ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

PROCEDIMIENTO DE LIQUIDACIÓN DE LAS TRANSACCIONES EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE

INGENIERO

MENCIÓN POTENCIA

PÉREZ CRUZ SEGUNDO HERNÁN

DIRECTOR: ING. GABRIEL ARGÜELLO

Quito, agosto del 2001

DECLARACIÓN

Yo Segundo Hernán Pérez Cruz, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento

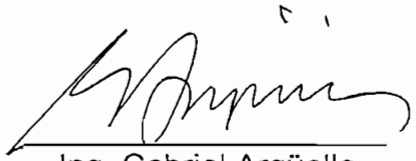
La Escuela Politécnica Nacional, puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la ley, Reglamento de propiedad intelectual y por la normatividad institucional vigente.

Segundo Hernán Pérez Cruz

Ingresado el 20-XII-05 Mesa CIE-2001-444

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el Sr. Segundo Hernán Pérez Cruz, bajo mi supervisión



Ing. Gabriel Argüello
DIRECTOR DEL PROYECTO

DEDICATORIA

Primero a Dios por haberme dado la vida y la fortaleza necesaria para realizar mi anhelado sueño, a mis padres que con entero sacrificio supieron entregar todo de sí para hacer de mí un hombre útil a la sociedad; a mis hermanos, a mis queridas esposa e hija quienes con su ternura, cariño y comprensión soportaron momentos de soledad.

AGRADECIMIENTO

« No importa el resultado final de nuestra educación, lo importante es el hecho de luchar día tras día, hora tras hora y al final sentir que eres uno de los hombres competentes de tu generación. »» Si el esfuerzo realizado para la culminación de este proyecto viene acompañado de la ayuda incondicional de personas que encuentras a tu paso, es menester sentir gratitud por ellos.

Es por tal razón que quiero expresar mis más sentidos agradecimientos a la Escuela Politécnica Nacional por las enseñanzas que he recibido de ella; a la Corporación Centro Nacional de Control de Energía; a la Empresa Eléctrica Regional Norte, "EMELNORTE S.A."; de una manera especial al Ing. Gabriel Arguello, al Ing. Fabián Novoa, al Ing. Antonio Campoverde y al Ing. Carlos Sotomayor por el apoyo incondicional recibido, a mis distinguidos maestros, quienes con nobleza y entusiasmo depositaron en mí sus bastos conocimientos.

INTRODUCCIÓN

INTRODUCCION

En los últimos años se han producido importantes cambios en la economía de varios países con el fin de parar la inflación y el déficit fiscal, uno de estos cambios es la descentralización y reducción del tamaño del Estado. Esta corriente modernizadora promueve la participación del sector privado en actividades que tradicionalmente se consideraban reservadas al Estado entre las cuales se incluye el sector eléctrico. Con el fin de permitir la realización de estos cambios, se han desarrollado marcos legales orientados a crear condiciones de competencia cuando ello sea posible y a regular las actividades de naturaleza monopólica. Los cambios llevados a cabo en los últimos años en el sector eléctrico de distintos países han tenido por objeto modificar la estructura del mismo, así de una propiedad estatal y de decisiones centralizadas, se está pasando a una participación privada en la propiedad de las empresas y a una gran descentralización. Los sistemas eléctricos de los países difieren en tamaño, importancia relativa de la generación hidroeléctrica, grado de electrificación y topología del sistema, en consecuencia es razonable esperar que se intente satisfacer los mismos objetivos con soluciones distintas.

En todos los casos se reconoce la existencia de tres negocios separados: generación, transmisión y distribución. Con el objeto de reducir las barreras a la entrada a la generación y a la comercialización de la energía eléctrica se han establecido en todos los países, las condiciones en las cuales el propietario otorga libre acceso a terceros mediante el pago de peajes y al uso de sus instalaciones tanto de transmisión como de distribución.

Es posible distinguir dos tipos de mercado a nivel de generación:

Mercado spot: en el cual se transan excedentes de generación con respecto a los compromisos de cada generador, con precios de la energía fijados en base a los costos marginales de producción.

Mercado de contratos: también denominado mercado a término, en el cual un generador, establece contratos de abastecimiento con los distribuidores.

ANTECEDENTES

En un comienzo, la electrificación en el Ecuador constaba de sistemas eléctricos de potencia aislados y manejados por los municipios de cada una de las provincias, la construcción de estos sistemas se realizaba sin normativas ni técnicas apropiadas, en el año de 1936 se inauguró Guangopolo, en 1928 el Municipio de Riobamba realiza un contrato con EMELEC, empresa americana que estuvo poco tiempo en esta provincia, luego se trasladaría a Guayaquil creando la Empresa Eléctrica EMELEC, aparecen también las generadoras de Guápulo, y los Chillos.

Mediante decreto Ley de Emergencia No. 24, del 23 de Mayo de 1961, se promulgó la primera Ley Básica de Electrificación, que creó el Instituto Ecuatoriano de Electrificación, INECEL, derogado más tarde por el Decreto Supremo No. 1042 de Septiembre de 1973, que puso en vigencia una nueva Ley Básica de Electrificación, la cual dio a INECEL personería jurídica y autonomía económica y administrativa. Dicha Ley facultó a INECEL a crear empresas eléctricas regionales para la distribución y comercialización de la energía.

El sector eléctrico ha venido operando de la siguiente manera: INECEL era responsable de la generación y transmisión a escala nacional como una entidad que producía y vendía en bloque la energía, y 19 empresas eléctricas regionales organizadas como sociedades anónimas.

INECEL con las regalías del petróleo que el Gobierno Ecuatoriano le adjudicó en 1970, que llegaron a USD 150 millones por año, recurso provenientes de las Agencias Multilaterales de Crédito de Bancos Privados y de Gobiernos amigos comienza a manejar un nuevo concepto de funcionamiento y concibe una economía de escala con una institución centralizada y distribuidores sectorizados, adoptando

un modelo verticalmente integrado en una forma natural, el cual establece leyes, normas y reglamentos.

Sin duda, el Instituto Ecuatoriano de Electrificación, INECEL, fue una de las instituciones más nobles y más fructíferas que ha tenido el país en los últimos 40 años, en el cual se concentraban todas las actividades como generación, transmisión, distribución, comercialización, electrificación rural. Incluyendo la planificación, la construcción, operación, mantenimiento, fiscalización, administración y control de las mismas, con un personal de obreros e ingenieros que realizaban una de las obras de infraestructura más colosales que haya conocido el país y de mayor contribución al desarrollo económico y social: El Sistema Nacional Interconectado de Generación y Transmisión que, junto al esfuerzo de las empresas de distribución, alcanzaron a electrificar al 95 % de las zonas urbanas y las 50 % de las zonas rurales.

Desgraciadamente, desde 1982, con los inicios del período democrático, se observa una mayor politización del sector con el consecuente deterioro de los precios y tarifas que se basan en costos de inversión históricos, que no tenían un costo real de servicio, y más bien èstas eran tasas que se incrementaban a conveniencia de los políticos de turno, no existía regulación externa ya que el sistema " se regulaba " así mismo, siendo juez y parte en el establecimiento de normas y en la fijación de precios.

La falta de recursos y de inversión difirió los proyectos tales como Mazar y Daule Peripa han provocado situaciones de déficit, baja confiabilidad, poca cobertura, exceso de pérdidas y deficiente servicio, lo que hace que el Sector Eléctrico Ecuatoriano se encuentre en una situación de grave crisis. La falta absoluta de responsabilidad en cuanto a los subsidios, la politización de la administración y la excesiva injerencia en las empresas Eléctricas son las causas primarias de la crisis.

Debido a estos síntomas internos de deterioro del sector eléctrico ecuatoriano y cambios en los esquemas constitucionales del sector eléctrico en varios países de América Latina, especialmente Chile, desde 1984, se vio la necesidad de buscar un nuevo esquema institucional que garantice el indispensable desarrollo eléctrico que requiere un país para su desarrollo. Así, se creó la Unidad de Desarrollo Institucional, que sólo alcanzó a visualizar algunas reformas internas para optimizar INECEL. No estaba claro, o al menos no había consensos respecto a la privatización. De hecho, desde 1988 hasta 1992, el gobierno no participaba del criterio privatizador y las reformas institucionales del sector eléctrico se limitaban al ámbito interno del INECEL.

Desde fines de 1992, se retoma el concepto de modernizar el Estado y se crea la base jurídica con la sanción de la Ley de Modernización. Desde entonces, los sucesivos gobiernos apoyan la modernización del sector eléctrico y los expertos de INECEL con el soporte financiero del Banco Mundial, preparan los primeros borradores de lo que luego, en Octubre de 1996, sería la Nueva Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

Sin duda, se trata de un cambio histórico, porque cambió radicalmente el Rol del Estado frente al sector eléctrico, se replegó sólo a las funciones de regulación y control y delegó toda la operatividad al sector privado.

La nueva ley de régimen del sector Eléctrico, LRSE, sancionada el 10 de octubre de 1996, concedió un plazo de 720 días para que INECEL se divida en 6 empresas de generación, tres hidroeléctricas y tres termoeléctricas, una de transmisión, todas éstas en el marco de la Ley de Compañías Privadas; y, cree el Centro Nacional de Control, CENACE, como una entidad de derecho privado, de alto nivel técnico y sin fines de lucro. De esta forma, la LRSE previó crear el nuevo esquema institucional del sector eléctrico, a partir del 1 de septiembre de 1999.

Lamentablemente, al 1 de Septiembre de 1999, no estuvieron integradas las empresas que sustituirían a INECEL y por tanto no se dio cumplimiento al mandato de la Ley. El Congreso Nacional, mediante una nueva Ley, la 99 – 14, se vio obligado a otorgar un plazo adicional e improrrogable de 180 días para dar cumplimiento a la LRSE.

Así, en esos 180 días se constituyeron las tres empresas de generación hidroeléctrica: Hidro Paute S.A., Hidro Agoyán S.A., e Hidro Pucará S.A.; las tres empresas de generación termoeléctrica: Termo Esmeraldas S.A., Electro Guayas S.A. y Termo Pichincha S. A.; la empresa de transmisión: Transelectric S. A. la Corporación Centro nacional de Control, CENACE, como una organización privada, responsable del manejo técnico y económico del Mercado Eléctrico Mayorista, MEM y el CONELEC como una institución Gubernamental regulatoria.

El 31 de marzo de 1999, culminó la vida jurídica de INECEL, y el 1 de Abril de 1999 se inició la operación del Nuevo Esquema Institucional del Sector Eléctrico en el Ecuador.

El desarrollo del Sector depende de la capacidad de conseguir inversión externa basada en el ahorro nacional e internacional y la disponibilidad de financiamiento. El Estado ecuatoriano no dispone de recursos económicos para invertir en la expansión, por lo que se hace necesario establecer un nuevo régimen del sector eléctrico, que establezca un nuevo marco legal.

OBJETIVO

El Sistema Eléctrico Ecuatoriano se encuentra en un proceso de transformación, de un modelo estatal centralizado y monopólico a un sistema segmentado y regulado en el que se establece un Mercado Eléctrico Mayorista – MEM, en el que se efectuarán transacciones técnico – económicas en un marco competitivo, La competencia se realiza entre Agentes, que son las empresas de Generación, las de Distribución y los Grandes Consumidores, Estos Agentes se vinculan a través de la Empresa de Transmisión. La modificación esencial es el proceso de liquidación horaria de transacciones entre los agentes del MEM en base del costo marginal instantáneo de corto plazo de las transacciones que se realizan en el mercado spot y las correspondientes del mercado a término que configuran los dos tipos de transacciones en el MEM. La fijación de los precios en el MEM, serán calculados en un punto geográfico denominado ¨ Barra de Mercado ¨ y el precio en cada nodo de la red de transmisión será fijado por medio del factor de nodo.

ALCANCE

Mediante el procedimiento obtenido a partir de la forma de establecer las liquidaciones en el MEM derivado de la Reglamentación de Mercado, es necesario conformar un proceso o programa de computación que procese la información horaria proveniente del Sistema de Medición Comercial, y determine en términos mensuales el valor de la factura que deben pagar los Distribuidores, Grandes Consumidores y si es el caso de los Generadores y aquellos que deban pagarse a los Generadores, así como la remuneración al transportista.

La liquidación toma en cuenta los cargos por energía, cargos por potencia, servicios de reserva fría, rodante, control de frecuencia, inflexibilidades, restricciones, penalizaciones, etc.

ÍNDICE

CAPITULO I 1
1 ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO 1
1.1 EL CONELEC 2
1.2 EL CENACE 2
1.2.1 MISIÓN DEL CENACE 3
1.3 AGENTES DE GENERACIÓN 4
1.4 EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISIÓN, TRANSELECTRIC 8
1.5 AGENTES DE DISTRIBUCIÓN 10
1.6 GRANDES CONSUMIDORES 11
1.7 RESTRICCIONES DEL MEM 11
1.8 SECTOR ELÉCTRICO DEL ECUADOR SITUACIÓN ACTUAL, PERSPECTIVAS Y PROPUESTAS 12
1.8.1 MODERNIZACIÓN 12
1.8.2 LA EFICIENCIA EN EL SECTOR ELÉCTRICO 13
1.8.3 EVOLUCIÓN DEL PRECIO DE VENTA DE LA ENERGÍA 14
1.8.4 COMPONENTES DE LA TARIFA 14
1.8.5 LAS INEFICIENCIAS DE LAS EMPRESAS NO SE TRASLADAN A LA TARIFA 15
1.8.6 INCIDENCIA DE LOS PRECIOS DE COMBUSTIBLES EN LA TARIFA 16
1.8.8 IMPORTACIÓN DE COMBUSTIBLES 17
1.8.9 LAS DEUDAS 17
1.8.10 CRISIS ECONÓMICA NACIONAL 17

CAPITULO II 19
2 EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA EN EL ECUADOR 19
2.1 DESPACHO ECONÓMICO CONSIDERANDO PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN 21
2.1.1 CURVAS DE COSTO, CONSUMO ESPECÍFICO Y CONSUMO INCREMENTAL 24
2.2 SISTEMA NODAL PARA LA DETERMINACIÓN DE PRECIOS MARGINALES 26
2.2.1 BARRA DE MERCADO O NODO DE REFERENCIA 27
2.2.2 ANÁLISIS DE LA SELECCIÓN DE LA BARRA DE MERCADO Y EL CENTRO DE CARGA DEL SISTEMA. 27
2.3 LOS PRECIOS MARGINALES NODALES NO CAMBIAN CON EL CAMBIO DE LA BARRA DE REFERENCIA 30
2.4 CÁLCULO DE FACTORES NODALES AL CAMBIAR LA REFERENCIA 31
2.5 DEFINICIONES REGLAMENTARIAS 32
2.5.1 FACTOR DE NODO 32
2.5.2 BARRA DE MERCADO Y PRECIO NODAL DE LA ENERGÍA 33
2.5.3 ENERGÍA FIRME 34
2.5.4 POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICIÓN. 34
2.5.4.1 Cálculo de la Potencia Remunerable para la Demanda Máxima 35
2.5.4.2 Cálculo de la Potencia Remunerable para la Reserva Técnica 35
2.5.5 RESERVA ADICIONAL DE POTENCIA Y RESERVA PARA REGULACIÓN DE FRECUENCIA 36
2.5.6 PRECIO UNITARIO DE POTENCIA PARA REMUNERACIÓN Y COSTOS DE ARRANQUE Y PARADA 37
2.5.7 CARGO EQUIVALENTE DE ENERGÍA 37
2.5.8 RESTRICCIONES OPERATIVAS 38
2.6 TRANSACCIONES EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA 39
2.7 MERCADO OCASIONAL 40
2.7.1 COSTO MARGINAL 41
2.7.2 ENERGÍA 41
2.7.3 POTENCIA ACTIVA 42
2.8 CONTRATOS A PLAZO 43
2.8.1 CUMPLIMIENTO DE LOS CONTRATOS A PLAZO 44
2.8.2 ASPECTOS A OBSERVARSE 45
2.9 IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN 46
2.10 INFORMACIÓN NECESARIA PARA TRANSACCIONES 46
2.10.1 INFORMACIÓN DE DISTRIBUIDORES Y GRANDES CONSUMIDORES 46
2.10.2 INFORMACIÓN DE LOS GENERADORES 46
2.11 CONTROVERSIAS O INCUMPLIMIENTO DE OBLIGACIONES 47
2.12 EVALUACION DE LAS PERDIDAS DE TRANSMISION 48

2.12.1 FLUJOS DE CARGA AC (NEWTON - RAPHSON) 48
2.12.2 Flujos de Carga DC 50
2.13 FACTORES DE NODO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA 51
2.13.1 FACTORES DE NODO OBTENIDOS DIRECTAMENTE DE UN FLUJO AC. 52
2.13.2 FACTORES DE NODO OBTENIDOS DIRECTAMENTE DE UN FLUJO DC. 52
2.13.3 FACTORES DE NODO OBTENIDOS POR EL MÉTODO DEL JACOBIANO (NEWTON RAPHSON DESACOPLADO RÁPIDO) 53
2.13.4 FACTORES DE NODO PROMEDIO PONDERADOS 54
2.13.5 FACTORES DE NODO PONDERADOS POR BANDAS HORARIAS 55
2.13.6 FACTORES DE NODO PONDERADOS DE DISTRIBUIDORES 56
2.14 ANÁLISIS DE FACTORES DE NODO EN D. C. 57
2.15 PRECIO DE LA ENERGÍA 61
2.16 PÉRDIDAS 62

CAPITULO III 64
3.- PROCEDIMIENTO PARA LAS TRANSACCIONES EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA 64
3.1 REMUNERACIÓN A GENERADORES 65
3.1.1 REMUNERACIÓN POR ENERGÍA 65
3.2 PAGO DE LOS DISTRIBUIDORES 71
3.2.1 PAGO POR ENERGÍA 71
3.3REMUNERACIÓN VARIABLE POR TRANSPORTE DE ENERGÍA 76
3.3.1 REMUNERACIÓN VARIABLE AL TRANSMISOR EN EL MERCADO OCASIONAL 77
3.3.2 REMUNERACIÓN VARIABLE AL TRANSMISOR EN EL MERCADO DE CONTRATOS 78
3.4 RESTRICCIONES E INFLEXIBILIDADES OPERATIVAS 84
3.4.1 GENERACIÓN OBLIGATORIA 84
3.4.1.1 Por Confiabilidad y Seguridad del Sistema 84
3.4.2.1 Por Cobertura De Demanda 85
3.4.2 GENERACIÓN FORZADA 85
3.4.2.1 Por Restricciones En La Red 85
3.4.2.2 Por Calidad De Servicio 85
3.4.3 GENERACIÓN INFLEXIBLE 85
3.4.4 GENERACIÓN NO SOLICITADA 86
3.5 COVERTURA DE LOS SOBRECOSTOS 86
3.5.1 GENERACIÓN OBLIGATORIA 86
3.5.2 GENERACIÓN FORZADA 86
3.5.3 GENERACIÓN INFLEXIBLE 87
3.5.4 GENERACIÓN NO SOLICITADA 87
3.6 SOBRECOSTOS 87
3.7 PAGO DE LOS GENERADORES EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA 90
3.7.1 ENERGÍA COMPRADA EN EL MERCADO OCASIONAL PARA 90
CUMPLIR CON LOS CONTRATOS 90
3.7.2 PAGO DE LOS GENERADORES POR CONSUMO DE AUXILIARES 91
3.8 ENERGÍA GENERADA POR PRUEBAS 91
3.9 ENERGÍA GENERADA SIN AUTORIZACIÓN DEL CENACE 92
3.10 REMUNERACIÓN A DISTRIBUIDORES EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA 92
3.10.1 EXCEDENTES DE ENERGÍA DE LOS DISTRIBUIDORES O GRANDES CONSUMIDORES EN EL MERCADO OCASIONAL 92
3.11 LIQUIDACION DE LAS TRANSACCIONES DE POTENCIA RELATIVAS A LA PRPD 93
3.11.1 CONSIDERACIONES PARA EL PROCESO DE LIQUIDACIÓN DE LA PRPD 94
3.11.2 LIQUIDACIÓN DE LA POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICIÓN (PRPD) A PLANTA HIDROELÉCTRICAS Y UNIDADES TURBO-VAPOR 95
3.11.3 LIQUIDACIÓN DE LA POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICIÓN (PRPD) A UNIDADES TERMOELÉCTRICAS EXCEPTO TURBO - VAPOR 97
3.12 LIQUIDACIÓN A GENERADORES REEMPLAZANTES POR PRPD 98
3.12.1 LIQUIDACIÓN A GENERADORES REEMPLAZANTES CUANDO EXISTE GENERADORES INDISPONIBLES POR MANTENIMIENTOS PROGRAMADOS 98

3.12.2 **LIQUIDACIÓN A GENERADORES POR PRPD CUANDO TIENEN SALIDAS FORZADAS, MANTENIMIENTOS EMERGENTES, FUERZA MAYOR O CASO FORTUITO.** 99
3.13 LIQUIDACIÓN DE LA POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICIÓN (PRPD) EN LA VERIFICACIÓN DE LA DISPONIBILIDAD DE GENERADORES. 100
3.14 INCREMENTO DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN 101
3.15 LIQUIDACIÓN DE LA RESERVA ADICIONAL DE POTENCIA (RA) 102
3.16 REGULACIÓN DE FRECUENCIA 103
3.16.1 **LIQUIDACIÓN DE LA REGULACIÓN DE FRECUENCIA PRIMARIA.** 104
3.16.2 **LIQUIDACIÓN DE LA REGULACIÓN DE FRECUENCIA SECUNDARIA** 107
3.17 INCUMPLIMIENTOS. 108
3.18 LIQUIDACIÓN DE ARRANQUE – PARADA 109
3.19 CARGO EQUIVALENTE DE ENERGÍA 110
3.19.1 **REQUERIMIENTOS DE INFORMACIÓN.** 111
3.19.2 **CÁLCULO DEL CARGO EQUIVALENTE DE ENERGÍA** 111
3.19.3 **COBRO A LOS DISTRIBUIDORES Y GRANDES CONSUMIDORES POR POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICIÓN, REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA Y COSTOS DE ARRANQUE – PARADA** 113
3.20 PAGO DE LOS AGENTES AL TRANSMISOR POR LA TARIFA DE TRANSMISION. 113
3.20.1 **DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA MÁXIMA NO COINCIDENTE.** 113
3.20.2 **DETERMINACIÓN DE LOS PAGOS DE CADA AGENTE DISTRIBUIDOR Y GRAN CONSUMIDOR** 114
3.20.3 **REMUNERACIÓN A LA TARIFA DE TRANSMISIÓN POR TARIFA FIJA** 115

CAPITULO IV 116
4 AUTOMATIZACION DEL SISTEMA COMERCIAL..... 116
4.1 SISTEMA DE MEDCIÓN COMERCIAL 117
4.2 CODIFICACIÓN DE LOS AGENTES DEL MEM 118
4.2.1 CONSIDERACIONES GENERALES PARA LA CODIFICACIÓN. 119
4.2.2 ALCANCE DE LA CODIFICACIÓN 120
4.2.3 CODIFICACIÓN DE GENERADORES 120
4.2.4 CODIFICACIÓN DE DISTRIBUIDORES Y GRANDES CONSUMIDORES 123
4.2.5 CODIFICACIÓN DE IMPORTADORES Y EXPORTADORES. 124
4.2.6 CODIFICACIÓN DE LA UBICACIÓN DE LOS NODOS DE INTERCAMBIO Y DE LOS DE INTERCONEXIÓN 125
4.2.7 SUBESTACIONES DE TRANSFORMACIÓN 125
4.3 BASE DE DATOS 132
4.3.1 CÓMO INICIAR UNA SESIÓN 132
4.3.2 INGRESO / ACTUALIZACIÓN 133
4.3.2.1 Agentes del MEM 137
4.3.2.2 Datos CONELEC 139
4.3.2.3 Asignación de los FN 140
4.3.2.4 Importación de Datos 140
4.3.2.5 Salir 140
4.3.3 USUARIOS 140
4.3.3.1 Registrar usuarios 141
4.3.3.2 Cambiar la contraseña de usuarios 145
4.3.3.3 Parámetros 146
4.3.3.4 Modificar contraseña parámetros 148
4.3.4 LIQUIDACIÓN 149
4.3.4.1 Por Energía: 149
4.3.4.2 Por Potencia 154
4.3.4.3 Mantenimientos 157
4.3.5 FACTURAR 165
4.3.6 CONSULTAS 172
4.3.7 REPORTES 173
4.3.7.1 Reporte Diario 173
4.3.7.2 Reporte acumulado 174
4.3.7.3 Reporte diario de RPF 175
4.3.7.4 Facturas 176

CAPITULO V 178
5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 178
5.1 CONCLUSIONES 178
5.2 RECOMENDACIONES 181
5.3 BIBLIOGRAFIA 183
5.4 DIRECCIONES DE INTERNET VISITADAS 185

CAPÍTULO I

CAPITULO I

1 ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO

El sector eléctrico nacional se encuentra estructurado de la siguiente manera:

a.- El Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.
b.- El Centro Nacional de Control de Energía, CENACE.
c.- Las Empresas Eléctricas Concesionarias de Generación;
d.- Las Empresas Concesionaria de Transmisión; y,
e.- Las Empresas Eléctricas Concesionarias de Distribución y Comercialización

En general, el nuevo sector eléctrico se ha organizado sobre la base de la división vertical de actividades de generación, transporte y distribución, así como la desagregación horizontal de la generación. Cada actividad permite un grado de desregulación en la posibilidad de que los precios resulten del libre juego de oferta y demanda. La generación es potencialmente competitiva, la transmisión y distribución son consideradas monopolios naturales, la comercialización a usuario final también es considerada competitiva. Así se configura un mercado competitivo de generación, demanda libre para elegir a su suministrador y monopolios naturales regulados para las redes de transporte y distribución para las que se define un régimen tarifario vinculado con la calidad de servicio de contratos de concesión

[12] << Este cambio que se operó en el ámbito del sector eléctrico fue, sin duda, de gran significación, pues implicó la introducción de reformas constitucionales que le dieron operatividad a los cambios legales que comenzaron a introducirse desde la vigilancia de la Ley de Modernización. La Nueva ley de Régimen del Sector Eléctrico, vigente desde octubre de 1996, cambió radicalmente el rol del Estado frente al Sector Eléctrico.

Mientras la Ley Básica de Electrificación de 1961 y sus reformas hasta 1973 establecían que la electrificación es una función privativa del Estado y que la ejercía a través del Instituto Ecuatoriano de Electrificación; INECEL, cuya vida jurídica culminó el 31 de marzo de 1999, esta nueva Ley, transfirió al sector privado todos los aspectos operativos de la actividad eléctrica, como la

producción, transmisión y distribución, y se reservó únicamente las funciones de regulación, control, fijación de precios, planificación indicativa; administración de concesiones y otras facultades propias de los entes reguladores.

1.1 EL CONELEC

En las transformaciones del Mercado Eléctrico Mayorista el Estado cambia su rol pero no puede desatender su control y regulación en beneficio de la sociedad por lo que mediante la LRSR, se crea el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, como la persona jurídica de derecho público, encargada, en representación del estado, de todas las actividades de regulación y control. En forma expresa se le prohíbe ejercer actividades empresariales.

Sus facultades y funciones son: elaborar el Plan de Electrificación el mismo que tiene carácter indicativo para el sector privado y obligatorio para el sector público; preparar toda la reglamentación que se requiere para la aplicación de la LRSE; aprobar los pliegos tarifarios para los servicios regulados de transmisión y los consumidores finales de distribución; dictar las regulaciones para el funcionamiento del Mercado Eléctrico mayorista, MEM, administrado por el CENACE; emitir las normas necesarias para el funcionamiento del transmisor y de los distribuidores; dictar las normas que garanticen la libre competencia de los generadores; elaborar las bases para el otorgamiento de las concesiones y promover los procesos de selección para el otorgamiento de tales concesiones; resolver la intervención, prórroga, caducidad o reemplazo de las concesiones; regular la aplicación de las sanciones. Y en general, precautelar la seguridad e intereses nacionales.

1.2 EL CENACE

La creación del CENACE fue prevista por la LRSE, en su capítulo V, Art.22, como una Corporación Civil de derecho Privado, de carácter eminentemente técnico y sin fines de lucro, cuyos miembros son todas las empresas de generación, transmisión, distribución y los grandes consumidores.

La función global, de conformidad con el Art. 23 de la LRSE, es la de administrar las transacciones técnicas y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista, MEM, de conformidad con las regulaciones del CONELEC.

Para cumplir con su misión el CENACE requiere una gran participación de los actores del mercado, quienes le deben informar de sus planes de producción, mantenimiento, pronósticos de su demanda de energía y potencia en el corto plazo; y, toda la información técnica económica necesaria para el despacho. El CENACE, es responsable, en consecuencia, de la coordinación en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado, en condiciones de operación normal y de contingencia, precautelando las condiciones de seguridad y calidad que determina el CONLEC. Una de las funciones más delicadas del CENACE, es la de asegurar la transparencia y equidad de las decisiones que adopte y para ello ha sido necesario mantener un equipo de ingeniería del más alto nivel y prestigio del País.

Mediante acuerdo Ministerial no. 151 del 5 de octubre de 1998, el Ministerio de Energía y Minas expidió el Estatuto de la Corporación, Centro Nacional de Control de Energía, CENACE; organismo previsto en la LRSE y el 25 de enero de 1999 se iniciaron oficialmente sus actividades con la primera Sesión y constitución del Directorio.

1.2.1 MISIÓN DEL CENACE

El artículo 23 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, al establecer la función global señala que el Centro Nacional de Control de Energía tendrá a su cargo la Administración de las Transacciones Técnicas y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), debiendo, para el efecto precautelar las condiciones de seguridad de operación del Sistema Nacional Interconectado y responsabilizándose por el abastecimiento de energía al mercado, al mínimo costo posible, preservando la eficiencia global del sector y creando condiciones de mercado para la comercialización de la energía eléctrica por parte de las Empresas Generadoras, sin ninguna discriminación entre ellas y facilitándoles el acceso al sistema de transmisión.

En cuanto se refiere a las funciones específicas; el Art. 24 de la misma Ley, señala que corresponde al Centro Nacional de control de Energía, CENACE, recabar de todos los actores del Mercado Eléctrico Mayorista, sus planes de producción y mantenimiento así como sus pronósticos de la demanda de potencia y energía de corto plazo; informar del funcionamiento del MEM y suministrar todos los datos que requiera el CONELEC; coordinar en tiempo real la operación del Sistema Nacional Interconectado, tanto en coordinación de operación normal como de contingencia, atendiéndose a los criterios y normas de seguridad y calidad que determinen las regulaciones del CONELEC; ordenar el despacho de los equipos de generación para atender la demanda al mínimo costo marginal horario de corto plazo de todo el parque de generación; controlar que la operación de las instalaciones de generación se efectúen sujetándose estrictamente a su programación; asegurar la transparencia y equidad de las decisiones que adopte y coordinar los mantenimientos de las instalaciones de generación distribución y transmisión, así como las situaciones de racionamiento eléctrico que se puedan producir.

1.3 AGENTES DE GENERACIÓN

Los generadores operan sus empresas por su propia cuenta, asumiendo los riesgos comerciales inherentes a su negocio, bajo los principios de transparencia, libre competencia, eficiencia, y de acuerdo con las regulaciones del CONELEC.

En el mercado eléctrico nacional interactuaron 11 empresas de generación de energía eléctrica.

Una breve descripción de cada una de estas empresas es la siguiente:

i) HIDROPAUTE

La Empresa de Generación HIDROPAUTE, dispone de una capacidad instalada de 1075 MW, en 10 unidades, de las cuales, las Fases A y B, disponen de 5

unidades de una capacidad de 100 MW cada una, y la Fase C, de 5 unidades de 115 MW cada una.

La capacidad de embalse de Amaluza es de 85 millones de m^3 de volumen bruto, con un volumen útil de 52 millones de m^3, equivalente a una disponibilidad de energía útil almacenada de 83 GWh, con un factor de productividad máximo de 1.58 kWh /m^3. El embalse es de regulación semanal.

ii) HIDROPUCARÁ

La Empresa de Generación HIDROPUCARÁ tiene capacidad instalada de 70 MW, en 2 unidades de 35 MW. Dispone de un embalse de regulación estacional de una capacidad bruta de 100 millones de m^3, con un volumen útil de 80 millones de m^3, equivalente a una energía útil almacenada de 80 GWh, con un factor de productividad máxima de 1.003 kWh/m^3.

iii) HIDROAGOYAN

La Empresa de Generación HIDROAGOYAN dispone de una central hidroeléctrica de 160 MW de capacidad instalada, en dos unidades de 80 MW. Dispone de un embalse de regulación horaria de un volumen bruto de 1.85 millones de m^3, y un volumen útil de 0.76 millones de m^3. Con un factor de productividad de 0.35 kWh/m^3.

iv) HIDRONACION

HIDRONACION es una empresa generadora propietaria de la central Marcelo Laniado, con una capacidad instalada de 213 MW, en tres unidades de 71 MW cada una. Disponible de un embalse de regulación plurianual, de 5430 millones de m^3 de volumen bruto y un volumen útil de 3280 millones de m^3, equivalente a una energía útil almacenada de 463 GWh, con un factor de productividad máximo de 0.141 kWh / m^3.

v) ELECTROGUAYAS

La Empresa de Generación ELECTROGUAYAS está ubicada en el área de Guayaquil dispone de 3 centrales termoeléctricas con una capacidad instalada de 391 MW: Gonzalo Zevallos, con dos unidades a vapor de 73 MW cada una y una unidad a gas de 20 MW. Trinitaria con una unidad a vapor de 133 MW y Dr., Enrique García con una unidad a gas de 92 MW.

vi) ELECTROECUADOR

Dispone de una potencia instalada en generación termoeléctrica de 224 MW, en 12 unidades. En unidades a vapor 66 MW y en unidades a gas, 158 MW.

vii) TERMOPICHINCA

La Empresa de Generación Pichincha ubicada en el área de Quito, dispone de dos centrales termoeléctricas con una potencia instalada de 82 MW: Guangopolo con 6 unidades a combustión interna de 5,2 MW cada una y Santa Rosa con 3 unidades a gas de 17 MW cada una.

viii) TERMOESMERALDAS

TERMOESMERALDAS Dispone de una unidad a vapor de 132 MW de potencia instalada, pero se encuentra actualmente restringida a 125 MW.

ix) ELECTROQUIL

La Empresa de Generación ELECTROQUIL, ubicada en la ciudad de Guayaquil, dispone de una potencia instalada de 171 MW en cuatro unidades.

Tiene dos contratos PPA firmados con el Estado de 60 meses de duración que finalizarán en mayo del 2001 y junio del 2002.

x) ECUAPOWER

La Empresa ECUAPOWER dispone de 3 unidades de generación a gas con una potencia garantizada de 130MW, ubicadas en Santo Domingo (dos unidades) y en la Península de Santa Elena (una unidad). De acuerdo a lo informado por el CONELEC, a partir del 1ero. de febrero del 2000, mientras dure el período de transición y se formalice el respectivo Contrato de Concesión, actuará como Agente del Mercado.

xi) ELECAUSTRO

La Empresa Generadora del Austro ELECAUSTRO, dispone de generación hidroeléctrica y termoeléctrica, con una potencia disponible total de 59 MW: 38.4 MW hidráulicos y 20.6MW termoeléctricos. En generación hidroeléctrica dispone de 4 unidades en Saucay y 6 unidades en Saymirín, y en generación termoeléctrica de 4 unidades en El Descanso (unidades de combustión interna que consumen bunker y diesel) y 6 unidades en Monay (unidades de combustión interna que consumen diesel).

La oferta de generación de energía eléctrica de las empresas de distribución que aún no han culminado su proceso de escisión, asciende a 305.38 MW.

Así la oferta eléctrica, al 31 de marzo del año 2000, asciende a 3005.98 MW de acuerdo al siguiente resumen:

Empresas	Hidráulicas (MW)	Termoeléctricas (MW)	Total (MW)
Agentes del MEM	1556,8	1143,8	2700,6
E.E. no escindidas	101,23	204,15	305,38
Total	1658,03	1347,95	3005,98

1.4 EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISIÓN, TRANSELECTRIC

Mediante el pago del peaje regulado por el CONELEC, el transmisor está obligado a permitir el libre acceso de los generadores, distribuidores y grandes consumidores. Su expansión, según la Ley, está definida en los planes preparados y aprobados por el CONELEC.

La Empresa Nacional de Transmisión, TRANSELECTRIC, que interconecta a las empresas de generación con las empresas de distribución, administra un sistema que tiene las siguientes características:

Longitud de líneas de 200	kV	2021.6 km	
Longitud de líneas de 138	kV	2014.3 km	
8 Subestaciones de 230	kV	1459	MVA/FA
24 Subestaciones de 138	kV	1669	MVA/FA

De la capacidad total de las Subestaciones, se puede concluir que el Sistema Nacional de Transmisión, no está en capacidad de atender toda la demanda eléctrica nacional, sin embargo se la atiende, debido a que las centrales de generación de las Empresas de Distribución que no han culminado su proceso de escisión, alimentan el mercado sin utilizar el Sistema Nacional de Transmisión.

De lo anterior se puede deducir, que es indispensable expandir el Sistema de Transmisión. Los estudios de detalle realizados en las zonas de Quito, Guayaquil, Manabí y El Oro, demuestran restricciones muy importantes en materia de Subestaciones.

A continuación se puede observar el esquema del Sistema Nacional de Transmisión que administra TRANSELECTRIC.

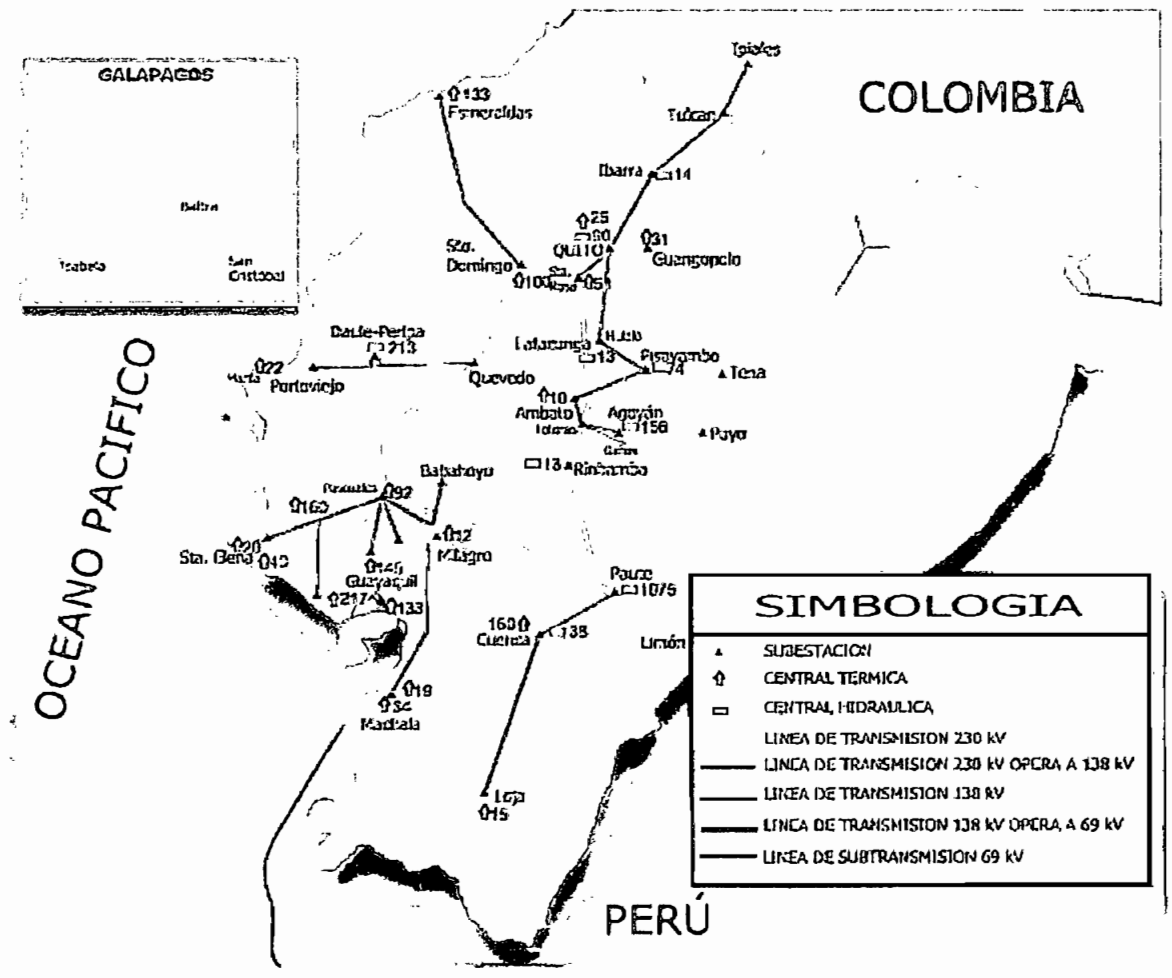
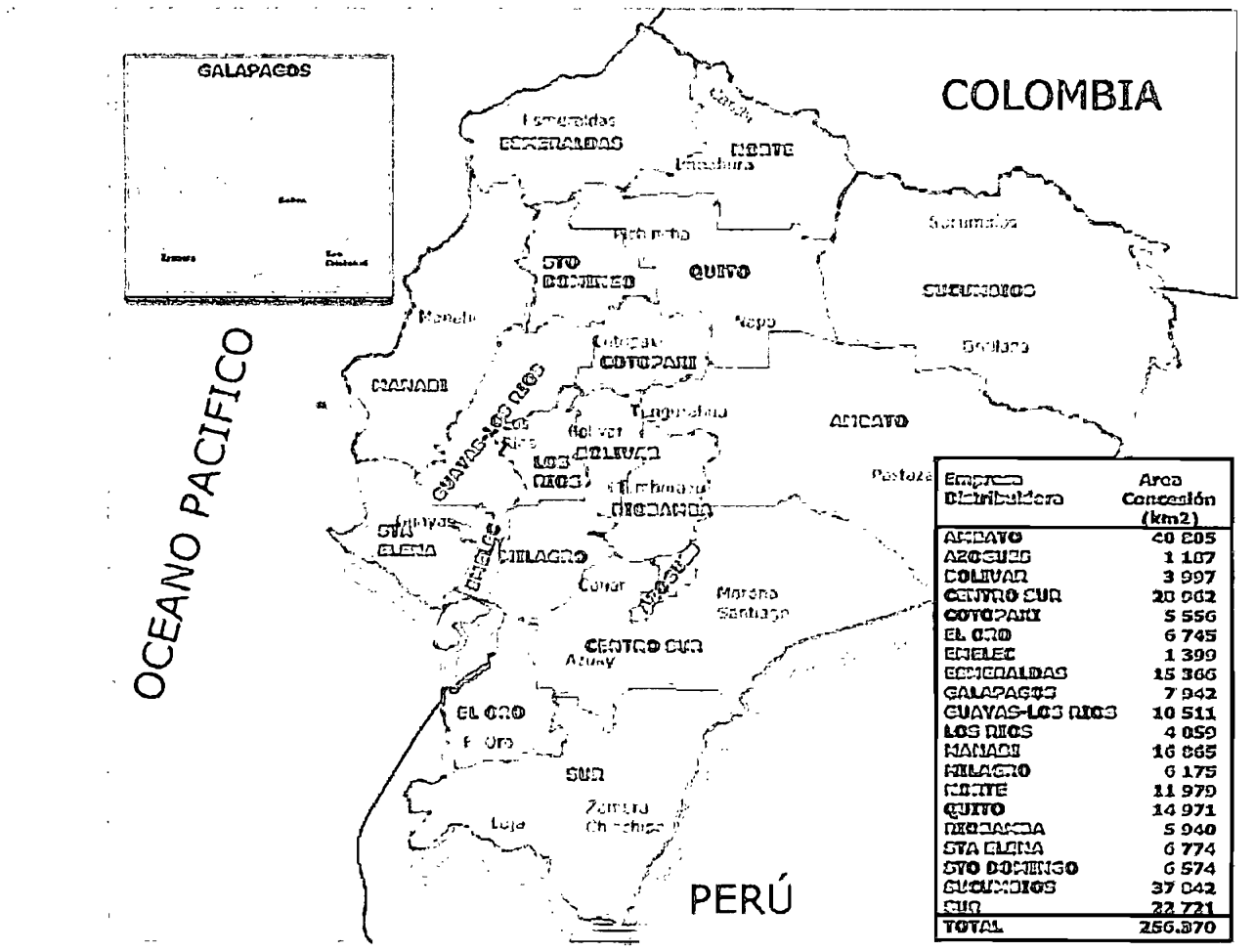


Fig. # 1.1

Sistema Nacional Interconectado

1.5 AGENTES DE DISTRIBUCIÓN

Las empresas de Distribución, conformadas como Sociedades Anónimas, operan en sus respectivas Áreas de Concesión en los términos de los contratos otorgados por el CONELEC. Están prohibidas de generar o transmitir electricidad, salvo las excepciones establecida en la Ley.



Empresa Distribuidora	Area Concesión (km2)
ANDATO	40 205
AZOGUES	1 107
COLIVAR	3 997
CENTRO SUR	20 062
COTOPAXI	5 556
EL ORO	6 745
ENELEC	1 399
ESMERALDAS	15 366
GALAPAGOS	7 942
GUAYAS-LOS RIOS	10 511
LOS RIOS	4 059
MANABI	18 865
MILAGRO	6 175
NORTE	11 979
QUITO	14 971
RIOBAMBA	5 940
STA ELENA	6 774
STO DOMINGO	6 574
SUCUMBIOS	37 042
SUR	22 721
TOTAL	256.870

Fig. # 1.2
Empresas de Distribución y áreas de concesión

1.6 GRANDES CONSUMIDORES

Aún no se ha desarrollado el mercado de los grandes consumidores. El CONELEC ha calificado a empresas que por su nivel de consumidor eléctrico y las regulaciones vigentes, se consideran grandes consumidores como: Aglomerados Cotopaxi S.A., Congaseosas S.A., Acerías Nacionales del Ecuador S.A. ANDEC, Base Naval de Guayaquil, AGA S.A., Acerías del Ecuador C.A., ADELECA, Negocios Industriales Real S.A. 2 "NIRSA S.A.", KIMBERLY – CLARK (ECUAPAPEL S.A.), Empresa Papelera Nacional S.A., Estación de Bombeo de Chongón, Plasticos Industriales C.A. "PICA", Industrias Rocacem, Planta Cerro Blanco, y a dos empresas se les ha revocado su calificación Compañía Industrias Guapán S.A., Empresa Cantonal de Agua Potable y Alcantarillado de Guayaquil, ECAPAG.

Sin duda, a futuro, será necesario revisar las regulaciones que permitan al CONELEC, calificar como grandes consumidores a empresas con demandas menores. >> (Ver anexo B2)

1.7 RESTRICCIONES DEL MEM

Lamentablemente, todo el proceso de cambio de modelo para el funcionamiento del sector eléctrico, se dio en un período de restricciones en los ámbitos político, económico y social.

En lo político, sin duda, fue muy dura lucha que hubo de darse en el Congreso Nacional, para alcanzar el marco jurídico que hoy tenemos y que la experiencia de este primer año de funcionamiento del MEM, ha demostrado que aún hay algunos vacíos, que es necesario hacer algunas complementaciones y aclaraciones. En todo caso hay que reconocer que es lo mejor se pudo lograr frente a las restricciones políticas, puestas de manifiesto, en la falta de consensos

de líderes políticos que tienen una percepción distinta de los problemas y de sus soluciones.

En lo económico, los niveles de precios de la energía no son competibles con los costos; en lo social, la gran masa de ecuatorianos no está en capacidad de cubrir los costos reales del servicio eléctrico y es necesario diseñar una política de focalización de los subsidios y alcanzar los costos reales en forma gradual sobre todo para los consumidores de bajos ingresos. >>

1.8 SECTOR ELÉCTRICO DEL ECUADOR SITUACIÓN ACTUAL, PERSPECTIVAS Y PROPUESTAS

[11] << Los principios tarifarios que constan en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, establecen que la tarifa al consumidor final debe cubrir los costos de generación, transmisión y distribución de empresas tipo; principio que hasta la fecha no se han podido cumplir, por las diferentes circunstancias que han incidido, en la situación económica del país; lo que ha obligado a las autoridades del sector a definir un período de transición hasta alcanzar precios reales que permitan la aplicación exacta del modelo definido en la Ley.

El constante déficit tarifario ha producido un desbalance entre los ingresos y los egresos de las empresas del sector; situación que se agudizó en el año 1999; poniendo en riesgo incluso el suministro de energía y que en la actualidad tiende a agravarse debido a la incidencia de otros factores como el precio de los combustibles que se utilizan para la generación de energía eléctrica, que, impacta directamente en el costo del servicio.

1.8.1 MODERNIZACIÓN

La sustentabilidad del proceso de modernización del Sector Eléctrico, se basa en conseguir la más alta eficiencia posible y el ingreso de continuas inversiones privadas. Las tarifas deficitarias impiden cumplir este propósito.

La etapa final de la modernización corresponde a la venta de las acciones que tiene el Fondo de Solidaridad en las Empresas de Distribución, Generación y Transmisión. El objetivo es, no solamente, ingresar recursos al Fondo para obras de carácter social sino, fundamentalmente, hacer sustentable el desarrollo del sector.

El Ecuador no puede permitirse un fracaso en el proceso de modernización, consecuentemente debe sanearse financieramente al sector y establecerse un programa de ajuste tarifario estable y confiable.

1.8.2 LA EFICIENCIA EN EL SECTOR ELÉCTRICO

La eficiencia del sector eléctrico es fundamental para cumplir el objetivo de proveer energía suficiente con alta calidad y al menor costo. Esto se consigue, en la generación, consolidando el modelo de competencia, esto es que las inversiones se efectúen en centrales generadoras más eficientes que las actuales.

EL CENACE, responsable de la operación económica del sistema, efectúa el despacho de la generación instalada y disponible actualmente. La reducción del precio de generación solamente se puede lograr con inversiones en centrales más eficientes para lo cual es necesario el funcionamiento del modelo previsto en la Ley.

La eficiencia en la transmisión se fundamenta en la ejecución de un plan de expansión optimizado que permita la mejor utilización de la generación instalada. La falta de inversión en el sistema de transmisión durante los últimos años y la actual deficiencia de recursos financieros en el sector, ha obligado a la elaboración de un plan de expansión mínimo, necesario para mejorar la eficiencia en la transmisión y evitar potenciales restricciones de servicio.

La eficiencia en la distribución se fundamenta en tres factores: el adecuado uso de la inversión, reducción del nivel de pérdidas de energía y la utilización adecuada de la mano de obra, lo cual se puede obtener con una administración

profesional de calidad y sin injerencias políticas. Esta administración es la responsable de garantizar el flujo de recursos financieros hacia la generación y transmisión que requiere el normal funcionamiento de todo el sector.

1.8.3 EVOLUCIÓN DEL PRECIO DE VENTA DE LA ENERGÍA

En el mes de octubre de 1.998, el CONELEC estableció una tarifa real de 8.5 US¢/kWh; a esa fecha el precio de venta de la energía era 4.78 US¢/kWh. El CONELEC implementó un esquema basado en un ajuste inicial en enero de 1999 que elevó el precio de venta a 6.5 US¢/kWh, y mediante un sistema de ajustes mensuales pretendía alcanzar la tarifa real en el mes de octubre de 1999.

EL CONELEC realizó una nueva revisión y estableció una tarifa real de 8,24 US¢/kWh. Sin embargo, las continuas devaluaciones redujeron el precio de venta a 2.5 US¢/kWh, valor que se mantuvo hasta el mes de mayo del 2000.

EL CONELEC, a partir de Junio del 2000 estableció un mecanismo de ajuste tarifario, con un incremento inicial y un sistema de ajustes mensuales, que ha permitido que en el mes de Octubre se llegue a un precio de venta de 4.84 US¢/kWh, es decir, al mismo valor que se tenía dos años atrás.

Como resultado de esta realidad, el déficit tarifario para el sector eléctrico se calcula en 250 millones de dólares para 1999 y adicionalmente en 300 millones de dólares de enero a septiembre del 2000.

1.8.4 COMPONENTES DE LA TARIFA

La tarifa incluye los costos económicos de:

Generación: Representa el 55% de la tarifa real. El componente más importante en la estructura de costos es el precio de los combustibles utilizados en las centrales térmicas: diesel y fuel oil.

Transmisión: Representa el 8% de la tarifa real.

Distribución: Representa el 37% de la tarifa real. El 29% corresponde al costo de capital de las instalaciones y el restante 8%, a los costos de operación y mantenimiento, compuesto por mano de obra, equipos, materiales y suministros.

1.8.5 LAS INEFICIENCIAS DE LAS EMPRESAS NO SE TRASLADAN A LA TARIFA

La determinación de los costos de distribución asignados a la tarifa no reconoce las ineficiencias de las empresas (que en buena parte se reflejan en las pérdidas no-técnicas); ni los sobrecostos que puedan existir en rubros como mano de obra y materiales, y por lo tanto no son trasladados a los consumidores. Los costos de inversión aceptados son los mínimos requeridos para garantizar el suministro de servicio a los usuarios.

