índice del mes que se factura
Tcp	10.8636	Tipo de cambio para solventar obligaciones en moneda extranjera vigente en la fecha de cierre del mes (Pesos/US\$)
CFOMmom	1.5132	Componente Fijo de la mano de obra en los cargos fijos de Op. Y Mantto. en pesos para el Mes "m" segun la Propuesta (Pesos/KW-mes)
IESm-1	1.674342	Índice del incremento acumulado de la mano de obra del mes anterior al que se factura.
IESm	1.674342	Índice del incremento acumulado de la mano de obra al mes que se factura.
PDGm	0.95627	Promedio de disponibilidad garantizado para el mes que se factura.

ANEXO 4

DATOS BASICOS PARA VALIDAR LAS FACTURAS POR CONCEPTO DE CARGO FIJO POR CAPACIDAD Y CARGO FIJO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO			febrero 2003
Nombre	Valor	Descripción	
CFCam	8.12663400000	Cargo Fijo de Capacidad para el Mes "m" [US\$/KW-mes] ajustada segun Propuesta	
CFcgm	7.4305	Cargo Fijo por capacidad en el Mes "m" segun la Propuesta [US\$/KW-mes]	
T0	4.97421	El rendimiento hasta el vencimiento (expresado en forma porcentual) de los Bonos de Tesorería de los Estados Unidos de América (Treasury Bonds) a 10 años de plazo cuyo vencimiento sea más distante en el tiempo de acuerdo con la cotización de Bloomberg Service, o en su defecto de Reuters Service al cierre del quinto Día Hábil Bancario inmediato anterior a la fecha de presentación de la Propuesta.	
T1	5.97424	El rendimiento hasta el vencimiento (expresado en forma porcentual) de los Bonos de Tesorería de los Estados Unidos de América (Treasury Bonds) a 10 años de plazo, cuyo vencimiento sea más distante en el tiempo de acuerdo con la cotización de Bloomberg Service, o en su defecto de Reuters Service al cierre del quinto Día Hábil Bancario inmediato anterior a la Fecha de Inicio.	
E	0.1171080	Factor de ajuste del cargo fijo de capacidad	
KC	237.828	Capacidad Neta Demostrada [KW]	
CFOMintm	0.3198	Componente Fijo de los materiales en el cargo Fijo de Op. Y Mantto. en Pesos para el mes "m" segun la Propuesta (Pesos/KW-mes)	
INPpmlo	1.411400	Cociente del Índice Nacional de Precios Productor Sin Crudo de Exportacion Mas Servicios de Mes que se factura y el mismo índice correspondiente al Mes de la presentación de la Propuesta [adimensional]	
INPpo	257.9680	Índice del mes de la presentación de la Propuesta	
INPPm	364.0720	Índice del mes que se factura	
CFOMdm	2.3568	Cargo Fijo de Ope. Y Mantto. en dólares pero pagaderos en Pesos para el mes de acuerdo a la Propuesta (US\$/KW-mes)	
USPPimlo	1.0945	Cociente del Productor Price Index de USA del mes que se factura y el mismo índice correspondiente al mes de la presentación de la Propuesta.	
USPPlo	123.8000	Índice del mes de la presentación de la Propuesta	
USPPim	135.5000	Índice del mes que se factura	
Tcp	11.0333	Tipo de cambio para solventar obligaciones en moneda extranjera vigente en la fecha de cierre del mes (Pesos/US\$)	
CFOMmom	1.5132	Componente Fijo de la mano de obra en los cargos fijos de Op. Y Mantto. en pesos para el Mes "m" segun la Propuesta (Pesos/KW-mes)	
IESm-1	1.674342	Índice del incremento acumulado de la mano de obra del mes anterior al que se factura.	
IESm	1.674342	Índice del incremento acumulado de la mano de obra al mes que se factura.	
PDGm	0.95712	Promedio de disponibilidad garantizado para el mes que se factura.	