En el estudio tarifario correspondiente al año 2000, se reconocen pérdidas totales (incluyendo técnicas y no-técnicas) del 12.3% como promedio nacional, valor que es aceptable a nivel internacional, mientras que aquellas declaradas por las empresas distribuidoras están en el orden de 21.4%. Esto implica que las pérdidas que exceden del 12.3% no son trasladadas al usuario, sino que son asumidas por las distribuidoras.

En el año de 1999 las empresas de distribución obtuvieron un promedio de pérdidas de energía de 20.9%, un índice de 325 abonados por trabajador y pérdidas económicas por el valor de 100 millones de dólares. Trasladando índices de una gestión empresarial ideal para este año, considerando pérdidas de energía de 12% y un índice de 482 abonados por trabajador, las empresas de distribución hubieran obtenido como resultado de la gestión, con la misma tarifa asignada, pérdidas económicas de 56 millones de dólares.

Con esta información se establece que el costo de la ineficiencia en la distribución es de 0.5 US¢/kWh, valor que no ha sido incorporado en la tarifa real aprobada.

1.8.6 INCIDENCIA DE LOS PRECIOS DE COMBUSTIBLES EN LA TARIFA

La tarifa real de 8.24 US¢/kWh consideraba un precio de 18 dólares por barril de petróleo. Las ultimas medidas adoptadas mediante los decretos 432 de 25 de mayo y 501 de 14 de junio del 2000 que establecieron precios internacionales para los combustibles utilizados en la generación de energía eléctrica, han producido un notable incremento en el costo de producción de la generación.

El último estudio realizado por el CENACE para el período octubre 2000 septiembre 2001, consideró un precio internacional proyectado por el BNP PARIBAS OIL & PRODUCTS de alrededor de 23 dólares por barril de petróleo, determinado un incremento en el costo de la generación de 1.46 US¢/kWh.

Este incremento sumado al que se ha producido en los otros componentes, ubicaría la tarifa real sobre los 10 US¢/kWh.

En estas condiciones, de mantenerse el esquema de ajuste tarifarios vigente, el sector eléctrico tendría un déficit estimado en 420 millones de dólares para el período noviembre 2000 a octubre del 2001.

Esta situación podría ser aún más crítica, sí se considera que los precios del barril de petróleo que rigen en el mercado internacional en estos días, han superado los US$ 30 por barril si esta tendencia se mantiene.

1.8.8 IMPORTACIÓN DE COMBUSTIBLES

PETROECUADOR ha informado su resolución de no suministrar, diesel para el sector eléctrico, ni mantener el crédito de noventa días que venía concediendo, dejando la actividad de importación de diesel y el financiamiento bajo exclusiva responsabilidad de las empresas de generación.

Esta resolución hace más crítica la situación de las empresas de generación, puesto que éstas; a más de carecer de la infraestructura técnica y de la experiencia para el tratamiento de este tema, requerirán recursos financieros adicionales para adquirir directamente los combustibles en el mercado internacional, recursos de los que no disponen dada la situación deficitaria antes descrita.

1.8.9 LAS DEUDAS

Existen problemas adicionales relacionados con los pagos que deben realizar las empresas de transmisión y generación al Ministerio de Finanzas por concepto de la subrogación de las obligaciones de pago de la deuda externa adquiridas por el EX-INECEL (770 millones de dólares) y de las empresas distribuidoras al Mercado Eléctrico Mayorista (194 millones de dólares, hasta agosto del 2000).

En las actuales circunstancias, es imposible que las empresas puedan realizar dichos pagos.

1.8.10 CRISIS ECONÓMICA NACIONAL

La crisis económica que tuvo que soportar el país, no tiene precedentes en la historia nacional. Ante la falta de una planificación económica y social del Estado, reflejada en la ausencia de metas en el mediano y largo plazos, y el desencuentro de los líderes políticos; los gobiernos de los últimos 15 o 20 años,

se dedicaron a la solución de los problemas coyunturales, que si bien, alcanzaban algún tipo de solución al presente, dificultaban la solución del futuro nacional.

Así, el exceso de la deuda pública y consecuentemente, la imposibilidad de pagarla; el colapso del sector financiero, la semiparalización del sector productivo; el déficit fiscal, las altas tasas de interés etc. se tradujo, durante 1999, en una devaluación cercana al 300%, una inflación del 60%, deterioro de los salarios, deterioro de las tarifas eléctricas; al punto que, al momento, no hay ninguna instalación de generación en marcha que se asegure el abastecimiento eléctrico durante los estiajes a partir del año 2001 y las actuales empresas existentes tienen grandes dificultades para financiar su operación y mantenimiento. »

REFERENCIAS

[11] SECTOR ELÉCTRICO DEL ECUADOR SITUACIÓN ACTUAL, PERSPECTIVAS Y PROPUESTAS; INFORME ANEXO AL Oficio CENACE No. 3543; Quito, 13 de octubre del 2000

[12] INFORME DEL PRIMER AÑO DE GESTIÓN DEL MEM ABRIL/99 – MARZO/00; Presidencia del Directorio, Corporación Centro Nacional de Control de Energía CENACE; Ing. Raúl Maldonado R. Presidente del Directorio, Manta 8 de junio del 2000.

CAPÍTULO II

CAPITULO II

2 EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA EN EL ECUADOR

[3] « El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) estará constituido por los generadores, distribuidores y grandes consumidores incorporados al Sistema Nacional Interconectado. Las transacciones que podrán celebrarse en este mercado son únicamente ventas en el mercado ocasional o contratos a plazo. El MEM abarcará la totalidad de las transacciones de suministro eléctrico que se celebren entre generadores; entre generadores y distribuidores; y, entre generadores y grandes consumidores. Igualmente se incluirán las transacciones de exportación o importación de energía y potencia. »

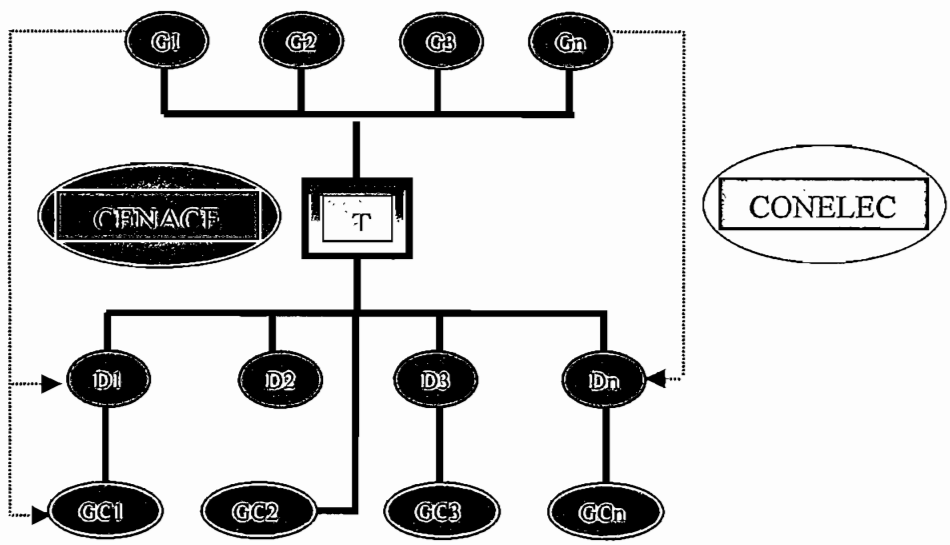


Fig. # 2.1 El Mercado Eléctrico Mayorista

Los Distribuidores operan redes localizadas en forma monopólica, excepto los Grandes Consumidores, estos últimos pueden comprar energía a los generadores o en el Mercado Ocasional; la Empresa de Transmisión se constituye en el vínculo entre los agentes del MEM, se define en el Ecuador como una empresa monopólica pero regulada con la obligación de dar libre acceso y realizar la expansión del sistema, este agente no interviene en la comercialización de la energía.

Se considera al mercado ubicado en el centro de carga del sistema. El despacho óptimo se realiza en dicho punto incluyendo no sólo los costos marginales de operación de los generadores sino también las pérdidas marginales del transporte. El precio de la energía llevada al centro de carga resulta entonces un valor único llamado Precio Marginal del sistema o Precio del Mercado y que representa el costo económico de generar el próximo kWh. Todos los generadores del sistema cobran su energía al precio marginal afectado por un factor que tiene en cuenta las pérdidas y de pago del servicio de transporte. Los generadores que produzcan su energía más barata tendrán en concepto de venta de energía, un beneficio y en particular la máquina que esté fijando el precio marginal tendrá un beneficio nulo. La conformación de este modelo requiere el establecimiento de entidades que lo regulen, normen y lo administren, desde el punto de vista técnico y comercial, estos organismos son el CONELEC y el CENACE.

Fig. # 2.2 CENACE

La Corporación Centro Nacional de Control de Energía CENACE es el administrador del funcionamiento técnico - económico del MEM; y el organismo encargado de la normatividad y regulación es el Consejo Nacional de Electricidad CONELEC; la reglamentación incluye un Agente especial que es el comercializador, con el fin de que se constituya en el vínculo con las actividades de importación y exportación de energía eléctrica. Para ser Agente del MEM se debe obtener la concesión por parte del CONELEC, siguiendo las características establecidas para tal fin.

2.1 DESPACHO ECONÓMICO CONSIDERANDO PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN

[7] « El objetivo principal es minimizar las Funciones de Costo:

$$Min \sum_{i=1}^{n} fi(PGi) \qquad i = 1,2,3,\ldots\ldots\ldots n$$

n = Número de generadores o barras de generación

Cuya restricción es:

$$\sum_{i=1}^{n} PGi - Pc - PL = 0$$

Donde:

Pgi : Es la Generación del Sistema

Pc : Potencia de la Carga (Demanda)

PL : Potencia de Pérdidas

Es decir que la Generación debe ser igual a la Demanda de las Cargas más las Pérdidas. »

[6] « La solución del problema se obtiene al resolver el siguiente sistema de ecuaciones denominadas **ecuaciones de coordinación** obtenidas a su vez de la derivación de la función de Lagrange que se la representa de la siguiente manera,

$$h(PG) = \sum_{i=1}^{n} fi(PGi) - \lambda(\sum_{i=o}^{n} PGi - Pc - PL)$$

(Función de Lagrange)

Cuya condición de mínimo es:

$$\frac{\partial h}{\partial PGi} = 0 \qquad \frac{\partial h}{\partial \lambda} = 0$$

En este método las restricciones se encuentran implícitas en la Función de Lagrange, lo que se debe tomar en cuenta es que PGi ≥ 0 y λ ≥ 0

Sistema de ecuaciones obtenidas:

$$\frac{dfi}{dPGi} - \lambda(1 - \frac{\partial PL}{\partial PGi}) = 0$$

$$\sum_{i=1}^{n} PGi - Pc - PL = 0 \qquad (1)$$

El sistema anterior puede tener la forma:

$$\frac{dfi}{dPGi}\frac{1}{(1 - \frac{\partial PL}{\partial PGi})} = \lambda$$

$$\sum_{i=1}^{n} PGi - Pc - PL = 0$$

Donde:

$\frac{dfi}{dPGi}$: Es el costo marginal o incremental del generador (Precio nodal)

$\frac{\partial PL}{\partial PGi}$: Pérdidas marginales de transmisión debido a la generación de Gi

λ : Costo Marginal (Precio de Mercado)

$(1 - \frac{\partial PL}{\partial PGi}) = \beta i$: Factor de Nodo del Generador i.

Las funciones de costo *fi* son normalmente cuadráticas, por lo que los costos marginales que son las derivadas de estas funciones se expresan como funciones lineales de las potencias, en este caso los generadores que no están en sus límites trabajan a igual costo marginal, sacrificando la máxima eficiencia de varios generadores para obtener una generación económica; cuando las funciones de costo se las aproxima a lineales, los costos marginales de los generadores son constantes y no es posible obtener una solución a igual costo marginal por lo que para obtener el despacho económico los generadores que entran a generar son aquellos cuyos costos variables de producción llevados a la

Barra de Mercado son los más económicos. Se los ordena de menor a mayor hasta satisfacer la carga y pérdidas del sistema, el último generador despachado de esta forma establece el costo marginal del sistema λ »

El despacho económico tomando en cuenta funciones de costo cuadráticas y lineales se las representa gráficamente en la Fig. # 2.3 y Fig. # 2.4 respectivamente, La potencia que requiere la carga más las perdidas será igual a la suma de PG1+PG2+PG3+..... PGn. para los dos casos:

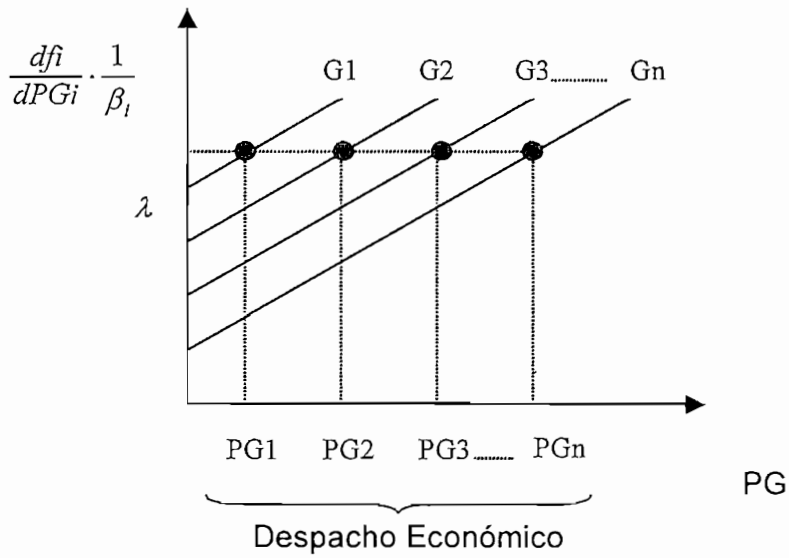


Fig. # 2.3

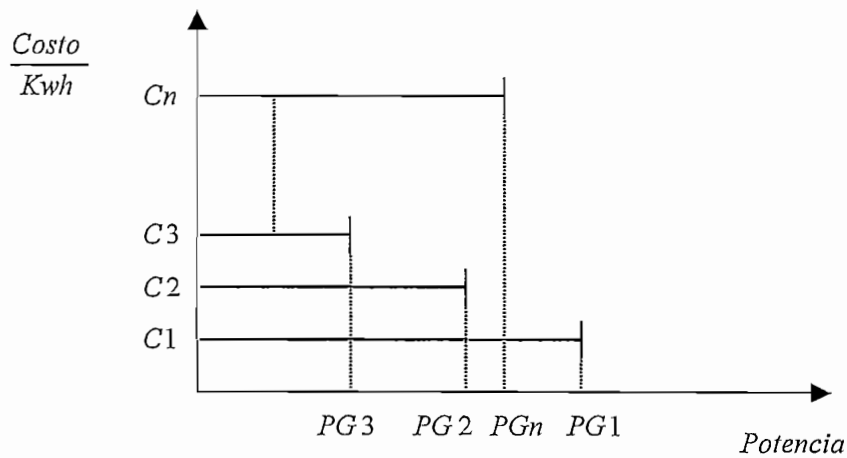


Fig. # 2.4

Lo indicado anteriormente tomando en cuenta funciones de costo cuadráticas se puede resumirse en la siguiente expresión:

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

Es decir los costos marginales de generación divididos para su factor de nodo deben ser iguales en el punto económico. Se puede concluir que el precio nodal de energía se lo obtiene multiplicando el costo marginal del sistema por el correspondiente factor de nodo.

$$\frac{dfi}{dPGi} = \lambda * \beta i \qquad (3)$$

2.1.1 CURVAS DE COSTO, CONSUMO ESPECÍFICO Y CONSUMO INCREMENTAL

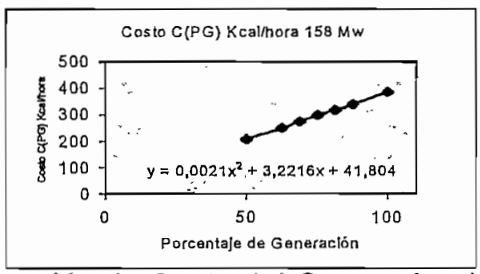
Las curvas de costo son funciones de la potencia activa de cada generador que entra en operación, esta curva o función de costo en los generadores térmicos no es tan difícil de obtener, el consumo de combustible y por ende el costo de combustible depende de la potencia que esté generando la máquina. La función de costo por combustible se la obtiene experimentalmente midiendo la cantidad de combustible por hora que se consume para varios porcentajes fijos de potencia que esté generando una máquina, la cantidad de combustible por hora a su vez puede transformarse en energía calórica por hora, de acuerdo al rendimiento térmico del combustible, la curva así obtenida se denomina curva de entrada – salida o curva de consumo de calor [kcal / h], otra curva importante obtenida a partir de la anterior, es la que se denomina curva de consumo específico que se la obtiene dividiendo la curva de entrada – salida para la potencia es decir que selecciona la eficiencia de la conversión de energía con la potencia eléctrica de salida, [kcal / kWh], estos datos experimentales se los puede ingresar en paquetes computacionales que por medio de métodos numéricos encuentran una función de costo y consumo específico que reflejan el comportamiento físico de la máquina, la proyección de estas funciones pueden ser lineales, cuadráticas ó cúbicas, según se estime necesario, a estas dos se añade la curva de consumo incremental df/dP, que no es otra cosa mas que la derivada de la Función de costo y determina cuanto es el costo de producir el

próximo kWh, a continuación se presenta un ejemplo para encontrar las funciones de costo y consumo específico de generadores.

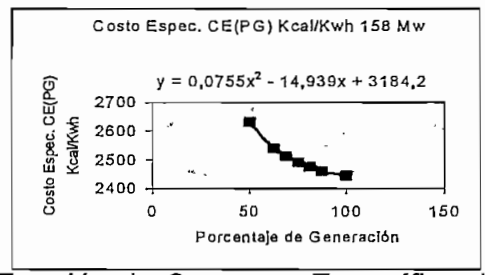
Dados los siguientes datos experimentales de dos generadores en la siguiente tabla, encontrar la tendencia de las curvas de Costo y Consumo Específico.

GENERACIÓN %	UNIDAD DE 158 MW		UNIDAD DE 300 MW	
	C(PG) kcal / hora	CE(PG) kcal / kWh	C(PG) kcal / hora	CE(PG) kcal / kWh
100	385.7	2442	728	2427
87.5	339.5	2459	618.8	2363
81.25	316.7	2473	575.2	2349
75	297	2489	531.5	2359
68.75	273.9	2512	495.1	2395
62.5	250.7	2538	458.7	2459
50	208.3	2630	419.8	2657

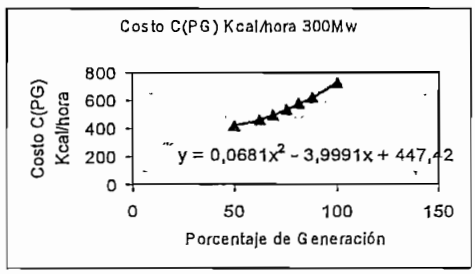
Tabla # 2.1



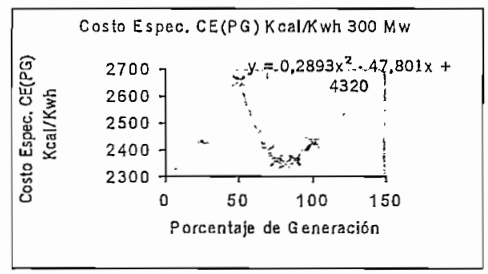
Función de Costo del Generador de 158 MW



Función de Consumo Específico del Generador de 158 MW



Función de Costo del Generador de 300 MW



Función de Consumo Específico el Generador de 300 MW

Fig. # 2.5

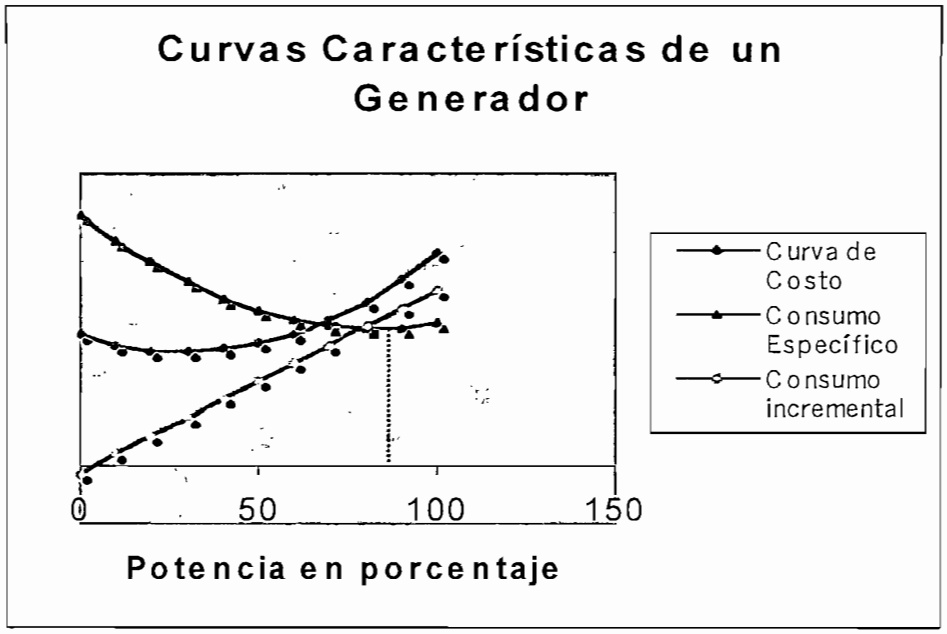


Fig. # 2.6

En general las curvas de carga de un generador se la representa en la figura # 2.6, observando que el punto de máximo rendimiento está aproximadamente por el 85% de su potencia efectiva.

2.2 SISTEMA NODAL PARA LA DETERMINACIÓN DE PRECIOS MARGINALES

El sistema nodal dentro del funcionamiento en un Mercado Eléctrico Mayorista, constituye una metodología eficiente para la determinación de precios de la energía eléctrica tanto temporal como espacialmente. El valor de la energía varia según la hora o tiempo de producción así como el lugar donde es producida o utilizada. El concepto de precio de la energía en un nodo del sistema de transmisión refleja entonces el costo de producción en cierto instante y el costo de transportarla hasta dicho nodo. Adicionalmente, el sistema nodal proporciona la viabilidad requerida tanto para la contratación de energía cuanto para la liquidación de transacciones al permitir valorar la energía en los puntos de inyección y retiro.

2.2.1 BARRA DE MERCADO O NODO DE REFERENCIA

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

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

De esta forma se define a la Barra de Mercado como el nodo en el que se sanciona el precio marginal del sistema. Es decir en dicho nodo se efectúa el despacho económico mediante la expresión (2), y por tanto los factores nodales βi son calculados con respecto a esta referencia. Como se demostrará el nodo de referencia o Barra de Mercado así conceptualizado puede ser cualquier nodo del sistema de transmisión. Si se cambia la referencia obviamente cambia el precio marginal del mercado, cambian los factores nodales pero el precio marginal nodal no se ve afectado y por tanto los cobros o pagos horarios de energía que se realizan con precios nodales no se afectan. Estos conceptos son de gran importancia en el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista. »

2.2.2 ANÁLISIS DE LA SELECCIÓN DE LA BARRA DE MERCADO Y EL CENTRO DE CARGA DEL SISTEMA.

[6] « El despacho económico mediante la fórmula de pérdidas o coeficientes B, dada por:

$$PL = \sum_i \sum_j PGiBijPGj + \sum_i BioPGi + Boo$$

Asume que todas las corrientes de carga conforman una corriente total y ésta se equilibra con la corriente de los generadores; además las perdidas marginales de un generador obtenidas a partir de esta expresión asume que las corrientes de los demás generadores están fijas. El aumento incremental en la salida de un generador, se debe equilibrar con el correspondiente aumento de la

carga, estas pérdidas así obtenidas o factores de nodo están referidos al Centro de Carga del Sistema, este método conlleva a la definición de un centro ficticio de carga del sistema. En la práctica el centro de carga se lo ubica en un nodo físico que mejor satisfaga esta condición.

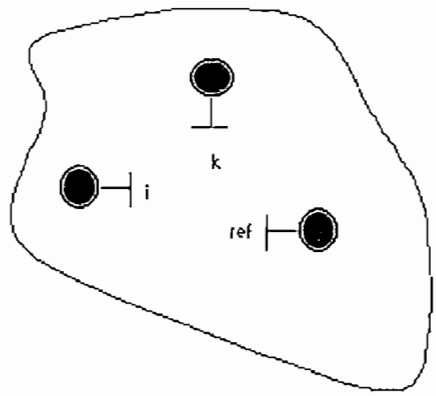


Fig. # 2.7

Consideremos un sistema como el descrito en la fig. #2.7 en el que se supone un cambio ΔPi, en la barra i

$$Pi(n) = Pi(a) + \Delta Pi$$

Donde:

Pi(n) : Nueva potencia inyectada por el generador i

Pi(a) : Antigua potencia inyectada por el generador i

Para mantener el equilibrio la referencia toma una variación ΔPref

$$\Pr ef(n) = \Pr ef(a) + \Delta \Pr ef$$

$\Delta Pi \neq \Delta \Pr ef$ Debido al efecto de la variación de las pérdidas del sistema.

$\therefore \quad \Delta \Pr ef = \Delta PL - \Delta Pi$

Sea $$\beta i = -\frac{\Delta \Pr ef}{\Delta Pi} = -\left(\frac{\Delta PL - \Delta Pi}{\Delta Pi}\right) = 1 - \frac{\partial PL}{\partial Pi} \quad (4)$$

Definido como factor de nodo de i respecto a la referencia ref. Los factores de nodo se encuentran en despacho económico cuando un desplazamiento ΔP MW de cualquier generador a la barra de referencia, no produce cambios en el costo neto de producción, siendo ΔP lo suficientemente pequeño.

$$\Delta \sum_{i=1}^{n} fi(PGi) = \frac{dfi}{dPi}\Delta Pi + \frac{dfref}{d\Pr ef}\Delta \Pr ef$$

De la ecuación (4) $$\Delta \Pr ef = -\beta i \Delta Pi$$

$$\Delta \sum_{i=1}^{n} fi(PGi) = \frac{dfi}{dPi}\Delta Pi - \frac{dfref}{d\Pr ef}\beta i \Delta Pi = 0$$

Por lo que el despacho económico queda definido cuando:

$$\frac{dfi}{dPi}\frac{1}{\beta i} = \frac{dfref}{d\Pr ef} \quad (5)$$

Expresión que es similar a la ecuación (2), por lo tanto el costo marginal del sistema λ es:

$$\frac{dfi}{dPi}\frac{1}{\beta i} = \frac{dfref}{d\Pr ef} = \lambda \quad (6)$$

Expresión que significa que el costo marginal del sistema denominado Precio de Mercado, es igual al precio nodal de referencia, por lo tanto si cambia la referencia, cambia el Precio de Mercado. »

2.3 LOS PRECIOS MARGINALES NODALES NO CAMBIAN CON EL CAMBIO DE LA BARRA DE REFERENCIA

[6] « Se estableció antes que si se cambia la barra de referencia, cambia el Precio de Mercado, pero no los precios marginales nodales. Esta declaración se demuestra de la siguiente forma:

Supongamos que se designó a ***a*** como barra de referencia y que luego se cambia a una barra ***b***, de (6):

$$\frac{dfi}{dPi}\frac{1}{\beta \text{ i a}} = \frac{dfref\ a}{d\,\text{Pr}ef\ a} = \lambda a$$ Precio de Mercado con relación a la barra *a*

El precio nodal en la barra *b* es:

$$\frac{dfb}{dPb} = \frac{dfref\ a}{d\,\text{Pr}ef\ a}\beta\ \text{ba} = \lambda a\ \beta\ ba \qquad (7)$$

Por tanto el precio marginal nodal en cualquier nodo k es:

$$\frac{dfk}{dPk} = \lambda a\ \beta\ ka \qquad (8)$$

Si cambiamos la referencia al nodo b, las correspondientes ecuaciones serían:

$$\frac{dfa}{dPa} = \frac{dfref\ b}{d\,\text{Pr}ef}\beta\ \text{ab} = \lambda b\ \beta\ ab \qquad (9)$$

$$\frac{dfk}{dPk} = \lambda b\ \beta\ kb \qquad (10)$$

Comparando (8) y (10) vemos que si bien han cambiado los precios de mercado y los factores de nodo, el precio marginal nodal se mantiene constante, es decir para cualquier nodo k:

$$\lambda a \, \beta \, \mathrm{ka} = \lambda b \, \beta \, kb = \rho \, k \qquad (11)$$

Donde ρk es el Precio de Mercado.

2.4 CÁLCULO DE FACTORES NODALES AL CAMBIAR LA REFERENCIA

Cuando se cambia la referencia, los factores nodales con relación a la nueva referencia no requieren ser calculados a través de flujos de potencia, sino que se determinan directamente de los factores nodales de la referencia inicial, efectivamente de (11):

$$\lambda a \, \beta \, ba = \lambda b \, \beta \, bb = \lambda \mathrm{b}$$

Reemplazando la expresión anterior en la ecuación general (11), se tiene que para cualquier barra k:

$$\lambda a \, \beta \, \mathrm{ka} = \lambda a \beta \, ba \beta \, kb$$

Por lo cual los factores nodales de cualquier nodo k con respecto a la nueva referencia *b* en función de la anterior *a* se calculan fácilmente como:

$$\beta \, kb = \frac{\beta \, ka}{\beta \, ba} \qquad (12)$$

De la expresión (11) se observa que todos los factores de nodo son afectados por el factor de nodo de la nueva referencia con respecto a la anterior, βba. »

2.5 DEFINICIONES REGLAMENTARIAS

Para entender de una mejor manera como se deben realizar las transacciones económicas, señalaremos el significado de algunos términos que se manejan en el Mercado Eléctrico Mayorista y en lo posible se presentan aclaraciones de las definiciones más importantes, para tener una mejor idea de lo que se esta implementando en el país según leyes y reglamentos decretados como también documentos publicados:

2.5.1 FACTOR DE NODO

[4] « Factor de Nodo de la red de transmisión es la variación que tienen las pérdidas marginales de transmisión producidas entre dicho nodo y la barra de mercado ante una variación de la inyección o retiro de potencia en ese nodo. Por definición, el Factor de Nodo de la Barra de Mercado es igual a 1.0. »

Otras definiciones de factores de nodo:

- Es un factor que penaliza el costo de llevar energía desde la Barra de Mercado hacia el distribuidor o traer energía desde un generador a la Barra de Mercado, este factor incluye las pérdidas marginales de transmisión ante una variación de inyección o del retiro de potencia en un nodo con respecto al nodo de referencia.

- El factor de Nodo de un nodo "i" es la relación entre el precio de la energía puesta en ese punto y el precio de la energía en el centro de carga (precio de mercado)

- Se define como Factor de Nodo de las barras del sistema de transmisión a la relación entre el precio de la energía en esas barras y el de Mercado asociado al nivel de pérdidas marginales relacionado con los intercambios de dicho nodo respecto del Mercado.

- El Factor de Nodo (Fni) de un nodo "i", con respecto a un nodo que se toma como referencia, se define como la relación entre los costos marginales de ambos nodos cuando en el nodo "i" el costo marginal incorpora las pérdidas de transporte al nodo de referencia y los mismos se encuentran vinculados sin restricciones de transporte.

Todas las definiciones anteriores, son distintas formas de interpretar la importancia de la información que llevan consigo los factores de nodo.

Los Factores de Nodo serán calculados por el CENACE basándose en la metodología aprobada por el CONELEC.

2.5.2 BARRA DE MERCADO Y PRECIO NODAL DE LA ENERGÍA

[6] « Se observa en la ec. (3) que el precio nodal resulta al multiplicar el precio marginal por su correspondiente factor de nodo, se sugiere entonces la existencia de un punto cuyo factor de nodo respectivo sea igual a 1, denominado Barra de Mercado, de tal forma que en ese punto el precio marginal del sistema coincide con el Precio de Mercado. Y los factores nodales son calculados respecto a esa referencia, el nodo así definido puede ser cualquiera del sistema de transmisión, obviamente si se cambia el punto de referencia cambia el precio marginal del sistema, cambian los factores nodales, pero el precio marginal nodal no se ve afectado, siendo estos conceptos muy importantes en el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista. »

[4] « Los precios de generación de energía en el MEM serán calculados en una barra eléctrica de una subestación específica denominada "Barra de Mercado" asignada por el CONELEC, que sirve de referencia para la determinación del precio. Los precios de la energía en la Barra de Mercado se calculan a partir de los costos de generación divididos por los correspondientes factores de nodo. »

[6] « El efecto de incluir las pérdidas marginales de transmisión, determina que los costos marginales varíen en cada nodo o barra de la red. En general los factores nodales son menores que 1 para nodos generadores o exportadores y mayores que 1 para nodos de demanda o importadores. Examinando la expresión (2), se observa que el precio marginal nodal para un nodo exportador es menor que el de Mercado y a ese precio son remunerados por su producción horaria de energía los generadores ubicados en ese nodo o a ese precio pagan los distribuidores conectados al nodo; alternativamente para un nodo importador el precio nodal es mayor que el de Mercado y por tanto a ese precio pagan la energía los distribuidores conectados al nodo o son remunerados por su producción los generadores ubicados en dicho nodo. »

2.5.3 ENERGÍA FIRME

[4] « Es la producción efectiva de una planta hidráulica, en un período dado, que en función de los caudales mensuales aportados y la capacidad de reservorio, asegure una probabilidad de ocurrencia del 90%. »

2.5.4 POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICIÓN.

Es la potencia con que cada planta hidroeléctrica o unidad termoeléctrica participe para cubrir la demanda máxima (Demanda máxima, para la hora de punta del período noviembre – febrero), y la Reserva Técnica determinada por el CENACE trimestralmente.

2.5.4.1 Cálculo de la Potencia Remunerable para la Demanda Máxima

El cálculo se realiza mediante una simulación de operación económica del sistema comprendido en dos etapas.

a) Para unidades Hidroeléctricas y térmicas de vapor se utilizará el despacho económico considerando los criterios del reglamento de operación Art. 8, el escenario hidrológico será el correspondiente a un año seco (probabilidad de excedencia del 90% mensual), obteniendo una potencia equivalente calculada como el promedio de la potencias horarios de media y punta (7:00h : 22:00h) durante el período de noviembre a febrero.

b) La segunda, para las restantes unidades de generación, agregará estas unidades, en orden de mérito de acuerdo a sus costos variables de producción, hasta cubrir el valor de la demanda máxima del período de la simulación (noviembre - febrero).

2.5.4.2 Cálculo de la Potencia Remunerable para la Reserva Técnica

El valor de la Reserva Técnica será determinada por el CENACE, para cada trimestre, de acuerdo a la que dispone el Art. 48 de la LRSE, para los períodos de: octubre - diciembre, enero - marzo, abril - junio y julio – septiembre, la asignación para la Reserva se hará de acuerdo a los Costos Variables de Producción. (Ver anexo B6)

En caso de que el CENACE, en la Programación Semanal, determine la necesidad de Reserva Adicional de Potencia y exista exceso de oferta, realizará un proceso de licitación semanal y la adjudicación se hará en función de los menores precios ofertados, según los Artículos 17 y 18 del Reglamento para el Funcionamiento del MEM.

Los Generadores asignados para cubrir la Reserva, recibirán el valor por Potencia Remunerable durante el trimestre correspondiente; y, en el caso de la Reserva Adicional de Potencia, durante la semana para la que fue asignado.

Si al efectuar los cálculos, la potencia disponible resulta insuficiente para cubrir la demanda máxima y la reserva para la hora punta, se tomará el año menos seco de la estadística y así sucesivamente, hasta cumplir con la condición de la cobertura de carga.

La simulación de la operación económica para el cálculo de las potencias con que participen cada uno de los generadores en la Potencia Remunerable, tomará en cuenta la potencia neta efectiva así como la disponibilidad de acuerdo a los mantenimientos programados y a la estadística de salidas forzadas.
(Ver anexo B6)

2.5.5 RESERVA ADICIONAL DE POTENCIA Y RESERVA PARA REGULACIÓN DE FRECUENCIA

[4] «« El CENACE evaluará semanalmente los eventuales requerimientos de Reserva Adicional de Potencia, sobre la Potencia Remunerable Puesta a Disposición. Si de la programación semanal se determina la necesidad de la Reserva Adicional de Potencia para cumplir las condiciones de calidad de suministro y de confirmarse su disponibilidad, esta será licitada de conformidad con la Ley.

El porcentaje óptimo de reserva requerido para la Regulación Primaria de Frecuencia se definirá estacionalmente por el CENACE y será de cumplimiento obligatorio por parte de todos los generadores. En caso de que un generador no cumpla con el porcentaje establecido podrá comprar a otros generadores que dispongan de excedentes de regulación primaria, al precio unitario de potencia. La reserva requerida para Regulación Secundaria de Frecuencia, así como la selección de los generadores que deben efectuar tal regulación, serán determinados por el CENACE. »»

2.5.6 PRECIO UNITARIO DE POTENCIA PARA REMUNERACIÓN Y COSTOS DE ARRANQUE Y PARADA

[4] « El precio unitario de potencia corresponde al costo unitario mensual de capital más costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad generadora más económica para proveer potencia de punta o reserva de energía en el año seco identificado. El costo mensual de capital se determina con el factor de recuperación del capital considerando la tasa de descuento utilizada en el cálculo de tarifas. El tipo de unidad, su costo y vida útil a considerar, será definido cada cinco años por el CONELEC.

Con el precio unitario se remunerará la Potencia Remunerable Puesta a Disposición y la Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia;

La Reserva Adicional de Potencia se remunerará con el valor que resulte de la licitación, el mismo que no podrá ser mayor al definido para la Potencia Remunerable Puesta a Disposición y Reserva para Regulación de Frecuencia;

Las transacciones por concepto de Regulación Primaria de Frecuencia, entre generadores, se realizarán, también, con el precio unitario indicado inicialmente.

El costo por arranque y parada de una unidad turbo – vapor, de producirse lo señalado en el artículo 20 último inciso, se lo reconocerá de acuerdo al valor declarado por el Generador para un arranque en frío. Los arranques en caliente no serán objeto de reconocimiento o compensación. »

2.5.7 CARGO EQUIVALENTE DE ENERGÍA

[4] « Para el cobro por conceptos de Potencia Remunerable Puesta a Disposición, Reserva Adicional de Potencia, Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia, y Costos de Arranque y Parada de una unidad turbo - vapor, el CENACE obtendrá, una vez concluido cada mes y para el período total del mes

concluido, un valor por unidad de energía denominado Cargo Equivalente de Energía.

Este cargo corresponderá a la relación entre la remuneración total que los generadores percibirán por Potencia Remunerable Puesta a Disposición, Reserva Adicional de Potencia y Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia y por los Costos de Arranque y Parada de una unidad turbo – vapor, en ese período y, la correspondiente energía total entregada en las horas de demanda media y punta a los Distribuidores y Grandes Consumidores, en los respectivos nodos de cada agente receptor. »

2.5.8 RESTRICCIONES OPERATIVAS

[5] « Limitaciones impuestas por la red de Transmisión o por los Agentes del MEM que impiden la ejecución del despacho económico y ocasionan diferencias entre la producción prevista de los generadores en el despacho económico y el despacho real o incluso la operación de plantas diferentes a las que habían sido consideradas en el despacho económico. » (Ver anexo B7)

2.5.9 ESTACIÓN SECA

[5] « Período comprendido entre los meses de octubre de un año a marzo del próximo año. »

2.5.10 ESTACIÓN LLUVIOSA

[5] « Período comprendido entre los meses de abril a septiembre del año. »

2.5.11 PERÍODOS

[5] « En cada una de estas estaciones se consideran los siguientes períodos horarios: »

Pico	17:00Hs – 22:00Hs	Lunes – Domingo
Media	08:00Hs – 17:00Hs	Lunes – Viernes
Baja	22:00Hs – 08:00Hs	Lunes – Viernes
	22:00Hs – 17:00Hs	Sábado – Domingo

Tabla # 2.2

2.6 TRANSACCIONES EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Una transacción económica es el cálculo de los créditos o débitos totales de cada Agente del MEM, mediante la aplicación de los procedimientos asociados a este sistema de estabilización de precios. El objetivo principal de las transacciones económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista es mantener el interés de los inversionistas, reducir los costos y preservar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica, para cumplir con tales objetivos se han realizado varias modificaciones importantes:

- División de la industria eléctrica
  - Generación
  - Transmisión
  - Distribución

- Creación del Mercado Eléctrico Mayorista.
- Creación de Organismos encargados de la Administración y Despacho de la energía.

En el Mercado Eléctrico Ecuatoriano se pueden realizar los siguientes tipos de transacciones que constituyen los principios básicos para regular el Mercado:

- Se crea un Mercado Ocasional con precios para la energía fijados en base a los costos marginales de producción.
- Contratos a plazo, libremente acordados en cuanto a cantidades, condiciones y precios entre los agentes del MEM.

En caso de que una central con un contrato no resulte despachada por razones económicas, la energía no producida por esta, será suministrada por el Mercado Ocasional, al precio de Mercado.

- Exportación e importación de energía por medio de las interconexiones entre países.

2.7 MERCADO OCASIONAL

[3] «« Los generadores podrán vender energía eléctrica en el mercado ocasional. Los generadores, distribuidores y grandes consumidores podrán, por su parte, comprar en el mercado ocasional. Las transacciones en dicho mercado se ajustarán a las siguientes reglas:

a) Las ventas que realicen los generadores serán las que resulten de la generación de las unidades que despache el Centro Nacional de Energía, conforme lo establece esta Ley; y,
b) Las compras que realicen los distribuidores y grandes consumidores en el mercado ocasional se valorizarán al precio que periódicamente fije el Centro Nacional de Control de Energía. »»

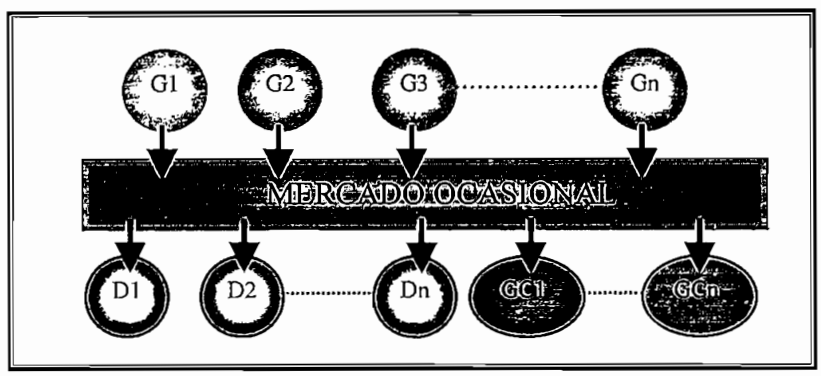


Fig. # 2.8 Mercado Ocasional

En el Mercado Ocasional las transacciones económicas se realizan basándose en los Costos Marginales de producción. Las obligaciones financieras provenientes de las transacciones de compra - venta de potencia y energía en él Mercado Ocasional serán determinadas y liquidadas por el CENACE sobre la base de la entrega y retiro horarios de energía por parte de los Agentes del MEM y determinará mensualmente los valores que deben pagar y cobrar los Agentes del MEM, el Transmisor, los Importadores y Exportadores por las transacciones realizadas en el Mercado Ocasional.

Para las transacciones realizadas en el Mercado Ocasional, el CENACE establecerá horariamente los valores a debitarse a cada agente receptor y los valores a pagarse al agente generador y al agente transmisor.

2.7.1 COSTO MARGINAL

El Costo Marginal determina cuanto cuesta producir una unidad adicional de demanda, el Costo Marginal de Generación se calcula hora a hora, identificando en la Barra de Mercado aquella central que en condiciones de despacho económico, atienda un incremento de carga.

Ventajas

- Fácilmente desagregable
- Provee señales al consumidor
- Provee señales al inversionista

Desventajas

- Depende de: Una buena modelación de la demanda
  Una buena modelación de la energía
- Mejores resultados en sistemas optimizados
- Requiere del uso de sofisticados modelos

2.7.2 ENERGÍA

El excedente de producción que se requiere para cubrir la demanda de energía, respecto a las transacciones contempladas en el mercado a término, se valoran con el costo económico marginal al final de cada hora, este se obtiene al trasladar los costos variables de producción de cada Central a al Barra de Mercado dividiendo estos costos por sus respectivos factores nodales, el mayor de éstos se denomina Costo Marginal o Precio de Mercado; en caso de déficit, las transacciones se valoran con el costo de la energía no suministrada. [1] « A cada

nodo del sistema le corresponde entonces un precio nodal, trasladando ahora el Precio de Mercado así obtenido a cada uno de los nodos respectivos multiplicando el precio de Mercado por su respectivo factor de nodo, de esta manera se remunera al Generador, se le cobra al Distribuidor y se le paga al transmisor por cargos variables de transporte de energía, debido a que los factores nodales penalizan a los Generadores y Distribuidores para tal efecto. »

[4] « Cuando existen restricciones operativas, estas obligan al despacho de unidades menos económicas, dichas unidades serán remuneradas a su costo variable; los sobrecostos serán calculados por el CENACE y cubiertos por el agente del MEM que los provoque, para compensar al que entró sobre el despacho económico. Los costos originados por inflexibilidades operativas que puedan tener las unidades de generación, que las obliguen a mantenerse en operación en períodos que no son requeridos por el sistema, no incidirán en los costos económicos del MEM. Los sobrecostos, con relación a los precios del mercado, serán asumidos por el agente propietario de la unidad inflexible. »

2.7.3 POTENCIA ACTIVA

Cada generador será remunerado por cierta cantidad de potencia activa denominada Potencia Remunerable Puesta a Disposición, [4] « El CENACE evaluará semanalmente los eventuales requerimientos de Reserva Adicional de Potencia, sobre la Potencia Remunerable Puesta a Disposición. Si de la programación semanal se determina la necesidad de la Reserva Adicional de Potencia para cumplir las condiciones de calidad de suministro y de confirmarse su disponibilidad, ésta será licitada de conformidad de con la ley. » [4] «La Reserva Adicional de Potencia se remunerará con el valor que resulte de la licitación, el mismo que no podrá ser mayor al definido para la Potencia Remunerable Puesta a Disposición y Reserva para Regulación de Frecuencia. »

2.8 CONTRATOS A PLAZO

[3] « En el MEM, los contratos a plazo son los que libremente se acuerdan entre generadores y grandes consumidores y entre generadores y distribuidores, por un plazo mínimo de un año y a ser cumplidos a través del Centro Nacional de Control de Energía.

Dentro del plazo de 10 días posteriores a su celebración, los contratos a plazo deberán ser registrados en el CENACE y su vigencia se iniciará 20 días después de su registro.

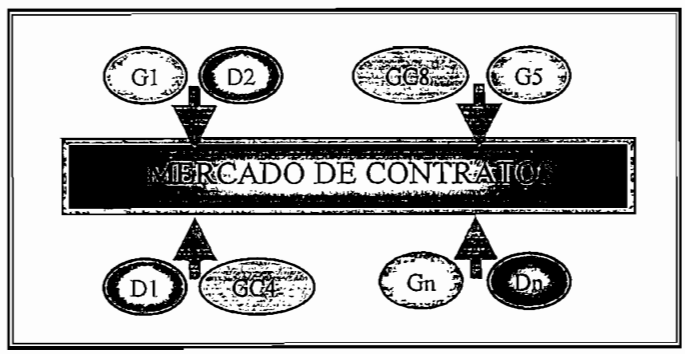


Fig. # 2.9 Mercado de contratos

El CENACE, comunicará a todos quienes intervengan en el mercado el precio de venta para cada período horario, sobre la base del costo marginal instantáneo de corto plazo y el cargo de potencia que corresponderá a los costos fijos de la central de generación marginal, que resulte de la operación en tiempo real del sistema nacional Interconectado. El precio así establecido será uniforme para todas las ventas realizadas durante el período de que se trate. »

Las transacciones de energía se cumplirán sobre compromisos prefijados con base en las demandas horarias establecidas para el período contractual.

2.8.1 CUMPLIMIENTO DE LOS CONTRATOS A PLAZO

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

Para este propósito los generadores deben informar al CENACE en relación con sus contratos a plazo los siguientes datos: el Agente Consumidor correspondiente, vigencia y plazo de ejecución, el programa de demandas a abastecer y garantías de abastecimiento.

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

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

2.8.2 ASPECTOS A OBSERVARSE

[4] « Los contratos a plazo para que sean registrados y puedan ser administrados por el CENACE deberán considerar los siguientes aspectos:

a) Cumplir con las condiciones generales establecidas en la Ley y su Reglamento General en cuanto a plazos mínimos de contratación y entrada en vigencia;
b) Cualquier modificación debe ser igualmente registrada ante el CENACE. La entrada en vigencia de dichas modificaciones se sujetará a los mismos plazos establecidos para la entrada en vigencia del contrato principal;
c) Los Generadores que cuenten con unidades térmicas no comprometerán una producción mayor de aquella proveniente de su capacidad efectiva tomando en cuenta los períodos de mantenimiento respectivos;
d) Los Generadores que cuenten con plantas hidroeléctricas no comprometerán una producción mensual o estacional mayor de aquella proveniente de su Energía Firme mensual o estacional en función de la capacidad del reservorio, tomando en cuenta los períodos de mantenimiento respectivo. »

[4] « Para las transacciones en el mercado ocasional, el CENACE, liquidará diariamente a los Generadores, Distribuidores, y Grandes Consumidores y establecerá mensualmente las obligaciones y derechos comerciales de cada uno de los Agentes del MEM, respecto de las transacciones de potencia y energía realizadas, otras remuneraciones aplicables a la generación, las tarifas de transmisión y peajes de distribución.

Para los contratos a plazo, cuando sea aplicable, el CENACE liquidará las obligaciones y derechos comerciales relacionados con los servicios de Regulación de Frecuencia, Potencia Remunerable Puesta a Disposición, Reserva Adicional de Potencia, y otras remuneraciones aplicables a la generación, las tarifas de transmisión y peajes de distribución. »

2.9 IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN

[3] « La exportación de energía eléctrica, comprenderá únicamente los excedentes disponibles luego de satisfecha la demanda nacional. Corresponde al CENACE, establecer las directrices en la materia y el otorgamiento de la autorización correspondiente, la importación de la energía eléctrica se realizará en condiciones de libre mercado. Bajo este esquema, la energía y potencia eléctrica ofrecida por empresas eléctricas de otros países será considerada en la programación de despacho económico de carga que realiza diariamente el CENACE. La exportación de energía eléctrica e importación serán autorizadas por el CENACE de acuerdo a la Ley, a las normas elaboradas por el CONELEC. »

2.10 INFORMACIÓN NECESARIA PARA TRANSACCIONES

Es responsabilidad de cada uno de los agentes suministrar al CENACE, toda la información necesaria para llevar a cabo el proceso de liquidación dentro de los tiempos y modos determinados, el CENACE a través de la División de Transacciones Comerciales es el responsable de elaborar con dicha información una base de datos centralizada, confiable y auditable a satisfacción de los agentes del MEM, esta base será la información oficial utilizada por el CENACE, para determinar los resultados de las transacciones económicas definidas.

2.10.1 INFORMACIÓN DE DISTRIBUIDORES Y GRANDES CONSUMIDORES

Los Distribuidores y grandes consumidores que operen en el Mercado Spot o Mercado a Término, deberá informar diariamente al CENACE, su curva horaria cada día hasta las 9H30.

2.10.2 INFORMACIÓN DE LOS GENERADORES

[4] « Los generadores deberán entregar al CENACE, la información concerniente a la energía y potencia generada hora a hora; en el caso de una

central termoeléctrica de debe informar su energía bruta y neta, esta última resulta descontando de la bruta el consumo de auxiliares.

Los valores comunicados por el CENACE, a los agentes del MEM resultante de los cálculos efectuados podrán ser observados dentro de las 24 horas de presentados los partes diarios, y dentro de 48 horas de haberse presentado el parte mensual, sólo deben ser consideradas las observaciones que se formulen con la correspondiente fundamentación mediante escrito presentado ante el CENACE, y este determinar y comunicar a los agentes dentro de las primeras 48 horas. »

2.11 CONTROVERSIAS O INCUMPLIMIENTO DE OBLIGACIONES

[4] « Los Agentes del MEM están facultados a observar e impugnar los resultados del despacho o la liquidación de transacciones que consideren contrarios a sus intereses en los plazos establecidos en el artículo 35 del Reglamento para el Funcionamiento del Mercado; en tales casos:

a) Las reclamaciones que a criterio de un Agente no hayan sido justificadas por el CENACE según lo establecido en el Artículo 35, serán puestas en conocimiento del Director Ejecutivo del CONELEC quien emitirá su resolución dentro de los siguientes cinco días. El plazo podrá ampliarse por una sola vez y hasta por cinco días adicionales por falta de información del Agente o del CENACE;

b) En caso de que el Agente no esté de acuerdo con la Resolución del Director Ejecutivo del CONELEC, podrá apelar ante el Directorio de dicha entidad, el que tomará la resolución correspondiente, dentro de los siete días subsiguientes;

c) Los reclamos formulados por los Agentes del MEM ante el CENACE o ante el CONELEC no les eximen del cumplimiento de sus obligaciones comerciales en los plazos establecidos en este Reglamento. La diferencia

proveniente de la reclamación será liquidada por el CENACE a favor o en contra de los Agentes del MEM dentro de los siguientes dos días de notificada la resolución, acreditando o debitando de la siguiente factura. »

2.12 EVALUACION DE LAS PERDIDAS DE TRANSMISION

[13] « El balance entre generación y carga más pérdidas, tiene que ser mantenido cuando se está en la búsqueda de las condiciones óptimas de operación de un Sistema de Potencia. La distribución de carga va a ser conocida y las plantas de generación serán determinadas mediante un Despacho Económico, las pérdidas corresponden a una variable desconocida que es muy importante de ser evaluada. Esta evaluación puede llevarse a cabo mediante métodos exactos de flujo de carga o métodos aproximados.

Flujo de carga es el nombre que se da a la solución de una red eléctrica, que permite encontrar las corrientes, voltajes y los flujos de potencia en todas las barras del sistema.

Normalmente se asume que el sistema es balanceado y es común el uso de los términos, Flujo de Carga, para soluciones únicamente de secuencia positiva.

La evaluación de las pérdidas en la red de transmisión, puede ser resuelta mediante métodos de flujos de carga o por otros métodos aproximados

2.12.1 FLUJOS DE CARGA AC (NEWTON - RAPHSON)

El método de Flujo de Carga AC resuelve un sistema de ecuaciones no lineales, que representan los flujos de potencia a través de los elementos de la red. Esta resolución, se la hace por medio de algoritmos iterativos, siendo el más popular el de Newton Raphson simplificado, que utiliza la matriz Jacobiana con los criterios de desacoplamiento.

El método más exacto a la hora de resolver flujos de carga, es el de Newton Raphson Completo, del cual, las ecuaciones de solución, son dispuestas en una matriz (la matriz jacobiana) como sigue a continuación:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta Q_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta Q_2 \\ . \\ . \\ . \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_1}{\partial |E_1|} & . \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1} & \frac{\partial Q_1}{\partial |E_1|} & . \\ . & . & \\ . & . & . \\ . & . & \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta |E_1| \\ . \\ . \\ . \\ . \\ . \end{bmatrix} \quad [\text{i}]$$

Matriz Jacobiana

Este método no considera ninguna simplificación a la hora de modelar las ecuaciones de solución de la red. Las variaciones incrementales son:

$$\frac{\partial PL}{\partial \delta i} = \sum_j^n \frac{\partial PL}{\partial Pj}\frac{\partial Pj}{\partial \delta i} + \sum_j^n \frac{\partial PL}{\partial Qj}\frac{\partial Qj}{\partial \delta i} \quad [\text{ii}]$$

$$\frac{\partial PL}{\partial Vi} = \sum_j^n \frac{\partial PL}{\partial Pj}\frac{\partial Pj}{\partial Vi} + \sum_j^n \frac{\partial PL}{\partial Qj}\frac{\partial Qj}{\partial Vi} \quad [\text{iii}]$$

Una variación de este método, consiste en una solución más sencilla, pero con menos exactitud, se trata de Newton Raphson Desacoplado Rápido, el cual inserta criterios de desacoplamiento de la red despreciando algunos términos de la matriz Jacobiana, que son pequeños en magnitud. Las fórmulas derivadas de este método, son las siguientes;

$$\left[\frac{\partial PL}{\partial P}\right] = \left[\frac{\partial P}{\partial \delta}\right]^{-1} \left[\frac{\partial PL}{\partial \delta}\right] \quad [\text{iv}]$$

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

$$\frac{\partial PL}{\partial \delta i} = 2Vi\sum_{j} Vjsin(\delta i - \delta j)gij \quad [v]$$

gij es la conductancia del elemento ij

2.12.2 Flujos de Carga DC

El flujo de potencia a través de una rama pq con conductancia g y susceptancia d puede ser dado como:

$$Ppq = gVp(Vp - Vq\cos\delta pq) - bVpVqsin\delta pq \quad [4]$$

Donde Vp, δ p, Vq, δq son magnitudes de voltajes y ángulos de fase en cada barra terminal de la rama.

La aproximación del Flujo de Carga DC considera que la diferencia de ángulos de fase $\delta pq = \delta p - \delta q$ es tan pequeña que permite la linealización de la ecuación [4] a:

$$Ppq = gVp(Vp - Vq) - bVpVq\delta pq \quad [v]$$

la cual en forma matricial y asumiendo constantes las magnitudes de voltaje dan las ecuaciones del flujo DC relacionando las potencias de inyección a los nodos con la diferencia de ángulos de fase así:

$$[P] = [M] + [B] * [\delta] \quad [vi]$$

De donde:

$$[\delta] = [B]^{-1}[P'] \quad [vii]$$

La ecuación general de flujo de potencia a través de una red, es la siguiente:

$$P_{ij} = G_{ij}|E_i|^2 - G_{ij}|E_i||E_j|\cos(\theta_i - \theta_j) - |E_i||E_j|jsin(\theta_i - \theta_j) \quad [viii]$$

El flujo de carga DC, realiza las siguientes consideraciones:

1. $|E_i| = |E_j| = 1$
2. $x_{ij} >> r_{ij} \rightarrow G_{ij} = \dfrac{r_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} \approx 0$

$$B_{ij} = \frac{-x_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} = \frac{-1}{x_{ij}}$$

3. $(\theta_i - \theta_j)$ es bastante pequeño

$$\cos(\theta_i - \theta_j) \cong 1$$
$$sin(\theta_i - \theta_j) \cong (\theta_i - \theta_j)$$

luego

$$P_{ij} = \frac{1}{x_{ij}}(\theta_i - \theta_j) \qquad [ix]$$

La forma linealizada puede ser usada para calcular los ángulos de fase de todas las barras de la red.

$$P_i = \sum_j P_{ij} = \sum \frac{1}{x_{ij}}\left(\theta_i - \theta_j\right) \qquad [x]$$

j sobre todos los nodos conectados directamente a i

2.13 FACTORES DE NODO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

La definición en fórmula de un Factor de Nodo de una barra "i", de la red de transmisión es:

$$Fni = \left(1 - \frac{\partial PL}{\partial Pi}\right) \quad [xi] .$$

Donde:

$\frac{\partial PL}{\partial Pi}$ son las pérdidas incrementales de la barra "i", y que corresponde a una medida de la variación en las pérdidas totales del sistema, con respecto de la variación de la inyección de potencia en dicha barra.

Esto permite obtener los Factores de Nodo con respecto a una barra de referencia, y debido a que:

$$\frac{\partial PL}{\partial \mathrm{Pr}ef} = 0$$

se deriva que el Factor de Nodo de la barra tomada como referencia, siempre es igual a 1.

2.13.1 FACTORES DE NODO OBTENIDOS DIRECTAMENTE DE UN FLUJO AC.

La solución de Flujos de Potencia, por el método de Newton Raphson Completo, es una forma exacta de calcular las pérdidas incrementales, mediante la utilización de la matriz Jacobiana, como sigue:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial P_i} \\ \frac{\partial \dot{P}_L}{\partial Q_i} \\ . \end{bmatrix}^T = [J]^{T^{-1}} \begin{bmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial \delta_i} \\ \frac{\partial \dot{P}_L}{\partial V_i} \\ . \end{bmatrix}^T \qquad \text{[xii]}$$

los términos de la matriz de la derecha, pueden ser determinados mediante las expresiones [ii] y [iii], y mediante el producto con el inverso de la matriz Jacobiana transpuesta, se obtiene una matriz con las pérdidas incrementales de todas las barras de la red.

Con estos datos, mediante la utilización de la ecuación [xi], se obtienen los Factores de Nodo de todas las barras de la red.

2.13.2 FACTORES DE NODO OBTENIDOS DIRECTAMENTE DE UN FLUJO DC.

De las ecuaciones del Flujo de Carga DC, se deriva que las pérdidas de potencia, pueden ser dadas mediante la ecuación:

$$P_L = Vpq^2 g = \left(Vp^2 + Vq^2 - 2VpVq\cos\delta pq\right)g \quad \text{[xiii]}$$

El flujo de carga DC permite evaluar los factores de nodo con relación a la barra tomada como referencia. Mediante la ecuación:

$$\frac{\partial PL}{\partial Pi} = \sum_j \left(\frac{\partial PL}{\partial \delta j}\right)\left(\frac{\partial \delta j}{\partial Pi}\right) \quad \text{[xiv]}$$

Los términos de la derecha pueden ser evaluados sencillamente, al derivar las ecuaciones [xiii] y [vii], con respecto de δ y Pi, respectivamente.

Así, mediante la ecuación [xi], se pueden obtener los Factores de Nodo de todas las barras consideradas en la red de transmisión.

2.13.3 FACTORES DE NODO OBTENIDOS POR EL MÉTODO DEL JACOBIANO (NEWTON RAPHSON DESACOPLADO RÁPIDO)

De la ecuación matricial [i], se desprende también en forma matricial que:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial PL}{\partial P} \\ \\ \frac{\partial PL}{\partial Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial \delta} \\ \\ \frac{\partial P}{\partial V} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \frac{\partial PL}{\partial \delta} \\ \\ \frac{\partial PL}{\partial V} \end{bmatrix} \quad \text{[xv]}$$

Debido a la baja dependencia de la potencia reactiva con el ángulo, la ecuación [xv] se simplifica a la siguiente ecuación matricial:

$$\left[\frac{\partial PL}{\partial P}\right] = \left[\frac{\partial P}{\partial \delta}\right]^{-1} \left[\frac{\partial PL}{\partial \delta}\right] \quad \text{[xvi]}$$

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

$$\frac{\partial PL}{\partial \delta i} = 2Vi\sum_{j}[Vjsin(\delta i - \delta j - \phi ij)]\frac{gij}{tij} \quad \text{[xvii]}$$

Donde:

tij = posición del tap

ϕij = ángulo del cambiador de fase

gij = conductancia del elemento ij

2.13.4 FACTORES DE NODO PROMEDIO PONDERADOS.

El CENACE, ha adoptado una metodología "Hora a Hora", para las liquidaciones de las transacciones de energía que se den dentro del MEM. Dentro de esta metodología es pieza clave el evaluar el precio de la energía, para cada hora del día y dependiendo del lugar que esta es requerida.

Es decir que los Distribuidores pagan un precio diferenciado por la energía que consumen, dependiendo de su localización en el sistema, afectadas por su Factor de Nodo, que refleja la contribución de cada Empresa para con las pérdidas totales del sistema.

En el sistema ecuatoriano, existen varias Empresas de Distribución que poseen más de una barra de intercambio con el MEM, como es el caso de Emelec, Quito, Sta. Elena, Emelgur, Emelnorte, etc; y cada una de estas barras tiene diferente Factor de Nodo, debido a sus distintas ubicaciones dentro de la red. Es muy importante, especialmente a la hora de realizar contratos a término entre Distribuidoras y Generadoras, el tener un Factor de Nodo que sea el más significativo para la Empresa de Distribución, esto para poder trasladar la energía contratada en la Barra de Mercado por la red de transporte, hasta los lugares de consumo.

La forma más correcta de realizar esta ponderación de los Factores de Nodo de las distintas barras de una Empresa, a una sola que sea la más significativa, es por la cantidad de energía requerida en cada una de las barras, como sigue:

$$Fnponderado = \frac{\sum_i Fni * Ei}{\sum_i Ei}$$

$$Fnponderado = \frac{Fn1 * E1 + ... + Fni * Ei}{E1 + ... + Ei} \qquad \text{[xviii]}$$

Donde:

Fn1, Fn2, ..., Fni , son los factores de nodo de cada punto de entrega/compra

E1, E2,....., Ei, es la energía entregada / comprada en cada punto de entrega/compra

2.13.5 FACTORES DE NODO PONDERADOS POR BANDAS HORARIAS.

Dentro de la Planificación para un sistema de Potencia, es necesario realizar estudios estimativos, para algunos de estos estudios, no es necesario el realizar un Despacho Horario, sino manejarse por Bandas Horarias de Energía.

Es así, que en el Reglamento de Tarifas, se hace referencia a las Bandas Horarias, para lo que tiene que ver con el cálculo del Precio Referencial de Generación, de allí se definen las Bandas Horarias como sigue:

1) De punta: Desde las 17h00 hasta las 22h00 de lunes a domingo,
2) De demanda media: Desde las 07h00 hasta las 17h00 de lunes a viernes; y,
3) De base: Las restantes horas de la semana.

Para los días festivos nacionales se considerarán horas de punta y base similares a las del día domingo.

La manera más óptima de ponderar los Factores de Nodo horarios a Bandas de Energía, es afectándolos por la cantidad de energía consumida en la barra durante esa hora, como sigue:

$$FNpb = \frac{\sum_i FNh_i * Eh_i}{\sum_i Eh_i} \quad \text{[xix]}$$

i, para todas las horas "i", dentro de la banda horaria "b"

Donde:

FNpb : Factor de Nodo Ponderado en la Banda Horaria "b".
FNhi : Factor de Nodo de la Hora "i", correspondiente a la Banda "b".
Ehi : Energía de la Hora "i", correspondiente a la Banda "b".
"i" : Horas que conforman la Banda "b".

Un estudio de esta naturaleza, evitaría el tener que calcular Factores de Nodo hora a hora, lo cual puede ser un proceso repetitivo. También pueden utilizarse este tipo de Factores de Nodo por Bandas Horarias, para determinados tipos de contratos. »

2.13.6 FACTORES DE NODO PONDERADOS DE DISTRIBUIDORES

Si un Distribuidor presenta más de un nodo de entrega, el CENACE, con el propósito de determinar los valores de energía transados en el Mercado Ocasional y en el Mercado de Contratos a Plazo, calculará un Factor de Nodo Ponderado que representará al Distribuidor y con el cual se efectuarán todos los cálculos que involucren al Factor de Nodo del mismo.

$$fnpl = \frac{fnl_1 * ERDl_1 + fnl_2 * ERDl_2 + fnl_3 * ERDl_3 + \ldots\ldots fnl_m * ERDl_m}{ERDl_1 + ERDl_2 + ERDl_3 + \ldots\ldots\ldots ERDl_m}$$

$$\boxed{fnpl = \frac{\sum_{p=1}^{m} fnl_p * ERDl_p}{\sum_{p=1}^{m} ERDl_p}}$$

Donde:

fnpl : Factor de nodo ponderado del distribuidor l.

fnl_p : Factor de nodo del distribuidor l en el punto de entrega p.

$p = 1,2,3,4,\ldots\ldots\ldots m$

$ERDl_p$: Energía recibida por el distribuidor l, en el punto de recepción p

2.14 ANÁLISIS DE FACTORES DE NODO EN D. C.

Uno de los análisis más simplificados para encontrar los factores de nodo es asumiendo ciertas condiciones en el sistema de potencia, que partiendo de la definición de factor de nodo obtenida en el despacho económico y considerando pérdidas de transmisión, se concluirá en una expresión más sencilla de factor de nodo, con la que se basan las transacciones económicas los contratos.

El factor de nodo fn, en la barra de un sistema eléctrico de potencia se calcula con la siguiente expresión, según la ecuación # 4:

$$\boxed{fn = 1 - \frac{\partial Pérd}{\partial P}} \qquad (13)$$

Donde:

fn : Factor de nodo de la barra n.

$\frac{\partial Pérd}{\partial P}$: Derivada de las pérdidas del transporte con respecto a la demanda del nodo.

Se requiere transmitir cierta potencia desde el nodo exportador hacia la Barra de Mercado o transportar una determinada potencia desde la Barra de Mercado hasta el nodo importador en un sistema eléctrico de potencia, asumiendo que se desprecia la potencia reactiva, suponiendo tensión nominal en todas las barras y operando en por unidad, se demostrará que las pérdidas son proporcionales al cuadrado de la potencia, este análisis así descrito se refieren a factores de nodo en D.C.

La potencia aparente se determina con la siguiente expresión:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \qquad (14)$$

Asumiendo que se desprecia la potencia reactiva: Q = 0

$$S = \sqrt{P^2} = P \qquad (15)$$

Debido a las condiciones iniciales, las pérdidas en una línea de transmisión, son por calentamiento de tipo resistivo y varían proporcionalmente con el cuadrado de la corriente que circula por la línea, por lo que se calculan con la siguiente expresión:

$$Pérd = I^2 \cdot R \qquad (16)$$

Sabemos que:

$$S = V \cdot I^*$$

Despejando la corriente y como se asume que no hay potencia reactiva, la línea de transmisión tiene únicamente elementos resistivos, esto implica que S solamente tiene parte real; esta parte real es la potencia P, en el punto de análisis y el voltaje V, se encuentra en fase con la potencia por lo tanto, el voltaje sólo posee parte real por lo que se puede decir que:

$$I = \frac{S^*}{V^*} = \frac{S}{V} \qquad (17)$$

Remplazando la ec. (16), en la (15):

$$Pérd = \frac{S^2}{V^2} \cdot R \qquad (18)$$

Remplazando la ec. (15) en la (18):

$$Pérd = \frac{P^2}{V^2} \cdot R \qquad (19)$$

En principio se asumió que los voltajes nodales se encuentran en valores nominales y se está trabajando en pu, se tiene que: V = 1 [pu]

Finalmente se obtiene:

$$\boxed{Pérd = P^2 \cdot R} \qquad (20)$$

De donde

$$\frac{Pérd}{P} = P \cdot R$$

De la ec.(19) $$\frac{\partial Pérd}{\partial P} = 2 \cdot P \cdot R \qquad (21)$$

$$\frac{\partial Pérd}{\partial P} = 2 \cdot \frac{Pérd}{P} \qquad (22)$$

Podemos concluir que el factor de nodo puede expresarse en función de las pérdidas del transporte y la potencia inyectada en el nodo:

$$\boxed{fn = 1 \pm 2 \cdot \frac{Pérd}{P}} \qquad (23)$$

En el cual el signo de ± depende de la derivada, en nodos exportadores hacia el centro de carga el signo es negativo y en nodos importadores hacia el centro de carga el signo es positivo, este factor de nodo valoriza el precio de cada barra en función de dos veces las pérdidas relativas (en por unidad), de la potencia transportada.

En la figura # 2.10 se tiene que las pérdidas representan el 6%, en consecuencia el precio de la energía en la barra # 2, es el 12 % mayor que la barra de mercado, por lo que su correspondiente factor de nodo corresponde a 1.12.

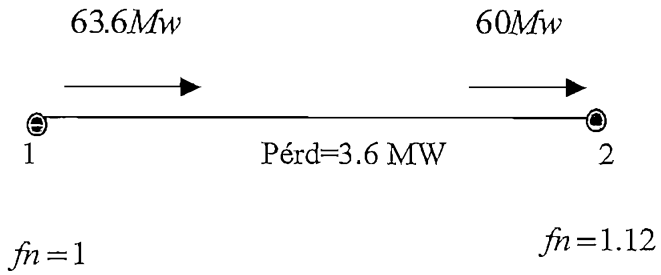


Fig. # 2.10

$$Pérd_{pu} = \frac{Pérd}{P} = \frac{3.6}{60} = 0.06 \longrightarrow Pérd\% = \frac{3.6}{60} * 100 = 6\%$$

$$2\frac{Pérd}{P} = 2 * .06 = 0.12 \longrightarrow 2\frac{Pérd}{P}\% = 2 * .06 * 100 = 12\%$$

$$fn = 1 + 2\frac{Pérd}{P} = 1 + 2 * .06 = 1.12$$

2.15 PRECIO DE LA ENERGÍA

El precio de la energía en una barra queda determinado por la potencia que se genera o recibe un nodo importador o exportador respectivamente, multiplicado por el tiempo, el factor de nodo y por el Precio de Mercado.

$$\boxed{PEi = Pi \cdot t \cdot fni \cdot PM} \qquad (24)$$

Donde:

PEi : Es el precio de la Energía importada o exportada a la barra i
t : Tiempo
Pi : Potencia generada o recibida en la barra i
fni : Factor de nodo de la barra i
PM: Precio de Mercado.

El precio de la potencia o energía se puede interpretar de las siguientes maneras:

La generación o potencia recibida por el distribuidor en el nodo multiplicado por el Precio de Mercado (PM), y este valor penalizado por su respectivo factor de nodo.

#1

$$PEi = \left[\left(Pi \cdot t\right) \cdot PM\right] \cdot fni$$

Generación en el nodo o
Energía recibida por el distribuidor

Generación o potencia recibida por el distribuidor en su nodo multiplicada por su factor de nodo dando como resultado una generación aparente, o energía penalizada respectivamente, y esta energía multiplicada por el Precio de Mercado.

#2

$$PEi = \left(Pi \cdot t \cdot fni\right) \cdot PM$$

Generación aparente o
Energía penalizada

La generación o la energía recibida en el nodo multiplicada por el precio de la energía en su respectivo nodo.

#3 $$PEi = \overbrace{Pi \cdot t}^{\text{Energía generada o recibida en el nodo}} \cdot \underbrace{(fni \cdot PM)}_{\text{Precio de la energía en el nodo}}$$

La ecuación (23) nos sugiere una alternativa para realizar las transacciones económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista, interpretada por lo general de la forma #3, es el Precio de Mercado que se traslada a cada uno de los nodos del sistema con la cual se remunerará a los generadores su energía generada en su respectivo nodo y se debatirá a los Distribuidores la energía recibida en su nodo correspondiente.

2.16 PÉRDIDAS

Partiendo de la ecuación (21), podemos encontrar las pérdidas al transportar cierta potencia desde el nodo hacia la Barra de Mercado o inyectarla en el nodo desde la Barra de Mercado.

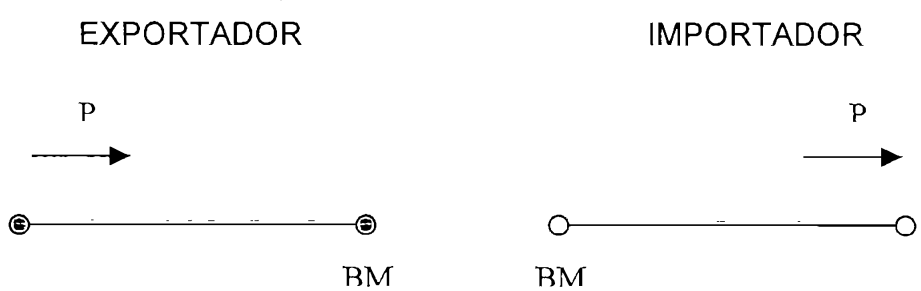


Fig. # 2.8

$$fn = 1 - \frac{2 * Perd}{P} \qquad fn = 1 + \frac{2 * Perd}{P}$$

$$Perd = P * \left(\frac{1 - fn}{2} \right) \qquad Perd = P * \left(\frac{fn - 1}{2} \right)$$

Con los factores de nodo, podemos saber la cantidad de potencia llega a la Barra de Mercado si se parte con una potencia P desde un nodo y la potencia llega al nodo si se parte con la potencia P de la Barra de Mercado; con las siguientes ecuaciones establecidas por simple deducción, obsérvese que las pérdidas están en función de la potencia P, por lo que dependiendo del caso: en el exportador las pérdidas representan en por unidad una fracción de la potencia que sale del nodo exportador y para un nodo importador las pérdidas representan en por unidad una fracción de la potencia que llega al nodo importador.

Se debe tomar en cuenta que en un nodo puede existir un generador y un distribuidor a la vez, por lo que el factor de nodo depende, cual de los dos agentes es más preponderante en determinadas circunstancias, por lo que los nodos pueden comportarse como un nodo importador o puede comportarse como un nodo exportador, dependiendo de la situación del sistema.

PARA EL EXPORTADOR

$$PBM = P - P * \left(\frac{1 - fn}{2} \right)$$

PARA EL IMPORTADOR

$$PBM = P + P * \left(\frac{fn - 1}{2} \right)$$

(25)

Donde:

PBM:		Potencia en la Barra de Mercado
P	:	Potencia transmitida hacia la Barra de Mercado o inyectada en el nodo, en el caso de un nodo exportador o importador respectivamente.
fn	:	Factor de nodo

REFERENCIAS

[1] El PROCESO DE REESTRUCCTURACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO Y LA CONFORMACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA
Coordinador Técnico Nacional
Ing. Gabriel Argüello R.
1998 Quito – Ecuador

[3] LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO, Reglamento; actualizada a septiembre de 1998.

[4] REGLAMENTO PARA EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA Martes 23 de Febrero de 1999.

[5] REGLAMENTO DE TARIFAS ELÉCTRICAS Lunes 26 de Octubre de 1999.

[6] SISTEMA NODAL PARA LA DETERMINACIÓN DE PRECIOS MAGINALES EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA
Autor: Ing. Gabriel Argüello Ríos

[7] ANALISIS Y CONTROL DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA
Gabriel Argüello Ríos, Escuela Politécnica Nacional, 1988.

[13] TESIS DE GRADO: DETERMINACIÓN DE LOS FACTORES DE NODO Y ANÁLISIS DE SENSITIVIDAD, Ing. Gabriel Salazar, Quito abril del 2000.

CAPÍTULO III

CAPITULO III

3.- PROCEDIMIENTO PARA LAS TRANSACCIONES EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

En el Mercado Eléctrico Mayorista, es necesario establecer procedimientos para poder ejecutar las transacciones económicas de acuerdo a los reglamentos y leyes que regulan el mercado, con estos procedimientos se determina la manera de liquidar los cobros y pagos respectivos a los agentes del MEM, como también reglamentar y regular la operación técnica y económica del sistema, logrando proporcionar un servicio de alta calidad y confiabilidad.

La normativa que regula al sector eléctrico se plantea en dos formas:

- De acuerdo a leyes que requieren de la aprobación del Poder Legislativo, situación que dificulta posteriores modificaciones.

- Con los reglamentos que son dictados por el Poder Ejecutivo, los cuales contienen normas y métodos o procedimientos detallados.

En el Ecuador, el Congreso Nacional ejerciendo las atribuciones legales expidió la Ley del Régimen del Sector Eléctrico en la que establece entre algunos aspectos, disposiciones, estructuras, conformación de organismos, conformación de las de las empresas de generación, transmisión, y distribución, concesiones, mercados y tarifas, recursos energéticos no convencionales, derechos laborales, exenciones y exoneraciones que constituyen el pilar de una estructura que fortalecerá la regulación del sector eléctrico, las leyes necesitan de procedimientos; desde el punto de vista del sector eléctrico un procedimiento es el método para ejecutar normas y reglas destinadas a preservar la eficiencia económica, promover y garantizar la existencia de un mercado competitivo, evitar la existencia de monopolios, etc.

3.1 REMUNERACIÓN A GENERADORES

A los generadores se les remunera en función de su energía y potencia, vendida en el MEM, debiendo también pagar o cobrar por otros servicios que se prestan en el sistema.

3.1.1 REMUNERACIÓN POR ENERGÍA

A los generadores se les remunera hora a hora la energía neta generada en su nodo, esta generación se la obtiene de la generación Bruta descontando el consumo de auxiliares. El CENACE sólo liquidará la energía vendida en el Mercado Ocasional.

$$REGk_h = EMOGk_h \cdot fnk_h \cdot PM_h$$

$$\boxed{REGk_h = \left(ENGk_h - ETCGk_h\right) \cdot fnk_h \cdot PM_h} \qquad (26)$$

Donde:

$REGk_h$	:	Remuneración por energía del Generador k a la hora h.
$EMOGk_h$	:	Energía generada para el Mercado Ocasional, del Generador k, en el nodo k, a la hora h.
$ENGk_h$	:	Energía Neta del Generador k en el nodo k a la hora h.
$ETCGk_h$	:	Energía total de contratos del generador k en el nodo k a la hora h.
fnk_h	:	Factor de nodo del Generador k a la hora h.
PM_h	:	Precio de Mercado a la hora h.

En el caso de que el generador k tenga contratos, éstos puede realizarlos en la barra del generador, en la Barra de Mercado o en la barra del distribuidor, en general, lo que se debe establecer es que energía se debe generar en el nodo k, para que llegue a la Barra de Mercado o a la barra del distribuidor, para cumplir los contratos con cada uno de estos puntos de referencia.

Caso 1. Si toda la energía es contratada en la barra del generador:

$$EC_1Gk_h = ECGk_h \qquad (27)$$

Donde:

EC_1Gk_h : Energía de contratos (caso 1), del generador k en la barra k a la hora h.

$ECGk_h$: Es la energía de contratos del generador k en el nodo k a la hora h.

Como se dijo en un principio, si un generador tiene contratos la energía generada para cubrirlos no es remunerada en el Mercado Ocasional, esta se la debe descontar de la energía neta generada por el este.

Caso 2. Si toda la energía es contratada en la Barra de Mercado, se debe calcular la energía que debe ser generada en el nodo del generador para que al transmitirla a la Barra de Mercado, se pueda cumplir con el contrato.

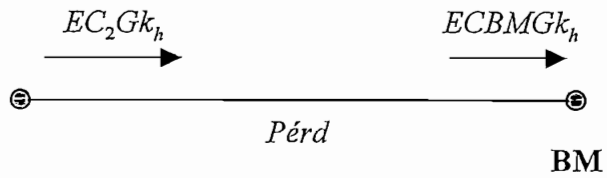


Fig. # 3.1

$$ECBMGk_h = EC_2Gk_h - EC_2Gk_h\left(\left|\frac{1-fnk_h}{2}\right|\right) \qquad (28)$$

Donde:

$ECBMGk_h$: Energía de contratos (caso 2), en la Barra de Mercado del generador k, a la hora h.

EC_2Gk_h : Energía de contratos (caso 2), ubicada en la barra del generador k, a la hora h.

fnk_h : Factor de nodo del generador k, a la hora h.

$$\therefore \quad \boxed{EC_2Gk_h = \frac{ECBMGk_h}{\left(1 - \left|\frac{1 - fnk_h}{2}\right|\right)}} \qquad (29)$$

Esta energía es la que se debe descontar de la energía neta generada por el generador k, en el nodo k, para su remuneración.

Caso 3. Si la energía es contratada en la barra del distribuidor se debe calcular la cantidad de energía que el generador debe generar en su nodo para que llegue a la Barra de Mercado y de allí al nodo de cada uno de los distribuidores para cumplir con los respectivos contratos.

La energía que se necesita en la Barra de Mercado para que llegue al nodo del distribuidor, lo que contrató con el generador es:

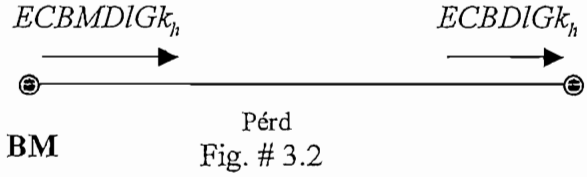


Fig. # 3.2

$$ECBMDlGk_h = ECBDlGk_h + ECBDlGk_h\left(\left|\frac{fnl_h - 1}{2}\right|\right) \qquad (30)$$

Donde:

$ECBMDlGk_h$: Energía contratada en la barra del distribuidor l, con el generador k, ubicada en la Barra de Mercado, a la hora h.

$ECBDlGk_h$: Energía contratada en la barra del distribuidor l con el generador k, ubicada en el nodo del distribuidor l, a la hora h.

fnl_h : Factor de nodo del distribuidor l a la hora h.

La energía contratada en cada uno de los nodos de los distribuidores se concentra en la Barra de Mercado, una vez concentrada se debe calcular la cantidad de energía que debe ser generada por el generador k, para que al transportar esta energía a la Barra de Mercado el generador pueda cumplir los contratos respectivos con los distribuidores en sus nodos.

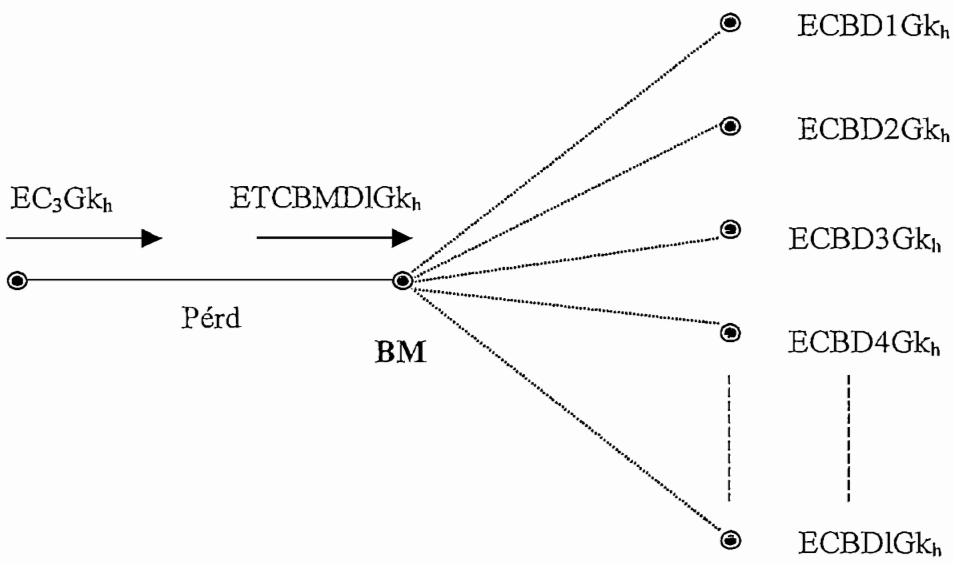


Fig. # 3.3

De la Fig. # 3.3 se puede deducir que:

$$ETCBMDlGk_h = \sum_{i=1}^{I} ECBMDiGk_h \qquad (31)$$

$$ETCBMDlGk_h = \sum_{i=1}^{I}\left(ECBDiGk_h + ECBDiGk_h\left(\left|\frac{fni_h - 1}{2}\right|\right)\right) \qquad (32)$$

Donde:

$ETCBMDlGk_h$: Es la suma de toda la energía ubicada en la Barra de Mercado, pero que fue contratada en cada una de las barras de los distribuidores, a la hora h. (los contratos son realizados entre el distribuidor l y el generador k)

$ECBDlGk_h$: Energía contratada en la barra del distribuidor l, con el generador k a la hora h.

$ECBDiGk_h$: Energía contratada en la barra del distribuidor i, con el generador k a la hora h. i=1,2,3,.....l

fni_h : Factor de nodo del distribuidor i a la hora h.

Una vez calculada la energía en la Barra de Mercado, para cubrir los contratos con los distribuidores en cada una de sus barras, se calcula la energía que debe ser generada por el generador k para cumplir con los contratos con cada uno de los distribuidores.

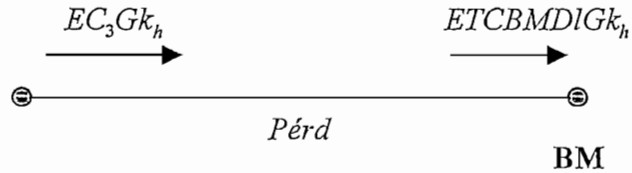


Fig. # 3.4

De la figura # 3.4 se puede concluir que:

$$ETCBMDlGk_h = EC_3Gk_h - EC_3Gk_h\left(\left|\frac{1-fnk_h}{2}\right|\right) \qquad (33)$$

$$\therefore \quad \boxed{EC_3Gk_h = \frac{ETCBMDlGk_h}{1-\left(\left|\frac{1-fnk_h}{2}\right|\right)}} \qquad (34)$$

Donde :

$ETCBMDlGk_h$: Energía total contratada en cada una de las barras de los distribuidores concentrada en la Barra de Mercado, a la hora h. (los contratos son realizados entre el distribuidor l y el generador k)

EC_3Gk_h : Energía contratada (caso 3), del generador k en el nodo k a la hora h.

Fnk_h : Factor de nodo del generador k a la hora h.

La energía total generada para cumplir contratos por parte del generador debe ser igual a la suma de cada una de las energías pactadas en cada una de estas tres referencias, la del generador, la del distribuidor y la de los distribuidores llevada a su propio nodo por lo que:

La fórmula para encontrar energía que debe generar un generador para poder cumplir con sus contratos queda expresado por la siguiente ecuación:

$$ETCGk_h = EC_1Gk_h + EC_2Gk_h + EC_3Gk_h \qquad (35)$$

Esto implica que el generador debe generar la siguiente cantidad de energía para cumplir con todos sus contratos:

$$\boxed{ETCGk_h = ECGk_h + \frac{ECBMGk_h}{\left(1-\left|\frac{1-fnk_h}{2}\right|\right)} + \frac{ETCBMDlGk_h}{1-\left(\left|\frac{1-fnk_h}{2}\right|\right)}} \qquad (36)$$

3.2 PAGO DE LOS DISTRIBUIDORES

Los Distribuidores pagarán por la energía comprada en el MEM, así mismo deberán pagar o cobrar por otros servicios que se prestan en el sistema.

3.2.1 PAGO POR ENERGÍA

Los distribuidores deben pagar la energía recibida hora a hora en su respectivo nodo, el CENACE solo debitará a los distribuidores la energía comprada en el Mercado Ocasional.

$$PEDl_h = ERMODl_h \cdot fnl_h \cdot PM_h \qquad (37)$$

$$PEDl_h = (ERDl_h - ETCDl_h) \cdot fnl_h \cdot PM_h \qquad (38)$$

Donde:

$PEDl_h$	:	Pago por energía, del distribuidor l a la hora h.
$ERMODl_h$	:	Energía recibida por el distribuidor l en el Mercado Ocasional, para cubrir su demanda en el nodo l a la hora h.
$ERDl_h$	:	Energía recibida por el distribuidor l, en el nodo l a la hora h.
$ETCDl_h$	:	Energía total de contratos recibida por el distribuidor l a la hora h.
fnl_h	:	factor de nodo del distribuidor l a la hora h
PM_h	:	Precio de Mercado

En el caso de que el distribuidor tenga contratos de energía con un generador, la energía se puede contratar en tres puntos diferentes, en la barra del distribuidor, en la Barra de Mercado, o en la barra del generador, en general lo que se debe calcular es la energía que recibe el distribuidor en su nodo.

Se analiza cada uno de estos casos separadamente para establecer la manera de encontrar la energía recibida por el distribuidor en su nodo, sabiendo la contratada en estos tres puntos de referencia.

Caso 1. Si la energía recibida es contratada en la barra del distribuidor, en este caso:

$$EC_1Dl_h = ECDl_h \qquad (39)$$

Donde:

EC_1Dl_h : Energía de contratos (caso 1), del Distribuidor l, en nodo l a la hora h.

$ECDl_h$: Energía de contratos recibida por el distribuidor l en el nodo l a la hora h.

Caso 2. Si la energía es contratada en la Barra de Mercado, se calculará la energía que recibe el distribuidor en su respectivo nodo.

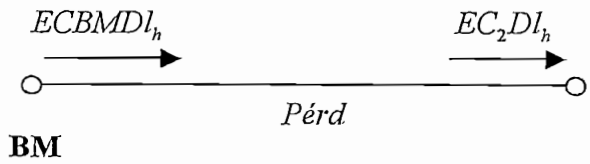


Fig. # 3.5

De la Fig. # 3.5 se puede deducir que

$$ECBMDl_h = EC_2Dl_h - EC_2Dl_h\left(\left|\frac{fnl-1}{2}\right|\right) \qquad (40)$$

$$\therefore \quad EC_2Dl_h = \frac{ECBMDl_h}{1-\left(\left|\frac{fnl-1}{2}\right|\right)} \qquad (41)$$

EC_2Dl_h : Es la energía de contratos recibida por el distribuidor l en la barra l, contratada en la Barra de Mercado a la hora h.

$ECBMDl_h$: Es la energía contratada en la Barra de Mercado, por el distribuidor l a la hora h.

fnl_h : Es el factor de nodo del distribuidor l a la hora h.

Caso 3. Cuando la energía es contratada en la barra del generador, se debe calcular la energía que llega a la Barra de Mercado y luego calcular que energía llega a la barra del distribuidor.

La energía que se necesita en la Barra de Mercado para que llegue al nodo del distribuidor l lo que contrató con el generador k en el nodo del generador es:

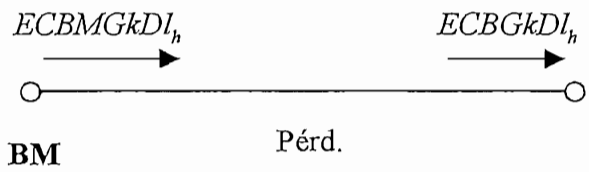


Fig. # 3.6

$$ECBMGkDl_h = ECBGkDl_h + ECBGkDl_h\left(\left|\frac{fnl_h - 1}{2}\right|\right) \qquad (42)$$

Donde:

$ECBMGkDl_h$: Energía contratada en la barra del generador k, con el distribuidor l, ubicada en la Barra de Mercado, a la hora h.

$ECBGkDl_h$: Energía contratada en la barra del generador k, con el distribuidor l ubicada en el nodo del distribuidor l, a la hora h.

El distribuidor, como es obvio, puede contratar la energía necesaria para cubrir su demanda con uno o varios generadores, por lo que una vez que la energía de contratos con cada uno de los generadores se encuentra ubicada en la Barra de Mercado, la totalidad de esta energía se transportará al nodo del distribuidor, de esta manera se encontrará la energía total en contratos que llega al distribuidor l.

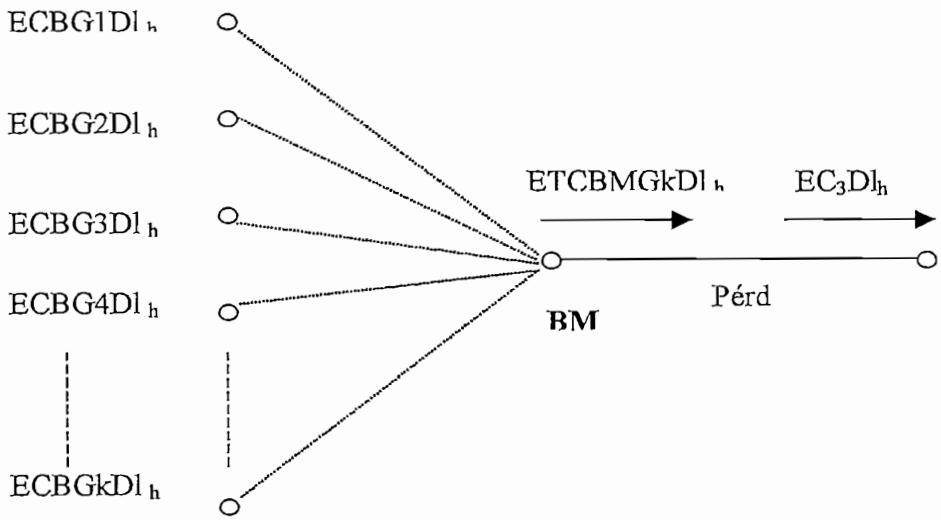


Fig. # 3.7

De la Fig. # 3.7 es obvio que:

$$ETCBMGkDl_h = \sum_{j=1}^{k} ECBMGjDl_h \qquad (43)$$

En consecuencia:

$$ETCBMGkDl_h = \sum_{j=1}^{k}\left(ECBGjDl_h - ECBGjDl_h\left(\left|\frac{fnj_h - 1}{2}\right|\right)\right) \qquad (44)$$

Donde:

ETCBMGkDl$_h$: Es la suma de toda la energía que recibirá el distribuidor l a la hora h contratada en la barra de cada uno de los generadores pero que se encuentra ubicada en la Barra de Mercado,.

ECBMGjDl$_h$: Energía de contratos (caso 3), ubicada en la Barra de Mercado del generador l, respecto a cada uno de los generadores j.

j= 1,2,3,.....k

$ECBGkDl_h$: Energía contratada en la bara del geneerador k del distribuidor l a la hora h.

$ECBGjDl_h$: Energía contratada en la barra de cada uno de los generadores j del distribuidor l a la hora h. j= 1,2,3,4,.....k

fnj_h : Factor de nodo de cada uno de los generadores j a la hora h. j= 1,2,3,4,.....k

Una vez calculada la energía que se debe encontrar en la Barra de Mercado de cada uno de los generadores con los que el distribuidor ha realizado contratos, se calcula ahora la energía que llega al nodo del distribuidor.

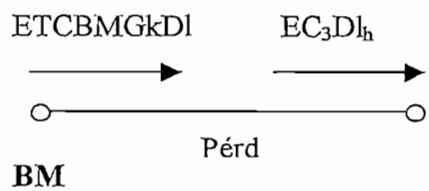


Fig. # 3.8

De la figura # 3.8 tenemos:

$$ETCBMGkDl_h = EC_3Dl_h + EC_3Dl_h\left(\left|\frac{fnl_h - 1}{2}\right|\right) \qquad (45)$$

$$\therefore \quad \boxed{EC_3Dl_h = \frac{ETCBMGkDl_h}{1+\left(\left|\frac{fnl_h - 1}{2}\right|\right)}} \qquad (46)$$

Donde:

EC_3Dl_h: Energía de contratos (caso 3), en el nodo del distribuidor l a la hora h

$ETCBMGkDl_h$: Es la suma de toda la energía que recibirá el distribuidor l a la hora h contratada en la barra de cada uno de los generadores pero que se encuentra ubicada en la Barra de Mercado.

fnlh : Factor de nodo del distribuidor l a la hora h.

La energía total recibida por el distribuidor en contratos, debe ser la suma de cada una de las energías contratadas en cada una de las tres referencias; en la barra del distribuidor, la de la Barra de Mercado y en la de los generadores, llevada a su propio nodo, en consecuencia, la fórmula para encontrar la energía total de contratos recibida en su nodo queda expresada de la siguiente manera:

$$ETCDl_h = EC_1Dl_h + EC_2Dl_h + EC_3Dl_h \qquad (47)$$

$$ETCDl_h = ECDl_h + \frac{ECBMDl_h}{1-\left(\left|\frac{fnl_h - 1}{2}\right|\right)} + \frac{ETCBMGkDl_h}{1+\left(\left|\frac{fnl_h - 1}{2}\right|\right)} \qquad (48)$$

3.3 REMUNERACIÓN VARIABLE POR TRANSPORTE DE ENERGÍA

Si el sistema tuviera una red ideal, sin pérdidas ni limitaciones, en cualquier instante los precios nodales serían los mismos en todo el sistema, por lo que no existiría discriminación espacial de precios en la red real. Los efectos de pérdidas y restricciones del sistema de transmisión crean diferentes precios nodales, la diferente valoración de la energía en los distintos nodos del sistema permite que se valore el costo variable del transporte del sistema

La remuneración variable de transporte se calcula con la siguiente expresión:

$$RVT_h = \sum_{i=1}^{l} ETrDi_h \cdot fni_h \cdot PM_h - \sum_{j=1}^{k} ETgGj_h \cdot fnj_h \cdot PM_h \qquad (49)$$

Donde:

RVT	:	Es la Remuneración Variable de Transmisión.
$ETrDi_h$	:	Energía Total recibida por el Distribuidor i a la hora h.
fni_h	:	Factor de nodo del distribuidor i a la hora h.
$ETgGj_h$	:	Energía Total generada por el Generador j a la hora h.
fnj_h	:	Factor de nodo del Generador j a la hora h.
PM_h	:	Precio de Mercado a la hora h

3.3.1 REMUNERACIÓN VARIABLE AL TRANSMISOR EN EL MERCADO OCASIONAL

El CENACE liquida únicamente las transacciones de energía en el Mercado Ocasional o las transacciones del Mercado en Contratos que se cumplan en el Mercado Ocasional. Siendo así, la porción de la Remuneración Variable al Transmisor que corresponde al Mercado Ocasional se determina con la energía transada en este mercado al precio marginal horario.

La Remuneración Variable al Transmisor se la obtiene de la siguiente manera:

$$RVTMO_h = \sum_{i=1}^{l} ETrDiMO_h \cdot fni_h \cdot PM_h - \sum_{j=1}^{k} ETgGjMO_h \cdot fnj_h \cdot PM_h \qquad (49.2)$$

Donde:

RVTMO	:	Es la Remuneración Variable al Transmisor en el Mercado Ocasional.
$ETrDi_h$	:	Energía Total recibida por el Distribuidor i en el Mercado Ocasional a la hora h.
fni_h	:	Factor de nodo del distribuidor i a la hora h.
$ETgGj_h$	:	Energía Total generada por el Generador j en el Mercado Ocasional a la hora h.
fnj_h	:	Factor de nodo del Generador j a la hora h.
PM_h	:	Precio de Mercado a la hora h

3.3.2 REMUNERACIÓN VARIABLE AL TRANSMISOR EN EL MERCADO DE CONTRATOS

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

$$RVTMC_h = RVT_h - RVTMO_h \qquad (49.2)$$

A continuación se presenta el siguiente ejemplo:

El sistema radial de la figura # 3.9 presenta a tres generadores y cuatro cargas, los factores nodales están determinados en cada una de las barras de la red de transmisión así como también la respectiva generación, carga y costos variables de generación calcular:

a) Cada una de las potencias que salen y se inyectan en los nodos.
b) El Precio de Mercado.
c) Remuneración a los generadores.
d) El pago que realizan los distribuidores.Remuneración a la red de transmisión
e) Las pérdidas en cada una de las líneas de transmisión
f) Analizar la distribución de las pérdidas y como se distribuyen los pagos al transportista de cada uno de los agentes que se encuentran conectados al sistema.

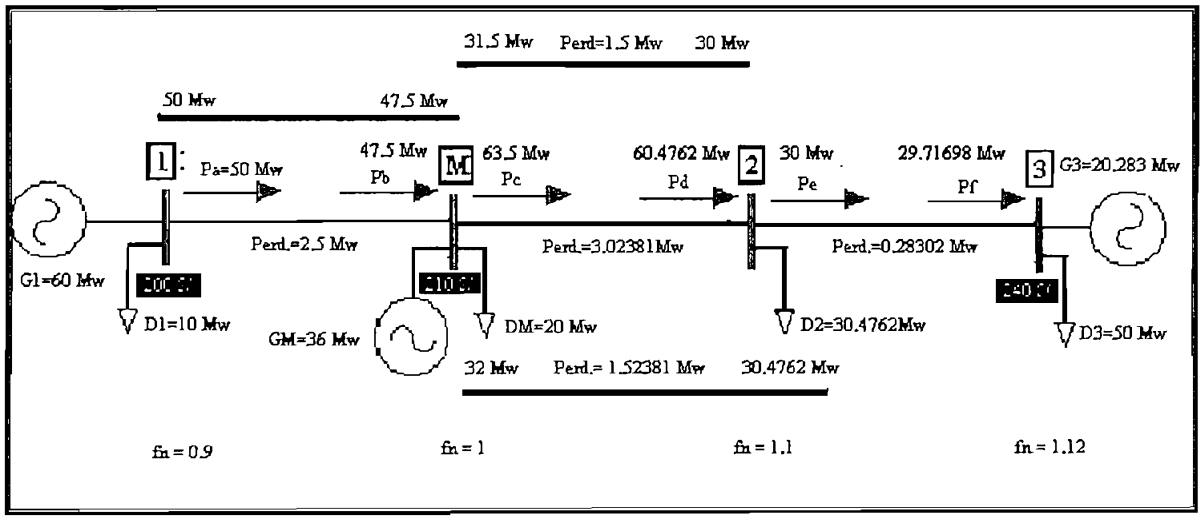


Fig. # 3.9

a)

$Pa := 50$

$Pb := Pa - Pa \cdot \left(\frac{1 - 0.9}{2}\right)$ $Pb = 47.5$ MW

$GM := 36$

$DM := 20$

$Pc := Pb + GM - DM$ $Pc = 63.5$ MW

$Pc := Pd + Pd \cdot \left(\frac{1.1 - 1}{2}\right)$ $Pd := 60.4762$ MW

$D2 := 30.4762$

$Pe := Pd - D2$ $Pe := 30$ MW

$PM := Pe + Pe \cdot \left(\frac{1.1 - 1}{2}\right)$ $PM := 31.5$ MW

$PM := Pf + Pf \cdot \left(\frac{1.12 - 1}{2}\right)$ $Pf := 29.71698$ MW

Para encontrar que potencia llega a la barra 3, con el valor de Pe(30 MW) encuentro cuanta potencia parte de la Barra de Mercado (31.5 MW) y con este valor se halla Pf =(29.71698), obsérvese que la diferencia entre la potencia Pf y Pe es exactamente igual a las pérdidas en las líneas.

b) Precio de Mercado:

$PP1 := 200$ S/. $PPM := 210$ S/. $PP3 := 240$ S/.

$PPBM1 := \frac{PP1}{fn1}$ $PPBM1 = 222.222$ S/.

$PPBM2 := \frac{PPM}{fnM}$ $PPBM2 = 210$ S/.

$PPBM3 := \frac{PP3}{fn3}$ $PPBM3 = 214.286$ S/.

Precio de Mercado = 222.222 S/.

CUADRO DE RESULTADOS

c) y d)

REMUNERACIÓN AL GENERADOR

GEN	Fn	GENERAC.	GENER. APARENTE	PRECIO DE MERCADO [S/.]	TOTAL [s/.]
G1	0.9	60 MW	54 MW	222.222	11999.99
GM	1	36 MW	36 MW	222.222	7999.99
G3	1.12	20.283 MW	22.71696 MW	222.222	5048.21
TOTAL		116.283 MW	112.717 MW		25048.19

PAGO DE LOS DISTRIBUIDORES

DIS	Fn	POT. RECIB.	POT. APARENTE. RECIB	PRECIO DE MERCADO [S/.]	TOTAL [S/.]
D1	0.9	10 MW	9 MW	222.222	2000.00
DM	1	20 MW	20 MW	222.222	4444.44
D2	1.1	30.4762 MW	33.524 MW	222.222	7449.73
D3	1.12	50 MW	56 MW	222.222	12444.43
TOTAL		110.4762 MW	118.524 MW		26338.60

REMUNERACIÓN AL TRANSPORTE [S/.]