ANEXO 4

DATOS BASICOS PARA VALIDAR LAS FACTURAS POR CONCEPTO DE CARGO FIJO POR CAPACIDAD Y CARGO FIJO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO marzo 2003

Nombre	Valor	Descripción
CFCcam	8.1444606466	Cargo Fijo de Capacidad para el Mes "m" (US\$/KW-mes) ajustada segun Propuesta
CFCcm	7.4468	Cargo Fijo por capacidad en el Mes "m" segun la Propuesta (US\$/KW-mes)
T0	4.97421	El rendimiento hasta el vencimiento (expresado en forma porcentual) de los Bonos de Tesorería de los Estados Unidos de América (Treasury Bonds) a 10 años de plazo cuyo vencimiento sea más distante en el tiempo de acuerdo con la cotización de Bloomberg Service, o en su defecto de Reuters Service al cierre del quinto Día Hábil Bancario inmediato anterior a la fecha de presentación de la Propuesta.
T1	5.97424	El rendimiento hasta el vencimiento (expresado en forma porcentual) de los Bonos de Tesorería de los Estados Unidos de América (Treasury Bonds) a 10 años de plazo, cuyo vencimiento sea más distante en el tiempo de acuerdo con la cotización de Bloomberg Service, o en su defecto de Reuters Service al cierre del quinto Día Hábil Bancario inmediato anterior a la Fecha de Inicio.
F	0.1171075	Factor de ajuste del cargo fijo de capacidad
KC	237.828	Capacidad Neta Demostrada [KW]
CFOmmtm	0.3198	Componente Fijo de los materiales en el cargo Fijo de Op. Y Mantto. en Pesos para el mes "m" segun la Propuesta (Pesos/KW-mes)
INBPm/o	1.421092	Cociente del Índice Nacional de Precios Productor Sin Crudo de Exportación Mas Servicios de Mes que se factura y el mismo índice correspondiente al Mes de la presentación de la Propuesta [adimensional]
INPPm	257.9580	Índice del mes de la presentación de la Propuesta
CFOmdm	2.4096	Cargo Fijo de Op. Y Mantto. en dólares pero pagaderos en Pesos para el mes de acuerdo a la Propuesta (US\$/KW-mes)
USPPm/o	1.1131	Cociente del Producer Price Index de USA del mes que se factura y el mismo índice correspondiente al mes de la presentación de la Propuesta.
USPPim	123.8000	Índice del mes de la presentación de la Propuesta
Tcp	137.8000	Índice del mes que se factura
CFOmmom	10.6698	Tipo de cambio para solventar obligaciones en moneda extranjera vigente en la fecha de cierre del mes (Pesos/US\$)
IESm-1	1.5132	Componente Fijo de la mano de obra en los cargos fijos de Op. Y Mantto. en pesos para el Mes "m" segun la Propuesta (Pesos/KW-mes)
IESm	1.674342	Índice del incremento acumulado de la mano de obra del mes anterior al que se factura.
PDGm	0.95778	Índice del incremento acumulado de la mano de obra al mes que se factura.
		Promedio de disponibilidad garantizado para el mes que se factura.

ANEXO 4

DATOS BASICOS PARA VALIDAR LAS FACTURAS POR CONCEPTO DE CARGO FIJO POR CAPACIDAD Y CARGO FIJO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO Abril 2003