LO QUE RECIBEN LOS GENERADORES	26338.60
LO QUE PAGAN LOS DISTRIBUIDORES	25048.19
LO QUE RECIBE EL TRANSPORTISTA	1290.41

e) Las pérdidas de cada uno de los tramos del diagrama se puede calcular de la siguiente manera:

[1-M]

$$| fnM \cdot Pb - fn1 \cdot Pa | = 2.5 \text{ MW}$$

[M-2]

$$| fnM \cdot Pc - fn2 \cdot Pd | = 3.0238 \text{ MW}$$

[2-3]

$$| fn2 \cdot Pe - fn3 \cdot Pf | = 0.283 \text{ MW}$$

$$2.5 + 3.0238 + 0.283 = 5.807 \text{ MW}$$

(*) La remuneración al transporte se puede calcular multiplicando este valor por el Precio de Mercado:

5.807·222.222= 1290.443 S/.

Las pérdidas se pueden obtener restando lo que generan las centrales menos lo que reciben los distribuidores

116.283- 110.4762= 5.807 MW

Las pérdidas también se pueden calcular restando con la potencia recibida aparentemente por los distribuidores y la potencia aparente generada por las centrales (debido a que los factores de nodo penalizan el transporte y las pérdidas):

118.524- 112.717= 5.807 MW

f)

La diferencia entre lo que se genera y la generación aparente es lo que se descuenta por pérdidas y la remuneración al transporte, de la misma manera que la diferencia entre lo que reciben aparentemente los distribuidores y lo que reciben verdaderamente estos es lo que se adiciona por pérdidas y remuneración al transporte tomando en cuenta la interpretación del precio de la potencia o energía como en el literal 2, si se toma el Precio de Mercado como constante y con un valor igual a la unidad; es por esta razón que aparentemente los distribuidores reciben más de lo verdaderamente reciben en un nodo importador, y las centrales generan menos de lo que verdaderamente generan en un nodo exportador, de no ser de este modo sucede todo lo contrario, la generación aparente es mayor que la que realmente genera si se encuentra en una barra importadora y el distribuidor aparentemente recibe menos de lo que en realidad recibe, esto hace que los generadores traten de ubicarse en barras importadoras y los distribuidores en barras exportadoras tratando de esta manera aplanar los factores de nodo a un valor cercano a uno.

Lo que se les descuenta Generadores		Lo que se les adiciona a los Distribuidores	
GEN:= 116.283	MW	DISAPARENT:= 118.524	MW
GENAPARENT:= 112.717	MW	DIS := 110.4762	MW
GEN- GENAPARENT= 3.566	MW	DISAPARENT- DIS = 8.048	MW

Donde:

GEN: Es lo que genera realmente el generador.
GENAPARENT: Es lo que aparentemente genera el generador.
DIS : Es lo que realmente reciben los distribuidores.
DISAPARENT : Es lo que aparentemente reciben los distribuidores.

La suma de estos dos valores da como resultado 11.64, que debe ser igual a las pérdidas más un equivalente en pérdidas para la remuneración al transporte.

Pérdidas + Remuneración al Transporte = 11.614

Entonces esto se distribuye de la siguiente manera:

$$11.614 \begin{cases} 5.807 \text{ Pérdidas} \\ 5.807 \text{ Transporte} \end{cases}$$

Observemos como se distribuye las pérdidas y como se reparte la remuneración al transporte entre cada uno de los Agentes del MEM, asumiendo que el Precio de Mercado es igual a la unidad, obteniendo de esta manera una remuneración equivalente en potencia, con el mismo criterio del precio de potencia del literal número 2, se encontrará la diferencia entre lo que se genera y lo que aparentemente genera y lo que reciben los distribuidores y lo que aparentemente reciben los distribuidores, siempre restando la cantidad mayor de la menor para obtener valores positivos puesto que como se observa en los siguientes cálculos depende en que nodo se encuentre un agente distribuidor o generador, para establecer esta diferencia dependiendo si se encuentra en un nodo importador o en un nodo generador.

NODO EXPORTADOR

G1: GEN – GENAPARENT
60MW – 54MW = 6MW

2.5	Pérdidas
2.5	Transporte
1	Subvención a D1

$$Perd := Pa \cdot \left(\frac{1 - fn1}{2}\right)$$

Perd = 2.5

D1: DIS – DISAPARENT

10MW – 9MW = 1 Deja de pagar D1

En la Barra de Mercado el factor de nodo es la unidad, por esta razón no hay pérdidas y no se remunera al transmisor, luego se tiene:

BARRA DE MERCADO

GM: 36 MW – 36 MW = 0

DM: 20 MW - 20 MW = 0

NODO IMPORTADOR

D2: DISAPARENT - DIS
33.524 MW – 30.4762 MW =3.04762

1.524	Pérdidas
1.524	Transporte

$$Perd := 30.4762\left(\frac{fn2 - 1}{2}\right)$$

Perd = 1.524

NODO IMPORTADOR

G3: GENAPARENT – GEN

22.71696 MW – 20.283 MW = 2.43396MW Recibe adicional

D3: 56 MW – 50MW = 6 MW

1.78302	Pérdidas
1.78302	Transporte
2.43396	Entrega a G3
5.99000	Total

$$Perd := 29.71698\left(\frac{fn3 - 1}{2}\right)$$

Perd = 1.78302

Del ejemplo anterior se puede concluir que:

En un nodo Exportador:

- Lo que se genera aparentemente es menor a lo que realmente se está generando
- Lo que recibe aparentemente el distribuidor es menor a lo que en realidad recibe el distribuidor.

En un nodo Importador:

- Lo que se genera aparentemente es mayor a lo que realmente se está generando
- Lo que recibe aparentemente el distribuidor es mayor a lo que en realidad recibe el distribuidor.

Provocando de esta manera compensaciones que tienden a aplanar los factores de nodo.

3.4 RESTRICCIONES E INFLEXIBILIDADES OPERATIVAS

Al efectuar un Despacho Económico de Mediano y corto plazo se producen sobrecostos, al seleccionar unidades de generación e importación (interconexiones internacionales); que por sus características técnicas deben permanecer en operación durante períodos en los cuales su costo variables de producción es superior al costo marginal en la barra de Mercado.

Esta generación, incluida las importaciones será calificada, en operación normal, como: obligatoria, forzada, inflexible o no solicitada, dependiendo de las condiciones bajo las cuales ingresan a la operación y cuyas definiciones se establecen a continuación. (Ver anexo B7)

3.4.1 GENERACIÓN OBLIGATORIA

3.4.1.1 Por Confiabilidad y Seguridad del Sistema

Corresponde a la generación e importación despachadas exclusivamente para atender la demanda, con niveles de confiabilidad y seguridad *integral* o de

una área del SNI, acorde con las Regulaciones y Procedimientos vigentes, independientemente de las restricciones de la red.

3.4.2.1 Por Cobertura De Demanda

Corresponde a la generación e importación seleccionadas en la programación de mediano o corto plazo para cubrir la demanda del Sistema, que no pueden ser retiradas de operación, debido a que por sus características operativas deben cumplir un tiempo mínimo de operación o un tiempo mínimo de parada, independientemente de las restricciones de la red.

3.4.2 GENERACIÓN FORZADA

3.4.2.1 Por Restricciones En La Red

Es la generación e importación que, debido a limitaciones en la red del Transmisor o la de un Agente del MEM, deben ser consideradas en el despacho económico con restricciones. Estas restricciones corresponden a limitaciones operativas declaradas por el Transmisor o el Agente referidas a su topología existente o a aquella comprometida a ser corregida dentro de un plazo aprobado por el CONELEC.

3.4.2.2 Por Calidad De Servicio

Es la generación e importación que deben ser ingresadas en el despacho económico con restricciones, para cumplir localmente con los niveles de calidad establecidos.

3.4.3 GENERACIÓN INFLEXIBLE

Se considera cuando, por causa del Generador o Importador, se presentan potencias adicionales sobre las potencias despachadas de una unidad de generación o importación, dentro de los límites operativos declarados por el Agente y aceptados por el CENACE en cumplimiento del Artículo 54 del Reglamento Sustitutivo del Reglamento General de la Ley - RSRG.

3.4.4 GENERACIÓN NO SOLICITADA

Corresponde a la generación ingresada al Sistema, por causa del Generador, sin autorización del CENACE, o cuya salida sea posterior a lo dispuesto por el CENACE, considerando los tiempos de arranque y parada declarados por el Agente y aceptados por el CENACE en cumplimiento del Artículo 54 del RSRG.

Con el propósito de calificar una generación como no solicitada, el CENACE determinará los rangos de tolerancia a considerarse a los tiempos de arranque - parada, declarados por los Agentes del MEM y aceptados por el CENACE.

3.5 COBERTURA DE LOS SOBRECOSTOS

3.5.1 GENERACIÓN OBLIGATORIA

Esta generación se remunera al Costo Variable de Producción, considerando la energía bruta producida.

En los períodos en que los costos variables de esta generación sean superiores al precio del mercado, los sobrecostos serán cubiertos por los Agentes beneficiados del SNI o del área correspondiente, en forma proporcional a la energía que retiren del Mercado.

3.5.2 GENERACIÓN FORZADA

Esta generación se remunera al Costo variable de producción, considerando la energía bruta producida.

En los períodos en que permanezcan en operación las unidades o importaciones despachadas por restricciones en la red, o por requerimientos de calidad de servicio local, considerando los tiempos mínimos de operación de las mismas, los sobrecostos serán cubiertos por los Agentes causantes de la restricción. Los tiempos mínimos de operación serán aquellos declarados por el Agente y aceptados por el CENACE.

3.5.3 GENERACIÓN INFLEXIBLE

Si por cualquier causa, imputable al Generador o Importador, éstos operen sobre su potencia despachada, la energía neta adicional será reconocida al precio del Mercado.

3.5.4 GENERACIÓN NO SOLICITADA

La energía producida por esta causa no será remunerada al Agente respectivo.

Esta energía, a precio de mercado, será asignada en forma proporcional a los Generadores participantes en la Regulación Secundaria de Frecuencia.
(Ver anexo B7)

3.6 SOBRECOSTOS

Los sobrecostos son producidos el instante que después de haberse efectuado el predespacho con las cantidades aproximadas de energía a ser despachadas hora a hora para el siguiente día, por las causas antes mencionadas, entra a generar una central menos económica y si se producen sobrecostos estos serán cubiertos por el agente que los cause.

Los sobrecostos pueden producirse por las siguientes causas:

- Por restricción de la red de transporte
- Por requerimiento de un distribuidor
- Por requerimiento de un generador
- Por requerimiento del sistema

El generador que entra por generación obligada o generación forzada o inflexible o no solicitada, puede producir sobrecostos cuando su costo operativo es mayor al costo marginal en cualquier período como se observa en la figura # 3.10.

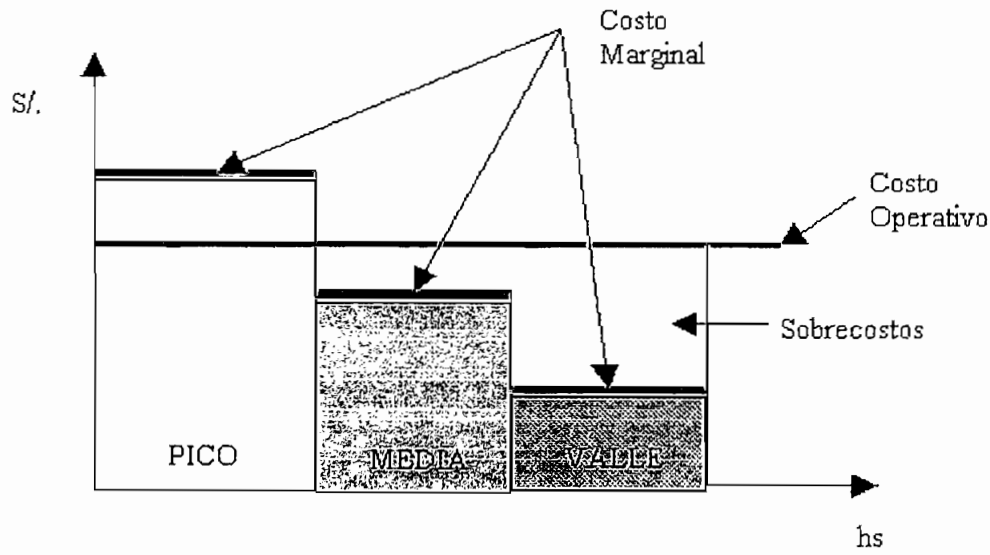


Fig. # 3.10

De la gráfica se observa que:

Si : $CVGk_h \leq PM_h$ No existe sobrecostos.

Si: $CVGk_h > PM_h$ Existe sobrecostos.

Los sobrecostos hora a hora se calculan de la siguiente manera:

$$SCGk_h = CVGk_h \cdot EBMOGk_h - ENGk_h \cdot fnk_h \cdot PM_h \qquad (50)$$

Donde:

SCGk : Sobrecostos producido por la restricción operativa del generador k a la hora h.

$EBMOGk_h$: Energía bruta destinada a levantar la restricción o generación obligada.

$ENGk_h$: Energía Neta del Generador k en el nodo k a la hora h.

fnk_h : Factor de nodo del generador k.

$CVGk_h$: Costo variable de generación del generador k.

PM_h : Precio de Mercado a la hora h.

Los sobrecostos sirven para remunerar a las centrales que entraron por restricciones operativas para cubrir la demanda que no se satisface cuando ocurre una restricción, esta generación es remunerada al costo variable declarado siempre y cuando este no sea inferior al Costo Marginal y para que no afecte el análisis en las transacciones económicas su sobrecosto es calculado y lo pagará el agente que provoque dicha restricción.

Uno de los casos de inflexibilidad sucede cuando una central se mantiene en operación en períodos que no son requeridos por el Sistema, esta inflexibilidad se da en las centrales turbo – vapor, en la cual es preferible mantenerla en un estado de mínima operación, a que se encuentre en un ciclo de operación y no – operación debido a que el costo de arranque y parada es más costoso que mantenerlo en un estado de mínima operación, el costo de arranque y parada de una central turbo – vapor es aproximadamente de 20.000 USD.

Las restricciones operativas son las limitaciones del sistema que se producen por problemas de inversión para ampliar las capacidades tanto de generación, distribución, como de transmisión de energía, uno de estos problemas por ejemplo es la red de transmisión en Manabí, cuya capacidad máxima de transmisión es de 100 MW, pero la demanda en esa provincia es de 120 MW, por lo que esta diferencia es generada por un generador local cuyo costo variable de generación en determinados momentos es mayor al costo marginal.

Cuando existen restricciones operativas, estas obligan al despacho de unidades menos económicas; dichas unidades serán remuneradas a su costo variable; los sobrecostos serán calculados por el CENACE y cubiertos por el agente del MEM que los provoque, para compensar al que se entró sobre el despacho económico de acuerdo al Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista en su Artículo 20.

3.7 PAGO DE LOS GENERADORES EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Los generadores dentro de las transacciones económicas deben pagar en el MEM por los siguientes conceptos:

3.7.1 ENERGÍA COMPRADA EN EL MERCADO OCASIONAL PARA CUMPLIR CON LOS CONTRATOS

El despacho de los generadores en operación real se hace prescindiendo de los contratos, un generador con contratos que no sea despachado o sea despachado parcialmente no puede cumplir con sus contratos o puede hacerlo sólo en parte. Las cantidades de energía necesarias para que este generador cumpla con sus contratos deben ser compradas en el Mercado Ocasional al Precio nodal respectivo.

El CENACE determinará la cantidad de energía que un Generador ha comprado en el Mercado Ocasional en función a la información de contratos, reportada por los Agentes y la información Postoperativa.

Si: $ETCGk_h < ENGk_h$ El generador puede cumplir con sus contratos

Si: $ETCGk_h > ENGk_h$ El generador no puede cumplir con sus contratos

El pago por la energía comprada en el Mercado Ocasional para cumplir con sus contratos es calculado de la siguiente manera:

$$PECMOGk_h = \left(ETCGk_h - ENGk_h\right) \cdot fnk_h \cdot PM_h \qquad (51)$$

Donde:

$PECMOGk_h$	:	Pago por energía comprada en el Mercado Ocasional para cubrir contratos, del Generador k a la hora h.
$ETCGk_h$	:	Energía total de contratos del generador k en el nodo k a la hora h.
$ENGk_h$	:	Energía neta del generador k en el nodo k a la hora h
fnk_h	:	Factor de nodo del generador k, a la hora h.
PM_h	:	Precio de Mercado a la hora h.

3.7.2 PAGO DE LOS GENERADORES POR CONSUMO DE AUXILIARES.

Los generadores térmicos necesitan de cierta energía para alimentar sus sistemas auxiliares, cuando los generadores son despachados, esta energía es consumida de su propia generación, cuando los generadores no son despachados, esta energía no puede ser consumida de su propia generación por lo que el generador debe comprarla en el Mercado Ocasional al Precio de Mercado, como cualquier otro distribuidor, en el CENACE para realizar el cobro a una agente generador por concepto de consumo de auxiliares, únicamente debe cobrar los consumos de auxiliares cuando el generador no se encuentra generando ya que cuando genera el mismo se abastece de energía para este propósito.

$$PCAGk_h = CAGk_h \cdot fnk_h \cdot PM_h \qquad (52)$$

Donde:

$PCAGk_h$: Pago por consumo de auxiliares del generador k a la hora h, en el nodo k.

$CAGk_h$: Consumo de auxiliares del generador k a la hora h

fnk_h : Factor de nodo del generador k, a la hora h.

PM_h : Precio de Mercado a la hora h.

3.8 ENERGÍA GENERADA POR PRUEBAS

Se considera que la energía producida por un Generador que entra oficialmente en operación con el propósito de efectuar algún tipo de pruebas no representa para el sistema eléctrico ningún tipo de confiabilidad en relación con la calidad de la energía producida ni la continuidad del servicio.

Para cumplir con esta disposición, se deberá observar lo establecido en la Regulación No. CONELEC – 004/99, Criterios para Remunerar a Generadores Hidroeléctricos durante Pruebas y Operación Experimental, aprobada por el Directorio del CONELEC, mediante Resolución No. 0100/99, en sesión de 3 de

junio de 1999; y, en la Regulación No. CONELEC – 008/99, Criterios para Remunerar a Generadores Termoeléctricos durante Pruebas y Operación Experimental, aprobada por el Directorio del CONELEC, mediante Resolución No. 0144/99, en sesión de 25 de agosto de 1999. (Ver anexo B1 y B3)

3.9 ENERGÍA GENERADA SIN AUTORIZACIÓN DEL CENACE

Si un generador entra en operación sin haber sido despachado por el CENACE no recibe remuneración por la energía producida. El beneficio económico que representa esta energía se asigna a aquel generador que, según el despacho económico, deja de producir para permitir la operación del generador que está realizando la operación no autorizada. (Ver anexo B7)

3.10 REMUNERACIÓN A DISTRIBUIDORES EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Los Distribuidores son remunerados dentro del MEM por los siguientes conceptos:

3.10.1 EXCEDENTES DE ENERGÍA DE LOS DISTRIBUIDORES O GRANDES CONSUMIDORES EN EL MERCADO OCASIONAL.

Si un Distribuidor o Gran Consumidor que haya contratado energía en el Mercado de Contratos a Plazo consume una cantidad de energía inferior al monto de sus contratos puede liquidar este excedente en el Mercado Ocasional, en la Barra de Mercado, al costo marginal instantáneo.

El CENACE, haciendo uso de la información del Mercado de Contratos proporcionada por los Agentes, las cantidades de energía negociadas proporcionadas por el Sistema de Medición Comercial y la información Postoperativa, determinará las cantidades de energía que han sido liquidadas por los Distribuidores o Grandes Consumidores en el Mercado Ocasional, con la siguiente expresión:

Si: $ERDl_h > ETCDl_h$ No existe excedentes de energía

Si: $ERDl_h < ETCDl_h$ Existe excedentes de energía

La energía vendida por los Distribuidores o Grandes Consumidores en el Mercado Ocasional se valora al Precio de la energía en la Barra de Mercado trasladado al nodo del distribuidor.

$$REVMODl_h = (ETCDl_h - ERDl_h) \cdot fnl_h \cdot PM_h \qquad (53)$$

Donde:

REVMODl : Remuneración por energía excedente vendida por el distribuidor l en el Mercado Ocasional, en el nodo l a la hora h.

$ETCDl_h$: Energía total de contratos recibida por el distribuidor l a la hora h.

$ERDl_h$: Energía recibida por el distribuidor l, en el nodo l a la hora h.

fnl_h : factor de nodo del distribuidor l a la hora h

PM_h : Precio de Mercado

3.11 LIQUIDACION DE LAS TRANSACCIONES DE POTENCIA RELATIVAS A LA PRPD

De acuerdo a los procedimientos para la determinación de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición, la cual es calculada por el CENACE hasta el 30 de septiembre de cada año, se establece los montos de potencia a ser considerados a cada planta hidroeléctrica o unidad termoeléctrica para la liquidación de potencia a los agentes generadores.

Estos montos de potencia son aplicables para cada mes del año analizado y por lo tanto, la potencia remunerable PR considerada para cada una de las plantas hidroeléctricas o unidades térmicas es un valor constante para todos los meses del año. Por otro lado, el precio unitario de potencia Pp, con el cual se debe evaluar la potencia remunerable puesta a disposición para obtener la

remuneración por este concepto a cada generador, es un valor constante y definido por el CONELEC. De esta manera se establece la remuneración por Potencia Remunerable Puesta a Disposición $REMPR_g$ a cada uno de los agentes generadores g para cada mes, se lo obtiene con la siguiente expresión:

La liquidación por Potencia Remunerable Puesta a Disposición es constante y se la obtiene de la siguiente manera.

$$RPRGk = PUP * PRGk$$

$$\boxed{RPRGk = PUP * \sum_{i=1}^{n} PRUGk_i} \qquad (54)$$

Donde:

RPRGk : Remuneración por potencia remunerable puesta a disposición del generador k.

PUP : Precio unitario de la potencia.

PRGk : Potencia remunerable del generador k.

$PRUGk_i$: Potencia remunerable de la unidad i del generador k, en caso de un generador térmico o planta hidroeléctrica.

La información servirá para que el CENACE identifique si la unidad de generación que no está entregando potencia al Sistema, es debido a una indisponibilidad, o por que lo ha ordenado el CENACE en función de un análisis de despacho económico.

3.11.1 CONSIDERACIONES PARA EL PROCESO DE LIQUIDACIÓN DE LA PRPD

- Se establece, para efectos de liquidaciones económicas, que los "Reemplazos" sujetos a remuneración económica son los realizados por aquellos generadores que no tienen asignada PRPD.
- Las pruebas de verificación de disponibilidad de las unidades generadoras se ejecutarán, por lo menos una vez cada tres meses.

- Para establecer los cargos por Potencia Remunerable a los Distribuidores y Grandes Consumidores, se aplicará la metodología definida en el Artículo 26 del Reglamento de Funcionamiento del MEM, basada en el Cargo Equivalente de Energía (CEP). Por lo que bajo esta metodología, cualquier sobrante o faltante producto de las liquidaciones económicas a generadores por PRPD serían directamente acreditados o debitados a los Distribuidores.

- Se considera tres casos para efectos de liquidación de potencia remunerable, 1) Para plantas hidroeléctricas y unidades turbo-vapor, 2) Unidades termoeléctricas excepto las turbo-vapor y 3) Para las unidades reemplazantes, en los casos descritos en la Regulación CONELEC No. 001/00.

- Si en el proceso de cálculo de la PRPD, a la última unidad generadora a la cual se le asignare un valor de PRPD inferior a su potencia efectiva bruta equivalente para cubrir la demanda máxima más la reserva de generación correspondiente, esta unidad podrá participar como reemplazante, en los casos descritos en el Procedimiento de Aplicación de la Regulación No. CONELEC 001/00, con el valor de potencia, resultado de la diferencia, entre su potencia efectiva bruta equivalente y la PRPD asignada (Ver anexo B6).

3.11.2 LIQUIDACIÓN DE LA POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICIÓN (PRPD) A PLANTA HIDROELÉCTRICAS Y UNIDADES TURBO-VAPOR

Sobre la base de lo que establece la Regulación No. CONELEC 001/00 y el Artículo 25 del Reglamento de Funcionamiento de Mercado, se define el procedimiento para la liquidación económica a los generadores asignados con PRPD.

Para el caso de plantas hidroeléctricas y unidades turbo-vapor asignados PRPD, su remuneración se calculará, en función de la potencia media puesta a disposición (PMPD) y su potencia remunerable (PRPD). Por lo tanto, la liquidación de estas se la efectuará mensualmente de la siguiente forma:

$$RPRPDG_K = PUP * MIN(PRPDG_K, PMPDG_K) \quad (54)$$

Además,

$$PMPDG_K = PROMEDIO(PMPDG_{K\,diaria}) \quad (55)$$

Y

$$PMPDG_{K\,diarias} = PROMEDIO(PDG_K) \quad (56)$$

Donde:

$RPRPD_K$	:	Remuneración por PRPD del generador unidad termoeléctrica
PUP	:	Precio unitario de la potencia.
$PRPDG_K$	:	Potencia remunerable puesta a disposición del generador hidroeléctrico o unidad turbo-vapor k
$PMPDG_K$	:	Potencia media puesta a disposición mensual del generador hidroeléctrico o unidad turbo-vapor k.
$PMPDG_{k\,diaria}$	:	Potencia media puesta a disposición diaria del generador hidroeléctrico o unidad turbo-vapor k, definida para los casos descritos en el numeral 2.3.3 del Anexo B5).
PDG_k	:	Potencia disponible por del generador o unidad turbo-vapor k en los bloques horarios de demanda media y punta.

Para el caso en el cual una unidad se encuentre en mantenimiento programado dentro del periodo aprobado por el CENACE y con las unidades que perciban pago por PRPD no se satisfaga la demanda total del sistema, la PMPD de la unidad que se encuentra en mantenimiento programado será igual a la diferencia entre su PRPD menos la máxima potencia despachada de la unidad reemplazante.

3.11.3 LIQUIDACIÓN DE LA POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICIÓN (PRPD) A UNIDADES TERMOELÉCTRICAS EXCEPTO TURBO - VAPOR

Para el caso de las restantes unidades termoeléctricas que tienen asignada PRPD, diariamente el CENACE establecerá la Potencia Media Puesta a Disposición (PMPD) considerando los aspectos señalados en el numeral 2.3.4 del Procedimiento de Aplicación de la Regulación No. CONELEC 001/00.

La liquidación económica se establecerá de la siguiente forma:

$$RPRPDG_k = PUP * MIN(PRPDG_k, PMPDG_k) \quad (54)$$

Además,

$$PMPDG_k = PROMEDIO(PMPDG_{k\,diaria}) \quad (55)$$

Y

$$PMPDG_{K\,disrias} = PROMEDIO(PDG_K) \quad (56)$$

Donde:

$RPRPD_K$	:	Remuneración por PRPD de la unidad termoeléctrica k
PUP	:	Precio unitario de la potencia.
$PRPDG_K$	:	Potencia remunerable puesta a disposición de la unidad termoeléctrica k.
$PMPDG_K$	:	Potencia media puesta a disposición mensual de la unidad termoeléctrica k.
$PMPDG_{k\,diaria}$	:	Potencia media puesta a disposición diaria de la unidad termoeléctrica k, definida para los casos descritos en el numeral 2.3.4 del Anexo B6.
PDG_k	:	Potencia disponible por de la unidad termoeléctrica k en los bloques horarios de demanda base, media y punta.

3.12 LIQUIDACIÓN A GENERADORES REEMPLAZANTES POR PRPD

3.12.1 LIQUIDACIÓN A GENERADORES REEMPLAZANTES CUANDO EXISTE GENERADORES INDISPONIBLES POR MANTENIMIENTOS PROGRAMADOS.

a) Si se cubre la demanda con generadores remunerados por PRPD

Para cada generador i que cumple con el tiempo aprobado por el CENACE para efectuar el mantenimiento, su remuneración se la realiza de conformidad a lo establecido en los literales 3.2 y 3.3 del anexo B6

En el caso de que el mantenimiento programado realizado por el generador k exceda el plazo señalado por el CENACE el (los) generador(es) reemplazante(s), de haberlo(s), percibirán, por el tiempo de exceso en la realización de dicho mantenimiento, su remuneración de la siguientes forma:

$$REMP_r = PUP \cdot MIN(PRPDG_k, PDES_r) \cdot \frac{max(Te,24)}{\#horas_{mes}} \qquad (57)$$

Donde:

REMPr	:	Remuneración por potencia a generadores reemplazantes
$PRPDG_k$	:	Potencia remunerable puesta a disposición del generador k en mantenimiento programado y que es reemplazado.
PDESr	:	Mayor potencia despachada a los generadores reemplazantes.
Tei	:	Tiempo excedente en el mantenimiento programado del generador i.

b) Para cuando no se cubre la demanda con generadores remunerados por PRPD

En el caso de no cubrirse la demanda, las unidades adicionales que ingresen como reemplazantes percibirán la remuneración por PRPD de acuerdo a su mayor potencia despachada, teniendo como límite la potencia remunerable del generador que se encuentra en mantenimiento programado.

$$REMP_r = PUP \cdot MIN(PRPDG_k, PDES_r) \cdot \frac{max(Tnd,24)}{\#horas_{mes}} \quad (58)$$

Donde:

REMPr : Remuneración por potencia a generadores reemplazantes.
PDESr : Potencia despachada al (los) generador(es) reemplazante(s).
Tnd : Tiempo en el cual no se cubre la demanda

3.12.2 LIQUIDACIÓN A GENERADORES POR PRPD CUANDO TIENEN SALIDAS FORZADAS, MANTENIMIENTOS EMERGENTES, FUERZA MAYOR O CASO FORTUITO.

En el caso de indisponibilidad total o parcial de generadores por salidas forzadas o por mantenimientos emergentes, o por fuerza mayor o caso fortuito declarados por el Agente y validados por el CENACE, los reemplazos, de haberlos, serán remunerados de la siguiente manera:

a) Por Indisponibilidad Total

$$REMP_r = PUP \cdot MIN(PRPDG_k, PDES_r) \cdot \frac{max(Tf_k,24)}{\#horas_{mes}} \quad (59)$$

Donde:

PRPDi Potencia remunerable puesta a disposición del generador k indisponible.
Tf_i Tiempo de la indisponibilidad del generador k.

b) Por indisponibilidad Parcial

(60)

$$REMP_r = PUP \cdot min \cdot \{\text{máx}\,[(PRPDG_k - PMPDG_k), 0], PDES_r\} \cdot \frac{\text{máx}\,(Tp_k, 24)}{\#\,horas_{mes}}$$

Donde:

PRPDi : Potencia remunerable puesta a disposición del generador k indisponible.

PMPDi : Potencia media puesta a disposición del generador k indisponible.

Tpi : Tiempo de indisponibilidad parcial del generador k.

3.13 LIQUIDACIÓN DE LA POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICIÓN (PRPD) EN LA VERIFICACIÓN DE LA DISPONIBILIDAD DE GENERADORES.

Una vez que el CENACE realice las pruebas para la verificación de la disponibilidad de unidades generadoras asignadas PRPD, se establecerá lo siguiente:

- Si la prueba de verificación de Disponibilidad de Potencia no fue considerada como **Prueba Fallida**, la remuneración por PRPD al Generador no se verá afectada.

- Si la prueba de verificación de Disponibilidad de Potencia fue considerada como **Prueba Fallida**, el descuento a la remuneración por PRPD del generador se lo hará desde la fecha de la última operación o verificación, lo que suceda más tarde, hasta la fecha en que se produjo la prueba fallida. El descuento por no pasar la prueba de verificación en ningún caso podrá ser mayor a la remuneración por PRPD correspondiente a tres meses. El Agente podrá volver a percibir esta remuneración cuando la unidad concluya satisfactoriamente la siguiente prueba de verificación.

$$DESPRPD_k = PUP \cdot PRPD_k \cdot \left[\frac{min(Tv_k, 3meses)}{\#horas_{mes}}\right] \qquad (61)$$

Donde:

DESPRPDk : Descuento a la potencia remunerable del generador k por prueba fallida.

Tv : Tiempo comprendido entre la fecha de la última operación o verificación, lo que suceda más tarde, hasta la fecha en que se produjo la prueba fallida

El Generador recibirá por la energía bruta producida durante el período de prueba, el costo marginal en la barra de mercado multiplicado por el factor de nodo de su barra.

3.14 INCREMENTO DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN

Si se incrementa la capacidad de generación, por ingreso de nuevas unidades o por repotenciación de las unidades ya existentes, para el reajuste o revisión del cálculo de la Potencia Remunerable se procederá de la siguiente manera:

a) Las nuevas unidades de generación y las unidades repotenciadas, serán consideradas dentro del cálculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición, en el Programa de Operación del CENACE octubre-septiembre, a partir de la fecha de comunicación de la disponibilidad por parte del Generador. Esta comunicación podrá ser hecha en durante el período de enero a septiembre.

b) Si las nuevas unidades o las unidades repotenciadas, comunican su disponibilidad durante el último trimestre del año (octubre - diciembre), se las incorporará para el cálculo de la Potencia Remunerable en la primera revisión trimestral que efectué el CENACE, para el período de enero a marzo, en cumplimiento del Artículo 48 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

El CENACE determinará las fechas tope de declaración de la disponibilidad en los dos períodos antes mencionados.

3.15 LIQUIDACIÓN DE LA RESERVA ADICIONAL DE POTENCIA (RA)

El CENACE evaluará semanalmente los eventuales requerimientos de Reserva Adicional de Potencia en el MEM, para ello definirá el monto de potencia para reserva, de la lista de mérito de los generadores que no fueron considerados en la programación semanal.

La remuneración de la Reserva Adicional de Potencia de cada generador se lo efectuará con el precio que resulte licitado de la lista de méritos de los generadores que presentaron su oferta en la subasta semanal de reserva de potencia; este valor no puede ser mayor al Precio Unitario de Potencia, La remuneración se realizara diariamente con el menor precio entre el Precio Licitado y el Precio Unitario de Potencia

$$PRAP \leq PUP \qquad (62)$$

Donde:

PRAP: Precio obtenido en la licitación de reserva adicional de potencia.

PUP : Precio unitario de la potencia

La remuneración por Reserva Adicional de se obtiene multiplicando el menor valor entre el Precio licitado y el Precio Unitario de la Potencia por la cantidad de potencia considerada como Reserva Adicional de Potencia.

$$RRAPGk = min(PRAP, PUP) * RAPGk \qquad (63)$$

Donde:

RRAPGk : Remuneración por reserva adicional de potencia del generador k.

RAPGk : Reserva adicional de potencia del generador k

La remuneración mensual se la obtendrá sumando las remuneraciones diarias correspondientes del mes analizado, Una vez establecido el monto que percibirá cada generador por reserva de potencia en cada mes, es necesario obtener la remuneración total que perciben en conjunto todos los generadores considerados para el pago de reserva adicional de potencia.

$$RTOTRAP = \sum_{i=1}^{k} RRAPG_i \qquad (64)$$

Donde:

RTOTRAP: Remuneración total por Reserva Adicional de Potencia.

$RRAPG_i$: Remuneración por Reserva Adicional de Potencia del generador i. $i = 1,2,3,4.....k$

3.16 REGULACIÓN DE FRECUENCIA

[7] « La regulación de frecuencia primaria permite que todas las máquinas respondan de acuerdo con su característica de regulación y por otra parte que mediante el control secundario es posible recuperar al frecuencia a su valor nominal, y lo más importante que mediante ese control se puede distribuir la carga entre los generadores a valores deseados.

La regulación secundaria para control de frecuencia y para la distribución de carga entre generadores constituye una función operativa a nivel de sistema de potencia ya que se requiere de una coordinación adecuada en vista que la regulación secundaria se realiza en una máquina a la vez, y para que el sistema opere en condiciones adecuada, en tanto que la regulación primaria es una respuesta natural y descentralizada. En la actualidad, la regulación de frecuencia es controlada desde la Corporación Centro Nacional de Control de Energía CENACE, desde donde se envían señales a los reguladores de velocidad para corregir la frecuencia a valores programados y luego la distribución más conveniente de la carga entre generadores mediante despacho económico. »

3.16.1 LIQUIDACIÓN DE LA REGULACIÓN DE FRECUENCIA PRIMARIA.

De acuerdo a la Ley, se establece que todos los generadores deben aportar reserva para Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), esto implica que si uno o varios generadores no cumplen con el compromiso asignado este será cubierto por él o los generadores que tienen exceso de potencia, la cual irá a cubrir los déficit que se presentaren, por lo tanto, la remuneración entre generadores, se la realizaría cuando uno o varios generadores no cumplen con los requerimientos de potencia por reserva para RPF, el porcentaje óptimo de reserva requerido para la regulación primaria de frecuencia, es determinado estacionalmente por el CENACE e involucra a todos los generadores actualmente el porcentaje de regulación es de 3% en la estación seca y de 4% en estación húmeda.

En el caso de que un generador no cumpla con el porcentaje establecido para la regulación primaria de frecuencia, este podrá comprar a otros generadores que dispongan de excedentes de su porcentaje asignado para regulación primaria, al precio unitario de la potencia PUP, Se establece entonces para cada hora "h" en cada generador G_k, la potencia aportada para RPF, sobre la base del porcentaje de reserva para regulación primaria despachado en el generador y su relación con el compromiso que tienen los Generadores.

$$PARFPGk_h = PDRFPGk_h - PCRFPGk \qquad (65)$$

Donde:

$PARFPGk_h$: Potencia que aporta el generador k para regulación de frecuencia primaria en la hora h.

$PDRFPGk_h$: Potencia entregada por el generador k en el despacho para regulación de frecuencia primaria potencia a la hora h.

PCRPFGk : Potencia comprometida del generador k para regulación primaria de frecuencia.

Si $PARFPGk_h > O$ El generador k aporta por encima de su potencia comprometida para regulación de frecuencia primaria en la hora h.

Si $PARFPGk_h < O$ El generador k aporta por debajo de su potencia comprometida para regulación de frecuencia primaria en la hora h.

De esta forma cada generador aporta con un monto de potencia para RFP, la remuneración y el cobro se realiza cuando el generador aporta por encima o por debajo de su potencia comprometida respectivamente, el precio mediante el cual se realiza dicha remuneración entre generadores es igual al Precio Unitario de Potencia, por lo tanto:

Si $PARFPGk > O$ $\qquad EPRFPGk = PARFPGk$

$$EPRFPGk = \sum_{i=1}^{n} PERFPGki$$

$$\boxed{REPRFPGk = EPRFPGk * PUP} \qquad (66)$$

Donde:

REPRFPGk : Remuneración por exceso de potencia para regulación de frecuencia primaria al generador k.

PERFPGk : Es la suma de las potencias horarias en exceso para RFP en el mes que deben ser remuneradas al generador k.

n : Horas en el mes en las hubo exceso de potencia por parte del generador k.

Si $PARPFGk < O$ $\qquad DPRFPGk = |PARFPGk|$

$$DPRFPGk = \sum_{i=1}^{m} PDRFPGki$$

$$\boxed{CDPRFPGk = DPRFPGk * PUP} \qquad (67)$$

Donde:

CDPRFPGk : Cobro por el déficit de potencia para regulación de frecuencia primaria de potencia al generador k.

PDRFPGk : Es la suma de potencias en déficit para RFP en el mes, que deben ser cobradas al generador k

m : Horas en el mes en las que hubo un déficit de potencia por parte del generador k.

Basándose en la potencia comprometida para la RFP, se debe identificar a los generadores que aportaron en mayor o menor cantidad a la potencia comprometida para que cada mes se totalice el monto de potencia a remunerar o a cobrar por estos excesos o déficits respectivamente para cubrir el porcentaje de potencia para RFP, sumando las remuneraciones y cobros parciales de cada generador:

$$\boxed{RTOTPARFP = \sum_{i=1}^{k} RPARFPGi} \qquad (67)$$

$$\boxed{CTOTPARFP = \sum_{i=1}^{k} CPARFPGi} \qquad (68)$$

Donde:

RTOTPARFP: Remuneración total en el mes por potencia aportada para regulación de frecuencia primaria.

CTOTPARFP: Cobro total en el mes por potencia aportada para regulación de frecuencia primaria.

Para la condición de que el Sistema Nacional Interconectado se encuentre en una condición de déficit con cortes programados a la demanda, el CENACE debe considerar que no existen transacciones de regulación primaria de frecuencia entre los generadores.

3.16.2 LIQUIDACIÓN DE LA REGULACIÓN DE FRECUENCIA SECUNDARIA.

La reserva requerida para regulación secundaria de frecuencia, así como la selección de los generadores que deben efectuar esta regulación, es determinada estacionalmente por el CENACE

Cada mes el CENACE debe evaluar la remuneración por regulación secundaria de frecuencia que se debe efectuar a cada uno de los generadores escogidos, el precio con el cual se debe remunerar esta regulación es la PUP, por lo tanto:

$$RPRSFGk = PRSFGk * PUP \quad (69)$$

Donde:

RPRSFGk : Remuneración por potencia para regulación secundaria de frecuencia del generador k.

PRSFGk : Potencia para regulación secundaria de frecuencia del el generador k.

PUP : Precio Unitario de Potencia.

El monto de potencia mensual considerado a cada generador para la remuneración de RSF, proviene del promedio efectuado a las potencias aportadas; resultado de multiplicar horariamente, el porcentaje establecido para RSF con la demanda neta del sistema, esto es, demanda más pérdidas.

$$POTRSF\,g = \frac{\%RSF\,g * POTDEM}{HMES}$$

donde:

%RSFg : Porcentaje asignado al generador g para RSF.

POTDEM : Demanda total del sistema, demanda más pérdidas.

HMES : Horas del mes.

Una vez establecida la remuneración a cada generador el CENACE debe determinar el monto mensual total a remunerar a los generadores seleccionados en ese mes para Regulación Secundaria de Frecuencia, entonces se establece que:

$$RTOTPRSF = \sum_{i=1}^{n} RPRSFGi \qquad (70)$$

Donde:

RTOTPRSF : Remuneración total por potencia para regulación secundaria de potencia

Para la condición de que el Sistema Nacional Interconectado se encuentre en una condición de déficit con cortes programados a la demanda, el CENACE debe considerar que no existen transacciones de regulación secundaria de frecuencia.

3.17 INCUMPLIMIENTOS.

El CENACE debe informar al CONELEC y al resto de los Generadores del MEM el incumplimiento por parte de alguna planta hidroeléctrica o unidad termoeléctrica de los compromisos de reserva regulante.

a) Regulación Primaria de Frecuencia

En el caso que el CENACE determine que una unidad generadora no cumplió con su aporte comprometido a la RPF, debe considerar para el cálculo de su pago por la potencia que no aportó a la RPF durante todo el período de incumplimiento.

De detectar dentro de los siguientes 6 meses un nuevo incumplimiento a su compromiso de Regulación Primaria, el CENACE debe informar al CONELEC para que suspenda al generador para efecto de RPF por un período de 6 meses.

b) Regulación Secundaria de Frecuencia

De verificar el CENACE que la central despachada para la RSF no cumple con el compromiso asumido, debe considerar para el cálculo de su remuneración que no aportó a la RSF durante el correspondiente período y suspender su habilitación para participar en la RSF durante los siguientes 3 meses.

De detectarse dentro de los siguientes 6 meses un incumplimiento continuo a su compromiso de regulación, el CENACE debe informar al CONELEC para que suspenda la habilitación del generador para aportar RSF durante los siguientes 6 meses.

3.18 LIQUIDACIÓN DE ARRANQUE – PARADA

Los costos de arranque y parada de una unidad turbo – vapor son aquellos que se incurren para poner en operación a la unidad y ubicarla en línea, en condiciones desde frío normal, es decir que la máquina ha permanecido parada por solicitud del CENACE por más de 48 horas. Estos costos se componen de rubros tales como desgaste de los equipos por el proceso de arranque y parada, combustible, agua desmineralizada, agua de circulación, hidrógeno, químicos, energía eléctrica, etc.

Este valor debe ser calculado y declarado por el generador en forma estacional, el CENACE al final de cada mes determina la remuneración que cada unidad Turbo Vapor debe recibir por los arranques y paradas realizados en dicho mes, y se remunera de la siguiente manera.

$$RAPGTVn = CAP * NAP \qquad (71)$$

Donde:

RAPGTVn : Remuneración a las unidades Turbo vapor por Arranque – Parada en el mes

CAP : Costo de Arranque – Parada declarado por generador en cada estación.

NAP : Número de arranques y paradas realizados por una unidad Turbo Vapor.

Para determinar la remuneración total del mes que las unidades turbo vapor perciben por concepto de un Arranque – Parada se realiza la suma de las remuneraciones mensuales de cada unidad que son remuneradas por este concepto. (ver anexo B9)

$$RTOTAPGTV = \sum_{i=1}^{n} RAPGTVi \qquad (72)$$

Donde:

RTOTAPGTV : Remuneración total de Arranque – Parada de los generadores turbo – vapor.

3.19 CARGO EQUIVALENTE DE ENERGÍA

Con la finalidad de remunerar los servicios de: Potencia Remunerable Puesta a Disposición *(PR)*, Reserva Adicional de Potencia *(RAP)*, Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) y los Costos de Arranque – Parada, se establece el denominado Cargo Equivalente de Energía.

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

3.19.1 REQUERIMIENTOS DE INFORMACIÓN.

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

- Definición de los montos de potencia mensual remunerable puesta a disposición de cada unidad térmica y central hidroeléctrica.
- Definición por parte del CONELEC, del Precio Unitario de Potencia.
- Remuneración total a los generadores por potencia remunerable puesta a disposición.
- Remuneración total a los generadores designados por el CENACE, para Regulación Secundaria de Potencia.
- Remuneración total a los generadores turbo – vapor por conceptos de arranque – parada.
- Remuneración total a los generadores designados para reserva de potencia.

3.19.2 CÁLCULO DEL CARGO EQUIVALENTE DE ENERGÍA.

Con la información previamente establecida se determina el Cargo Equivalente de Energía de la siguiente manera.

- Se debe calcular primero la remuneración total por potencia en el mes:

$$RTOTP = RTOTPR + RTOTRAP + RTOTPRSF + RTOTAPGTV + RPREMPL \quad (73)$$

RTOTP : Remuneración total mensual por potencia.

RTOTPR : Remuneración total mensual de todos los generadores por Potencia Remunerable puesta a disposición.

RTOTRAP : Remuneración total mensual por Reserva Adicional de Potencia.

RTOTPRSF : Remuneración total mensual por potencia para regulación secundaria de potencia.

RTOTAPGTV : Remuneración total mensual por Arranque – Parada de los generadores turbo – vapor.

RPREMPL : Remuneración Por Potencia Reemplazante

Se establece la energía total mensual demandada por los agentes Distribuidores y Grandes Consumidores, en las horas de demanda media y pico en los respectivos nodos de cada agente receptor.

El CEE en el mes de análisis es la relación entre la remuneración total por potencia dividido para la energía total demandada por los Distribuidores y Grandes Consumidores en su respectivo nodo en demanda media y punta.

$$CEP = \frac{RTOTP}{ETOTEDGC_{07-22}} \qquad (74)$$

Donde:

CEP : Cargo Equivaliente de Energía

RTOTP : Remuneración total mensual por potencia.

ETOTEDGC : Energía total entregada a los distribuidores y Grandes Consumidores en su nodo respectivo en demanda media y punta.

3.19.3 COBRO A LOS DISTRIBUIDORES Y GRANDES CONSUMIDORES POR POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICIÓN, REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA Y COSTOS DE ARRANQUE – PARADA.

Una vez obtenido el Cargo equivalente de Energía, cada Agente Distribuidor y Gran Consumidor debe pagar por Potencia Remunerable, Potencia Reemplazante, Reserva de Potencia, Reserva para RSF, adicionando los costos de Arranque y Parada de las unidades turbo – vapor, para ello al final de cada mes se debe establecer el cobro a estos Agentes multiplicando la energía total entregada a cada Agente Distribuidor y Gran consumidor por el Cargo Equivalente de Energía CEP.

$$CTOTP = ERDGC \cdot CEP \qquad (75)$$

Donde:

CTOTP : Cobro total por potencia
ETRDGC : Energía total recibida por el Distribuidor y Gran Consumidor en el mes
CEP : Cargo Equivalente de Energía.

Al final de cada mes, el balance económico entre lo que pagan los Agentes Distribuidores y Grandes Consumidores y lo que cobran los generadores por los conceptos anteriormente descritos es cero.

3.20 PAGO DE LOS AGENTES AL TRANSMISOR POR LA TARIFA DE TRANSMISION.

3.20.1 DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA MÁXIMA NO COINCIDENTE.

Para cada Agente Distribuidor o Gran Consumidor la determinación de su Demanda Máxima, en el mes de evaluación, se la efectúa de la siguiente forma:

- Se define como el intervalo de referencia para el cálculo de la Demanda Máxima al intervalo de 15 minutos.
- Se realiza la sumatoria de las demandas de potencia medias cada 15 minutos medidas en los diferentes puntos de entrega del Distribuidor o Gran Consumidor (Para el caso de los Distribuidores incluye, entregas del S.N.I. y la Generación inmersa en el Sistema del Distribuidor que aporta potencia directamente a dicho sistema).
- En el caso de que no se disponga de información para alguno de los puntos de entrega con el nivel de detalle definido como referencia, se procede a utilizar la información con grado de detalle inmediatamente superior (potencia media cada hora) sumándola a cada intervalo correspondiente de 15 minutos considerado como referencia.
- Si no se dispone de la información de potencias medias cada 15 minutos en ningún punto de entrega de un Distribuidor, se toma como referencia en intervalo de potencias medias para cada hora.
- Obtenido el total de demanda para cada intervalo, se determina el máximo valor entre todos los intervalos de demanda del mes analizado.

3.20.2 DETERMINACIÓN DE LOS PAGOS DE CADA AGENTE DISTRIBUIDOR Y GRAN CONSUMIDOR.

Una vez obtenida la demanda máxima de cada agente distribuidor y gran consumidor, se establece el correspondiente pago como el producto de la demanda máxima de cada Agente Distribuidor y Gran Consumidor y el precio definido por el CONELEC para la Tarifa de Transmisión.

$$RFTDi = DMAXDi_{NC} \cdot TFT \qquad (76)$$

donde:

RFTDi	Pago por Tarifa de Transmisión de cada Agente Distribuidor y Gran Consumidor.
$DMAX_{nc}$	Demanda Máxima del Agente Distribuidor o Gran Consumidor d en el mes de evaluación.
TFT	Tarifa de Transmisión fijada por el CONELEC.

3.20.3 REMUNERACIÓN A LA TARIFA DE TRANSMISIÓN POR TARIFA FIJA.

La determinación de la remuneración a la Empresa de Transmisión, se la realiza como el producto entre, la integración de las demandas máximas de los Agentes Distribuidores y Grandes Consumidores (Demanda Máxima Total no Coincidente) y la tarifa de transmisión.

$$RTOTFTDi = \sum_{i=1}^{I} DMAXDi_{NC} \cdot TFT \qquad (77)$$

DONDE

RTOTFT : Remuneración Total por Tarifa Fija de Transporte

La metodología debe aplicarse mientras esté vigente el pliego tarifario aprobado por el CONELEC donde se establece procedimiento de cálculo por Tarifa Fija.

REFERENCIAS

[7] ANALISIS Y CONTROL DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA
Gabriel Argüello Ríos, Escuela Politécnica Nacional, 1988.

[15] PROCEDIMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA, (versión 2.0), Resolución No. 0126/00 en sesión del 9 de agosto de 2000.

[16] CRITERIOS PARA REMUNERAR A GENERADORES HIDROELÉCTRICOS DURANTE PRUEBAS Y OPERACIÓN EXPERIMENTAL. REGULACIÓN No. CONELEC – 004/99, Resolución No. 0100/99, en sesión del 3 de junio de 1999.

[17] REQUISITOS PARA LA CALIFICACIÓN DE GRANDES CONSUMIDORES, REGULACIÓN No. CONELEC – 007/99, Resolución No. 0136/99, en sesión del 5 de agosto de 1999.

[18] CRITERIOS PARA REMUNERAR A GENERADORES TERMOELÉCTRICOS DURANTE PRUEBAS Y OPERACIÓN EXPERIMENTAL, REGULACIÓN No. CONELEC – 008/99, Resolución No. 0144/99, en sesión del 25 de agosto de 1999.

[19] CALCULO DE LA POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICIÓN, REGULACIÓN No. CONELEC – 001/00, Resolución No. 0023/99, en sesión del 20 de enero del 2000.

[20] RESTRICCIONES E INFLEXIBILIDADES OPERATIVAS, REGULACIÓN No. CONELEC – 002/00, Resolución No. 068/99, en sesión del 17 de abril del 2000.

[21] DECLARACIÓN DE COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN, REGULACIÓN No. CONELEC- 003/00, Resolución No. 0094/00, en sesión del 4 de julio del 2000.

[22] TRANSACCIONES DE POTENCIA REACTIVA EN EL MEM, REGULACIÓN No. CONELEC – 005/00, Resolución No. 0124/00, en sesión del 9 de agosto del 2000.

[23] DECLARACIÓN DE COSTOS DE ARRANQUE – PARADA DE UNIDADES TURBO – VAPOR, REGULACIÓN No. CONELEC – 004/00, Resolución No. 0095/00, en sesión del 4 de julio del 2000.

[24] PROCEDIMIENTOS DE APLICACIÓN DE LA REGULACIÓN No.001/00

CAPÍTULO IV

CAPITULO IV

4 AUTOMATIZACION DEL SISTEMA COMERCIAL

Los sistemas informáticos juegan un rol esencial en la administración del Mercado Eléctrico Mayorista, en efecto el CENACE basa sus actividades en la recolección y validación de grandes volúmenes de datos de diversos tipos y fuentes, efectúa su procesamiento mediante aplicaciones informáticas y modelos matemáticos desarrollados según la normativa vigente "Los Procedimientos", y posteriormente distribuye a los agentes del mercado los productos finales obtenidos como resultado de tal procedimiento.

Dichos sistemas deben satisfacer exigentes requerimientos de flexibilidad, disponibilidad, integración, control de calidad, seguridad, auditabilidad, y eficiencia en la distribución de la información a los agentes del MEM; características que desempeña el CENACE, para la administración del Mercado Eléctrico Mayorista, y se sintetizan a continuación:

Flexibilidad.- Frente al crecimiento de los volúmenes de datos a procesar y al incremento de complejidad de la normativa del mercado, manteniendo exigentes estándares de desempeño.

Alta disponibilidad.- Diseño orientado al funcionamiento ininterrumpido las 24 horas durante los 365 día del año.

Integración.- Máxima eficiencia, evitando redundancia de datos y de procesos.

Hitos de control.- Calidad de la información en las etapas intermedias del proceso productivo.

Seguridad lógica – física.- De datos y procesos, existencia de pistas de auditoría.

Distribución eficaz y eficiente.- de la información procesada a los agentes del mercado.

4.1 SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL

El sistema de medición de energía de carácter comercial, constituye la herramienta que posee el MEM para cuantificar con mayor exactitud posible los flujos energéticos entre todos los agentes del Mercado, es la balanza de alta exactitud del mercado y como tal, su función es medir el producto que se vende, compra y transporta: Energía eléctrica

Sólo una vez obtenida esa información es posible realizar:

- Los partes diarios de producción de los generadores.
- Los partes diarios de los intercambios de energía entre Distribuidores, Grandes Consumidores y Generadores a través del Agente Transmisor.
- La valoración mensual de las Transacciones Económicas entre todos los agentes del MEM.

Uno de los índices más significativos que se presentarán debe ser la implementación de medidores de alta precisión (clase 0.2), debido a la necesidad imperiosa de instalar de este tipo que se deben instalar en el Sistema de Medición Comercial, para obtener datos más precisos en el procesamiento de las transacciones económicas, así como también la tasa de recepción diaria automática debe aumentar con la implementación de sistemas de comunicación

[4] « Las mediciones destinadas a fines comerciales se realizarán con instrumental propio de las empresas que participen en el MEM. El sistema de medición comercial deberá cumplir con las normas que se determinen en las regulaciones pertinentes. El CENACE mantendrá un registro actualizado de estos medidores en el que constarán todas sus características técnicas y las pruebas efectuadas.

Cada Agente será responsable de la calibración y contratación periódica de los medidores, bajo supervisión del CENACE, y en caso de encontrar irregularidades, la Corporación reportará al CONELEC para la adopción de las acciones que correspondan.

El CENACE contará con un sistema de registro para receptar la información de los medidores y acordará con los integrantes del MEM la modalidad de acceso a tal sistema. »» (Ver anexo B4)

4.2 CODIFICACIÓN DE LOS AGENTES DEL MEM

[9] « Con el propósito de identificar en forma específica y sencilla a cada uno de los agentes del MEM por parte de todas las instancias del CENACE y de los agentes del mercado, es necesario adoptar una codificación que defina a cada agente asociado con la actividad que realiza y sus características principales, esto es, especificar por ejemplo, para el caso de los generadores, sus unidades generadoras y la ubicación de sus nodos de intercambio y para el caso de los distribuidores la ubicación de los nodos de interconexión con los otros agentes del MEM.

Por otro lado, en vista de que el CENACE establecerá sistemas informáticos para el desarrollo de los diversos procedimientos, tanto operativos como comerciales, y estos se relacionan entre sí, es necesario que a nivel de todo el CENACE se defina una misma identificación para todos los agentes del MEM.

Hay que tomar en cuenta que una codificación para ser designada como tal, debe cumplir ciertas características, como las que se describen a continuación:

- Debe ser simple y flexible.
- Representar en forma clara y sencilla las principales características del objeto a codificar.
- Debe ser de fácil entendimiento por quienes la utilicen.

- Debe ser general, es decir, que todos los involucrados puedan utilizarla total o parcialmente.
- Debe ser única y útil para su aplicación en Base de Datos.

4.2.1 CONSIDERACIONES GENERALES PARA LA CODIFICACIÓN.

Para la codificación de los agentes del MEM se toma en consideración de los siguientes aspectos:

- La codificación será alfanumérica.
- Dentro de la referencia alfanumérica, se tomará en cuenta letras del nombre del agente.
- Se adopta como referencia, la codificación utilizada en tiempo real.
- Se deberá considerar el tipo de agente que representa en el mercado.
- Para el caso de los agentes generadores se codificará hasta en tipo de unidad y los nodos de intercambio; para los Distribuidores y Grandes Consumidores se codificará hasta los nodos de interconexión.
- Para la codificación de la ubicación de los nodos de interconexión y de los de intercambio se utilizará el nombre o designación del sitio, es decir, el nombre de la S/E y posición.
- La codificación compuesta se integrará en función a las necesidades de los procesos de planeamiento, operación y liquidación y al tratamiento que en cada caso corresponda a los agentes.
- Los códigos simples pueden estar o no separados; para la separación se utilizarán espacios en blanco.

4.2.2 ALCANCE DE LA CODIFICACIÓN

La codificación servirá para reconocer a los siguientes casos:

Empresas de Generación del MEM.
Subestaciones y Centrales del SNI.
Centrales del MEM y sus unidades de generación.
Empresas de Distribución y Grandes Consumidores del MEM
Importadores y Exportadores.
Ubicación de los nodos de intercambio y de interconexión.

4.2.3 CODIFICACIÓN DE GENERADORES

Descripción.- La codificación es compuesta y consiste de la integración de tres códigos simples: un código de cuatro caracteres para la empresa de generación, un código de cuatro caracteres para las subestaciones de Centrales del SIN y un código de tres caracteres para las unidades. Pueden utilizarse los tres códigos conjuntamente o solamente aquel que quiera la aplicación.

a	b	c	d	e	f	g	h	i	j	k

a) Empresas de Generación del MEM

La característica representativa del código de las empresas de generación consiste de cuatro caracteres, tres de los cuales se extraerán del nombre de la empresa, y su ubicación corresponde a las posiciones, **b**, **c**, **d**.

Tipo de Agente:

G para un Agente Generador

La ubicación de esta designación es en la posición **a** del código

Para el caso de nombres constituidos por dos palabras, la posición **b** la ocupa la primera letra de la primera palabra, las posiciones **c**, **d** corresponderán a los dos caracteres iniciales de la segunda palabra. En caso de un nombre de tres palabras, las primeras letras de las tres palabras se utilizarán. Se evitará la utilización de artículos y preposiciones del nombre.

a	b	c	d							

b) Subestaciones de Centrales del SNI.

En el sistema de Tiempo Real, la característica representativa del código para las subestaciones de centrales consta de cuatro caracteres. Se considera la palabra Central como la primera palabra del nombre de la Central.

Para el caso de nombres constituidos por dos palabras, la posición **e** ocupa la primera letra de la primera palabra, las posiciones **f**, **g**, **h**, corresponderán a tres caracteres iniciales de la segunda palabra. En caso de un nombre de tres palabras, se utilizarán las letras iniciales de la primera y segunda palabra y dos de la tercera. Se evitará la utilización de artículos y preposiciones del nombre.

				e	f	g	h			

c) Centrales del MEM y sus unidades de generación

Centrales de generación del MEM:

Es aplicable el procedimiento para establecer el código de las Centrales del SNI, descrito en el numeral anterior.

Código de las unidades de generación:

Las característica representativa del código de las unidades de generación de las Empresas de generación consiste de máximo tres caracteres, y su ubicación corresponde a las posiciones **i**, **j**, **k**. Los tipos de unidad que se indican son las hidráulicas y las térmicas.

Tipo de unidad:

H	Hidroélectricas
G	Unidad de Gas
V	Unidad a Vapor
D	Unidad a Diesel
B	Unidad a Bunker
N	Unidad a Nafta

Estos caracteres se incorporan en la posición **i**.

Número de Unidad.

Para designar el el número de unidad dentro de cada central térmica y si es el caso para cada unidad hidroeléctrica se establece la siguiente designación:

Para la unidad número uno de la central

Para la unidad número dos de la central

n Para la unidad número "n" de la central

Este carácter se lo incluye en la posición **j** de la codificación. Para el caso de que el número de unidades sea de dos dígitos, las posiciones **j** y **k** deben ser utilizadas.

								i	j	k

4.2.4 CODIFICACIÓN DE DISTRIBUIDORES Y GRANDES CONSUMIDORES

a	b	c	d

Descripción.- La codificación consiste de cuatro caracteres para el nombre de las Empresas de Distribución o Gran Consumidor.

Empresas de Distribución y Grandes Consumidores del MEM

Se toman las tres letras iniciales del nombre de la empresa distribuidora o gran consumidor que cubran las posiciones correspondientes a los caracteres a los b, c, d.

Tipo de Agente:

D Para un Agente Distribuidor

K Para un Agente Gran Consumidor

La ubicación de esta designación corresponde a la posición **a** del código.

Para el caso de nombres constituidos por dos palabras, la posición **b** ocupa la primera letra de la primera palabra, las posiciones **c**,**d**, corresponderán los dos caracteres iniciales de la segunda palabra. En el caso de un nombre de tres palabras, las primeras letras de las tres palabras se utilizarán. Se evitará la utilicazación de artículos y preposiciones del nombre.

4.2.5 CODIFICACIÓN DE IMPORTADORES Y EXPORTADORES.

El tratamiento de las actividades de importación y exportación son consideradas, como generación para el caso de importación y como Gran consumidor en el caso de exportación. La codificación ya definida para los generadores y grandes consumidores del MEM

a) Codificación de la Importación (Generador)

Característica representativa.- Para la posición **a** se utilizará la letra **G** para designarlo como agente generador. Como característica representativa se utilizarán tres latras que definan el país de donde proviene la importación. Los caracteres se ubicarán en las posiciones **b**, **c**, **d**.

G	b	c	d

b) Codificación de la Exportación (Gran Consumidor)

Para el caso de la exportaición se establece, como Gran Consumidor al proceso de exportación, estableciendose lo siguiente:

K Para definir que es un Gran Consumidor. Este carácter debe ser ubicado en la posición **a** de la codificación.

Característica representativa.- Como característica representativa se define la palabra o letras que definanan el país a donde se va a exportar. El número máximo de caracteres utilizado es de tres, a ser ubicados en las posiciones **b**, **c**, **d**.

K	b	c	d

4.2.6 CODIFICACIÓN DE LA UBICACIÓN DE LOS NODOS DE INTERCAMBIO Y DE LOS DE INTERCONEXIÓN

Para establecer el código compuesto para los nodos de intercambio de los Agentes Generadores y para los nodos de interconexión de los Agentes Distribuidores y Grandes Consumidores, se utilizarán dos códigos simples: el de la subestación (o fuente) y el de la posición.

a	b	c	d	e	f	G	h	I	j	k	l

4.2.7 SUBESTAACIONES DE TRANSFORMACIÓN

En el sistema de Tiempo Real, la característica representativa del código para la subestaciones de transformación consiste de cuatro caracteres del nombre de la subestación. Para el caso de subestaciones en las cuales su nombre esté designado por una sola palabra, los cuatro caracteres iniciales de la palabra ocuparan las posiciones **a**,**b**,**c**,**d**.

Para el caso de nombres constituidos por dos palabras, la posición **a** ocupa la primera letra de la primera palabra, las posiciones **b**,**c**,**d**, corresponderán a tres caracteres iniciales de la segunda palabra. En el caso de un nombre de tres palabras, se utilizarán las letras iniciales de la primera y segunda palabra y dos de la tercera.

a	b	c	d								

Posición en la Subestación.- Para codificar las posiciones de la subestación donde están ubicados los nodos de interconexóin y de intercambio es necesario considerar lo siguiente:

Identificación del nivel de voltaje en kilovoltios, mediante la utilización de máximo tres dígitos : 230, 138, 69, 46, 34, 13, 6.3, 4.1, etc. Estos tres dígitos ocuparán los sitios **e**, **f**, **g**.

				e	f	g					

Identificación del tipo de posición **L** = Línea de Transmisión, **T** = Transformación, **B** = Barra y **A** = Alimentador. El carácter opupará la posición **h**.

Identificación del nombre de la posición de hasta 4 caracteres para líneas y transformadores, ocupará las posiciones **i**, **j**, **k**, **l**.

El nombre de la posición de línea está relacionado con la carga, ubicación geográfica o subestación destino. En cualquier caso, si el nombre lo concluye una sola palabra, las cuatro caracteres iniciales de la palabra ocuparán las posiciones **i**, **j**, **k**, **l**. Para el caso de los nombres constituidos por dos palabras, la posición **i** ocupa la primera letra de la primera palabra, las posiciones **i**, **j**, **k**, **l**. Para el caso de los nombres constituídos por dos palabras, la posición **i**, ocupa la primera letra de la primera palabra, las posiciones **j**, **k**, **l**, corresponderán a tres caracteres iniciales de la

segunda palabra. En caso de un nombre de tres palabras, se utilizarán las letras iniciales de la primera y segunda palabra y dos de la tercera.

El nombre de la posición de un transformador, llevará el nombre real o asumido del transformador. Para el caso de transformadores del SIN el nombre de transformadores es repetitivo; el código simple reflejará tal situación la misma que es excepcional. »

								l	j	k	l

En el programa que se implemantará se utilizarán los códigos que identifican a los agentes del MEM, para los Generdores se incluyen las centrales y sus respectivas unidades y para los Distribuidores se incluye la subestación de entrega y y el punto de medición de cada Agente, de este modo queda consevidos los códigos que se utilizarán para la elaboración del programa que permitirá la liquidación de las transacciones económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista.

CODIGO DE LAS EMPRESAS DE GENERACIÓN DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

EMPRESA DE GENERACION	CENTRAL	UNIDAD	CODIGO DE UNIDAD	No BARRA
HIDROAGOYAN	AGOYÁN	1	GHAG CAGO H	088
		2		088
HIDROPAUTE S.A.	PAUTE AB	1	GHPA CPAU H	001
		2		001
		3		001
		4		001
		5		001
	PAUTE C	1		002
		2		002
		3		002
		4		002
		5		002
HIDROPUCARÁ S.A.	PUCARÁ	1	GHPU CPUC H	080
		2		080
HIDRONACION	MARCEL LANIADO	1	GHNA CMLA H	094
HIDRONACION		2		094
HIDRONACION		3		094
TERMOESMERALDAS	ESMERALDAS	1	GTES CESM V1	052
ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS	2	GEGU CGZE V2	031
ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS	3	GEGU CGZE V3	031
ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS	4	GEGU CGZE V4	031
ELECTROGUAYAS	TRINITARIA	1	GEGU CTRI V1	627
ELECTROGUAYAS	PASCUALES	1	GEGU CPAS G1	627
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO	1	GTPI CGUA B1	072
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO	2	GTPI CGUA B2	072
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO	3	GTPI CGUA B3	072
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO	4	GTPI CGUA B4	072
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO	5	GTPI CGUA B5	072
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO	6	GTPI CGUA B6	072
TERMOPICHINCHA	SANTA ROSA	1	GTPI CSRO G1	072
TERMOPICHINCHA	SANTA ROSA	2	GTPI CSRO G2	072
TERMOPICHINCHA	SANTA ROSA	3	GTPI CSRO G3	072
ECUAPOWER	SANTO DOMINGO	1	GEPO CSDO G1	049
ECUAPOWER	SANTO DOMINGO	2	GEPO CSDO G2	049
ECUAPOWER	SANTA ELENA	1	GEPO CSEL G1	028
ELECTROQUITO	ELECTROQUITO	1	GEQT CEQT G1	010
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 2	1	GEQL CEQ2 G1	041
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 2	2	GEQL CEQ2 G2	041
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 3	3	GEQL CEQ3 G3	729
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 3	4	GEQL CEQ3 G4	729
ELECTROECUADOR	GUAYAQUIL 1	1	GEEC CGQL V1	765
ELECTROECUADOR	GUAYAQUIL 2	2	GEEC CGQL V2	765
ELECTROECUADOR	GUAYAQUIL 3	3	GEEC CGQL V3	765
ELECTROECUADOR	GUAYAQUIL 4	4	GEEC CGQL V4	765
ELECTROECUADOR	A. SANTOS	1	GEEC CASA G1	031
ELECTROECUADOR	A. SANTOS	2	GEEC CASA G2	031
ELECTROECUADOR	A. SANTOS	3	GEEC CASA G3	031
ELECTROECUADOR	A. SANTOS	5	GEEC CASA G5	031

ELECTROECUADOR	A. SANTOS	6	GEEC CASA G6	031
ELECTROECUADOR	A. SANTOS	1	GEEC CASA V1	031
ELECTROECUADOR	A. TINAJERO	1	GEEC CATI G1	031
ELECTROECUADOR	A. TINAJERO	2	GEEC CATI G2	031
AMBATO S.A.	LLIGUA	1	GAMB CLLI D1	090
AMBATO S.A.	LLIGUA	2	GAMB CLLI D2	090
AMBATO S.A.	EL BATAN	1	GAMB CBAT D1	090
AMBATO S.A.	EL BATAN	2	GAMB CBAT D2	090
AMBATO S.A.	PENINSULA		GAMB CPEN H	090
AZOGUES C.A.				
BOLIVAR S.A.	CHIMBO		GBOL CCHI H	087
BOLIVAR S.A	GUARANDA		GBOL CGUA H	087
EL ORO S.A.	EL CAMBIO	2	GEOR CCAM D2	022
EL ORO S.A.	EL CAMBIO	3	GEOR CCAM D3	022
EL ORO S.A.	MACHALA	4	GEOR CMAC D4	022
EL ORO S.A.	MACHALA	5	GEOR CMAC D5	022
EL ORO S.A.	MEXICO	1	GEOR CMEX D1	022
EL ORO S.A.	MEXICO	2	GEOR CMEX D2	022
EL ORO S.A.	MEXICO	3	GEOR CMEX D3	022
EL ORO S.A.	MEXICO	4	GEOR CMEX D4	022
ESMERALDAS S.A.	PROPICIA	1	GESM CPRO D1	054
ESMERALDAS S.A.	PROPICIA	2	GESM CPRO D2	054
ESMERALDAS S.A.	PROPICIA	3	GESM CPRO D3	054
ESMERALDAS S.A.	PROPICIA	4	GESM CPRO D4	054
GUAYAS – LOS RIOS S.A.				
LOS RIOS C.A.	LOS RIOS	1	GLRI CLRI D1	020
MILAGRO C.A.	MILAGRO	1	GMIL CMIL D1	017
MILAGRO C.A.	MILAGRO	2	GMIL CMIL D2	017
MILAGRO C.A.	MILAGRO	3	GMIL CMIL D3	017
MILAGRO C.A.	MILAGRO	4	GMIL CMIL D4	017
MILAGRO C.A.	MILAGRO	5	GMIL CMIL D5	017
MILAGRO C.A.	MILAGRO	6	GMIL CMIL D6	017
PENINSULA SANTA ELENA C.A	LIBERTAD	1	GPSE CLIB D1	028
PENINSULA SANTA ELENA C.A.	LIBERTAD	5	GPSE CLIB D5	028
PENINSULA SANTA ELENA C.A.	LIBERTAD	8	GPSE CLIB D8	028
PENINSULA SANTA ELENA C.A.	LIBERTAD	9	GPSE CLIB D9	028
PENINSULA SANTA ELENA C.A.	LIBERTAD	10	GPSE CLIB D10	028
PENINSULA SANTA ELENA C.A.	LIBERTAD	11	GPSE CLIB D11	028
PENINSULA SANTA ELENA C.A.	PLAYAS	4	GPSE CPLA D4	028
PENINSULA SANTA ELENA C.A.	POSORJA	5	GPSE CPLA D5	028
PROVINCIAL COTOPAXI S.A.	ILLUCHI 1		GPCO CIL1 H	074
PROVINCIAL COTOPAXI S.A.	ILLUCHI 2		GPCO CIL2 H	074
PROVINCIAL COTOPAXI S.A.	EL ESTADO		GPCO CEST H	074
QUITO S.A.	CUMBAYA	1	GQUI CCUM H1	070
QUITO S.A.	CUMBAYA	2	GQUI CCUM H2	070
QUITO S.A.	CUMBAYA	3	GQUI CCUM H3	070
QUITO S.A.	CUMBAYA	4	GQUI CCUM H4	070

QUITO S.A.	NAYON	1	GQUI CNAY H1	070
QUITO S.A.	GUANGOPOLO	2	GQUI CGNP H2	060
QUITO S.A.	PASOCHOA		GQUI CPAS H	060
QUITO S.A.	LOS CHILLOS		GQUI CCHI H	060
QUITO S.A.	LULONCOTO		GQUI CLUL D	060
QUITO S.A.	G. HERNÁNDEZ		GQUI CGHE B	060
ELECAUSTRO.	EL DESCANSO	1	GEAU CDES B1	005
ELECAUSTRO.	EL DESCANSO	2	GEAU CDES B2	005
ELECAUSTRO	EL DESCANSO	3	GEAU CDES B3	005
ELECAUSTRO	EL DESCANSO	4	GEAU CDES B4	005
ELECAUSTRO	SAYMIRIN		GEAU CSAY H	005
ELECAUSTRO	SAUCAY		GEAU CSAU H	005
REGIONAL MANABI S.A.	MIRAFLORES	1	GRMA CMIR D1	048
REGIONAL MANABI S.A.	MIRAFLORES	2	GRMA CMIR D2	048
REGIONAL MANABI S.A.	MIRAFLORES	3	GRMA CMIR D3	048
REGIONAL MANABI S.A.	MIRAFLORES	4	GRMA CMIR D4	048
REGIONAL MANABI S.A.	MIRAFLORES	7	GRMA CMIR D7	048
REGIONAL MANABI S.A.	MIRAFLORES	8	GRMA CMIR D8	048
REGIONAL MANABI S.A.	MIRAFLORES	10	GRMA CMIR D10	048
REGIONAL MANABI S.A.	MIRAFLORES	14	GRMA CMIR D14	048
REGIONAL MANABI S.A.	MIRAFLORES	15	GRMA CMIR D15	048
REGIONAL MANABI S.A.	MIRAFLORES	16	GRMA CMIR D16	048
REGIONAL MANABI S.A.	MIRAFLORES	22	GRMA CMIR D22	048
REGIONAL MANABI S.A.	MIRAFLORES	#3	GRMA CMIR D#3	048
REGIONAL MANABI S.A.	MIRAFLORES	#4	GRMA CMIR D#4	048
REGIONAL NORTE S.A.	SAN FRANCISCO	1	GRNO CSFR D1	092
REGIONAL NORTE S.A.	AMBI		GRNO CAMB H	079
REGIONAL NORTE S.A.	SAN MIGUEL DEL CAR		GRNO CSMC H	092
REGIONAL NORTE S.A.	LA PLAYA		GRNO CPLA H	092
COLOMBIA			GCOL	
REGIONAL SUR S.A.	CATAMAYO	1	GRSU CCAT D1	015
REGIONAL SUR S.A.	CATAMAYO	2	GRSU CCAT D2	015
REGIONAL SUR S.A.	CATAMAYO	4	GRSU CCAT D4	015
REGIONAL SUR S.A.	CATAMAYO	5	GRSU CCAT D5	015
REGIONAL SUR S.A.	CATAMAYO	6	GRSU CCAT D6	015
REGIONAL SUR S.A.	CATAMAYO	7	GRSU CCAT D7	015
REGIONAL SUR S.A.	CATAMAYO	8	GRSU CCAT D8	015
REGIONAL SUR S.A.	CATAMAYO	9	GRSU CCAT D9	015
REGIONAL SUR S.A.	CATAMAYO	10	GRSU CCAT D10	015
REGIONAL SUR S.A.	C.MORA		GRSU CCMO H	015
RIOBAMBA S.A.	ALAO		GRIO CALA H	087
RIOBAMBA S.A.	RIO BLANCO		GRIO CRBL H	087
RIOBAMBA S.A.	GENERAL MOTORS	1	GRIO CRIO D1	087
SANTO DOMINGO S.A.	TOACHI	1	GSDO CTOA D1	051
SANTO DOMINGO S.A.	TOACHI	2	GSDO CTOA D2	051

CODIGO DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

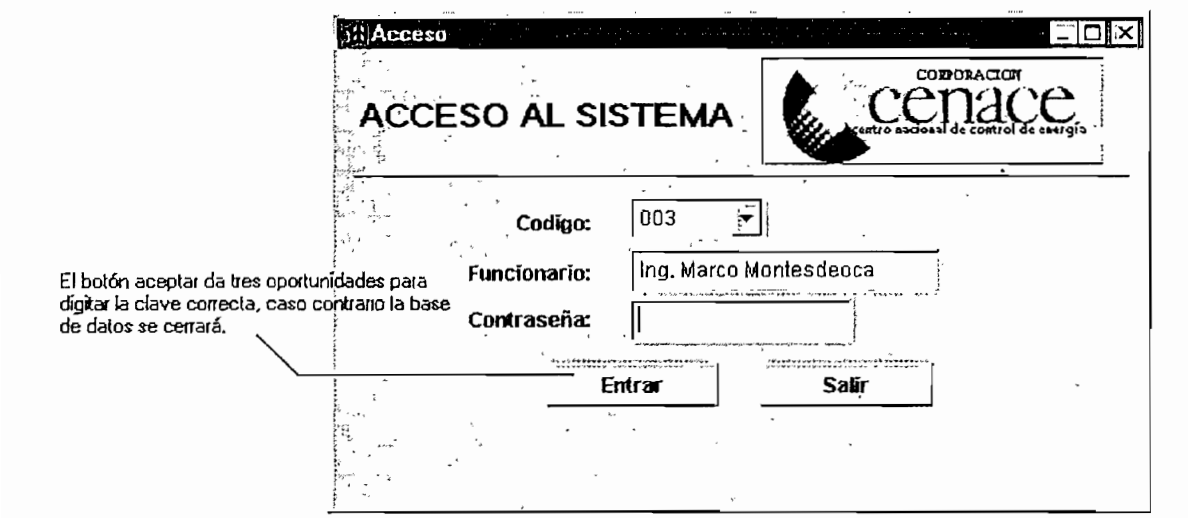
EMPRESA DE DISTRIBUCION	CODIGO	S/E DE ENTREGA Y NIVEL DE TENSIÓN	TIPO DE POSICIÓN	POSICION	CODIGO	No. BARRA
Ambato Regional Centro - Norte S.A.	DAMR	AMBA69	L	AMBATO 1	AMB1	083
		AMBA69	L	AMBATO 2	AMB2	083
		TOTO69	T	TOTORAS	ATQ	083
Azogues C.A.	DAZO	NUEV22	A	ALIMENTADOR 922	922	005
		NUEV22	A	ALIMENTADOR 923	923	005
		NUEV69	L	GUAPAN	GUAP	005
		VICT22	A	DESCANSO (Al. 1223)	1223	005
Bolívar S.A.	DBOL	RIOB69	L	GUARANDA	GUAR	087
Del Ecuador	DECU	GZEV69	B	BARRA A	BARA	031
		GZEV69	B	BARRA B	BARB	032
		PASC69	L	CERVECERIA	CERV	027
		PASC69	L	VERGELES	VERG	027
		POLI69	T	TRANS. ATQ	ATQ	043
		TRIN69	L	GUASMO	GUAS	038
		TRIN69	L	PRADERA	PRAD	038
		TRIN69	L	PADRE CANALES	PCAN	038
		TRIN69	L	UNIVERSAL	UNIV	038
El Oro S.A.	DORO	MACH69	T	TRANS. ATQ	ATQ	022
Esmeraldas S.A.	DESM	ESME69	T	TRANS. AA1	AA1	054
Guayas – Los Ríos S.A.	DGRI	MILA69	L	EMELGUR	EMEL	017
		PASC69	L	DAULE	DAUL	027
		PASC69	L	LA TOMA	LTOM	027
		PASC69	L	QUINTO GUAYAS	QGUA	027
		QUEV69	T	TRANS. TRQ	TRQ	041
		QUEV69	T	TRANS. TRR	TRR	046
		SALI138	L	CEDEGE	CEDE	031
Los Ríos C.A.	DLRI	BABA69	T	TRANS. ATQ	ATQ	020
Milagro C.A.	DMIL	MILA69	T	TRANS. ATK	ATK	017
Península Santa Elena C.A.	DPSE	SELE69	T	TRANS. ATQ	ATQ	028
		POSO69	T	TRANS. ATQ	ATQ	028
Provincial Cotopaxi S.A.	DPCO	AMBA69	L	LATACUNGA	LATA	090
Quito S.A.	DQUI	SROS46	T	TRANS. TRN	TRN	056
		SROS46	T	TRANS. MOVIL	MOV	060
		SROS138	L	PAPALLACTA	PAPA	058
		SROS138	L	SELVA ALEGRE 1	SAL1	058
		SROS138	L	SELVA ALEGRE 2	SAL2	058
		VICE46.	T	TRANS. T1	T1	070
		VICE46.	T	TRANS. T2	T2	070
		VICE138	L	GUANGOPOLO	GUAN	072
Regional Centro Sur C.A.	DRCS	CUEN69	T	TRANS. ATQ	ATQ	005
Regional Manabí S.A..	DRMA	PORT69	T	TRANS. AA1	AA1	048
		PORT69	T	TRANS. AA2	AA2	048
Regional Norte S.A.	DRNO	IBAR34	T	TRANS. T1	T1	079
		IBAR69	T	TRANS. ATQ	ATQ	077
		TULC69	T	TRANS. ATQ	ATQ	092
Regional Sur S.A.	DRSU	LOJA69	T	TRANS. ATQ	ATQ	014
Riobamba S.A.	DRIO	RIOB69	T	TRANS. TRK	TRK	087
Santo Domingo S.A.	DSDO	SDOM69	T	TRANS. ATR	ATR	051

4.3 BASE DE DATOS

La aplicación **PROGTESIS** posee un administrador de Proyectos denominado **REMUNERACIÓN,** el proyecto está compuesto por la base de datos **MEM,** que almacena información administrativa y transaccional sobre los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista como son: El Precio Unitario de Potencia, Costo Variable de Potencia, Tarifa Fija de Transmisión que son datos proporcionados por el CONELEC, número de barra asignada y una referencia del sector donde esta se encuentra ubicada; La base de datos utiliza este número para asignar los factores de nodo a cada uno de los Agentes y realizar su liquidación tanto por potencia, energía, y mantenimientos; basándose en las liquidaciones diarias se pueden realizar reportes y facturas acumuladas así como también mensuales, consultas sobre los Agentes del MEM y los datos proporcionados por el CONELEC según el día que se ponen en vigencia para la respectiva liquidación.

4.3.1 CÓMO INICIAR UNA SESIÓN

Al ejecutar la aplicación **remuneración,** se presenta el formulario **Acceso,** que permite ingresar a la base de datos **MEM**, en el cuadro de selección el usuario debe elegir su código y tipo de usuario apareciendo automáticamente el nombre correspondiente; en el recuadro contraseña el usuario debe ingresar su contraseña y hacer clic en el botón aceptar o salir.

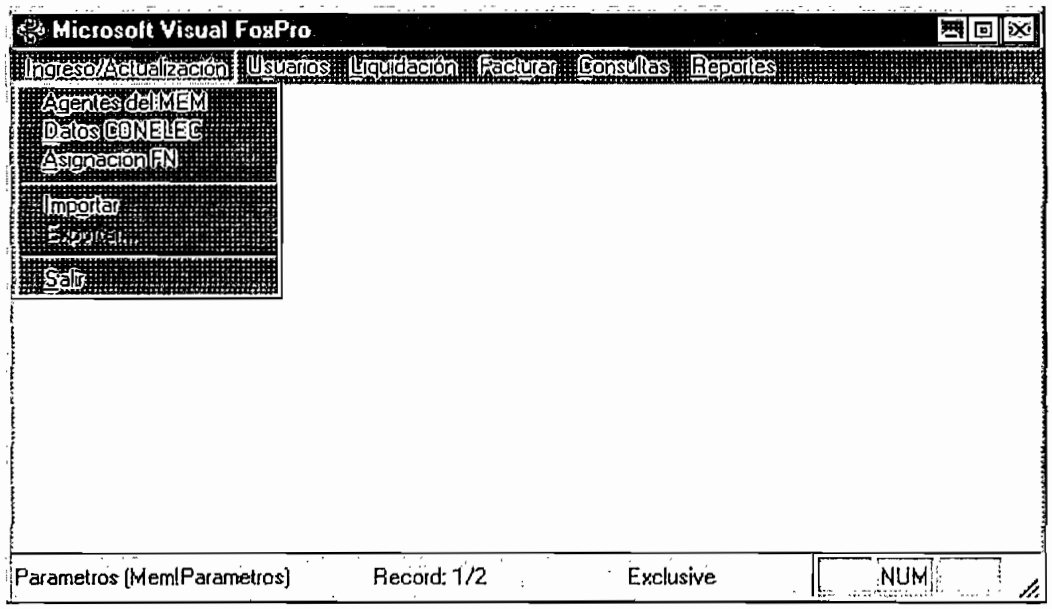


Luego de haber ingresado a la base de datos, se muestra en la pantalla el menú principal que servirá de interfase entre el usuario y el programa; este menú principal consta de los siguientes menús:

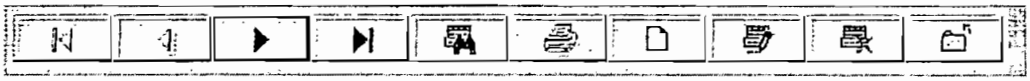
- Menú Ingreso / Actualización
- Menú Usuarios
- Menú Liquidación
- Menú Facturación
- Menú Consultas
- Menú Reportes

4.3.2 INGRESO / ACTUALIZACIÓN

En el menú Ingreso / Actualización, presenta los submenús Agentes del MEM, Datos CONELEC, Asignación FN, Importar, Salir.



Para registrar o actualizar datos en cada uno de los diferentes formularios, se debe manejar la barra de control de formularios, la misma que permite realizar las siguientes operaciones con los registros:

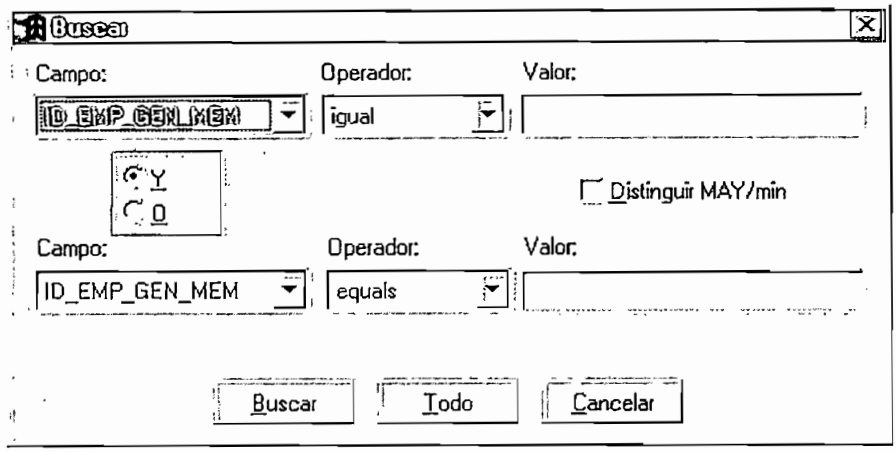


Botones de Desplazamiento

Botón	Descripción
Primero	Mueve el puntero de registro al primer registro.
Anterior	Mueve el puntero de registro al registro anterior.
Siguiente	Mueve el puntero de registro al registro siguiente.
Último	Mueve el puntero de registro al último registro.
Buscar	Muestra el cuadro de diálogo **Buscar**.
Imprimir	Imprime un informe.
Agregar	Agrega un nuevo registro al final de la tabla.
Modificar	Permite al usuario cambiar valores en el registro actual.
Eliminar	Elimina el registro actual.
Salir	Cierra el formulario.

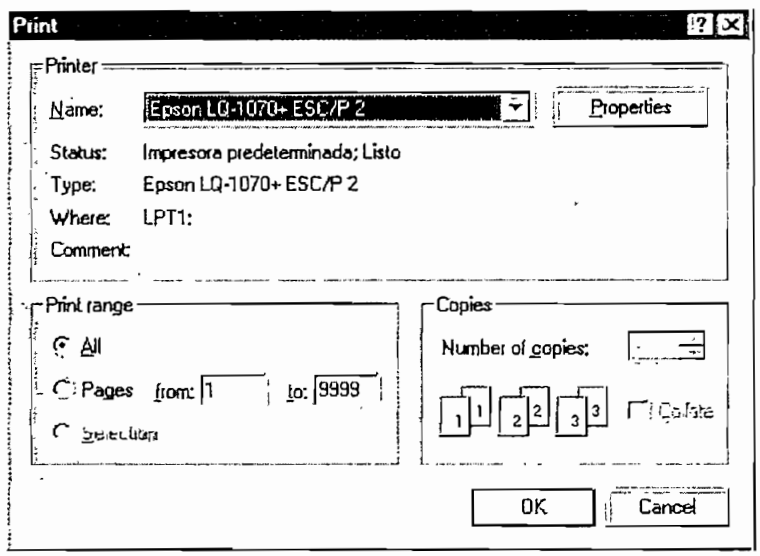
BUSCAR:

Abre el cuadro de diálogo Buscar, el cual presenta dos opciones de búsqueda con los conectores lógicos **and** y **or** según el **campo**, tipo de operador (igual, no es igual, más que, menos que, está en blanco, es nulo, contiene, en, entre) y **valor** en el cual se debe escribir los caracteres del campo correspondiente al registro que se está buscando, al marcar **Distinguir MAY/mín,** compara los caracteres de valor con los registrados en la base de datos de forma exacta; las expresiones a ambos lados de dicho operador se consideran iguales si contienen exactamente los mismos caracteres, la comparación también incluye la diferenciación de mayúsculas y minúsculas; al hacer clic en el botón **Buscar** se mostrará en el formulario el registro que se quiere encontrar y el cuadro de diálogo quedará bloqueado; para desbloquear el formulario se debe seleccionar el comando **Todo.** En caso de que la consulta no se encuentre registrada en la base de datos aparece una ventana en la que se informa que no se ha encontrado ningún registro.



IMPRIMIR:

El control imprimir solo se habilita en las facturas, y al seleccionarlo se despliega un cuadro de diálogo que permite la impresión de la factura seleccionada; este cuadro se encuentra conformado con los nombres de las impresoras que se han configurado a la computadora, al hacer clic en **Properties**, se configura las opciones de la impresora, las opciones disponibles dependen de las características de las impresoras, al elegir **ALL** se imprimirán todas las facturas seleccionadas y almacenadas en la base de datos; al seleccionar **Pages**, se imprimirán el número de facturas elegidas.



AGREGAR:

Al hacer clic en el botón agregar en **formularios uno a varios** aparece en la pantalla un formulario donde se puede seleccionar tres opciones para agregar registros:

Agregar registro sólo a registro primario.- Para agregar registros seleccionando esta opción se debe escribir el código que en la base funciona como un valor clave que vincula los registros primarios y secundarios, este valor depende del índice principal de la tabla primaria y se encuentra descrito en la parte inferior del formulario.

Agregar registro sólo a registro secundario.- Seleccionando esta opción no es necesario escribir el código ya que se agregarán registros únicamente en la tabla secundaria y se mantendrán los datos de la tabla primaria que se encuentran en la mitad superior del formulario, los datos de la tabla secundaria se encuentran en una cuadrícula, en la mitad inferior.

Agregar registro a ambos.- Para agregar registros seleccionando esta opción es necesario un código que es un valor clave que vincula los registros de la tabla primaria con la tabla secundaria, esta opción sirve para registrar a un nuevo agente, mientras que los dos anteriores sirven para modificar los registros que ya se encuentran incluidos en la Base de Datos.

MODIFICAR:

Al hacer clic en el botón modificar, se habilitan todos los registros para ser modificados.

NOTA: Al hacer clic en el botón agregar el botón **agregar** se convierte en el botón **guardar** registro y el botón **modificar** se convierte en el botón **revertir**.

ELIMINAR:

El registro seleccionado para su eliminación no se eliminará físicamente de la tabla este se podrá recuperarse al desmarcarlo.

SALIR:

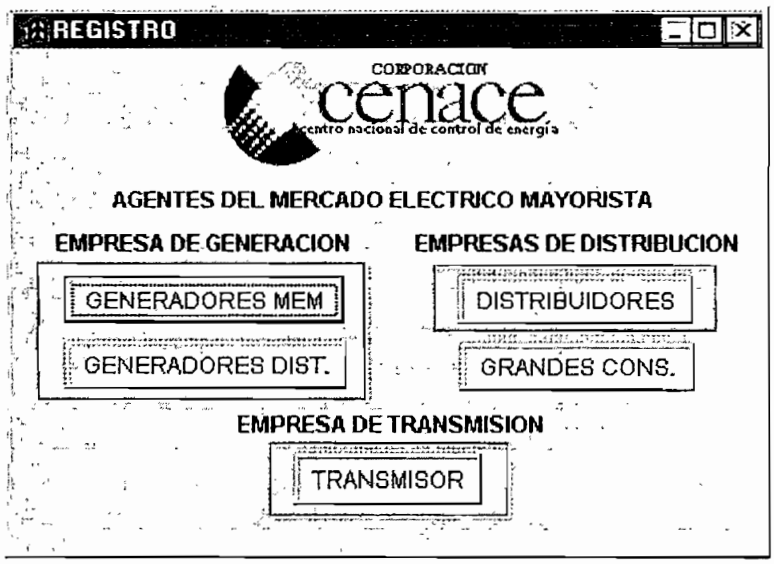
Al hacer clic en este botón se cierra el formulario activo en el programa.

4.3.2.1 Agentes del MEM

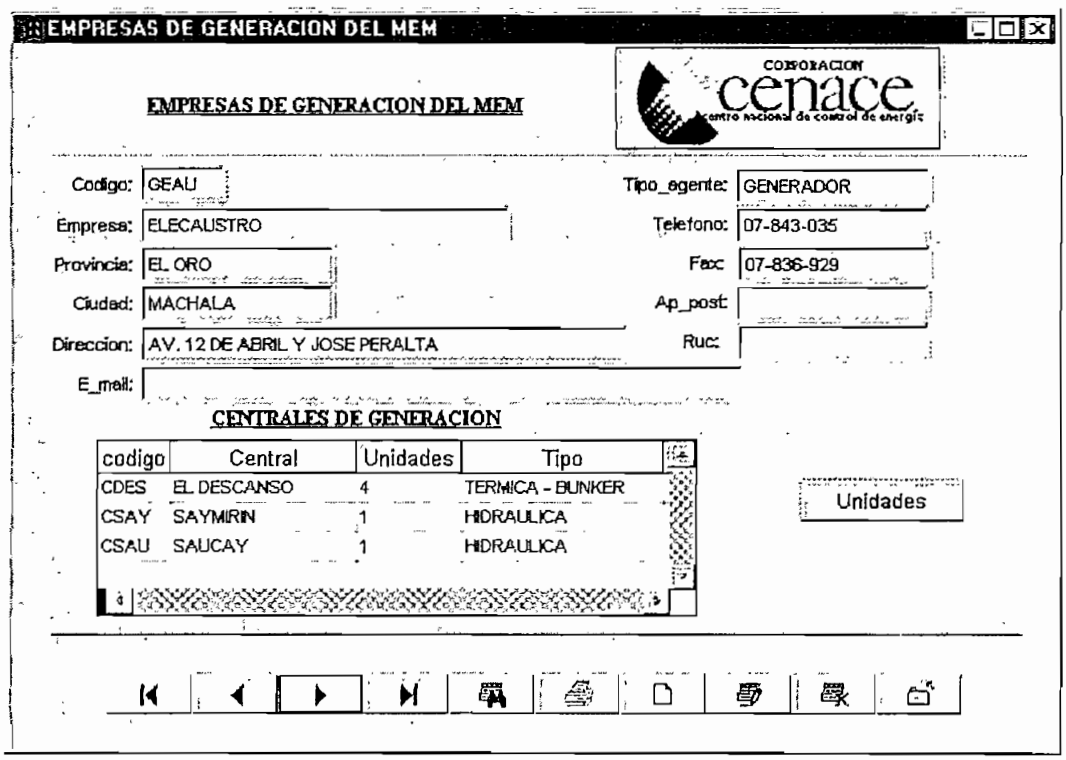
En el Submenú Agentes del MEM, se puede registrar y actualizar todos los Agentes que forman parte del Mercado Eléctrico Mayorista, cuando el usuario hace clic en este Submenú se despliega el cuadro de diálogo que presenta a los agentes, este debe elegir a cual agente quiere registrar o de quien agente desea actualizar los datos.

Para registrar los Agentes del MEM en la base de datos Progtesis

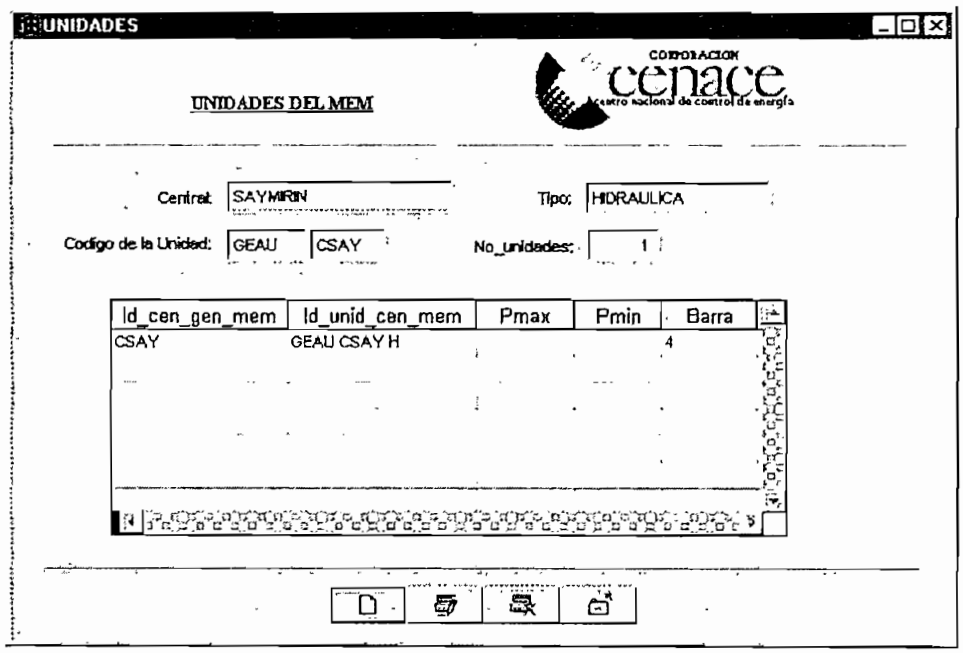
1. En el menú **Registrar/Actualizar**, seleccione **Agentes del MEM**. Aparecerá el cuadro de diálogo **Registro**.



2. Al seleccionar uno de estos botones se despliega un formulario donde se puede registrar al Agente del Mercado Eléctrico Mayorista.

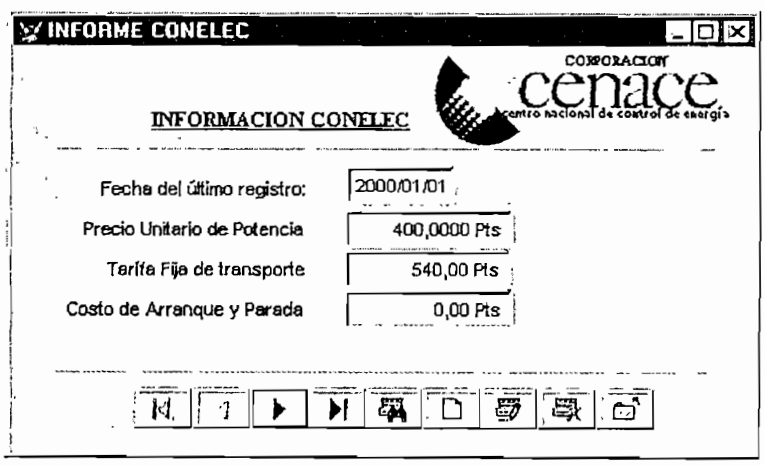


3. Antes de hacer clic en el botón unidades se debe seleccionar con el mouse el código de la central para poder mostrar las especificaciones de cada una de las unidades de la central.



4.3.2.2 Datos CONELEC

Este submenú despliega una ventana en la cual se puede observar los datos proporcionados por el CONELEC para la liquidación de Potencia en el Mercado Spot, y añadir nuevos registros según la fecha de publicación, los datos que se ingresan son: Precio Unitario de Potencia, Tarifa fija de Transporte, Costo de arranque y parada.



4.3.2.3 Asignación de los FN.

Se despliega un formulario donde se puede ingresar nuevos factores de nodo.

4.3.2.4 Importación de Datos

Puede copiar datos de otras aplicaciones a Progtesis importándolos con la ayuda de un asistente creado para tal motivo. Los datos pueden estar en una amplia gama de formatos de archivo de texto, hoja de cálculo y tabla. Puede, agregar los datos a las tablas de Progtesis existente o copiarlos a una tabla diferente.

Al usar el submenú importar se traen datos desde un archivo de otra aplicación hasta la base de datos, esto permite copiar y utilizar los datos en el procedimiento para la liquidación de los Agentes en el MEM, estos datos se deben almacenar en las tablas que aparecen en el anexo A3 donde se describe el tipo de datos que son importados y en que tablas deben ser almacenadas. Al seleccionar Importar, el asistente le guiará paso a paso para poder importar los datos a las diferentes tablas que se encuentran en la Base de Datos.

4.3.2.5 Salir

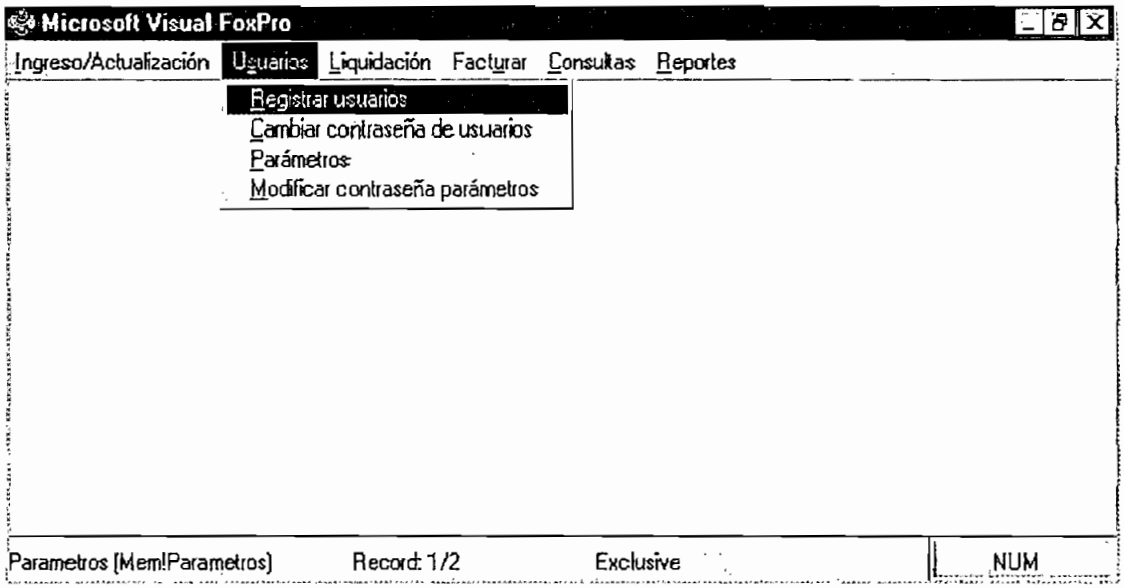
Este submenú cierra la aplicación **PROGTESIS.**

4.3.3 USUARIOS

Esta sección del menú permite realizar actualizaciones de los usuarios del sistema, como también el mantenimiento a las condiciones de trabajo que se apliquen en determinados procesos de cálculos dentro de los procedimientos del programa.