Nombre	Valor	Descripción
CFCam	8.1623970000	Cargo Fijo de Capacidad para el Mes "m" [US\$/KW-mes] ajustada según Propuesta
CFcm	7.4632	Cargo Fijo por capacidad en el Mes "m" según la Propuesta [US\$/KW-mes]
T0	4.97421	El rendimiento hasta el vencimiento (expresado en forma porcentual) de los Bonos de Tesorería de los Estados Unidos de América (Treasury Bonds) a 10 años de plazo cuyo vencimiento sea más distante en el tiempo de acuerdo con la cotización de Bloomberg Service, o en su defecto de Reuters Service al cierre del quinto Día Hábil Bancario inmediato anterior a la fecha de presentación de la Propuesta.
T1	5.97424	El rendimiento hasta el vencimiento (expresado en forma porcentual) de los Bonos de Tesorería de los Estados Unidos de América (Treasury Bonds) a 10 años de plazo, cuyo vencimiento sea más distante en el tiempo de acuerdo con la cotización de Bloomberg Service, o en su defecto de Reuters Service al cierre del quinto Día Hábil Bancario inmediato anterior a la Fecha de Inicio.
F	0.1171070	Factor de ajuste del cargo fijo de capacidad
KC	237.828	Capacidad Neia Demostrada (KW)
CFOMmtm	0.3198	Componente Fijo de los materiales en el cargo Fijo de Op. Y Mantto. en Pesos para el mes "m" según la Propuesta. (Pesos/KW-mes)
INPPmio	1.431700	Cociente del Índice Nacional de Precios Productor Sin Crudo de Exportación Mas Servicios de Mes que se factura y el mismo índice correspondiente al Mes de la presentación de la Propuesta [adimensional]
INPPo	257.9580	Índice del mes de la presentación de la Propuesta
INPPm	369.3290	Índice del mes que se factura
CFOMdm	2.4096	Cargo Fijo de Ope. y Mantto. en dólares pero pagaderos en Pesos para el mes de acuerdo a la Propuesta (US\$/KW-mes)
USPPim/o	1.1422	Cociente del Productor Price Index de USA del mes que se factura y el mismo índice correspondiente al mes de la presentación de la Propuesta.
USPPio	123.9000	Índice del mes de la presentación de la Propuesta
USPPim	141.4000	Índice del mes que se factura
TCp	10.3450	Tipo de cambio para solventar obligaciones en moneda extranjera vigente en la fecha de cierre del mes (Pesos/US\$)
CFOMmom	1.5132	Componente Fijo de la mano de obra en los cargos fijos de Op. Y Mantto. en pesos para el Mes "m" según la Propuesta. (Pesos/KW-mes)
IESm-1	1.674342	Índice del incremento acumulado de la mano de obra del mes anterior al que se factura.
IESm	1.674342	Índice del incremento acumulado de la mano de obra al mes que se factura.
PDGm	0.9586	Promedio de disponibilidad garantizado para el mes que se factura.

ANEXO 4

DATOS BASICOS PARA VALIDAR LAS FACTURAS POR CONCEPTO DE
CARGO FIJO POR CAPACIDAD Y CARGO FIJO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO mayo 2003

Nombre	Valor	Descripción
CFCam	8.1803340000	Cargo Fijo de Capacidad para el Mes "m" [US\$/KW-mes] ajustada según Propuesta
CFCam	7.4796	Cargo Fijo por capacidad en el Mes "m" según la Propuesta [US\$/KW-mes]
T0	4.97421	El rendimiento hasta el vencimiento (expresado en forma porcentual) de los Bonos de Tesorería de los Estados Unidos de América (Treasury Bonds) a 10 años de plazo cuyo vencimiento sea más distante en el tiempo de acuerdo con la cotización de Bloomberg Service, o en su defecto de Reuters Service al cierre del quinto Día Hábil Bancario inmediato anterior a la fecha de presentación de la Propuesta.
T1	5.97424	El rendimiento hasta el vencimiento (expresado en forma porcentual) de los Bonos de Tesorería de los Estados Unidos de América (Treasury Bonds) a 10 años de plazo, cuyo vencimiento sea más distante en el tiempo de acuerdo con la cotización de Bloomberg Service, o en su defecto de Reuters Service al cierre del quinto Día Hábil Bancario inmediato anterior a la Fecha de Inicio.
F	0.1171070	Factor de ajuste del cargo fijo de capacidad
KC	237.828	Capacidad Neta Demostrada [KW]
CFOMIntm	0.3198	Componente Fijo de los materiales en el cargo Fijo de Op. Y Manto. en Pesos para el mes
INPPrIo	1.431300	"m" según la Propuesta (Pesos/KW-mes)
INPPrIo	257.9580	Cociente del Índice Nacional de Precios Productor Sin Crudo de Exportación Mas Servicios de Mes que se factura y el mismo índice correspondiente al Mes de la presentación de la Propuesta [adimensional]
INPPrm	369.2160	Índice del mes de la presentación de la Propuesta
CFOMdm	2.3569	Cargo Fijo de Ope. Y Manto. en dólares pero pagaderos en Pesos para el mes de acuerdo a la Propuesta (US\$/KW-mes)
USPPrIo	1.1050	Cociente del Productor Price Index de USA del mes que se factura y el mismo índice correspondiente al mes de la presentación de la Propuesta.
USPPrIo	123.8000	Índice del mes de la presentación de la Propuesta
USPPrm	136.8000	Índice del mes que se factura
Tcp	10.3205	Tipo de cambio para solventar obligaciones en moneda extranjera vigente en la fecha de cierre del mes (Pesos/US\$)
CFOMmom	1.5132	Componente Fijo de la mano de obra en los cargos fijos de Op. Y Manto. en pesos para el Mes
IESm-1	1.674300	"m" según la Propuesta (Pesos/KW-mes)
IESm	1.813100	Índice del incremento acumulado de la mano de obra del mes anterior al que se factura.
PDGm	0.95949	Promedio de disponibilidad garantizado para el mes que se factura.