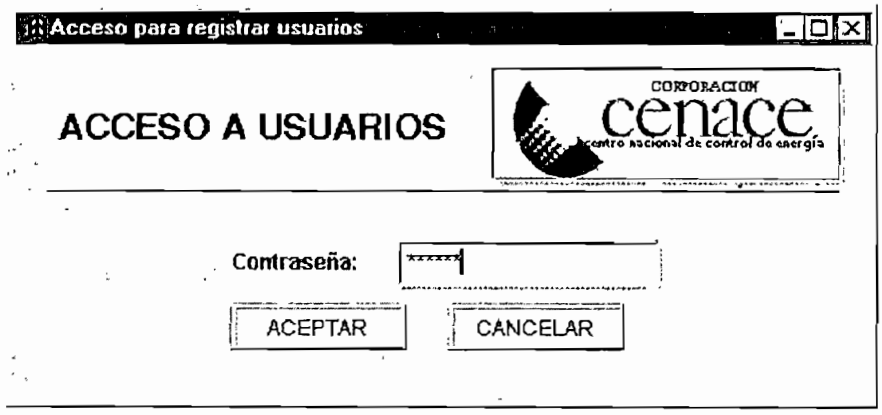
Se dispone de las siguientes acciones de trabajo, como se ilustra en la siguiente pantalla, a las cuales se puede acceder presionando con el botón izquierdo del mouse sobre la opción del menú deseada, opciones tales como:

- Registro de usuarios
- Cambiar la contraseña de usuarios
- Parámetros
- Modificar contraseña de parámetros

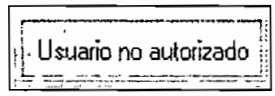


4.3.3.1 Registrar usuarios

Permite realizar la creación de nuevos usuarios del sistema, así como también el mantenimiento o actualización de sus datos. Antes de realizar cualquier ingreso o modificación en el registro de usuarios, se debe ingresar la contraseña de acceso, la misma que se ha creado por motivos de seguridad debido a que sólo el administrador del sistema está autorizado a realizar dichas actualizaciones. Para este ingreso se presenta una pantalla como se describe en la siguiente figura, en la cual se debe ingresar la contraseña en el cuadro de edición y presionar con el botón izquierdo del mouse sobre el botón

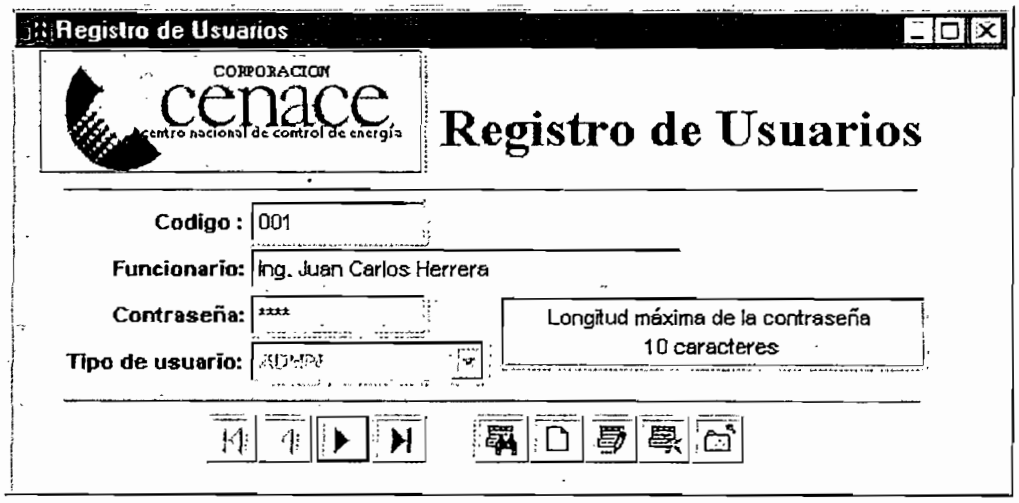


En el caso de no haber ingresado la contraseña correcta, se presentará en pantalla el siguiente mensaje,

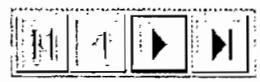


con el cual se indica que la persona que esta accediendo al registro de usuarios no esta autorizado a realizar cambio alguno en la base de datos del sistema, o simplemente digitó mal la contraseña de acceso, en este caso puede reingresar correctamente la clave de acceso.

Después de realizar el proceso anterior, se presenta el formulario para el registro de usuarios como se describe en la siguiente figura.



En este formulario se pide el ingreso de datos en los respectivos cuadros de edición dependiendo únicamente de la operación que se seleccione en los botones de comando que se ilustra en la parte inferior del presente formulario. Las operaciones indicadas son:

- **Desplazamiento de registros.** 

Realiza un recorrido por todos los registros almacenado dentro de la base de datos del sistema, este desplazamiento puede ser secuencial hacia delante o hacia atrás, o desde el primer registro hasta el último.

- **Búsqueda de datos.**

Se realiza la búsqueda de información de acuerdo al código del usuario, el control del registro se desplazará automáticamente hacia el registro encontrado.

- **Modificación de datos del usuario.**

Este botón de comando permite la modificación de los datos del usuario, estas actualizaciones se puede realizar sólo en los cuadros de edición correspondientes a: **Funcionario**, nombre del usuario del sistema, **Contraseña**, clave de acceso del funcionario y, **Tipo de usuario**, tipo de acceso que se le asigna al usuario del sistema, los mismos que pueden ser:

- ADMINISTRADOR. Tiene acceso total al sistema, esta autorizado a realizar cambios a los datos del sistema, creación de nuevos usuarios, cambios en los parámetros de cálculos para las operaciones que realiza el sistema, consultas, etc.

- OPERADOR. Acceso parcial al sistema, puede realizar cálculos sobre liquidaciones, facturar y consultar los datos del sistema.

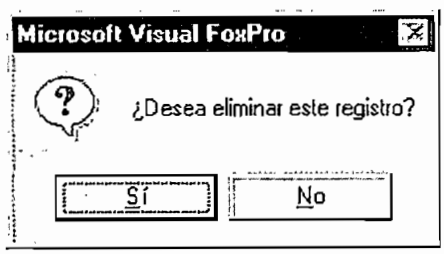
- SOLO LECTURA. Acceso sólo a consultas y reportes del sistema.

❖ **Creación de nuevos usuarios.**

Comando que permite el ingreso de nuevos usuarios al sistema, los datos requeridos para esta operación son: Código, con el cual se le va a identificar al usuario, Funcionario, nombre del usuario del sistema, Contraseña, clave de acceso del funcionario y, Tipo de usuario, tipo de acceso que se le asigna al usuario del sistema.

❖ **Eliminación de datos.**

Permite la eliminación automática de la información del usuario que esté activo o presente en el formulario, se debe responder afirmativamente o negativamente a la pregunta de confirmación de eliminación de registro, como se muestra en la siguiente ventana.

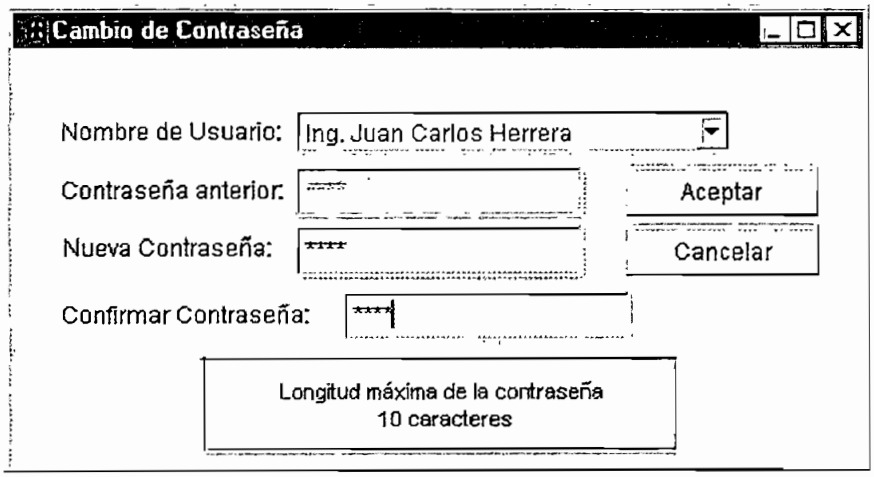


❖ **Salir del formulario.**

Cierra el presente formulario y el control es retomado a la pantalla principal del sistema.

4.3.3.2 Cambiar la contraseña de usuarios

Por motivos de seguridad, se debe realizar un cambio periódico de la clave de acceso del usuario, por esta razón el siguiente formulario permite mantener actualizado la operación indicada.

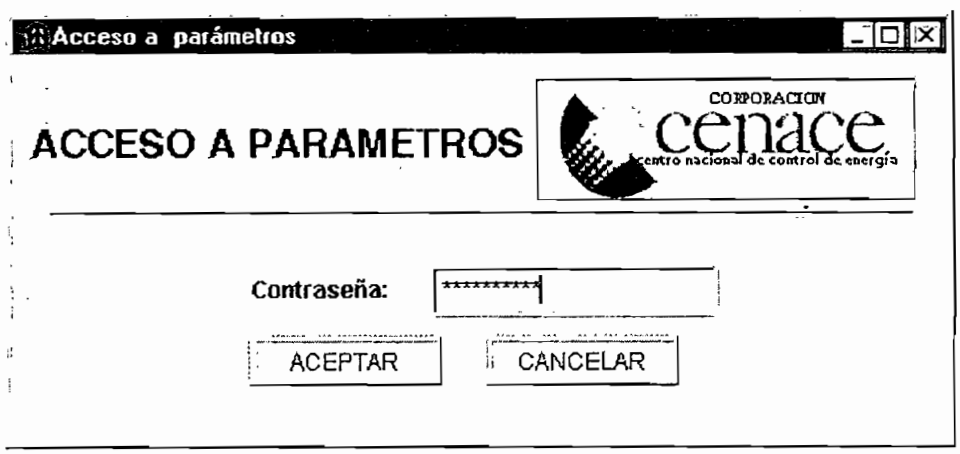


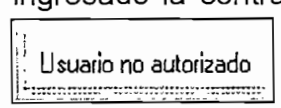
En el presente formulario se pide seleccionar el nombre del usuario del cuadro desplegable. El siguiente paso a seguir es el ingreso de la contraseña anterior, ingresar la nueva contraseña, confirmar la nueva contraseña y presionar con el botón izquierdo del mouse en el botón

Si no desea realizar cambio alguno a la contraseña del usuario, presionar sobre el botón de comando

4.3.3.3 Parámetros

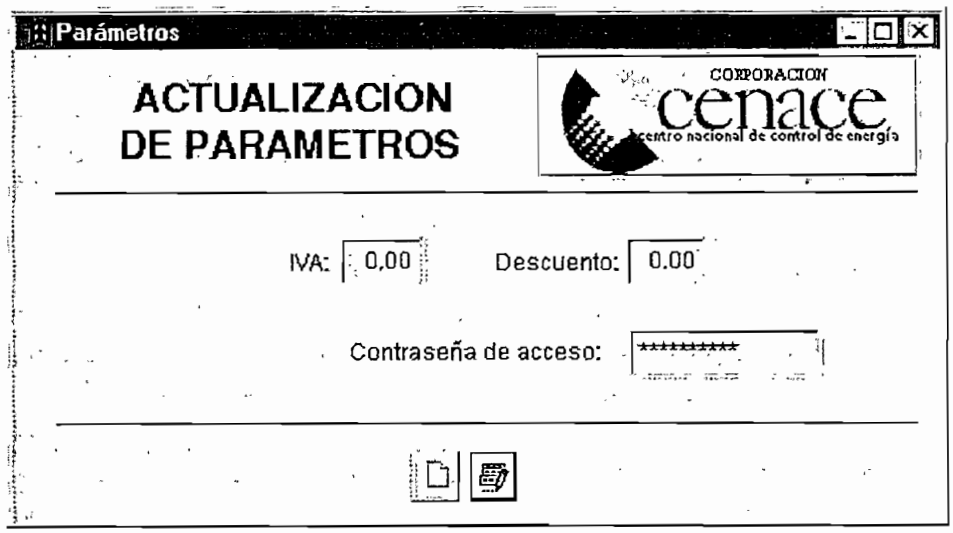
Para efectos de operación y funcionamiento del sistema, se incluye información adicional como el valor del porcentaje del IVA, porcentaje de descuento que se aplique en determinados cálculos, contraseña de acceso a determinados procedimientos. Antes de realizar cualquier modificación en el formulario de parámetros, se debe ingresar la contraseña de acceso, la misma que se ha creado por motivos de seguridad debido a que sólo el administrador del sistema está autorizado a realizar dichas actualizaciones. Para este ingreso se presenta una pantalla como se describe en la siguiente figura, en la cual se debe ingresar la contraseña en el cuadro de edición y presionar con el botón izquierdo del mouse sobre el botón



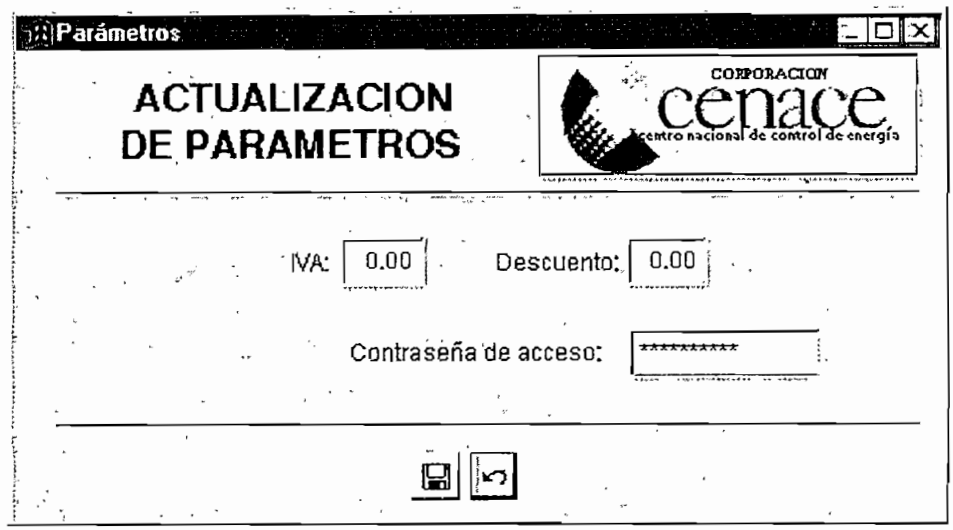
En el caso de no haber ingresado la contraseña correcta, se presentará en pantalla el siguiente mensaje, 

con el cual se indica que la persona que esta accediendo al registro de usuarios no esta autorizado a realizar cambio alguno en la base de datos del sistema, o simplemente digitó mal la contraseña de acceso, para lo cual puede reingresar correctamente la clave de acceso.

Después de realizar el proceso anterior, se presenta el formulario para el mantenimiento de parámetros como se describe en la siguiente figura.



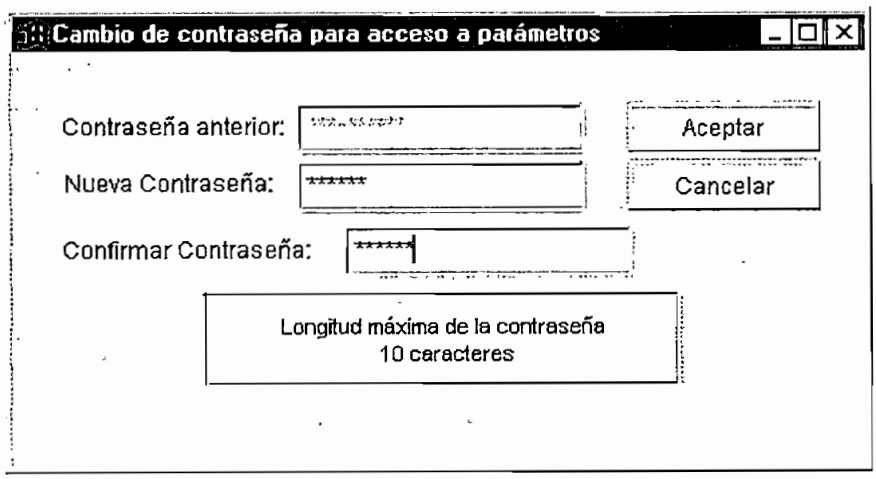
Presionando el botón Modificar se activan los casilleros para el ingreso o modificación de datos, con lo cual se mantiene actualizado información concerniente al valor del IVA, descuento y contraseña de acceso.



4.3.3.4 Modificar contraseña parámetros

Por seguridad siempre se debe realizar un cambio periódico de la contraseña de acceso a la actualización de parámetros. Aquí se requiere la contraseña de acceso anterior para poder realizar este cambio y actualizarla.

En el momento que se ingresa correctamente la contraseña anterior y se presiona **Enter,** el cuadro de texto de esta se deshabilita y se enfoca en el cuadro de texto **Nueva Contraseña**, al ingresar la nueva contraseña y presionar Enter, el cursor se desplaza al cuadro de texto **Confirmar Contraseña**, la contraseña cambiará siempre y cuando se digite la nueva clave y se presione el botón **Aceptar** caso contrario se hace clic en el botón **Cancelar.**

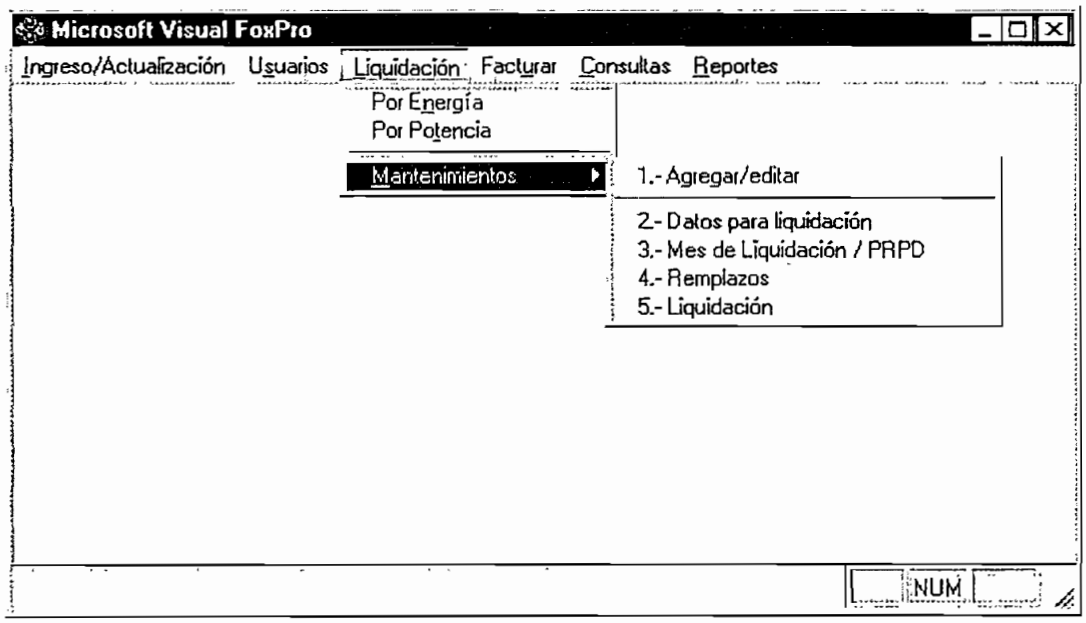


Cuando se a confirmado erradamente la nueva contraseña, al aceptar aparece una ventana informando que no coincide la contraseña de confirmación y se enfoca el cursor en **Confirmar Contraseña**, y elimina lo escrito anteriormente, por lo que el administrador del programa debe digitar correctamente la nueva contraseña y aceptar nuevamente hasta que se cierre el formulario.

NOTA: La contraseña de parámetros y la de ingreso al sistema es la misma.

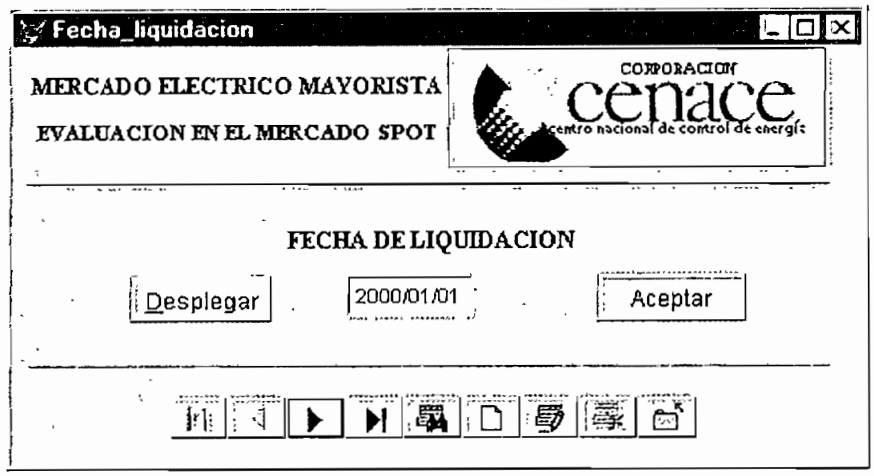
4.3.4 LIQUIDACIÓN

En el menú Liquidación se encuentran los Submenús **Por Energía**, **Por Potencia**, y la liquidación en **Mantenimientos**.

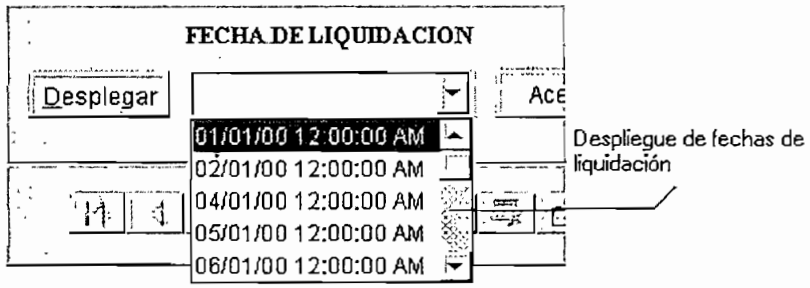


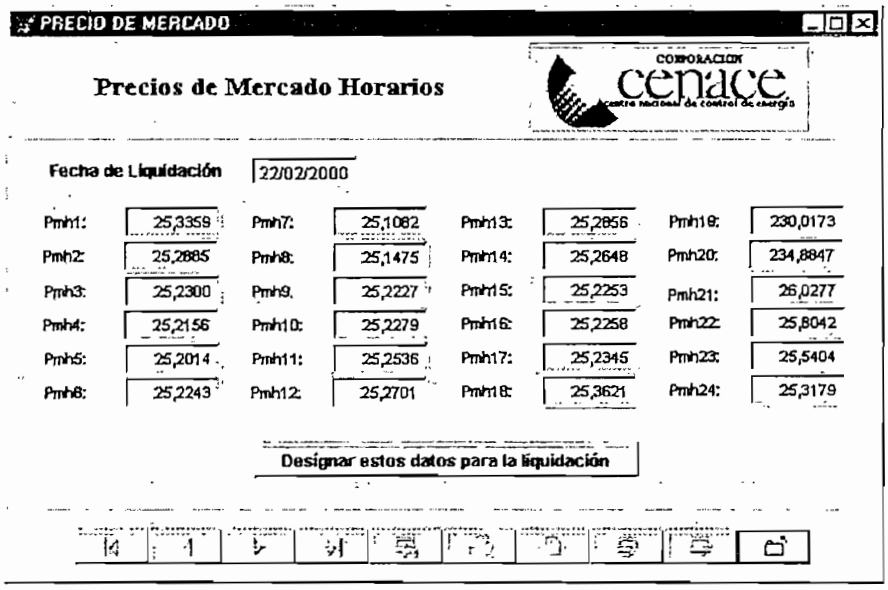
4.3.4.1 Por Energía:

Para la remuneración por energía se necesita un conjunto de información debidamente enlazada por el sistema, esta información es solicitada por medio de formularios siguiendo la siguiente secuencia.

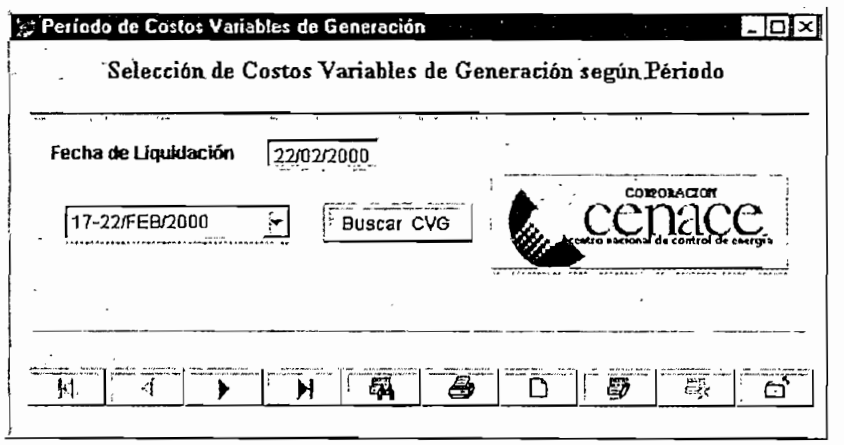


Para poder hacer una liquidación se debe elegir el botón **Agregar registro** de la barra de control del formulario Fecha de Liquidación, de esta manera se activa el cuadro de texto **Fecha de liquidación** y se ingresa la nueva fecha de liquidación; si el usuario hace clic en el botón **Desplegar** el cuadro de texto se convierte en un cuadro de selección donde el usuario puede elegir la fecha para una reliquidación o encontrarla con el botón **Buscar** donde el usuario debe escribir la fecha en **forma estricta** de la siguiente manera **^{2000-02-22}** y hacer clic en el botón **Aceptar**.



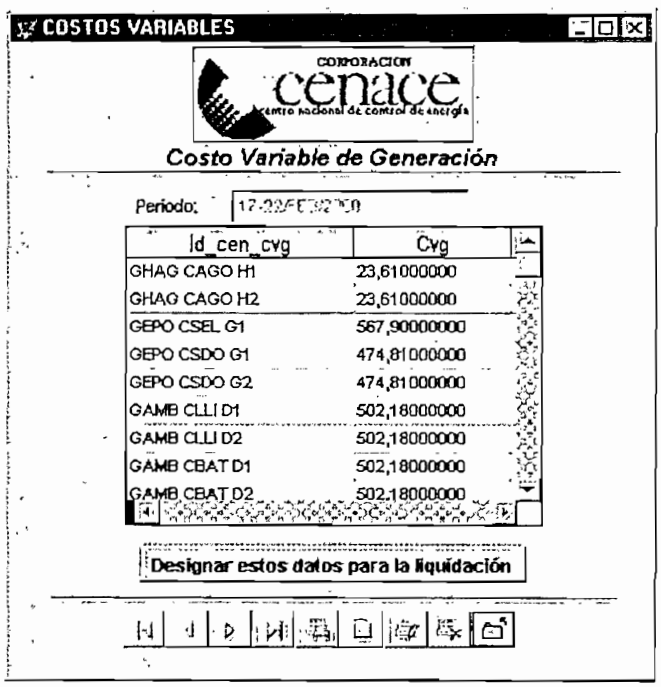


En el formulario Precio de Mercado aparecen lestos en forma horaria; y se puede observar el botón **Designar estos datos para la liquidación,** al hacer clic en este botón se está aceptando estos valores, para liquidación en la fecha elegida.

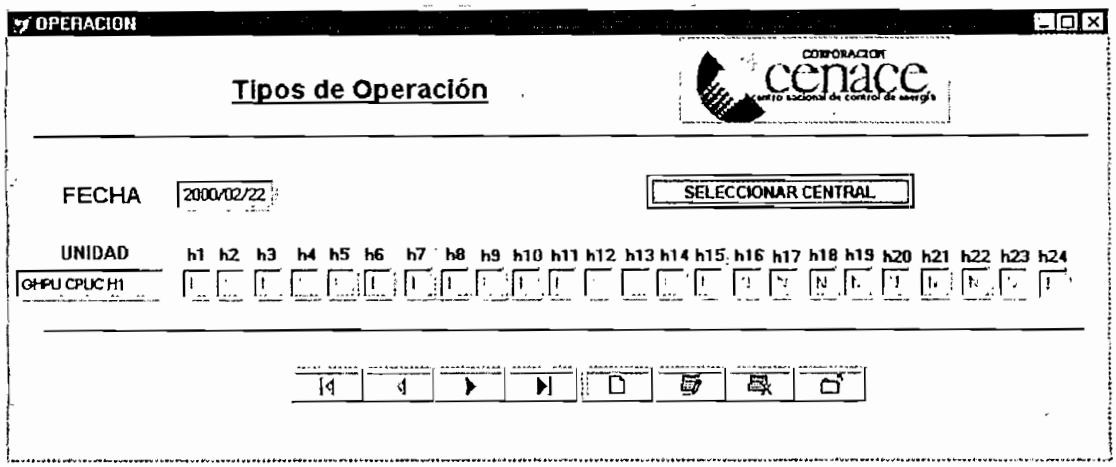


En el formulario Período de Costos Variables de Generación, se elige el período de los Costos Variables de Generación en el cuadro de selección, al hacer clic en el botón **Buscar CVG**, se despliega el formulario Costos Variables de Generación en el cual se compone de un cuadro de texto donde se indica el período elegido, una cuadrícula donde se encuentra el código de la unidad, y su respectivo CVG y el botón **Designar estos datos para la liquidación.**

Al hacer clic en el botón Designar estos datos para la liquidación se cierra este formulario y regresa al formulario Costos Variables de Generación, al cerrar este formulario queda activado el formulario fecha de liquidación, terminando de esta manera la primera secuencia de información requerida por la base de datos para la liquidación por Energía.



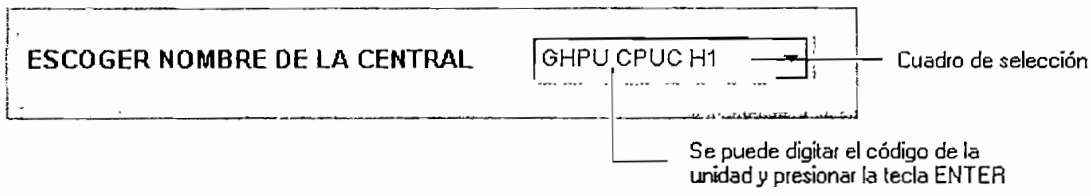
La siguiente secuencia de datos empieza al cerrar el formulario fecha de liquidación, activándose el formulario operación en el cual el usuario puede verificar el tipo de operación desarrollada por el generador de acuerdo a la los datos importados correspondiente a fecha de liquidación.



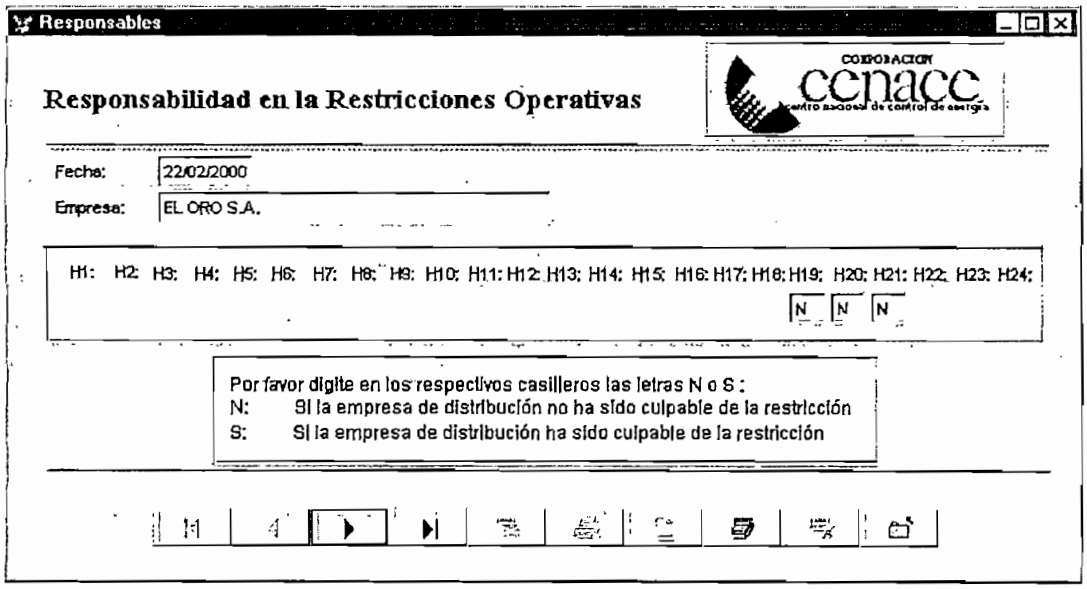
En este formulario se encuentra la fecha de liquidación, el código de la unidad, y el tipo de operación en cada una de las horas, en este formulario se podrá distinguir tres tipos de operación:

- N : Operación Normal
- I : Operación Inflexible
- F : Operación Forzada
- IF : Operación Inflexible y Forzada

Cuando el operador escoge **SELECCIONAR CENTRAL**, aparece un cuadro de selección en el cual podrá escoger cualquiera de la las centrales para la verificación del tipo de operación o digitar el código de la unidad y presionar la tecla ENTER para seleccionar una unidad en la pantalla.



En el formulario antes indicado el operador puede modificar los tipos de generación o aumentar una unidad que no haya sido considerada en la importación de datos.

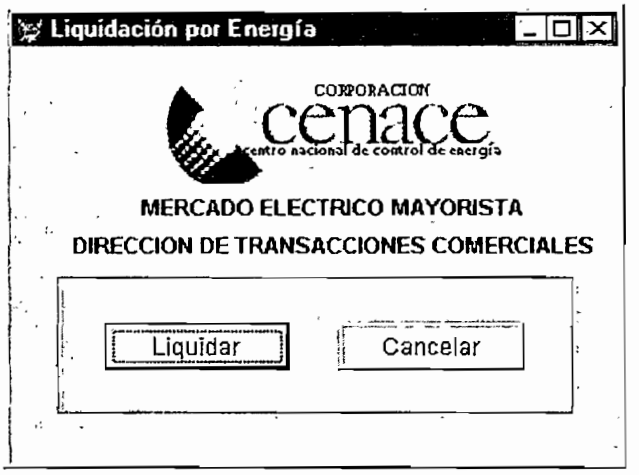


Al cerrar el formulario Operación, se abre el formulario Responsable, el cual presenta la fecha de liquidación, las empresas en donde se han producido restricciones, y únicamente se activan las horas donde se han producido estas restricciones, el usuario debe digitar las letras:

S: Si la empresa ha sido culpable de la restricción.

N: Si la empresa **no** ha sido culpable de la restricción.

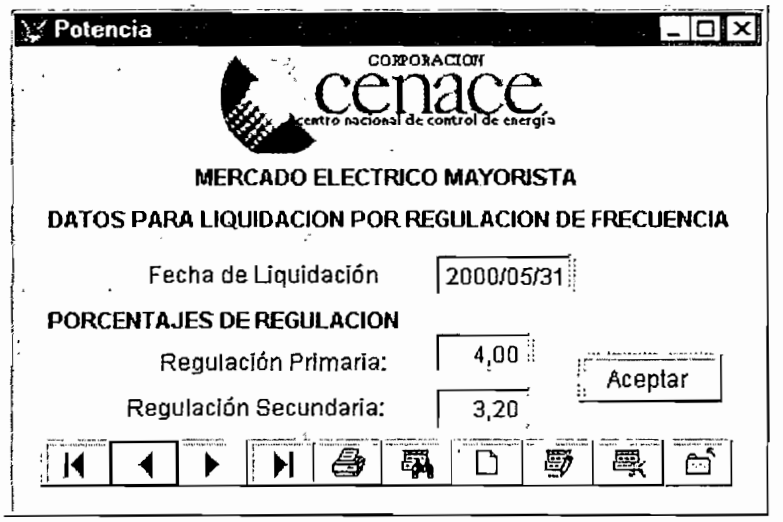
El valor predeterminado de estos casilleros es "N", y el operador modifica estos registros con la barra de controles del formulario.



Por último aparece el formulario Liquidación por Energía; después de haber introducido toda la información requerida por la base de datos al hacer clic en el botón **Liquidar**, se ejecuta un conjunto de programas que son la base la elaboración de consultas, reportes y facturas de los Agentes del MEM.

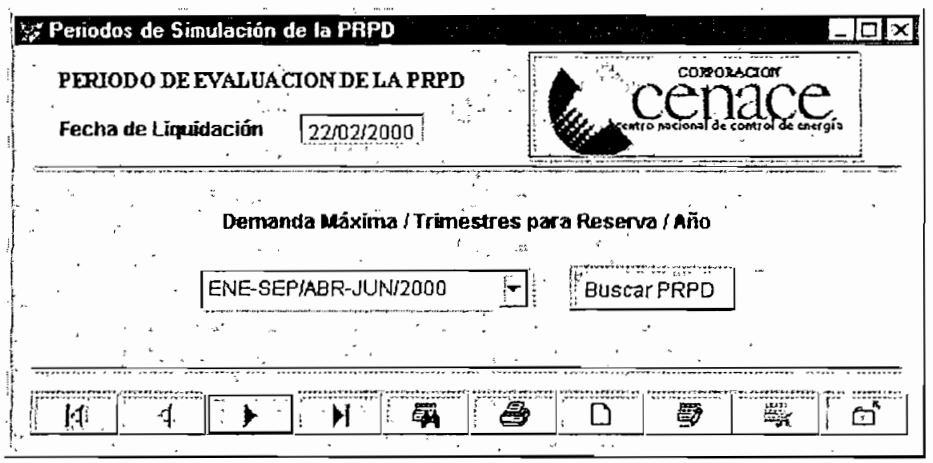
4.3.4.2 Por Potencia

Para la remuneración por potencia se despliegan en secuencia los siguientes formularios:

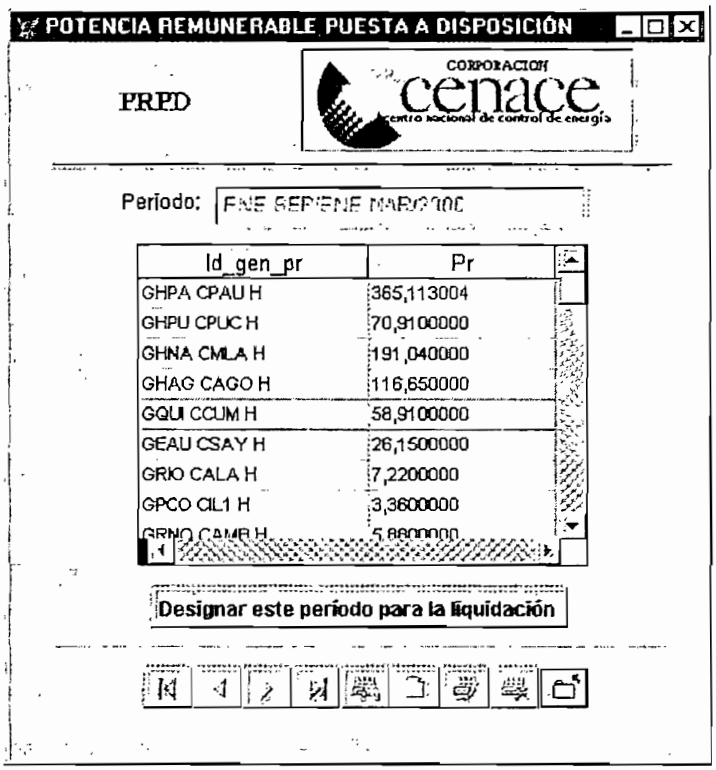


En el formulario Potencia se requieren los siguientes datos para la liquidación de frecuencia, fecha de liquidación, porcentajes de regulación de frecuencia primaria y regulación de frecuencia secundaria y el botón **Aceptar**, el cual al hacer clic en este se abre el formulario Informe CONELEC.

En el formulario Informe CONELEC aparece la fecha de liquidación, la fecha de la última publicación de los datos emitidos por el CONELEC, para la liquidación por potencia como son: el Precio Unitario de Potencia, Tarifa Fija de Transporte, y Costo de Arranque y Parada, datos que son utilizados para la liquidación de Potencia, al salir de este formulario se abre el formulario Periodos de Simulación de la PRPD.



En el formulario Período de simulación de la PRPD, se elige el período de estudio de las Potencias Remunerables Puestas a Disposición, al hacer clic en el botón **Buscar PRPD**, se despliega el formulario Potencia Remunerable Puesta a Disposición en el cual se compone de un cuadro de texto donde se indica el período elegido, una cuadrícula donde se encuentra el código de la unidad, y su respectiva PRPD y el botón **Designar este período para la liquidación.**



NOTA.- Tanto en la designación de Costos Variables de Generación como en Potencia Remunerable Puesta a Disposición, cuando se importe los nuevos períodos estos deben ser agregados a los formularios períodos Costos Variables de Generación y Potencia Remunerable Puesta a Disposición, exactamente como se escribieron en los archivos, utilizando los botones de control especificados anteriormente.

Al designar el período para la liquidación, se cierra el formulario Potencia Remunerable Puesta a Disposición y se activa la ventana Período de Simulación de la PRPD en caso de que el usuario desee cambiar el periodo de simulación, al cerrar este formulario se activa la ventana Liquidación por Potencia en la cual se puede seleccionar las opciones de Liquidar o Cancelar.

4.3.4.3 Mantenimientos

Los mantenimientos programados son aquellos que constan en el cronograma presentado al CENACE y se realizan en el plazo establecido en este, los mantenimientos son remunerados por PR, en el caso que no exista reserva, es decir, que se agotan las plantas con PR las nuevas plantas que ingresan en el despacho son remuneradas por PR y la planta en mantenimiento reduce su PR, y percibe la diferencia según los procedimientos descritos en el capítulo anterior. .

Los mantenimientos emergentes no se les paga por PR, en el caso de no existir reserva el nuevo generador percibe por PR. En la base a la fecha de los mantenimientos reales y programados el programa distingue los siguientes tipos de mantenimientos:

Mantenimiento Normal.- Aquel que se realiza dentro del tiempo programado.

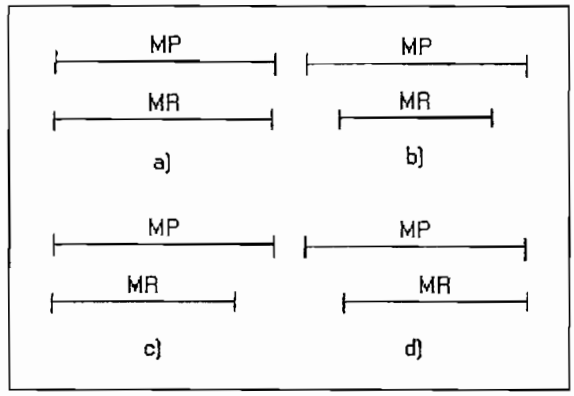
Mantenimiento Emergente.- Aquel que se realiza fuera del tiempo programado.

Mantenimiento Fuera de Tiempo.- Aquel que es realiza en el tiempo programado pero pueden ocurrir los siguientes casos:

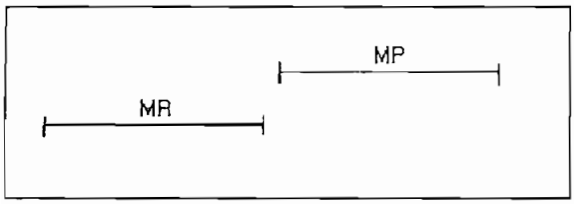
- Comience antes que el tiempo inicial del mantenimiento programado y termine en un tiempo menor o igual al tiempo final del mantenimiento programado.
- Termine después que el tiempo final del mantenimiento programado y comience en un tiempo mayor o igual que el tiempo inicial del mantenimiento programado.
- Comience antes y termine después del mantenimiento programado.

Los siguientes diagramas ilustran los tipos de mantenimientos que distingue el programa para la liquidación por potencia a los reemplazos y el descuento por tiempos excedentes de las plantas que están realizando mantenimiento en caso de que estos tiempos ocurran.

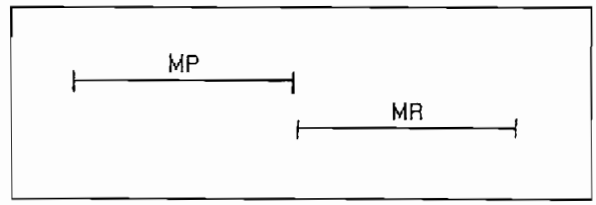
Mantenimientos Normales (MN) : casos a), b), c), y d)



Mantenimientos Emergentes (ME): Casos a) y b)

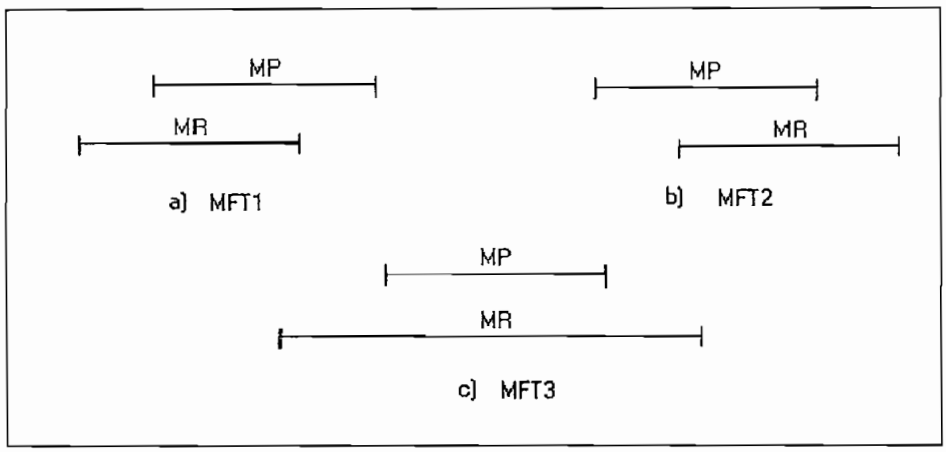


a)

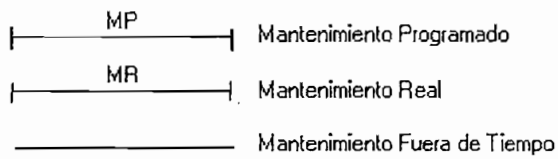


b)

Mantenimientos Fuera de tiempo (MFT):

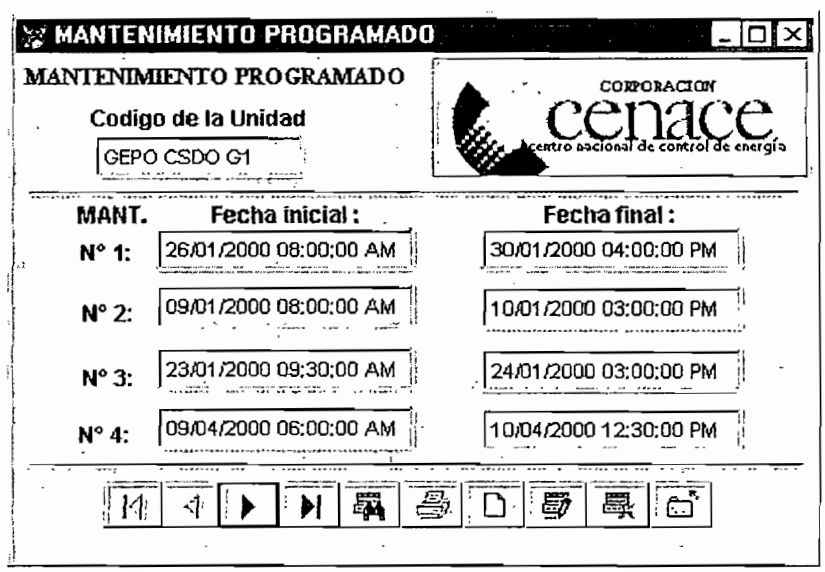


Donde:

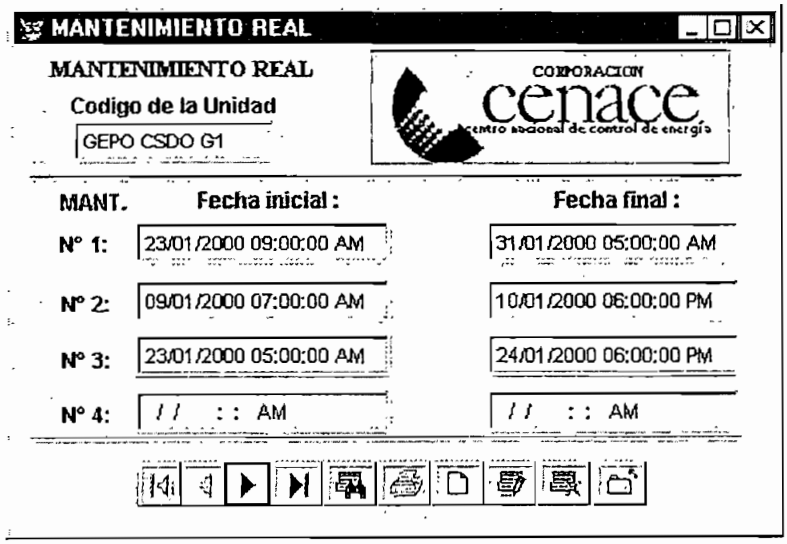


I) Agregar / Editar

Esta opción hace que se despliegue una ventana de mantenimientos programados, en la cual se puede observar el código de la unidad, una fecha inicial y una fecha final de cuatro posibles mantenimientos a realizarse en la unidad, esta ventana permite hacer modificaciones e introducir en la lista nuevos registros de fechas, como también nuevos mantenimientos con los botones de control.



Al cerrar el formulario anterior se despliega otro parecido de mantenimientos reales en los cuales se puede realizar los mismos procedimientos, en especial cuando se ha agregado un nuevo mantenimientos a la lista al agregarlos en el mantenimiento real el código de esta unidad aparece predeterminada en su respectivo cuadro de texto; se debe advertir que para agregar nuevos mantenimientos de debe agregar uno a la vez en los dos formularios ya que los registros del segundo formulario que aparece debe corresponder con los registros del segundo formulario para realizar la liquidación.



Al cerrase el segundo formulario se ejecuta un programa que verifica la correspondencia de los registros en los dos formularios, en caso que no exista correspondencia estos se eliminan por lo que es necesario revisarlos cuando se importe o agregue registros.

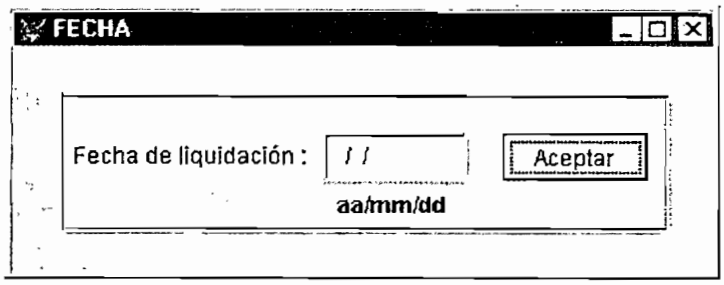
II) Mes de Liquidación

A continuación se debe elegir el mes en el cual se van a liquidar los mantenimientos esto se puede realizar escogiendo la opción mes de liquidación.

III) Datos para la liquidación

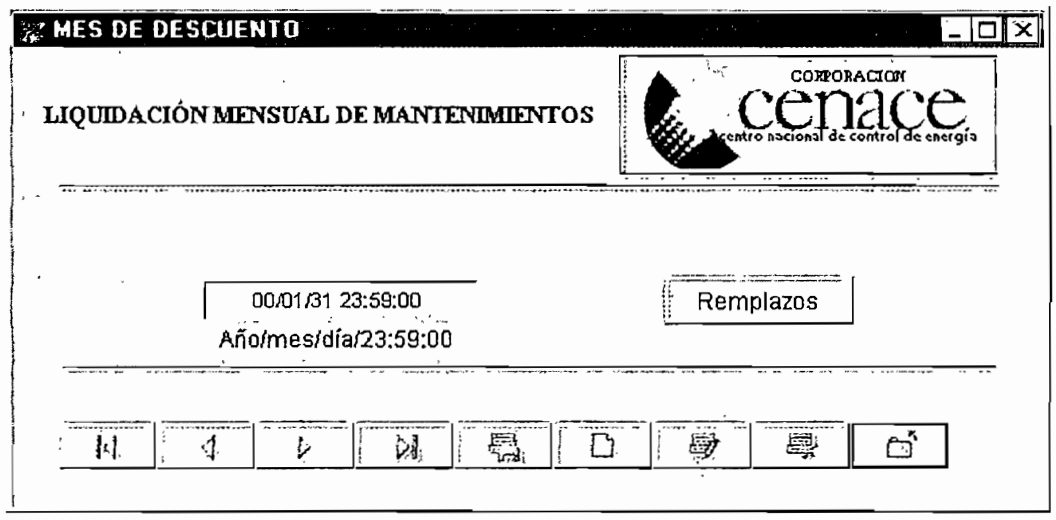
Esta opción sirve para escoger con que PRPD, y Precio Unitario de Potencia se va a liquidar a los reemplazos y calcular los descuentos por tiempo excedente en los mantenimientos según la fecha elegida; dependiendo estos valores deben ser los que se encuentran en vigencia en el último día del mes, la fecha a elegirse debe corresponder con la fecha del último día del mes de liquidación caso contrario **NO se realizará la liquidación por mantenimientos**. Para elegir el precio unitario y la PRPD se debe realizar el mismo procedimiento que se utiliza para la liquidación por potencia.

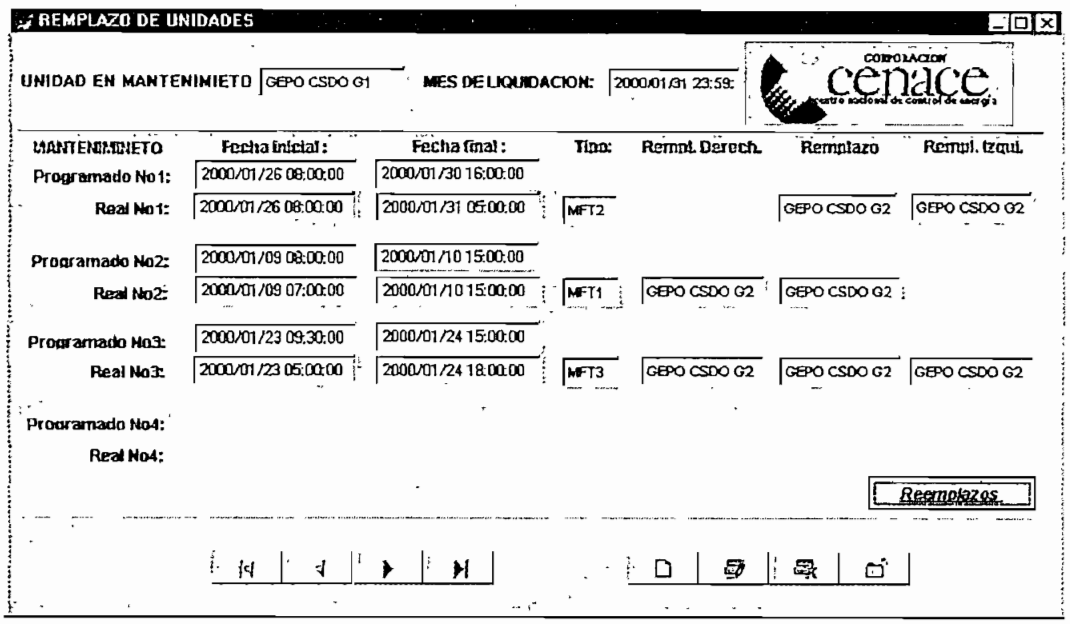
A continuación se presenta el formulario en el cual se escoge la fecha para determinar el Precio unitario de potencia .



IV) Reemplazos

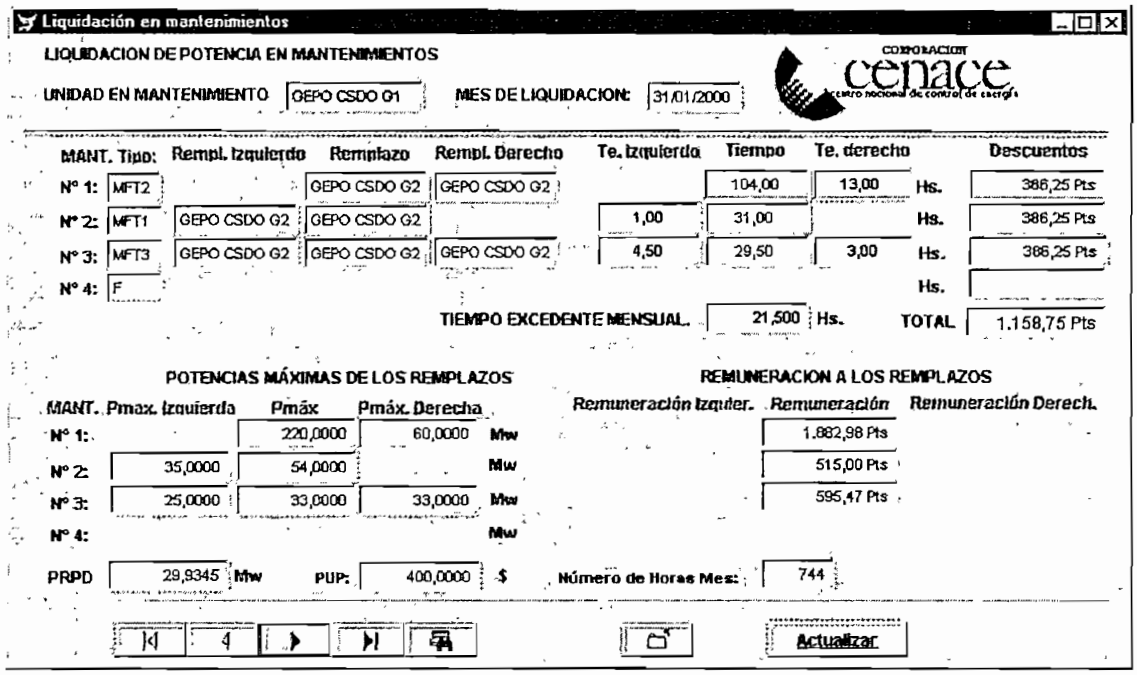
Este submenú despliega una pantalla en la cual se puede verificar la fecha que se eligió para el análisis, y el botón reemplazos el cual identifica el tipo de mantenimiento que se ha realizado y cierra la pantalla de presentación para dar lugar a un nuevo formulario el cual sirve para verificar quienes son los reemplazos y añadirlos en caso de no existir estos, como también editar las fecha programadas y reales.





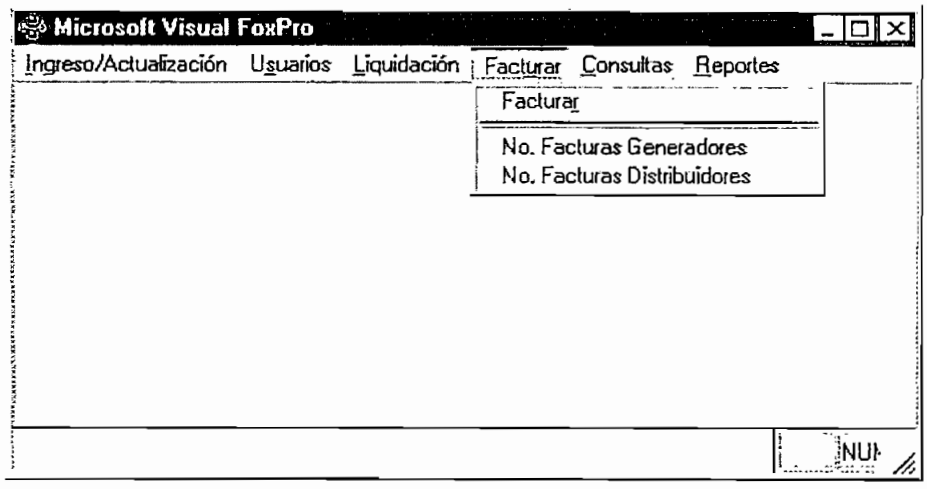
Al hacer clic en el botón **Reemplazos**, aparecerá uno, dos o tres cuadros de texto en el lado izquierdo del formulario de acuerdo al tipo de mantenimiento que se ha realizado en los cuales se podrá verificar si existen plantas que han realizado mantenimientos y en caso de haber alguna modificación el usuario puede utilizar los botones de control para realizar los cambios correspondientes en cada uno de los registros presentados en el formulario.

V) Liquidación

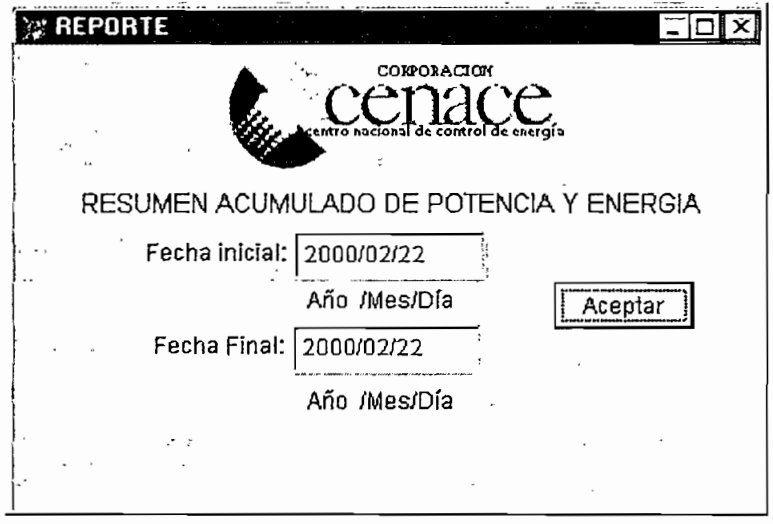


La base de datos analiza los mantenimientos y los presenta en el formulario para su liquidación, el botón **Actualizar** se debe presionar cada vez que se realice alguna modificación en los mantenimientos o cuando no se presenten datos en el formulario este permite realizar una liquidación con los registros mostrados en pantalla; la base de datos clasifica los registros de acuerdo al tipo de mantenimiento; calculando los tiempos excedentes en cada uno de los diferentes mantenimientos, el tiempo excedente de la central en mantenimiento, las potencias máximas de las plantas reemplazantes, permite visualizar la potencia remunerable puesta a disposición de la unidad en mantenimiento, el precio unitario de potencia según fecha de liquidación, el número de horas del mes, el descuento por tiempos excedentes y la remuneración a los reemplazos.

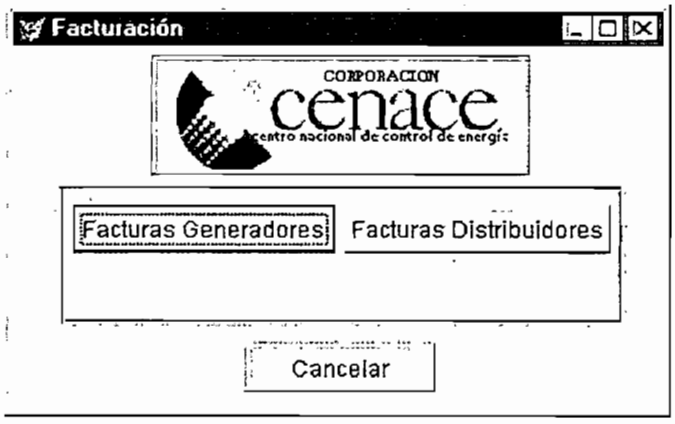
4.3.5 FACTURAR



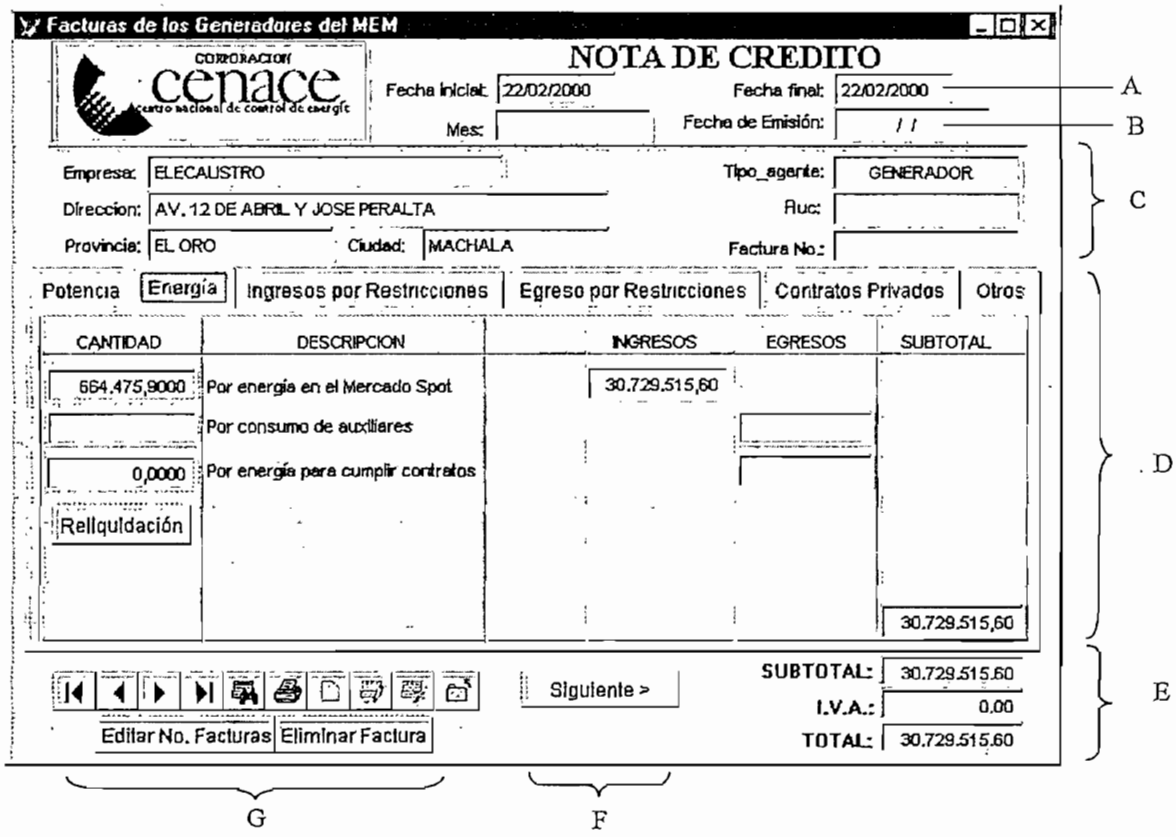
La facturación en el Mercado Eléctrico Mayorista es mensual y para poder realizarla se debe escoger la fecha del primer día del mes y el último día del mes de análisis, las facturas en esta base de datos se pueden evaluarse diariamente, semanalmente, mensualmente o según período de acuerdo a la fecha inicial y fecha final; estas se agregarán a la base siempre y cuando se las edite y realice todos los procedimientos pertinentes.



Al seleccionar el botón **Aceptar**, la base de datos selecciona los registros necesarios para elaborar las facturas de los generadores, de los distribuidores y de los Grandes Consumidores la cual se pueden seleccionar en el formulario que aparece luego de haberse ejecutado el formulario reporte.



Al hacer clic en una de las dos opciones se despliegan las facturas correspondientes para poder trabajar en ellas.



Al crear las facturas estas presentan la estructura indicada en el formulario **Facturas de los Generadores**, esta presentación sirve para poder editarlas, enumerarlas, y almacenarlas en la base de datos se puede observar siete partes principales.

A) Corresponde a la fecha inicial y fecha final de los días liquidados y que han servido de base para la presentación de las facturas.

B) Presenta dos cuadros de texto donde se digitan el mes de liquidación y la fecha de emisión de las facturas.

C) En esta parte se encuentra el encabezado donde se observa los datos de la empresa a la cual se emite la factura.

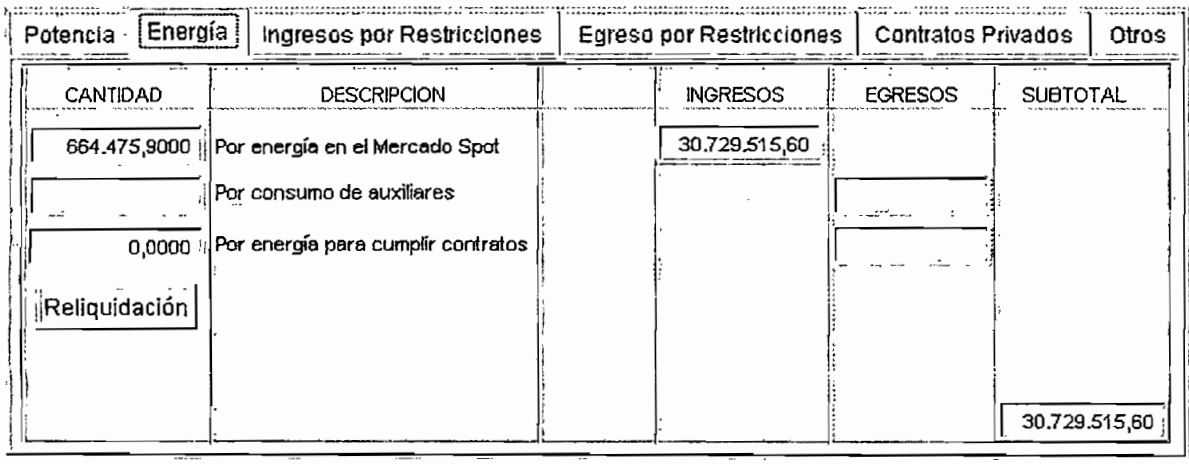
D) Presenta un desglose de las transacciones de Potencia, Energía, Restricciones Operativas, Contratos Privados, y otros; cada uno de estos presentan sus características propias que se detallan a continuación.

Potencia

Potencia | Energía | Ingresos por Restricciones | Egreso por Restricciones | Contratos Privados | Otros

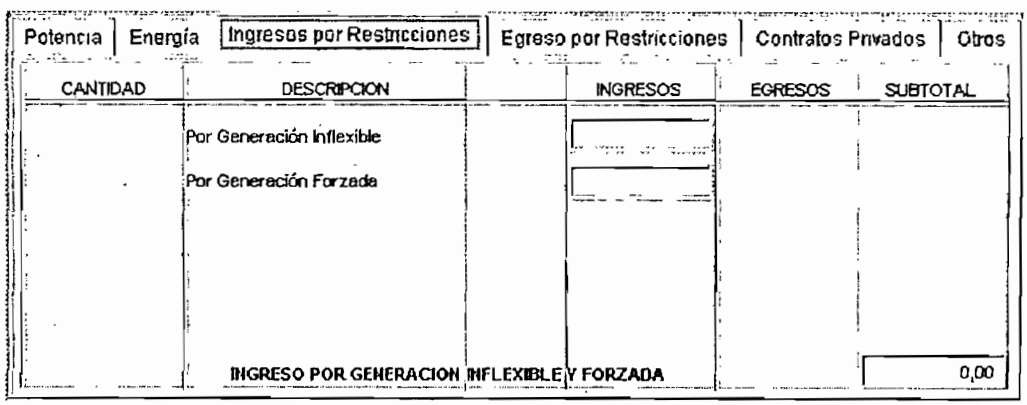
CANTIDAD	DESCRIPCION	PUP	INGRESOS	EGRESOS	SUBTOTAL
97.6760	Por Potencia a Remunerar	400.00	39.070.40		
0.3960	Desvíos a Favor para RPF		158.40		
	Desvíos en contra de RPF			0.00	
	Aporte promedio para RSF		0.00		
	Por Reserva de Potencia para RSF			0.00	
	Por Reserva de Potencia Adicional				
	Remuneración por Remplazo				
	Descuento en Mantenimientos				
	Arranques y Paradas				39.228.80

Energía



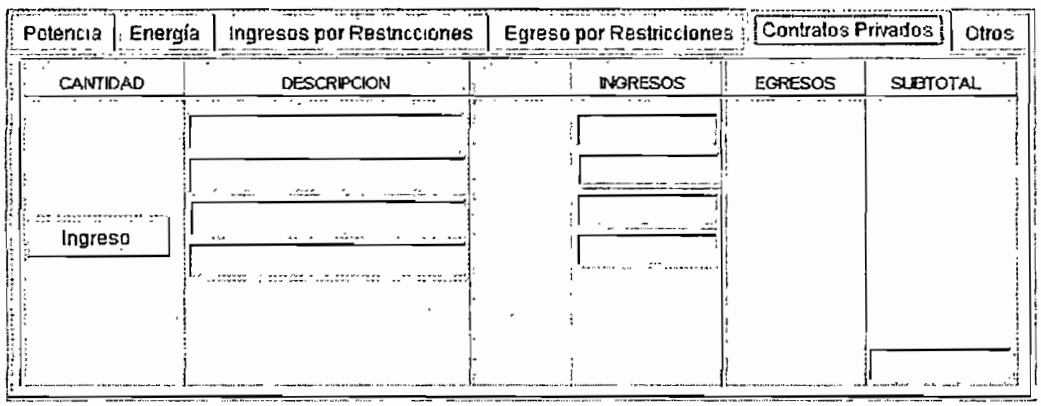
En el caso de que se requiera ingresar los datos de una reliquidación se emplea esta parte de la factura para ingresarla; presionando el botón **Reliquidación,** aparecen cuadros de texto donde se deben ingresar los valores correspondientes de la reliquidación utilizando los controles del formulario, con la única diferencia de que debe hacer clic hasta que se habiliten los cuadros de texto.

Ingreso por restricciones

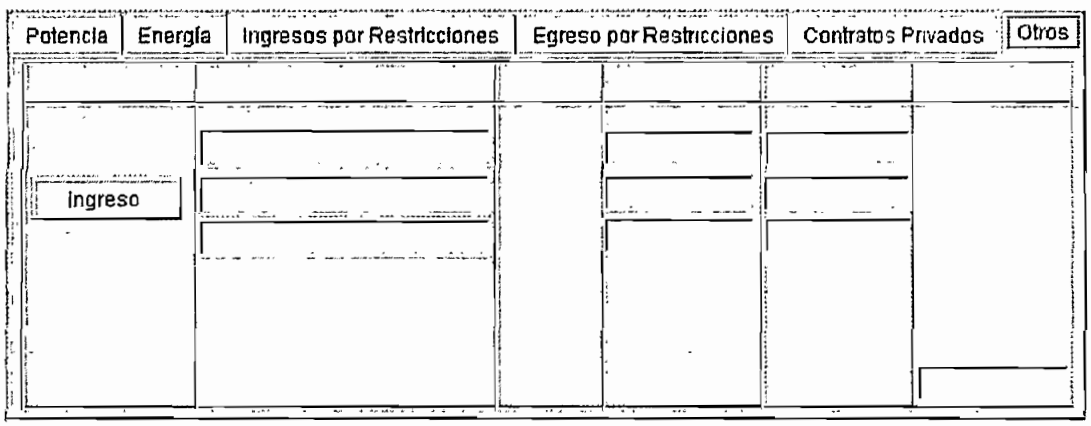


Egresos por restricciones

Contratos Privados

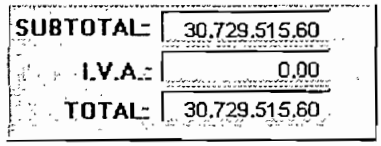


Otros



Este sitio se creó con la finalidad de que se ingresen datos calculados de nuevos procedimientos que se van creando y se van aceptando en el Mercado Eléctrico Mayorista como son las transacciones de Potencia Reactiva en el MEM en el que todavía no se establecen los procedimientos para su liquidación.

E) Se encuentra la suma de los resultados parciales de la liquidación por Potencia, por Energía, Ingresos por Restricciones, Egreso por Restricciones, Contratos privados y otros; además en el caso que se cobre el IVA, este debe ser observado en este lugar; se concluye con el total que es la suma del subtotal mas el IVA.



F) En este lugar se encuentra el botón **Siguiente** que permite divisar las facturas de los generadores perteneciente a los distribuidores.

G) En este sitio se encuentran los botones Editar Número de Facturas y eliminar Factura.

Editar Número de Factura

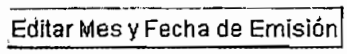
Al hacer clic en este botón se habilitan los controles agregar y modificar con los cuales se ingresa la numeración de las facturas, estas no se deben repetir ya que las facturas están concebidas como registros únicos por lo que no permite almacenarlas si existen números de facturas repetidas; para evitar esto se debe consultar en el menú principal el número de facturas existentes en el menú principal de la base de datos y de esta manera continuar con la numeración.

Eliminar Facturas

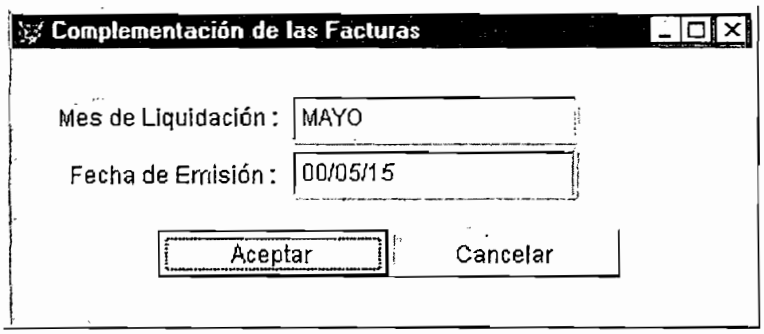
Este botón elimina las facturas creadas en la base de datos.

Al divisar las facturas de los generadores de los distribuidores se observan otros botones de control que se detalla a continuación.

Editar Mes y Fecha de Emisión

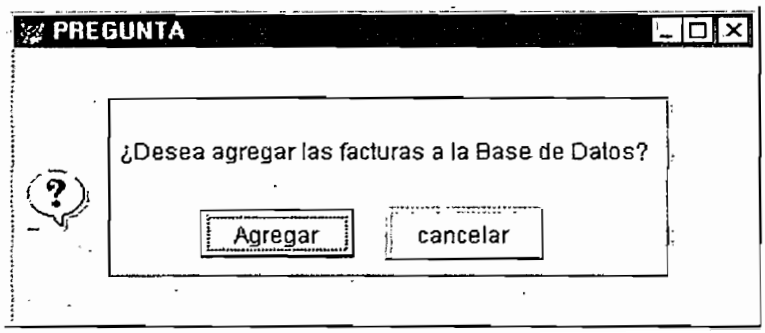


Este botón despliega una ventana de complementación de las facturas en el cual de debe digitar el mes de liquidación y la fecha de emisión de las facturas.

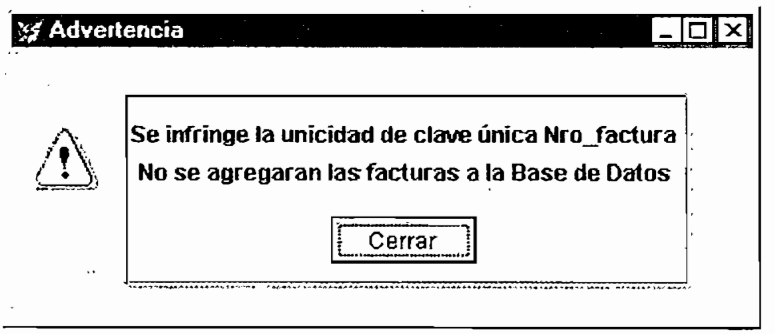


Agregar

Al presionar este botón, aparece una pantalla con la siguiente pregunta:



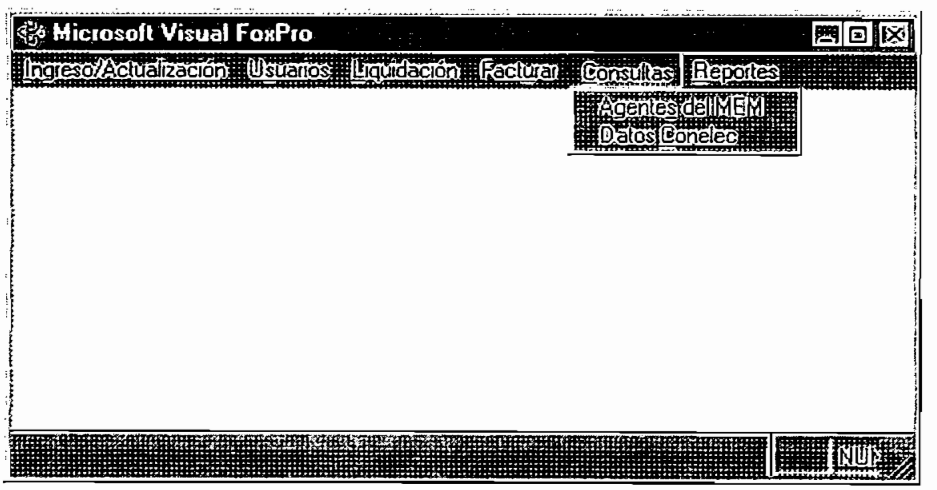
Cuando confirma que desea agregar las facturas se cierra el formulario y vuelve a presentar el formulario Facturación. En caso de que por lo menos uno de los números de las facturas estén repetidas o en blanco estas no serán agregadas en la base de datos y aparece el siguiente formulario.



Al cerrar este formulario se presentan de nuevo las facturas de los generadores y la de los generadores de los distribuidores, para la verificación de los números de las facturas, y poder editarlas.

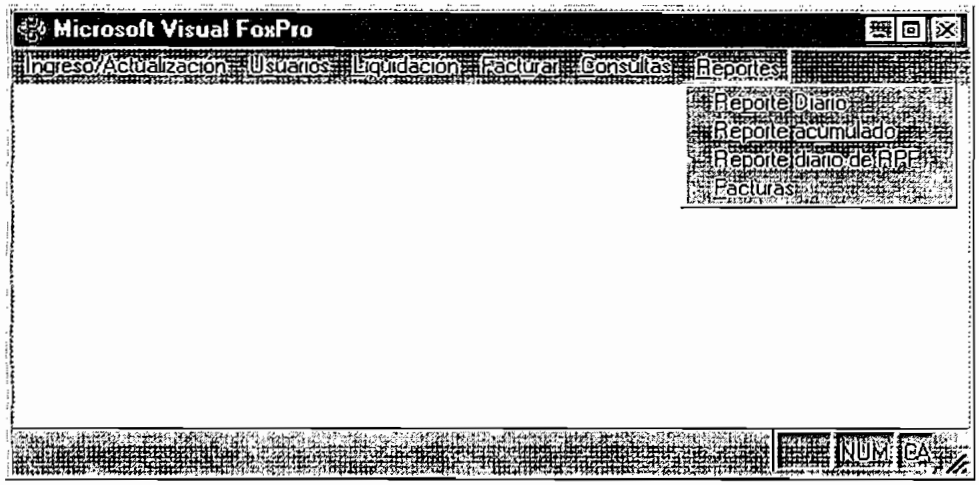
Este mismo procedimiento se repite en el caso de las facturas de los distribuidores y los Grandes Consumidores.

4.3.6 CONSULTAS



En el menú consultas se pueden observar a todos los agentes del MEM que se encuentran registrados en la base de datos y la información proporcionada por el CONELEC del mismo modo como se registran los Agentes a diferencia que en este menú no se puede realizar ninguna modificación ni agregar registros ya que los formularios que aparecen son solamente de lectura.

4.3.7 REPORTES

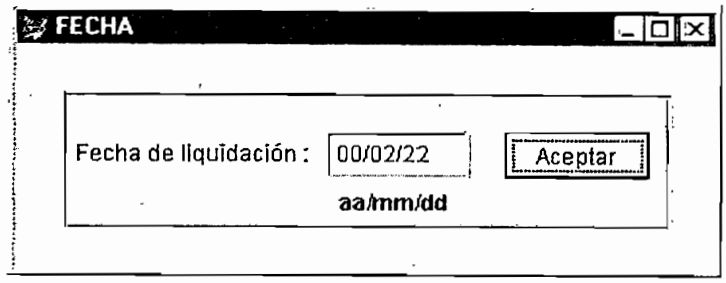


En el menú reportes se encuentran los submenú Reporte Diario, Reporte Acumulado, Reporte acumulado, Reporte diario de RPF y Facturas.

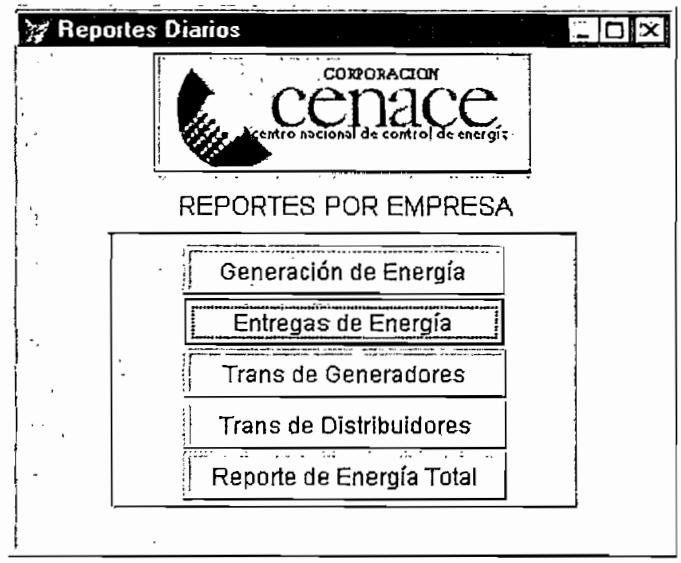
Cada uno de estos submenús van desplegando diferentes ventanas de acuerdo al botón elegido y el usuario podrá ir observando cada uno de los reportes pedidos en diferentes formularios.

4.3.7.1 Reporte Diario

En el momento de seleccionar el reporte diario se despliega la pantalla fecha en la cual el usuario ingresa la fecha en la cual quiere ver los reportes.

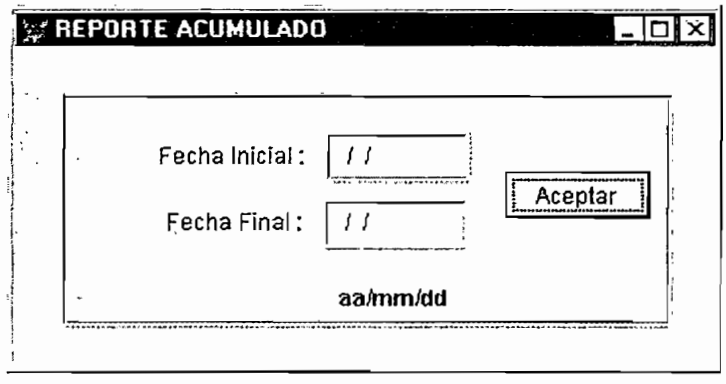


Una vez elegida da l la fecha de liquidación se despliega un formulario en el cual se encuentra los reportes por empresa descritos en el mismo:

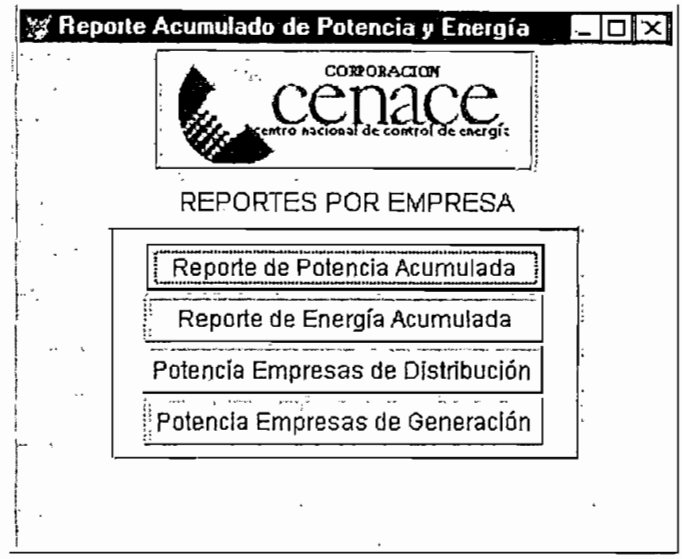


4.3.7.2 Reporte acumulado

En el reporte acumulado se requiere el ingreso de la fecha inicial y la fecha final, fechas que deben ser digitadas en el formulario **REPORTE ACUMULADO.**



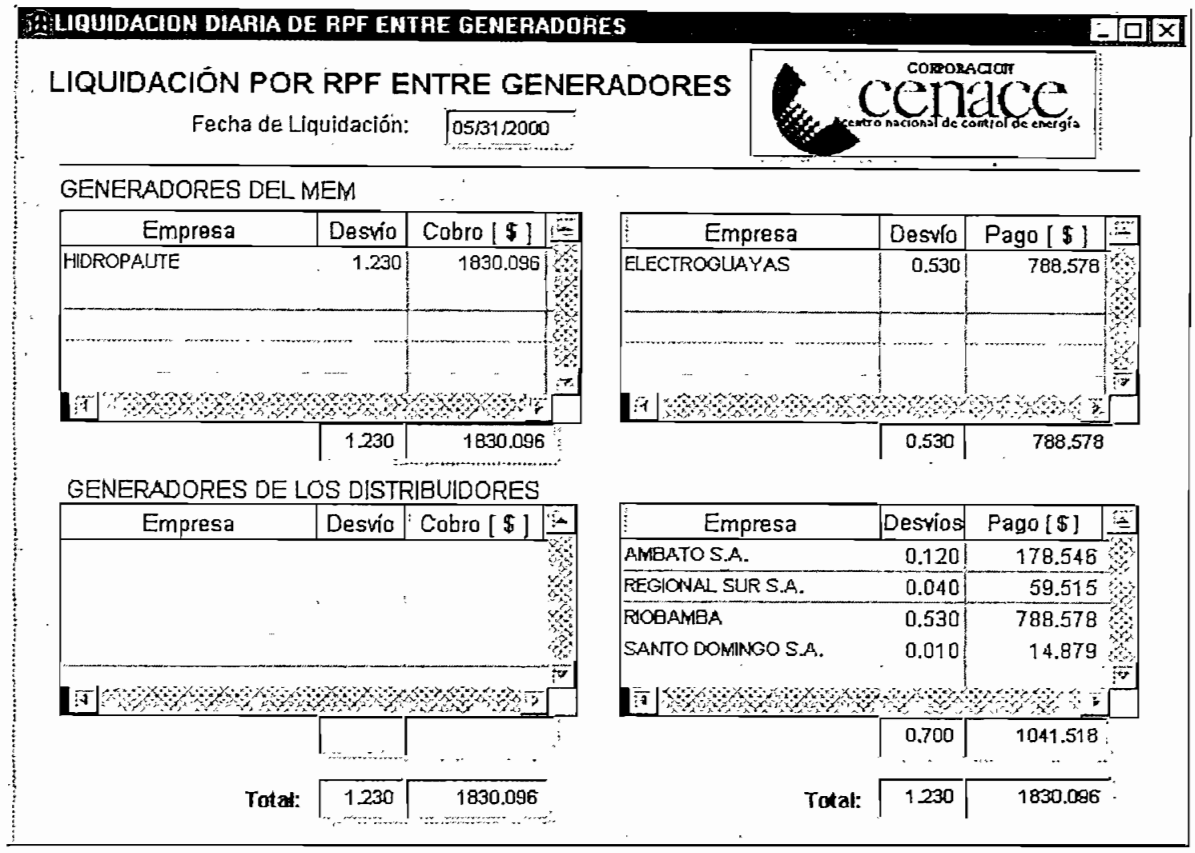
Elegidas las fechas y aceptadas aparece en la pantalla el formulario Reporte acumulado de Potencia y Energía el cual muestra los reportes indicados en el formulario:



Nota: En caso de que la fecha inicial y la fecha final coincidan el reporte resultante es un reporte diario de la fecha digitada en el formulario reporte acumulado.

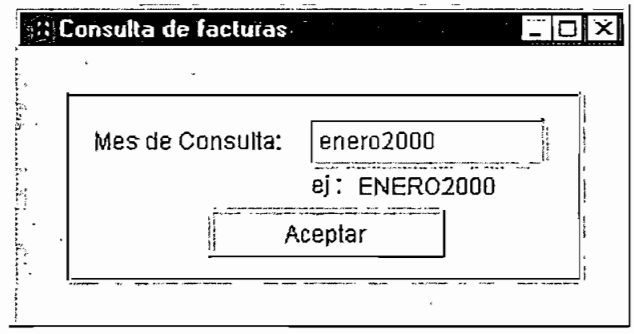
4.3.7.3 Reporte diario de RPF

Este submenú se presenta los desvíos presentados en la Regulación Primaria de Frecuencia cobros y pagos entre generadores, se requiere nuevamente del formulario **FECHA,** para ver los reportes, al elegir la fecha y aceptarla aparecerá una pantalla indicando la fecha de liquidación, los generadores por empresa con sus respectivos cobros o pagos, los resultados parciales de los desvíos, cobros y pagos y por último el resultado total de la liquidación por rpf entre generadores; podemos observar que existe una clasificación de generadores entre los que son del MEM (Las Empresas de Generación conformadas como sociedades anónimas), y la de los distribuidores, (Generación no escindida y que pertenecen a las empresas de distribución).

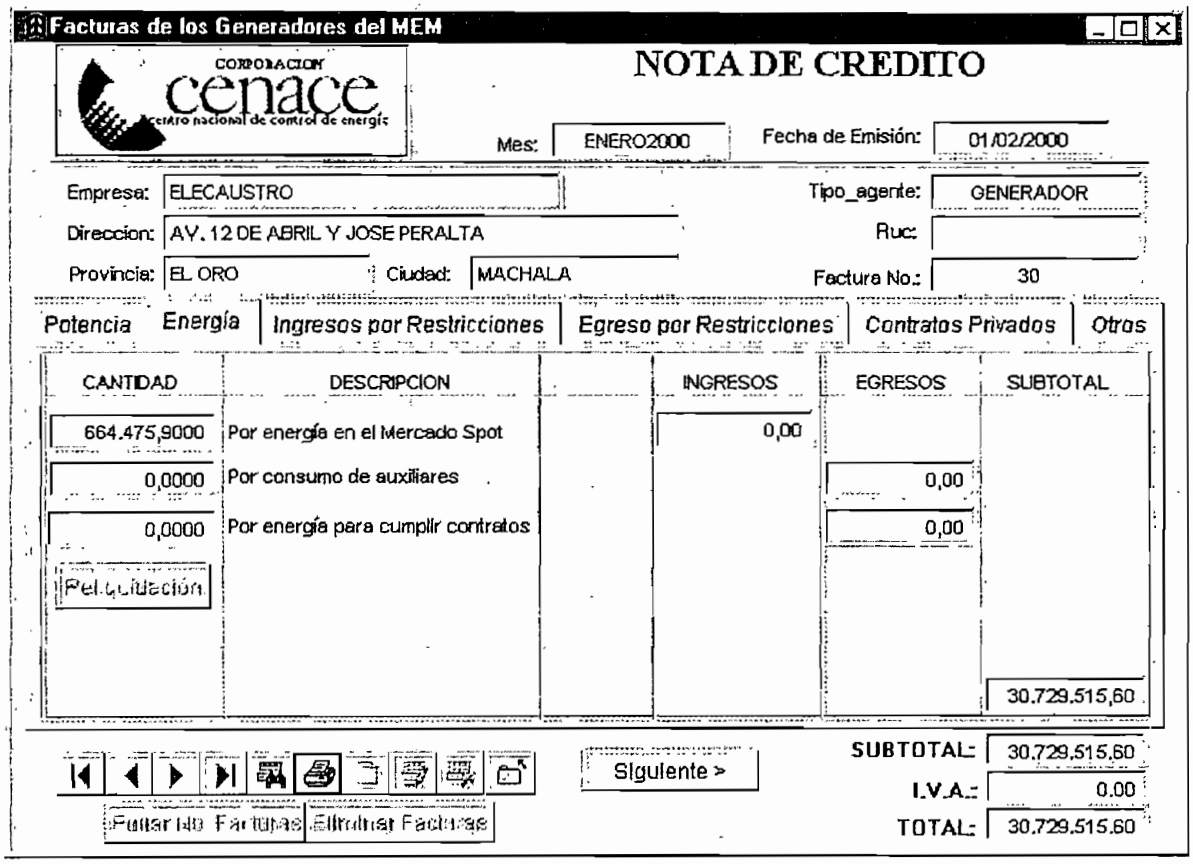


4.3.7.4 Facturas

Al seleccionar este submenú se despliega una pantalla de diálogo en la cual se debe ingresar el mes y el año de las facturas que el usuario quiere reportar en este caso se presentan las facturas elaboradas con la opción de imprimir y deshabilitados los botones de edición.



En el siguiente formulario se presenta el formulario Facturas de los Generadores del MEM del mes de enero del año 2000.



En caso de que se requiera realizar una reliquidación del mes se debe realizar todos los procedimientos indicados en este manual para una liquidación y eliminar las mensuales en las tablas correspondientes, terminando de esta manera la liquidación en el Mercado Spot por Energía, Potencia, liquidación a los reemplazos y descuento por tiempo en excedente en los mantenimientos, permitiendo que se empleen los casilleros de Contratos Privados y Otros para que el usuario los emplee en caso de existir nuevos rubros.

REFERENCIAS

[4] REGLAMENTO PARA EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA Martes 23 de Febrero de 1999.

[9] CODIFICACIÓN DE LOS AGENTES DEL MEM Autor. Ing. José Barragán, CENACE. 1999.

CAPÍTULO V

CAPITULO V

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- El cambio del modelo monopólico a un modelo segmentado con normativas totalmente diferentes es un cambio muy grande y a la vez complejo que requiere criterios altamente técnicos, rápida adaptación, conocimiento de la conceptualización y aplicación de la normativa que rige el funcionamiento técnico y comercial del sistema. Este modelo ha constituido una fuerza motivante para la ingeniería nacional que con mejoras tecnológicas adapta y desarrolla programas concretos que tienda a automatizar muchos de los procesos de liquidación y facturación con el objetivo de obtener un mejor servicio en beneficio de la sociedad.

- El sector eléctrico afronta un colapso financiero, pues el déficit que ha venido acumulando bordea los 550 millones de dólares, para el período abril de 1999 a septiembre del 2000, lo que ha ocasionado una crisis interna entre los actores del sector que se manifiesta en: incumplimiento en el pago de los distribuidores al Mercado Eléctrico Mayorista, falta de recursos para el pago de las obligaciones de los generadores y el transmisor, con el Ministerio del Economía y Finanzas por el servicio de la deuda externa, diferimiento de programas de mantenimiento de las centrales de generación, postergación de obras que se requieren en forma inmediata en el sistema de transmisión y ausencia de inversiones en expansión, situaciones que en corto plazo producirán serios racionamientos en el suministro de energía al país.

- El sistema nodal constituye una herramienta eficiente para la determinación de los precios de la energía inyectada o retirada de un nodo de la red eléctrica y utiliza como herramienta principal los factores de nodo que determinan las variaciones de las pérdidas marginales de transmisión entre dicho nodo y la barra de mercado con relación a la potencia que llega o sale del nodo. Los factores de nodo en el mercado eléctrico mayorista ecuatoriano se calculan hora a hora y evalúan el precio de la energía temporal y espacialmente; el factor de nodo en la barra de mercado vale uno, en un nodo importador es mayor que uno y en un nodo exportador es menor que uno. Los factores de nodo nos proporcionan señales de cómo está distribuida tanto la carga como la generación y donde sería factible la instalación de éstas. Con la utilización del sistema nodal cada agente en conjunto paga al transmisor un equivalente a las pérdidas del sistema, sin embargo existen subvenciones que favorecen tanto a los generadores que se encuentran en un nodo importador y a los distribuidores conectados en un nodo exportador.

- El precio de mercado se establece en base al Costo Marginal, al que se añade los cargos de potencia, los de transmisión, inflexibilidades, restricciones operativas y los cargos de contratos que INECEL firmó con generadores privados y que fueron trasladados al MEM, el costo marginal se lo obtiene a través de un despacho ideal de mínimo costo , luego se introducen las restricciones operativas e inflexibilidades que presentan la red de transmisión y las unidades turbo vapor, y para que éstos no afecten al costo marginal son cuantificados y trasladados al agente que los ocasiones.

- Uno de los análisis más simples para encontrar los factores de nodo es asumir ciertas condiciones en el sistema de potencia, partiendo de la definición de factores de nodo obtenida en el despacho económico y

considerando las pérdidas de transmisión, se concluye en una expresión más sencilla de factor de nodo denominados factores de nodo en D.C. Si bien es cierto que la liquidación por energía se liquida con los factores de nodo que son obtenidos con algoritmos completos de solución de flujos de potencia, que no introducen criterios de desacoplamiento, ni desprecian ningún término de la matriz Jacobiana como es el caso del método de "Newton – Raphson", y que tienen la exactitud necesaria para tal propósito, no es menos cierto que los factores de nodo en D.C. son de gran importancia en procesos como Programaciones de Despacho, Despacho Económico de Carga y en los Contratos a Término donde se requiere una rápida información de los factores de nodo y cuya teoría es la base de las formulaciones necesarias.

- Los sistemas informáticos juegan un rol esencial en la administración del Mercado Eléctrico Mayorista ya que se maneja grandes volúmenes de datos de diversos tipos y fuentes que requieren aplicaciones informáticas que se adapten rápidamente a los procedimientos. El programa implementado en este proyecto cumple con tal propósito ya que la adquisición de datos es rápida y eficiente, su proceso liquidación y facturación es totalmente automática, el usuario que tiene nociones de programas que funciones bajo ventanas podrá adaptarse fácilmente al manejo del programa.

- En el desarrollo del proceso de cambio del sector eléctrico se aprueban regulaciones que mejoran las normas y metodologías de cálculo; las regulaciones concernientes a las transacciones económicas en el MEM estas han sido incorporadas al programa, y se las anexa al final de este proyecto; la regulación 005/00 aprobada por el Directorio del CONELEC, mediante resolución No. 0124 (ver anexo B10), no fue incorporada en la Base de Datos debido a la falta de tiempo para la adaptación de esta regulación en el sistema de liquidación.

5.2 RECOMENDACIONES

- Se debe mejora los modelos de predicción y optimización a fin de establecer escenarios más probables para el establecimiento de precios referenciales de generación como los precios marginales de corto plazo.

- Es indispensable que los generadores y distribuidores subscriban contratos de compra y venta de energía a fin de evitar la volatilidad de los costos marginales en los períodos de estiaje.

- Es urgente la expansión del Sistema Nacional de Transmisión, particularmente en las áreas de Guayaquil, Quito, Manabí y el Oro para levantar las restricciones del sistema y evitar los sobrecostos que éstas ocasionan.

- Se debe tratar de complementar el modelo del sector eléctrico incorporando sistemas informáticos, mejoras en el Sistema de Medición Comercial con medidores de energía que adopten los requerimientos técnicos para el acceso de la información segura y confiable para que la liquidación se efectúe como lo requiere el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista.

- La base de datos incluye información adicional de cada uno de los agentes del Mercado Eléctrico y liquida únicamente aquellos agentes que se registran en el sistema, la incorporación de nuevos procedimientos para la liquidación es muy sencilla de realizarla ya que se posee de una estructura bien cimentada donde se pueden incorporar procesos informáticos como son: el inventario de los Sistemas de Medición Comercial, desarrollar informes técnicos con la mayor velocidad e implementar de gráficos; Además, Visual FoxPro 6.0 facilita la creación de aplicaciones para su uso con Internet y otros programas para Windows, como Microsoft Excel y

Microsoft Visual Basic. Visual FoxPro 6.0 permite crear documentos activos que pueden alojarse en contenedores de documentos activos, como exploradores de Internet. Visual FoxPro 6.0 proporciona servidores de Automatización mejorados para trabajar con Internet, Microsoft Transaction Server y Active Desktop. Con lo cual cada agente podría realizar consultas de liquidación vía Internet.

5.3 BIBLIOGRAFIA

[1] COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL - CIER
SUBCOMITÉ DE MOVIMIENTO Y TRANSACCIONES DE ENERGÍA-SUMTE
COMITÉ NACIONAL ECUATORIANO
El PROCESO DE REESTRUCCTURACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO Y LA CONFORMACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA
Coordinador Técnico Nacional; Ing. Gabriel Argüello R.
1998 Quito – Ecuador
Correo electrónico:jef_cenarrobcenace.satnet.net

[2] COMITÉ CHILENO DE LA CIER – CHICIER
SUBCOMITÉ DE PLANIFICACIÓN Y MEDIO AMBIENTE - SUPLAMA
Aspectos Legales en el Sector Eléctrico
MARCOS REGULATORIOS EN EL SECTOR ELÉCTRICO SUDAMERICANO
Santiago, Chile, Junio, 1996
Pedro Gatica (Subgerente de Planificación Nacional)

[3] LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO, Reglamento; actualizada a septiembre de 1998

[4] REGLAMENTO PARA EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA Martes 23 de Febrero de 1999.

[5] REGLAMENTO DE TARIFAS ELÉCTRICAS Lunes 26 de Octubre de 1999.

[6] SISTEMA NODAL PARA LA DETERMINACIÓN DE PRECIOS MAGINALES EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA
Autor: Ing. Gabriel Argüello Ríos

[7] ANALISIS Y CONTROL DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA
Gabriel Argüello Ríos, Escuela Politécnica Nacional, 1988.

[8] CALCULO DE LA POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICION REGULACION No. CONELEC – 001/00

[9] CODIFICACION DE LOS AGENTES DEL MEM
Autor. Ing. José Barragán, CENACE. 1999.

[10] MANUAL DEL USUARIO MICROSOFT® VISUAL FOX PRO 6.0
Microsoft Corporation, United States of America 1998

[11] SECTOR ELECTRICO DEL ECUADOR SITUACION ACTUAL, PERSPECTIVAS Y PROPUESTAS Oficio CENACE No.3543.
Quito, 13 de Octubre de 2000

[12] INFORME DEL PRIMER AÑO DE GESTION DEL MEM ABRIL / 99 – MARZO / 00, Presidencia del Directorio; Corporación Centro Nacional de Control de Energía CENACE; Ing. Raúl Maldonado R. Presidente del Directorio, Manta 8 de junio del 2000.

[13] TESIS DE GRADO: DETERMINACIÓN DE LOS FACTORES DE NODO Y ANÁLISIS DE SENSITIVIDAD, Ing. Gabriel Salazar, Quito abril del 2000

[14] REGULACIÓN CONELEC 010/99, PROCEDIMIENTOS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (versión 1.0), 25 de agosto de 1999.

[15] PROCEDIMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA, (versión 2.0), Resolución No. 0126/00 en sesión del 9 de agosto de 2000.

[16] CRITERIOS PARA REMUNERAR A GENERADORES HIDROELÉCTRICOS DURANTE PRUEBAS Y OPERACIÓN EXPERIMENTAL. REGULACIÓN No. CONELEC – 004/99, Resolución No. 0100/99, en sesión del 3 de junio de 1999.

[17] REQUISITOS PARA LA CALIFICACIÓN DE GRANDES CONSUMIDORES, REGULACIÓN No. CONELEC – 007/99, Resolución No. 0136/99, en sesión del 5 de agosto de 1999.

[18] CRITERIOS PARA REMUNERAR A GENERADORES TERMOELÉCTRICOS DURANTE PRUEBAS Y OPERACIÓN EXPERIMENTAL, REGULACIÓN No. CONELEC – 008/99, Resolución No. 0144/99, en sesión del 25 de agosto de 1999.

[19] CALCULO DE LA POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICIÓN, REGULACIÓN No. CONELEC – 001/00, Resolución No. 0023/99, en sesión del 20 de enero del 2000.

[20] RESTRICCIONES E INFLEXIBILIDADES OPERATIVAS, REGULACIÓN No. CONELEC – 002/00, Resolución No. 068/99, en sesión del 17 de abril del 2000.

[21] DECLARACIÓN DE COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN, REGULACIÓN No. CONELEC- 003/00, Resolución No. 0094/00, en sesión del 4 de julio del 2000.