ANEXO 4

DATOS BASICOS PARA VALIDAR LAS FACTURAS POR CONCEPTO DE CARGO FIJO POR CAPACIDAD Y CARGO FIJO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO			Junio 2003
Nombre	Valor	Descripción	
GFcam	8.1983790000	Cargo Fijo de Capacidad para el Mes "m" [US\$/KW-mes] ajustada segun Propuesta	
GFcm	7.4961	Cargo Fijo por capacidad en el Mes "m" segun la Propuesta [US\$/KW-mes]	
T0	4.97421	El rendimiento hasta el vencimiento: (expresado en forma porcentual) de los Bonos de Tesorería de los Estados Unidos de América (Treasury Bonds) a 10 años de plazo cuyo vencimiento sea más distante en el tiempo de acuerdo con la cotización de Bloomberg Service, o en su defecto de Reuters Service al cierre del quinto Día Hábil Bancario inmediato anterior a la fecha de presentación de la Propuesta.	
T1	5.45421	El rendimiento hasta el vencimiento: (expresado en forma porcentual) de los Bonos de Tesorería de los Estados Unidos de América (Treasury Bonds) a 10 años de plazo, cuyo vencimiento sea más distante en el tiempo de acuerdo con la cotización de Bloomberg Service, o en su defecto de Reuters Service al cierre del quinto Día Hábil Bancario inmediato anterior a la Fecha de Inicio.	
F	0.1171070	Factor de ajuste del cargo fijo de capacidad	
KC	237.828	Capacidad Neta Demostrada [kW]	
CFOMmtm	0.3198	Componente Fijo de los materiales en el cargo Fijo de Op. Y Mantto. en Pesos para el mes "m" segun la Propuesta (Pesos/KW-mes)	
INPPm/o	1.428700	Cociente del Índice Nacional de Precios Productor Sin Crudo de Exportación Mas Servicios de Mes que se factura y el mismo índice correspondiente al Mes de la presentación de la Propuesta [adimensional]	
INPPo	257.9580	Índice del mes de la presentación de la Propuesta	
INPPm	368.5390	Índice del mes que se factura	
CFOMdm	2.4096	Cargo Fijo de Ope. y Mantto. en dólares pero pagaderos en Pesos para el mes de acuerdo a la Propuesta (US\$/KW-mes)	
USPPm/o	1.1042	Cociente del Productor Price Index de USA del mes que se factura y el mismo índice correspondiente al mes de la presentación de la Propuesta.	
USPPo	123.8000	Índice del mes de la presentación de la Propuesta	
USPPm	136.7000	Índice del mes que se factura	
Tcp	10.4176	Tipo de cambio para solventar obligaciones en moneda extranjera vigente en la fecha de cierre del mes (Pesos/US\$)	
CFOMnom	1.5132	Componente Fijo de la mano de obra en los cargos fijos de Op. Y Mantto. en pesos para el Mes "m" segun la Propuesta (Pesos/KW-mes)	
IESm-1	1.813100	Índice del incremento acumulado de la mano de obra del mes anterior al que se factura.	
IESm	1.813100	Índice del incremento acumulado de la mano de obra al mes que se factura	
PDgm	0.96252	Promedio de disponibilidad garantizado para el mes que se factura.	

Análisis de la Apertura Eléctrica y de los Productores externos de Energía

ANEXO 4

DATOS BASICOS PARA VALIDAR LAS FACTURAS POR CONCEPTO DE CARGO FLOJO POR CAPACIDAD Y CARGO FLOJO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO Julio 2003

Nombre	Valor	Descripción
CFCam	8.2164250000	Cargo Fijo de Capacidad para el Mes "m" [US\$/KW-mes] ajustada segun Propuesta
CFcjm	7.5126	Cargo Fijo por capacidad en el Mes "m" segun la Propuesta [US\$/KW-mes]
T0	4.97421	El rendimiento hasta el vencimiento (expresado en forma porcentual) de los Bonos de Tesorería de los Estados Unidos de América (Treasury Bonds) a 10 años de plazo cuyo vencimiento sea más distante en el tiempo de acuerdo con la cotización de Bloomberg Service, o en su defecto de Reuters Service al cierre del quinto Día Hábil Bancario inmediato anterior a la fecha de presentación de la Propuesta.
T1	5.97424	El rendimiento hasta el vencimiento (expresado en forma porcentual) de los Bonos de Tesorería de los Estados Unidos de América (Treasury Bonds) a 10 años de plazo, cuyo vencimiento sea más distante en el tiempo de acuerdo con la cotización de Bloomberg Service, o en su defecto de Reuters Service al cierre del quinto Día Hábil Bancario inmediato anterior a la Fecha de Inicio.
F	0.1171070	Factor de ajuste del cargo fijo de capacidad
KC	237.828	Capacidad Neta Demostrada (KW)
CFOMntm	0.3198	Componente Fijo de los materiales en el cargo Fijo de Op. y Manto. en Pesos para el mes "m" segun la Propuesta. (Pesos/KW-mes)
INPpm/o	1.432200	Cociente del Índice Nacional de Precios Productor Sin Crudo de Exportación Mas Servicios de Mes que se factura y el mismo índice correspondiente al Mes de la presentación de la Propuesta [adimensional]
INPpm	257.9580	Índice del mes de la presentación de la Propuesta
INFPm	369.4460	Índice del mes que se factura
CFOMdm	2.3569	Cargo Fijo de Ope. y Manto. en dólares pero pagaderos en Pesos para el mes de acuerdo a la Propuesta (US\$/KW-mes)
USPPm/o	1.1147	Cociente del Productor Price Index de USA del mes que se factura y el mismo índice correspondiente al mes de la presentación de la Propuesta.
USPPm	123.8000	Índice del mes de la presentación de la Propuesta
USPPlm	138.0000	Índice del mes que se factura
TCp	10.4870	Tipo de cambio para solventar obligaciones en moneda extranjera vigente en la fecha de cierre del mes (Pesos/US\$)
CFOMmom	1.5132	Componente Fijo de la mano de obra en los cargos fijos de Op. y Manto. en pesos para el Mes "m" segun la Propuesta. (Pesos/KW-mes)
IESm-1	1.813145	Índice del incremento acumulado de la mano de obra del mes anterior al que se factura
IESm	1.813145	Índice del incremento acumulado de la mano de obra al mes que se factura.
PDGm	0.95347	Promedio de disponibilidad garantizado para el mes que se factura.

Glosario

Este trabajo emplea conceptos cuyo significado se describe a continuación:

Área de Control:

Es la entidad que tiene a su cargo el control y operación de un conjunto de centrales generadoras, subestaciones y líneas de transmisión dentro de un área geográfica determinada.

Autoabastecimiento:

Energía eléctrica destinada a satisfacer necesidades propias, con excedentes a disposición de CFE.

Centrales de Gas Ciclo Combinado:

Central productora de electricidad que comprende uno o varios generadores con turbina de gas, cuyos gases de escape alimentan una caldera que produce vapor haciendo funcionar un turbogenerador.

Cogeneración:

Energía eléctrica producida simultáneamente con vapor u otro tipo de energía térmica, o bien, energía eléctrica generada utilizando excedentes de energía térmica o combustibles producidos en otros procesos industriales, los excedentes de energía eléctrica se ponen a disposición de CFE, o se exportan.

Condiciones de Diseño de verano (CDV):

La eficiencia y capacidad efectiva de una Central depende de su situación geográfica, de las condiciones ambientales y de la composición del combustible utilizado. En promedio, las condiciones menos favorables para la operación de una Central generadora ocurren durante los meses de verano, es por ello que las variables de diseño se refieren a estas condiciones, como son: *Temperatura de Bulbo Seco, Presión Atmosférica, Poder Calorífico Inferior y Humedad Relativa.*

Construcción – Arrendamiento – Transferencia (CAT):

Esquema de arrendamiento financiero en donde un inversionista privado construye una central eléctrica que es arrendada por CFE. La operación de la central es realizada por CFE. Al término del periodo de arrendamiento la propiedad es transferida al organismo público.

Curvas de Corrección:

Son las curvas que reflejan condiciones ambientales actuales de las instalaciones a las Condiciones de Diseño de Verano (CDV).

Despacho Eléctrico:

Actividades relativas a la operación de la red nacional de transmisión y el mercado eléctrico.

Distribución:

Conducción de energía eléctrica en líneas de media y baja tensión.

Efecto invernadero:

Término que se aplica al papel que desempeña la atmósfera en el calentamiento de la superficie terrestre. La atmósfera es prácticamente transparente a la radiación solar de onda corta, absorbida por la superficie de la Tierra. Gran parte de esta radiación se vuelve a emitir hacia el espacio exterior con una longitud de onda correspondiente a los rayos infrarrojos, pero es reflejada de vuelta por gases como el dióxido de carbono, el metano, el óxido nitroso, los clorofluorocarbonos (CFC) y el ozono, presentes en la atmósfera. Este efecto de calentamiento es la base de las teorías relacionadas con el calentamiento global.

Fecha de Inicio:

Fecha en el que el productor notifica que ya ha obtenido recursos y que contará con los mismos para cumplir sus obligaciones, así como cuando ha iniciado las obras de construcción de la planta.

Fecha de Operación Comercial:

Es el día siguiente a la fecha en que la certificación inicial haya ocurrido y cuando el productor haya demostrado que las instalaciones están listas para la generación y que ha completado las pruebas de desempeño.

Generación:

Producción de energía eléctrica.

Importación / Exportación:

Importación para usos propios. Exportación de energía procedente de cogeneración, pequeña producción y producción independiente.

Monopolio Natural:

Actividad económica en la que la competencia es inconveniente, impráctica o de difícil realización. Su principal característica es que los costos promedio de una empresa son menores de los que podrían obtener varias de ellas.

Pequeña producción:

Proyectos cuya capacidad no excedan de 30 MW (en un área determinada) y con la totalidad de producción para su venta a CFE o para exportación. O bien, proyectos con capacidad hasta de 1 MW, con el total de su producción destinada a satisfacer pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan del servicio.

Probabilidad de pérdida de carga:

Valor esperado de que el sistema eléctrico presente una interrupción del servicio por falta de capacidad de generación.

Producción independiente:

Generación con capacidad mayor de 30 MW, destinada exclusivamente para exportación o venta a CFE, en cuyo caso el proyecto respectivo debe estar contemplado en los planes de expansión de CFE, estando ésta legalmente obligada a celebrar convenios con los permisionarios, con quien se pactará servicios por capacidad y compras de energía.

Producción Neta de Energía:

Es la energía eléctrica entregada por las Instalaciones en el Punto de Interconexión.

Productor Independiente de Energía:

Empresa de generación cuya producción de energía eléctrica está destinada a la venta a CFE, quedando ésta obligada a adquirirla en los términos y condiciones que se convengan.

Punto de Interconexión:

Punto de interconexión del Sistema de transmisión con el Sistema Eléctrico Nacional.

Red Eléctrica Nacional:

Empresa que tendrá concesionada la explotación de la red nacional de transmisión.

Red Nacional de Transmisión:

Conjunto de activos, tales como líneas eléctricas, subestaciones y demás equipos, a través de los cuales se llevaría a cabo la conducción de la electricidad vendida en el mercado.

Relatorio:

Es un documento oficial del CENACE en el cual el personal de turno asienta los eventos que ocurren en la operación del sistema eléctrico. Tiene por objeto evidenciar cada una de las acciones que se llevan a cabo durante la operación momento a momento del sistema eléctrico. Este documento se lleva en forma electrónica en el sistema de información para la administración, análisis y estudios.

Servicios de transmisión:

Los particulares podrán construir las líneas de transmisión que necesiten, o bien solicitar el servicio de CFE.

Sistema Eléctrico Nacional:

Es el sistema de instalaciones de transmisión, transformación y distribución de energía eléctrica de la Comisión, al cual se entregará la producción Neta de Energía en el punto de interconexión.

Transmisión:

Conducción de la electricidad a través de redes de alta tensión.

Variables cincominutales:

Cantidad a la que se asigna un valor en un intervalo de cinco minutos. Para cada una de las mediciones (presión atmosférica, temperatura de bulbo seco, humedad relativa, potencia, etc.) se otorga un valor para cada periodo cincominutal.