[22] TRANSACCIONES DE POTENCIA REACTIVA EN EL MEM, REGULACIÓN No. CONELEC – 005/00, Resolución No. 0124/00, en sesión del 9 de agosto del 2000.

[23] DECLARACIÓN DE COSTOS DE ARRANQUE – PARADA DE UNIDADES TURBO – VAPOR, REGULACIÓN No. CONELEC – 004/00, Resolución No. 0095/00, en sesión del 4 de julio del 2000.

[24] PROCEDIMIENTOS DE APLICACIÓN DE LA REGULACIÓN No.001/00

5.4 DIRECCIONES DE INTERNET VISITADAS

http://bell.ing.puc.cl/guspower/cier.htm

http://www.cenace.org.ec

http://www.conelec.gov.ec

http://www.cammesa.com.ar

http://www.cnb.net

http://www.ing.puc.cl

http://www.mem.com.co

http://www.energía.mechón.ar

ANEXOS

DESCRIPCIÒN DE LAS TABLAS EN LAS QUE SE DEBEN IMPORTAR DATOS

GENERADORES	
TABLA	DESCRIPCIÓN
ENERGÍA	
ener_bruta	Energía bruta
energia_neta	Energía neta
ener_contr	Energía en contratos
POTENCIA	
predes	Predespacho de potencia
ppd	Potencia puesta a disposición
crpf	Compromiso para regulación primaria de frecuencia
arpf	Aporte para regulación primaria de frecuencia
res_ad	Reserva adicional

DISTRIBUIDORES	
TABLA	DESCRIPCIÓN
ENERGÍA	
ener_ne_pe	Energía neta en el punto de entrega
ener_contr_pe	Energía de contratos en el punto de entrega

DATOS	
TABLA	DESCRIPCIÓN
prpd	Potenica remunerable puesta a disposición
cvg	Costo variable de generación
pm	Precio de mercado
fn	Factores de nodo

REGULACION No. CONELEC – 004/99

CRITERIOS PARA REMUNERAR A GENERADORES HIDROELECTRICOS DURANTE PRUEBAS Y OPERACION EXPERIMENTAL

EL DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD

Considerando:

Que, es necesario regular el criterio para remunerar la energía producida por las nuevas unidades de generación hidroeléctrica durante los períodos de prueba y de operación experimental, para la respectiva liquidación que realiza el CENACE.

En uso de las facultades otorgadas por los literales a) y e) del artículo 13 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico:

RESUELVE:

1. **Objetivo.**

   Determinar los criterios para la remuneración de la energía producida por las unidades de generación hidroeléctrica durante los períodos de prueba y de operación experimental.

2. **Operación experimental continua como generación forzada.**

   Las unidades de generación que se encuentren en la etapa de operación experimental, por constituir una generación forzada, no serán consideradas para determinar el costo marginal horario de la energía en el despacho económico que realiza el CENACE.

3. **Remuneración**

   3.1. Por Energía.

   No se remunerará la energía producida en la etapa de pruebas, sino únicamente durante la etapa de operación experimental.

   La remuneración corresponderá al valor promedio de los costos variables de producción de las centrales hidroeléctricas en operación en el Sistema Nacional Interconectado, calculado por el CENACE, en base a la información que disponga en el período de ejecución de dicha operación experimental.

   Esta remuneración no podrá ser superior al costo marginal horario del mercado.

   3.2. Por Potencia.

   No se reconocerá ningún cargo por potencia.

4. Operación Comercial.

Luego de finalizada la etapa de operación experimental, el Generador comunicará oficialmente al CENACE, la disponibilidad de la nueva unidad para que sea considerada en el Despacho Económico del MEM, dando inicio a su operación comercial.

Certifico que esta Regulación fue aprobada por el Directorio del CONELEC, mediante Resolución No. 0100/99, en sesión del 3 de junio de 1999.

Lcdo. Carlos Calero Merizalde
Secretario General del CONELEC

REGULACION No. CONELEC – 007/99

REQUISITOS PARA LA CALIFICACION DE GRANDES CONSUMIDORES

EL DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD

CONELEC

Considerando:

Que el Artículo 52 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico establece que en el reglamento respectivo se determinará a quien se considera gran consumidor, de acuerdo a los módulos de potencia y energía y demás parámetros que lo caracterizarán;

Que el Artículo 77 del Reglamento Sustitutivo del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico dispone que el CONELEC defina periódicamente los parámetros que caractericen a los grandes consumidores;

Que del análisis de las varias solicitudes presentadas al CONELEC, con esta finalidad, se desprende la necesidad de sustituir la Regulación CONELEC PLAN-001-98,

En ejercicio de las facultades otorgadas por los literales a) y e) del Artículo 13 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico:

RESUELVE:

1. OBJETIVO

Establecer los requisitos para ser calificado como Gran Consumidor, y el procedimiento para su registro ante el CONELEC.

2. REQUISITOS PARA LA CALIFICACION

Los usuarios del servicio eléctrico, para ser calificados como grandes consumidores y ejercer sus derechos y cumplir con sus obligaciones como tales, deben sujetarse a lo siguiente:

a. Tener un solo punto de medición, instalado en el lado primario del sistema de transformación. El sistema de medición deberá cumplir las normas y especificaciones que constan en la Regulación No. CONELEC – 001/99 "Sistemas de Medición Comercial para los Agentes de MEM". El equipo de medición y comunicación podrá ser de propiedad del consumidor o del proveedor del servicio.

b. Registrar una demanda máxima igual o mayor a 2000 kW, durante al menos 6 de los 12 meses anteriores al de la solicitud para la calificación, y un consumo de energía mínimo de 7000 MWh en los mismos 12 meses.

La información relacionada con el sistema de medición, la demanda y el consumo deberá tener la debida certificación por parte de la empresa que le hubiere suministrado el servicio en el período señalado.

3. SOLICITUD

La solicitud al CONELEC para la calificación como Gran Consumidor deberá adjuntar la información que demuestre el cumplimiento de los requisitos que constan en los numerales anteriores. Para mantener la calidad de Gran Consumidor, se deberá actualizar la solicitud cada 2 años.

Para el caso de empresas establecidas con una antelación inferior a los 12 meses de la presentación de la solicitud, o que se encuentren en proceso de establecerse, la solicitud para la calificación como Gran Consumidor debe estar respaldada con la presentación de un estudio técnico, suscrito por un profesional colegiado, del que se desprenda la posibilidad de cumplimiento de los requisitos establecidos en la presente Regulación. En este caso, la renovación de la calificación deberá ser solicitada al término de los primeros 12 meses de operación.

Derógase la Regulación CONELEC PLAN-001-98, aprobada mediante *Resolución No. 0115/98 del Directorio de CONELEC del 22 de Octubre de* 1998,

Certifico que esta Regulación fue aprobada por el Directorio del CONELEC, mediante Resolución No. 0136/99, en sesión de 5 de agosto de 1999.

Lcdo. Carlos Calero Merizalde
Secretario General del CONELEC

No.	Fecha Calificación	Valido Hasta	Nombre	Ubicación	Demanda mínima MW MW	Demanda máxima MW MW	Demanda Promedio MW MW	Energía mensual MWh MWh	Energía anual MWh MWh	Cliente en área de concesión de Distribuidora	Observaciones
K-001	23-Feb-99	Calificación revocada	Compañía Industrias Guapán S.A.	Panamericana Norte km 1 1/2 vía Guapan	0,48	7,74	7,43	2.986,28	39.024,93	Azogues	Calificación revocada mediante oficio No. DE-01-0366 del 2 de marzo de 2001
K-002	06-Mar-01	06-Mar-03	Aglomerados Cotopaxi S.A.	Lasso	1,84	3,70	3,29	1.211,60	14.539,24	Cotopaxi	Calificación actualizada con Oficio No. DE-01-0431 de 12 de marzo de 2001
K-003	09-Feb-00	09-Feb-02	Congaseosas S.A.	Av. Juan Tanca Marengo km 4 1/2	2,06	2,35	2,21	1.019,00	11.700,00	E.E.E. Inc.	-
K-004	12-May-00	12-May-02	Acerías Nacionales del Ecuador S.A. ANDEC	Guasmo Central Av. Raúl Clemente Huerta junto a Esclusas	0,31	5,46	3,74	881,65	10.579,80	E.E.E. Inc.	-
K-005	07-Jun-00	Calificación revocada	Empresa Cantonal de Agua Potable y Alcantarillado de	La Toma km 26 1/2 vía a Daule	15,30	18,80	17,00	11.491,00	137.898,00	Guayas-Los Ríos	Calificación revocada mediante oficio No. DE-01-0343 del 22 de febrero de 2001
K-006	08-Jun-00	08-Jun-02	Base Naval de Guayaquil	Base Naval Sur	3,68	5,25	4,51	1.570,00	18.850,00	E.E.E. Inc.	-
K-007	23-Jun-00	23-Jun-02	AGA S.A.	km. 11 1/2 vía Daule	0,97	2,10	1,39	1.000,00	130.000,00	E.E.E. Inc.	-
K-008	11-Jul-00	Fecha de vigencia del Contrato de arrendamiento del equipo de	Acería del Ecuador C.A., ADELCA	Aloag km 1 1/2 a Sto. Domingo	6,43	8,48	7,46	1.937,76	23.767,80	Quito	-
K-009	26-Sep-00	04-Abr-01	Centro de Rehabilitación de Manabí. Estación de Bombeo de	Severino	2,30	12,00	4,60	2.000,00	25.000,00	Manabí	-
K-010	12-Oct-00	Fecha de vigencia del Contrato de arrendamiento del equipo de	Negocios Industriales Real S.A. "NIRSA S.A"	Av. Carlos Luis Plaza Dañin y Democracia (Cdla Atarazana)	3,00	3,50	5,20	3.000,00	360.000,00	Sta. Elena	-
K-011	12-Oct-00	Fecha de vigencia del Contrato de arrendamiento del equipo de medición con el CENACE (9 de marzo de 2001)	KIMBERLY - CLARK (ECUAPEL S.A.)	km 5 1/2 vía a Daule Mapasingue entre calle 5ta y Avenida Las Aguas	2,34	2,50	2,42	1.317,69	15.812,29	Los Ríos	-
K-012	12-Oct-00	12-Oct-02	Empresa Papelera Nacional S.A.	Marcelino Maridueña	7,10	7,60	7,30	4.493,00	53.917,00	Milagro	-
K-013	17-Oct-00	17-Abr-01	Estación de Bombeo de Chongón	Chongón km 26 vía a la costa	-	-	-	-	-	Sta. Elena	Mediante oficio No. DE-01-0432 del 12 de marzo se 2001, se comunicó que para obtener su calificación definitiva debe actualizar la información.
K-014	23-Oct-00	23-Oct-2002	Plasticos Industriales C.A. "PICA"	Guayaquil km 7 1/2 de la vía a Daule	Tarqui	Guayaquil	Guayas	Ing. Ricardo Calero	Director de Operaciones	04-250-140;04-250-444	Of. EMELEC LAS-2411 del 6 de octubre de 2000 EMELEC
K-015	06-Mar-01	Fecha de vigencia del Contrato de arrendamiento del equipo de	Industrias Rocacem, Planta Cerro Blanco	Guayaquil km 7 1/2 vía a la costa	-	-	-	Sr. Patrick Bredthauer	Gerente General	04-871-900;04-873-482	Of. EMELEC LAS-2685 del 17 de noviembre de 2000

REGULACION No. CONELEC – 008/99

CRITERIOS PARA REMUNERAR A GENERADORES TERMOELECTRICOS DURANTE PRUEBAS Y OPERACION EXPERIMENTAL

EL DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD

Considerando:

Que, es necesario regular el criterio para remunerar la energía producida por las unidades de generación termoeléctrica durante los períodos de prueba y de operación experimental, para la respectiva liquidación que realiza el CENACE.

En ejercicio de las facultades otorgadas por los literales a) y e) del artículo 13 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico:

RESUELVE:

1. Objetivo.

   Determinar los criterios para la remuneración de la energía producida por las unidades de generación termoeléctrica durante los períodos de prueba y de operación experimental.

2. Pruebas y operación experimental como generación forzada.

   Las unidades de generación que se encuentren en la etapa de pruebas y operación experimental, por constituir una generación obligada, no serán consideradas para determinar el costo marginal horario de la energía en el despacho económico que realiza el CENACE.

3. Remuneración

   3.1. Por Energía.

   3.1.1 Pruebas

   No se remunerará la producción termoeléctrica, durante la etapa de pruebas, cuando estas se realicen en períodos en que el Despacho Económico que efectúa el CENACE, determine vertimiento o riesgos de vertimiento en las centrales hidroeléctricas.

   Se remunerará la energía producida en la etapa de pruebas, únicamente cuando el CENACE determine que esta energía se puede almacenar en los embalses Y para una generación continua de por lo menos una hora. Esta energía será remunerada con el menor valor que resulte entre el costo marginal horario y el costo variable de producción, este último definido conforme a los términos establecidos en la Regulación 005/99; es decir, esta remuneración no podrá ser superior al costo marginal horario del mercado.

3.1.2 Operación Experimental

Durante la etapa de operación experimental se remunerará en forma similar a lo indicado en el segundo inciso del numeral 3.1.1.

3.2. Por Potencia.

No se reconocerá ningún cargo por potencia.

En el período de pruebas y en el de operación experimental, para las liquidaciones, los Distribuidores pagarán al Costo Marginal del Mercado; y, en caso de existir una diferencia, esta se acreditará al Generador que fue sustituido para permitir la operación experimental. Durante este período, se estará a lo dispuesto en el Artículo 20 del Reglamento del MEM en lo que sea aplicable.

4. Operación Comercial.

Luego de finalizada la etapa de operación experimental y una vez cumplidos con todos los requisitos exigidos en la normativa vigente, el Generador comunicará oficialmente al CENACE, la disponibilidad de la nueva unidad para que sea considerada en el Despacho Económico del MEM, dando inicio a su operación comercial.

Certifico que esta Regulación fue aprobada por el Directorio del CONELEC, mediante Resolución No. 0144/99, en sesión de 25 de agosto de 1999.

Lcdo. Carlos Calero Merizalde
Secretario General del CONELEC

REGULACION No. CONELEC – 013/99

SISTEMAS DE MEDICION COMERCIAL PARA LOS AGENTES DEL MEM

EL DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD

CONELEC

Considerando:

Que, es preciso regular el sistema de medición comercial, de manera que el CENACE pueda cumplir en forma eficaz con la liquidación de las transacciones de cada uno de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.

Que, el CENACE supervisará la calibración y contrastación de medidores, actividades que estarán bajo responsabilidad de cada Agente, según lo dispuesto en el artículo 34 del Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista.

En uso de las facultades otorgadas por los literales a) y e) del artículo 13 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico:

RESUELVE:

1. OBJETIVO Y ALCANCE.

Establecer los requisitos técnicos mínimos para el sistema de medición comercial, de sus medios de comunicación para el acceso de dicha información y de las pruebas de calibración, de manera que se disponga de un sistema confiable, seguro y oportuno para que la liquidación de las transacciones que efectúa el CENACE sea precisa y transparente, como lo requiere el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista - MEM.

2. ESPECIFICACIONES.

2.1. Puntos de Medición.

2.1.1. Centrales Hidroeléctricas
La instalación del equipamiento para la medición se efectuará en los nodos de intercambio (frontera) y debe contar con un registrador bidireccional.

2.1.2. Centrales Térmicas
La instalación de los equipamientos para la medición se efectuará en bornes del generador (energía bruta), en el alimentador para consumo de auxiliares por unidad, en el alimentador de consumo de auxiliares

de la central y en los nodos de intercambio. Se debe contar con un registrador bidireccional en los nodos de intercambio; y, también, en los bornes del generador, para el caso de unidades que puedan funcionar como compensadores síncronos.

2.1.3. Otro tipo de Centrales
En el caso de centrales que usen energías renovables no convencionales, el CENACE determinará, para cada caso, los puntos de medición.

2.1.4. Empresas de Distribución
La instalación del equipo de medición deberá ser efectuada en los nodos de interconexión (frontera) con la Empresa de Transmisión. Se debe disponer de un registrador bidireccional en cada uno de los puntos de medición.

2.1.5. Grandes Consumidores
La instalación del equipo de medición deberá ser efectuada en el nodo de interconexión con la Empresa de Distribución o con la Empresa de Transmisión. Se debe disponer de un registrador en el punto de medición.

2.1.6. Para la Importación y Exportación
La instalación del equipo de medición deberá ser efectuada en el nodo de interconexión internacional. Se deberá disponer de un registrador bidireccional en el punto de medición.

2.2. Equipamiento primario.

El equipamiento primario consiste de los transformadores de corriente y potencial requeridos para efectuar la medición en baja tensión y su utilización debe ser exclusiva para medición.

2.3. *Características generales del equipo primario.*

2.3.1. Transformadores de corriente

- Su fabricación debe responder a las normas IEC ó ANSI equivalentes (últimas revisiones).
- Disponibles en sitio los Protocolos de ensayos en fábrica.
- La corriente de trabajo se encontrará entre 20 – 100 % de la corriente primaria nominal.
- La precisión debe ser de 0.2 % ó menor.
- La suma de las potencias de consumo de los equipos de medición instalados a los transformadores no debe superar la potencia de precisión del transformador (VA).
- El voltaje de trabajo debe corresponder al voltaje del punto de medición.
- Placa de características visible y de fácil lectura.
- Marcación de bornes fácilmente visible e identificable.
- Disponer de terminales de puesta a tierra.

- Disponer de caja de tomas de los arrollamientos secundarios.

2.3.2. Transformadores de potencial

- Su fabricación debe responder a las normas IEC ó ANSI equivalentes (últimas revisiones).
- Protocolos de ensayos en fábrica disponibles en sitio.
- El voltaje máximo de trabajo se encontrará entre 110 – 115 % del voltaje primario nominal.
- La precisión debe ser de 0.2 % ó menor.
- La suma de las potencias de consumo de los equipos de medición instalados a los transformadores no debe superar la potencia de precisión del transformador (VA).
- El voltaje de trabajo debe corresponder al voltaje del punto de medición.
- Placa de características visible y de fácil lectura.
- Marcación de bornes fácilmente visible e identificable.
- Disponer de caja de tomas de los arrollamientos secundarios.
- Disponer de terminales de puesta a tierra.

2.3.3. Corrección de la precisión.

Para el equipamiento primario existente al momento de la aprobación de la presente Regulación y que su uso sea exclusivo para medición, en caso de que la precisión sea mayor a la indicada en los numerales 2.3.1 y 2.3.2, ésta puede ser corregida por medio de software incorporado a los medidores - registradores, a fin de alcanzar el 0.2% o menos establecida en estos numerales. En este caso, tanto el software como el equipo, deberán contar con una certificación de una entidad que garantice la calidad del equipo y la corrección de la precisión.

2.4. Medidores - Registradores.

Los medidores - registradores requeridos para efectuar la medición deben tener las siguientes características generales:

- Medidor de energía activa/reactiva, bidireccional, 4 cuadrantes.
- Se debe disponer de una redundancia (otro medidor - registrador) en los nodos de intercambio o interconexión; y, adicionalmente, para los generadores térmicos, en los bornes del generador. La redundancia en los nodos de interconexión, puede ser cumplida, de así convenirlo las partes, a través del medidor – registrador que instale el agente con el cual se va a conectar, pudiendo la señal ser tomada del mismo equipo primario. En este caso, los agentes deberán comunicar por escrito de este hecho al CENACE. En caso de falta de acuerdo, cada agente deberá instalar su propio medidor – registrador de respaldo

- Número de elementos:
  - 3 para los que se instalarán en los nodos de intercambio, esto es tomando señales de las tres fases, por lo tanto se instalarán tres

transformadores de potencial y tres transformadores de corriente en cada punto de medición, y,
  - 2 para los registros de energía en bornes del generador y consumo de auxiliares.
- Clase (amperios) 20, según normas ANSI o su equivalente en IEC.
- Contará con al menos 8 canales de almacenamiento de información.
- Capacidad para graficar curva de carga en tiempo real.
- La precisión para energía activa y reactiva debe ser de 0.2 % ó menor.
- Permitirá almacenar la información en períodos de tiempo de 5, 15, 30, 60 minutos con rolados (subintervalos) de 5 minutos.
- Burden de corriente correspondiente a la clase del equipo.
- Burden de potencial correspondiente a la clase del equipo.
- Protección contra sobrevoltaje.
- Borneras de prueba, instaladas luego del equipo de medición.
- Comunicación vía módem, cabezal óptico y/o tarjeta de comunicación interface que permita enlazar el centro de recolección con el medidor.
- Indicadores visuales de potencia instantánea, corriente, voltaje, factor de potencia y otros parámetros eléctricos.
- Sistema de archivo en memoria no volátil.
- Fuente auxiliar de energía (batería – condensador).
- Referencia de tiempo con reloj de cuarzo (no dependiente de la frecuencia de la red) y sincronizable con el tiempo del reloj patrón del CENACE.
- Relés KYZ, y auxiliares(2).
- Software a disposición del CENACE.
- Velocidad de transmisión de datos 2400 baudios ó mayor.
- Reportes en unidades de ingeniería.

2.5. Sistemas de Comunicación.

Los registradores que serán instalados en los diversos puntos deben contar con una línea de comunicación por PLC (Onda Portadora), telefonía pública o celular.

Para el caso de los puntos en los cuales se dispone de líneas de PLC ó públicas, para tener un acceso directo desde los Centros de Recolección es preferible que sea una línea dedicada.

En caso de no disponer de una línea dedicada es necesario contar con una central telefónica que asigne un canal al equipo de medición.

2.6. Recolección y Transmisión de datos.

Las transacciones de energía en todos los puntos de intercambio se registrarán en forma horaria, en el primer minuto de cada hora, con la información de la hora anterior, de forma que permita el cálculo de la energía movilizada en la hora. La información almacenada en los medidores – registradores, deberá estar todo el tiempo a disposición del CENACE, el cual se encargará de recolectar la misma cuando lo estimare pertinente.

El agente del MEM que tenga en concesión, permiso o licencia, las instalaciones de la subestación asociada a la frontera comercial supervisará la transmisión de las lecturas de energía hacia el CENACE. Adicionalmente, deberá contar con mecanismos de respaldo que permitan enviar la información al CENACE, ante fallas o indisponibilidades temporales en los sistemas de descarga, almacenamiento o de comunicaciones. Entre los mecanismos de respaldo se debe poner en servicio la infraestructura necesaria para la transmisión electrónica de archivos (vía modem), correo electrónico y transmisión vía facsímil. Además, como último recurso se utilizará el envío de información por vía telefónica, con respaldo en medio magnético a través del servicio de correo.

3. PRUEBAS, CONTRASTACION Y CALIBRACIONES DEL SISTEMA DE MEDICION.

3.1. Objetivo de las pruebas.

Establecer el procedimiento para la intervención en los sistemas de medición de energía activa y reactiva (contadores y transformadores) colocados en las subestaciones terminales, nodos de interconexión o de intercambio, o en los puntos de frontera entre los diferentes agentes del MEM.

3.2. Definiciones.

Calibración de un Contador. Es un tipo de mantenimiento correctivo mediante el cual se ajusta el contador a su clase de precisión.

Contrastación de un Contador. Es un tipo de mantenimiento preventivo, mediante el cual se compara el contador bajo prueba con un contador patrón de mayor precisión.

Intervención. Proceso mediante el cual se puede realizar mantenimiento correctivo, preventivo o mejoras en los sistemas de medición de energía activa y reactiva.

3.3. De la contrastación y calibración.

Los equipos de medición de energía activa y reactiva instalados en los puntos de intercambio de energía, con fines de facturación, serán contrastados y de ser necesario calibrados, por lo menos una vez al año, de acuerdo al procedimiento establecido en las presentes regulaciones.

Para la realización de la contrastación y calibración de los contadores de energía, es indispensable la presencia de los representantes de los agentes interesados.

El CENACE coordinará tanto la realización de las pruebas como la asistencia de los representantes de los agentes interesados.

La realización de pruebas de contrastación y calibración, se coordinará con una anticipación no menor a cinco días.

El CENACE será responsable de elaborar el informe de resultados.

Finalmente, una vez contrastados y/o calibrados los equipos, el representante del CENACE procederá a colocar los sellos de seguridad en presencia de los representantes de los Agentes involucrados.

3.4. Fallas de funcionamiento o errores de medición.

En caso de que un contador presente fallas de funcionamiento, bien sea que deje de registrar o que muestre registros erráticos, el agente del MEM responsable de dicho medidor procederá a informar por escrito al CENACE, el cual confirmará la recepción del reporte del equipo defectuoso. El CENACE también puede detectar fallas de medición y, en este caso, informará a los agentes interesados la ocurrencia de la falla en los equipos. Una vez notificada la parte responsable, se procederá a efectuar el mantenimiento correctivo requerido y coordinará con el CENACE su calibración en presencia de los representantes de los agentes interesados, para lo cual tendrá un plazo máximo de cuarenta y ocho horas.

Cuando un contador, después de ser contrastado, presente un error mayor a la clase de precisión especificada, será excluido del sistema de medición para los efectos de contabilización y facturación de energía, y el propietario del equipo deberá sustituirlo por otro de igual precisión.

En caso de que en un mismo punto de intercambio existan contadores de diferentes clases de precisión, la contrastación y calibración de los mismos se iniciará por el de mayor precisión, cuyas mediciones prevalecerán ante el de menor precisión.

En caso de que un Agente solicite la contrastación y/o calibración de un medidor, que no es de su propiedad, y este se encuentre dentro de la tolerancia establecida, los gastos de las pruebas correrán a cargo del Agente solicitante; en caso contrario, el pago lo efectuará el propietario del medidor.

Mientras se reparan o reemplazan los equipos defectuosos, se utilizarán las lecturas de los equipos de respaldo.

3.5. Para la contrastación y calibración.

3.5.1. El CONELEC será el responsable de controlar y verificar la calidad y el buen funcionamiento de los medidores patrones que se utilicen para la calibración y contrastación. Esta responsabilidad la cumplirá a través de laboratorios especializados.

3.5.2. Procedimiento previo a la contrastación
Previo a la contrastación de un contador de energía activa o reactiva se hará lo siguiente:

- Tramitar los permisos de consignación ante el CENACE para la contrastación y calibración.
- Comunicar al CENACE el inicio del proceso de contrastación y calibración.
- Realizar una inspección del estado y funcionamiento del contador y verificar los siguientes parámetros y señales: medición de tensión, corriente de entrada y tensión auxiliar.
- Poner el contador fuera de servicio siguiendo las instrucciones del respectivo manual del fabricante.
- Registrar hora y lecturas de medidor que es sacado fuera de servicio y del medidor que es usado como respaldo.
- Descargar la información del contador a contrastar.

3.5.3. Procedimiento de contrastación de contadores de energía activa y reactiva.

El procedimiento de contrastación de un contador de energía activa o reactiva se realizará en los equipos de prueba necesarios, de acuerdo a lo siguiente:

- Inyector de tensión y corriente con desfasador incorporado.
- Contador patrón con clase de precisión mayor que la del contador a contrastar.
- Contador de impulsos o revoluciones y medidor de error.
- Cabezal óptico de lectura y cable de ensayo para medir en los dispositivos emisores de pulsos.
- Multímetro digital con pinza amperimétrica.
- Metodología de prueba
- El método de prueba a utilizar será el "Método de Comparación de Pulsos o Revoluciones" y consiste en someter el contador a verificar y el contador patrón, a las mismas condiciones de carga y comparar mediante un medidor de error los pulsos emitidos por el contador patrón con los pulsos o revoluciones del contador a verificar.

3.5.4. Ejecución de la prueba.

Esta prueba se realiza a tensión nominal con los siguientes porcentajes de corriente nominal: 100, 50 y 10, en cada caso se utilizarán los ángulos de 0°, 30° y 60°.

3.5.5. Fórmula a utilizar para el cálculo del error

$$E(\%) = \left| \frac{(Xst - Xef)}{Xst} \right| * 100$$

Donde:

E(%) = Error porcentual del contador a verificar.
Xst = Pulsos teóricos del contador patrón.
Xef = Pulsos efectivos del contador patrón.

3.5.6. Análisis de resultados

Los resultados obtenidos de la contrastación del equipo se compararán con la clase de precisión nominal dada por el fabricante. En caso de encontrarse el contador fuera de la clase nominal, se procede a realizar una calibración, siguiendo los instructivos o manuales del fabricante.

Se registrarán los resultados en el correspondiente reporte de pruebas.

3.5.7. Puesta en servicio

- Comunicar al CENACE la conclusión del proceso de contrastación o calibración.
- Registrar e informar al CENACE la hora y lecturas del medidor que se pone en servicio y del medidor que ha sido usado como respaldo.
- Firmar acta y reporte de pruebas.

DISPOSICION TRANSITORIA PRIMERA

Los agentes del MEM, que no dispongan del sistema de medición especificado en este documento (equipo primario, medidores-registradores y equipo de comunicación), tendrán los siguientes plazos para su instalación: a) sesenta días, para los medidores-registradores y equipo de comunicación; y, b) ciento ochenta días, para el equipo primario, a partir de la fecha de aprobación de la presente Regulación por parte del Directorio del CONELEC.

Las sanciones por incumplimiento de los plazos antes indicados estarán contempladas en los respectivos contratos de concesión.

DISPOSICION TRANSITORIA SEGUNDA

Para el caso de generación térmica ya instalada, escindida o no de las Empresas Eléctricas Distribuidoras, que esté concentrada en una sola planta, se colocará un medidor por central en el punto de interconexión.

DISPOSICION FINAL

La presente Regulación sustituye a la No. 001/99, por tanto, esta última queda derogada en todas sus partes.

Certifico que esta Regulación fue aprobada por el Directorio del CONELEC, mediante Resolución No. 0190/99, en sesión de 12 de octubre de 1999.

Lcdo. Carlos Calero Merizalde
Secretario General del CONELEC

REGULACION No. CONELEC – 001/00

CALCULO DE LA POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICION

EL DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD
CONELEC

Considerando:

Que, es preciso regular el cálculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición mencionado en el Artículo 16 del Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista, reformado mediante Decreto Ejecutivo No. 1582 y publicado en el Registro Oficial No. 340 del 16 de diciembre de 1999, de manera que el CENACE pueda cumplir con la liquidación de las transacciones de cada uno de los Agentes del Mercado.

Que, es necesario disponer de una reserva suficiente para abastecer la demanda eléctrica, manteniendo el parque generador en adecuadas condiciones operativas.

Que, es necesario reconocer una remuneración a los Agentes que tienen sus unidades generadoras disponibles y listas para entrar en operación, proporcionándoles una estabilidad de ingresos durante el período de disponibilidad.

En ejercicio de las facultades otorgadas por los literales a) y e) del Artículo 13 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico:

RESUELVE :

Expedir la presente regulación para el cálculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición.

1. Objetivo y Alcance

Establecer los procedimientos para: el cálculo de la Potencia Remunerable puesta a Disposición - PRPD, los reemplazos a los generadores indisponibles que son remunerados por PRPD y las liquidaciones económicas derivadas de dichos reemplazos.

2. Cálculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición

Con la Potencia Remunerable Puesta a Disposición con la que cada planta hidroeléctrica o unidad termoeléctrica participe, se cubrirá la demanda máxima y la reserva técnica.

La demanda máxima corresponderá a la demanda máxima para la hora punta del período noviembre-febrero. El monto de la reserva técnica será determinado por el CENACE trimestralmente.

2.1 Cálculo de la Potencia Remunerable para la demanda máxima del período.

El cálculo, mediante la simulación de la operación económica del sistema, comprende dos etapas:

a) La primera, para las unidades hidroeléctricas y térmicas de vapor, utilizará el Despacho Económico considerando los criterios y parámetros contenidos en el Artículo 8 del Reglamento de Despacho y Operación. Para efectos de este cálculo, el escenario hidrológico será el correspondiente a un año seco (probabilidad de excedencia del 90% mensual) y el período de simulación de noviembre a febrero. De la simulación se obtendrá una potencia equivalente calculada como el promedio de las potencias horarias con las que participen en las demandas de media y punta (7:00 - 22:00 horas) durante el período de noviembre a febrero. Estas potencias equivalentes serán las potencias con las que las plantas hidroeléctricas y térmicas de vapor participarán en la asignación de la Potencia Remunerable para cubrir la demanda máxima del período.

b) La segunda, para las restantes unidades de generación, agregará estas unidades, en orden de mérito de acuerdo a sus costos variables de producción, hasta cubrir el valor de la demanda máxima del período de la simulación (noviembre-febrero).

El cálculo lo efectuará el CENACE hasta el 30 de septiembre de cada año y los valores calculados tendrán vigencia para los siguientes doce meses; en consecuencia, los Generadores asignados para cubrir la demanda máxima, recibirán el valor por Potencia Remunerable durante todo el siguiente período octubre-septiembre.

2.2 Cálculo de la Potencia Remunerable para la Reserva

El valor de la reserva técnica será determinado por el CENACE, para cada trimestre, de acuerdo a los requerimientos técnicos de confiabilidad, calidad y seguridad de operación del sistema eléctrico.

Este cálculo trimestral se lo efectuará, de acuerdo a lo que dispone el Artículo 48 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, para los períodos: octubre-diciembre, enero-marzo, abril-junio y julio-septiembre. La asignación para la Reserva se la hará de acuerdo a los costos variables de producción. En caso de que el CENACE, en la Programación Semanal, determine la necesidad de Reserva Adicional de Potencia y exista exceso de oferta, realizará un proceso de licitación semanal y la adjudicación se hará en función de los menores precios ofertados, según los Artículos 17 y 18 del Reglamento para el Funcionamiento del MEM.

Los Generadores asignados para cubrir la Reserva, recibirán el valor por Potencia Remunerable durante el trimestre correspondiente; y, en el caso de la Reserva Adicional de Potencia, durante la semana para la que fue asignado.

Si al efectuar los cálculos, la potencia disponible resulta insuficiente para cubrir la demanda máxima y la reserva para la hora punta, se tomará el año menos seco de la estadística y así sucesivamente, hasta cumplir con la condición de la cobertura de carga.

La simulación de la operación económica para el cálculo de las potencias con que participen cada uno de los generadores en la Potencia Remunerable, tomará en cuenta la potencia neta efectiva así como la disponibilidad de acuerdo a los mantenimientos programados y a la estadística de salidas forzadas.

3. Indisponibilidad por Mantenimientos y Reemplazos

Cuando una unidad que recibe el pago por Potencia Remunerable entra en un período de indisponibilidad, será reemplazada obligatoriamente por otro generador o generadores que también están siendo remunerados por dicha potencia, con base al orden de mérito de los Costos Variables de Producción.

El CENACE determinará, en el Despacho Económico Programado, el reemplazo de aquellas unidades que se hayan declarado indisponibles y que están siendo pagadas por Potencia Remunerable, por unidades que no reciben dicha remuneración.

3.1 Mantenimientos Programados

En el caso de indisponibilidad de unidades por mantenimientos programados, que correspondan al programa de mantenimiento coordinado y aprobado por el CENACE y que consta en el documento Programa de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, período octubre-septiembre, los Agentes Generadores continuarán percibiendo el pago por Potencia Remunerable, si se cumplen las siguientes condiciones:

a) Que en el Despacho Económico Programado que realice el CENACE, se pueda cubrir la demanda con las unidades que constan en la lista de los generadores que perciben el pago por Potencia Remunerable; y,

b) Que el mantenimiento se efectúe dentro de los períodos aprobados por el CENACE considerando los estándares para cada clase de unidad generadora y para el tipo de mantenimiento a efectuarse.

En caso de no cubrirse la demanda, las unidades adicionales que ingresen como reemplazantes percibirán el pago por Potencia Remunerable de acuerdo a su mayor potencia asignada en el Despacho Económico Programado, teniendo como límite la potencia remunerable reemplazada; y, el Agente que tiene su unidad en mantenimiento programado, recibirá la diferencia.

Si los mantenimientos programados exceden el plazo señalado por el CENACE, el Agente propietario de la unidad o planta, dejará de percibir la remuneración por Potencia Remunerable, desde el primer día de prolongación del plazo hasta que declare nuevamente la disponibilidad de sus instalaciones. El valor descontado al Agente que incumplió el plazo será acreditado a los Generadores que efectuaron el reemplazo.

3.2 Salidas forzadas y mantenimientos emergentes

En el caso de indisponibilidad de unidades por salidas forzadas o por mantenimientos emergentes, o por fuerza mayor o caso fortuito, los Generadores propietarios dejarán de percibir el pago por Potencia Remunerable durante el período de indisponibilidad. El CENACE determinará el reemplazo de las unidades indisponibles, en el Despacho Económico Programado. Las unidades reemplazantes, recibirán el pago por la potencia remunerable reemplazada, de acuerdo a la mayor potencia despachada.

El reemplazo tendrá efecto hasta la fecha en la cual el Agente reemplazado comunique nuevamente la disponibilidad de su planta o unidad al CENACE.

4. Pago de la Potencia Remunerable luego de un Reemplazo.

El CENACE liquidará el pago de Potencia Remunerable reemplazada que debe percibir cada Generador reemplazante por el período de reemplazo, en los casos señalados en el numeral anterior. Si el reemplazo es mayor a una hora e inferior a 24 horas, se remunerará al Generador que efectuó el reemplazo, el valor correspondiente a un día; y, si el reemplazo es superior a 24 horas, se remunerará por el tiempo efectivo del reemplazo.

Las unidades que hayan efectuado el reemplazo recibirán, en el mes correspondiente, la remuneración calculada con el precio unitario de potencia determinado por el CONELEC por la mayor potencia asignada en el Despacho Económico Programado, durante el período de reemplazo. Para efectos de este cálculo, la mayor potencia asignada no podrá ser superior a la potencia remunerable reemplazada.

5. Incremento de la capacidad de generación

Si se incrementa la capacidad de generación, por ingreso de nuevas unidades o por repotenciación de las unidades ya existentes, para el reajuste o revisión del cálculo de la Potencia Remunerable se procederá de la siguiente manera:

a) En el caso que el Generador comunique al CENACE la disponibilidad de sus nuevas unidades de generación o unidades repotenciadas, en el tercer trimestre del año, estas unidades serán consideradas dentro del cálculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición, en el Programa de Operación del CENACE para el siguiente período octubre- septiembre.

b) Si las nuevas unidades o las unidades repotenciadas, comunican su disponibilidad durante los otros tres trimestres del año (primero, segundo y cuarto), se las incorporará para el cálculo de la Potencia Remunerable para la Reserva, en las revisiones trimestrales que efectuará el CENACE, en cumplimiento del Artículo 48 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

El CENACE determinará las fechas límites de declaración de la disponibilidad de los generadores para cada uno de los períodos mencionados en este numeral.

6. Verificación de la Disponibilidad de las unidades generadoras.

Para verificar la disponibilidad, el CENACE podrá solicitar la entrada en operación de cualquier unidad generadora que reciba la Potencia Remunerable, en cualquier momento que lo considere necesario o a petición del CONELEC, o disponer la realización de una Auditoría Técnica. La verificación la efectuará el CENACE, en forma periódica y sistemática a cada planta, por lo menos una vez cada tres meses.

Los costos de las pruebas de verificación de la disponibilidad o de la Auditoría Técnica serán a cargo del Generador propietario de la unidad. El Generador, por su parte, recibirá por la energía producida el costo marginal del mercado, durante el período de prueba.

En caso de que la prueba de disponibilidad resultare fallida y la unidad no operare de acuerdo a los requerimientos del CENACE, se descontará al Generador lo percibido por Potencia Remunerable. El descuento se lo hará desde la fecha de la última operación o verificación, lo que ocurra mas tarde, hasta la fecha en que se produjo la prueba fallida. El descuento, por no pasar la prueba de verificación, en ningún caso podrá ser mayor a la remuneración por Potencia Remunerable correspondiente a tres meses, que reciba el Agente por la unidad que estuvo sometida a dicha verificación. El Agente podrá volver a recibir esta remuneración cuando la unidad concluya satisfactoriamente la siguiente prueba de verificación.

El descuento efectuado al Agente, por no pasar la prueba de verificación, será deducido en la facturación a los Distribuidores que realiza el CENACE.

7. Aplicación de la Regulación por parte del CENACE

El CENACE elaborará los procedimientos de aplicación de la presente Regulación para conocimiento de los Agentes, en un plazo máximo de 30 días a partir de la presente fecha.

DISPOSICION TRANSITORIA

El CENACE efectuará el primer cálculo de la Potencia Remunerable, con la metodología indicada en la presente regulación, en un plazo no mayor a quince días a partir de la fecha de aprobación por parte del Directorio del CONELEC. La Potencia Remunerable así calculada, tendrá vigencia desde el 1 de enero hasta el 30 de septiembre del 2000.

Certifico que esta Regulación fue aprobada por el Directorio del CONELEC, mediante Resolución No. 0023/00, en sesión del 20 de enero del 2000.

Lcdo. Carlos Calero Merizalde
Secretario General del CONELEC

REGULACION No. CONELEC – 001/00

CALCULO DE LA POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICION

EL DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD
CONELEC

Considerando:

Que, es preciso regular el cálculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición mencionado en el Artículo 16 del Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista, reformado mediante Decreto Ejecutivo No. 1582 y publicado en el Registro Oficial No. 340 del 16 de diciembre de 1999, de manera que el CENACE pueda cumplir con la liquidación de las transacciones de cada uno de los Agentes del Mercado.

Que, es necesario disponer de una reserva suficiente para abastecer la demanda eléctrica, manteniendo el parque generador en adecuadas condiciones operativas.

Que, es necesario reconocer una remuneración a los Agentes que tienen sus unidades generadoras disponibles y listas para entrar en operación, proporcionándoles una estabilidad de ingresos durante el período de disponibilidad.

En ejercicio de las facultades otorgadas por los literales a) y e) del Artículo 13 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico:

RESUELVE :

Expedir la presente regulación para el cálculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición.

1. Objetivo y Alcance

Establecer los procedimientos para: el cálculo de la Potencia Remunerable puesta a Disposición - PRPD, los reemplazos a los generadores indisponibles que son remunerados por PRPD y las liquidaciones económicas derivadas de dichos reemplazos.

2. Cálculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición

Con la Potencia Remunerable Puesta a Disposición con la que cada planta hidroeléctrica o unidad termoeléctrica participe, se cubrirá la demanda máxima y la reserva técnica.

La demanda máxima corresponderá a la demanda máxima para la hora punta del período noviembre-febrero. El monto de la reserva técnica será determinado por el CENACE trimestralmente.

2.1 Cálculo de la Potencia Remunerable para la demanda máxima del período.

El cálculo, mediante la simulación de la operación económica del sistema, comprende dos etapas:

a) La primera, para las unidades hidroeléctricas y térmicas de vapor, utilizará el Despacho Económico considerando los criterios y parámetros contenidos en el Artículo 8 del Reglamento de Despacho y Operación. Para efectos de este cálculo, el escenario hidrológico será el correspondiente a un año seco (probabilidad de excedencia del 90% mensual) y el período de simulación de noviembre a febrero. De la simulación se obtendrá una potencia equivalente calculada como el promedio de las potencias horarias con las que participen en las demandas de media y punta (7:00 - 22:00 horas) durante el período de noviembre a febrero. Estas potencias equivalentes serán las potencias con las que las plantas hidroeléctricas y térmicas de vapor participarán en la asignación de la Potencia Remunerable para cubrir la demanda máxima del período.

b) La segunda, para las restantes unidades de generación, agregará estas unidades, en orden de mérito de acuerdo a sus costos variables de producción, hasta cubrir el valor de la demanda máxima del período de la simulación (noviembre-febrero).

El cálculo lo efectuará el CENACE hasta el 30 de septiembre de cada año y los valores calculados tendrán vigencia para los siguientes doce meses; en consecuencia, los Generadores asignados para cubrir la demanda máxima, recibirán el valor por Potencia Remunerable durante todo el siguiente período octubre-septiembre.

2.2 Cálculo de la Potencia Remunerable para la Reserva

El valor de la reserva técnica será determinado por el CENACE, para cada trimestre, de acuerdo a los requerimientos técnicos de confiabilidad, calidad y seguridad de operación del sistema eléctrico.

Este cálculo trimestral se lo efectuará, de acuerdo a lo que dispone el Artículo 48 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, para los períodos: octubre-diciembre, enero-marzo, abril-junio y julio-septiembre. La asignación para la Reserva se la hará de acuerdo a los costos variables de producción. En caso de que el CENACE, en la Programación Semanal, determine la necesidad de Reserva Adicional de Potencia y exista exceso de oferta, realizará un proceso de licitación semanal y la adjudicación se hará en función de los menores precios ofertados, según los Artículos 17 y 18 del Reglamento para el Funcionamiento del MEM.

Los Generadores asignados para cubrir la Reserva, recibirán el valor por Potencia Remunerable durante el trimestre correspondiente; y, en el caso de la Reserva Adicional de Potencia, durante la semana para la que fue asignado.

Si al efectuar los cálculos, la potencia disponible resulta insuficiente para cubrir la demanda máxima y la reserva para la hora punta, se tomará el año menos seco de la estadística y así sucesivamente, hasta cumplir con la condición de la cobertura de carga.

La simulación de la operación económica para el cálculo de las potencias con que participen cada uno de los generadores en la Potencia Remunerable, tomará en cuenta la potencia neta efectiva así como la disponibilidad de acuerdo a los mantenimientos programados y a la estadística de salidas forzadas.

3. Indisponibilidad por Mantenimientos y Reemplazos

Cuando una unidad que recibe el pago por Potencia Remunerable entra en un período de indisponibilidad, será reemplazada obligatoriamente por otro generador o generadores que también están siendo remunerados por dicha potencia, con base al orden de mérito de los Costos Variables de Producción.

El CENACE determinará, en el Despacho Económico Programado, el reemplazo de aquellas unidades que se hayan declarado indisponibles y que están siendo pagadas por Potencia Remunerable, por unidades que no reciben dicha remuneración.

3.1 Mantenimientos Programados

En el caso de indisponibilidad de unidades por mantenimientos programados, que correspondan al programa de mantenimiento coordinado y aprobado por el CENACE y que consta en el documento Programa de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, período octubre-septiembre, los Agentes Generadores continuarán percibiendo el pago por Potencia Remunerable, si se cumplen las siguientes condiciones:

a) Que en el Despacho Económico Programado que realice el CENACE, se pueda cubrir la demanda con las unidades que constan en la lista de los generadores que perciben el pago por Potencia Remunerable; y,

b) Que el mantenimiento se efectúe dentro de los períodos aprobados por el CENACE considerando los estándares para cada clase de unidad generadora y para el tipo de mantenimiento a efectuarse.

En caso de no cubrirse la demanda, las unidades adicionales que ingresen como reemplazantes percibirán el pago por Potencia Remunerable de acuerdo a su mayor potencia asignada en el Despacho Económico Programado, teniendo como límite la potencia remunerable reemplazada; y, el Agente que tiene su unidad en mantenimiento programado, recibirá la diferencia.

Si los mantenimientos programados exceden el plazo señalado por el CENACE, el Agente propietario de la unidad o planta, dejará de percibir la remuneración por Potencia Remunerable, desde el primer día de prolongación del plazo hasta que declare nuevamente la disponibilidad de sus instalaciones. El valor descontado al Agente que incumplió el plazo será acreditado a los Generadores que efectuaron el reemplazo.

3.2 Salidas forzadas y mantenimientos emergentes

En el caso de indisponibilidad de unidades por salidas forzadas o por mantenimientos emergentes, o por fuerza mayor o caso fortuito, los Generadores propietarios dejarán de percibir el pago por Potencia Remunerable durante el período de indisponibilidad. El CENACE determinará el reemplazo de las unidades indisponibles, en el Despacho Económico Programado. Las unidades reemplazantes, recibirán el pago por la potencia remunerable reemplazada, de acuerdo a la mayor potencia despachada.

El reemplazo tendrá efecto hasta la fecha en la cual el Agente reemplazado comunique nuevamente la disponibilidad de su planta o unidad al CENACE.

4. Pago de la Potencia Remunerable luego de un Reemplazo.

El CENACE liquidará el pago de Potencia Remunerable reemplazada que debe percibir cada Generador reemplazante por el período de reemplazo, en los casos señalados en el numeral anterior. Si el reemplazo es mayor a una hora e inferior a 24 horas, se remunerará al Generador que efectuó el reemplazo, el valor correspondiente a un día; y, si el reemplazo es superior a 24 horas, se remunerará por el tiempo efectivo del reemplazo.

Las unidades que hayan efectuado el reemplazo recibirán, en el mes correspondiente, la remuneración calculada con el precio unitario de potencia determinado por el CONELEC por la mayor potencia asignada en el Despacho Económico Programado, durante el período de reemplazo. Para efectos de este cálculo, la mayor potencia asignada no podrá ser superior a la potencia remunerable reemplazada.

5. Incremento de la capacidad de generación

Si se incrementa la capacidad de generación, por ingreso de nuevas unidades o por repotenciación de las unidades ya existentes, para el reajuste o revisión del cálculo de la Potencia Remunerable se procederá de la siguiente manera:

a) En el caso que el Generador comunique al CENACE la disponibilidad de sus nuevas unidades de generación o unidades repotenciadas, en el tercer trimestre del año, estas unidades serán consideradas dentro del cálculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición, en el Programa de Operación del CENACE para el siguiente período octubre- septiembre.

b) Si las nuevas unidades o las unidades repotenciadas, comunican su disponibilidad durante los otros tres trimestres del año (primero, segundo y cuarto), se las incorporará para el cálculo de la Potencia Remunerable para la Reserva, en las revisiones trimestrales que efectuará el CENACE, en cumplimiento del Artículo 48 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

El CENACE determinará las fechas límites de declaración de la disponibilidad de los generadores para cada uno de los períodos mencionados en este numeral.

6. Verificación de la Disponibilidad de las unidades generadoras.

Para verificar la disponibilidad, el CENACE podrá solicitar la entrada en operación de cualquier unidad generadora que reciba la Potencia Remunerable, en cualquier momento que lo considere necesario o a petición del CONELEC, o disponer la realización de una Auditoría Técnica. La verificación la efectuará el CENACE, en forma periódica y sistemática a cada planta, por lo menos una vez cada tres meses.

Los costos de las pruebas de verificación de la disponibilidad o de la Auditoría Técnica serán a cargo del Generador propietario de la unidad. El Generador, por su parte, recibirá por la energía producida el costo marginal del mercado, durante el período de prueba.

En caso de que la prueba de disponibilidad resultare fallida y la unidad no operare de acuerdo a los requerimientos del CENACE, se descontará al Generador lo percibido por Potencia Remunerable. El descuento se lo hará desde la fecha de la última operación o verificación, lo que ocurra mas tarde, hasta la fecha en que se produjo la prueba fallida. El descuento, por no pasar la prueba de verificación, en ningún caso podrá ser mayor a la remuneración por Potencia Remunerable correspondiente a tres meses, que reciba el Agente por la unidad que estuvo sometida a dicha verificación. El Agente podrá volver a recibir esta remuneración cuando la unidad concluya satisfactoriamente la siguiente prueba de verificación.

El descuento efectuado al Agente, por no pasar la prueba de verificación, será deducido en la facturación a los Distribuidores que realiza el CENACE.

7. Aplicación de la Regulación por parte del CENACE

El CENACE elaborará los procedimientos de aplicación de la presente Regulación para conocimiento de los Agentes, en un plazo máximo de 30 días a partir de la presente fecha.

DISPOSICION TRANSITORIA

El CENACE efectuará el primer cálculo de la Potencia Remunerable, con la metodología indicada en la presente regulación, en un plazo no mayor a quince días a partir de la fecha de aprobación por parte del Directorio del CONELEC. La Potencia Remunerable así calculada, tendrá vigencia desde el 1 de enero hasta el 30 de septiembre del 2000.

Certifico que esta Regulación fue aprobada por el Directorio del CONELEC, mediante Resolución No. 0023/00, en sesión del 20 de enero del 2000.

Lcdo. Carlos Calero Merizalde
Secretario General del CONELEC

PROCEDIMIENTO DE APLICACIÓN DE LA REGULACION No. CONELEC 001/00

1 CALCULO DE LA POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICION, REAJUSTES Y FRECUENCIAS DE CALCULO

1.1 BASE DE CALCULO

1.1.1 Simulación de la operación económica del sistema

La simulación comprende la optimización de la operación de los embalses y el cálculo del despacho horario de las centrales y unidades de generación para el periodo de simulación, teniendo como objetivo cubrir la demanda eléctrica en bornes de generador, minimizando los Costos de Producción del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), tomando en cuenta los principios generales establecidos en el art. 8 del Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado.

1.1.2 Horizonte de simulación

El cálculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición (PRPD), se sustenta en los resultados de la simulación anual de la operación económica del sistema realizada para el ***periodo octubre a septiembre*** en etapas mensuales.

1.1.3 Periodo de simulación para PRPD para Demanda Máxima

Para asignar la PRPD para cubrir la demanda máxima se utilizan los resultados de la simulación anual para el ***periodo noviembre a febrero*** en etapas mensuales.

1.1.4 Trimestres para PRPD para Reserva

Para asignar la PRPD para reserva se identifican los siguientes trimestres: octubre - diciembre, enero - marzo, abril - junio, julio - septiembre.

1.1.5 Actualización y procesamiento de información para la simulación de la operación económica del sistema para el periodo octubre a septiembre

Para el cálculo de la PRPD, los agentes, el CENACE y el CONELEC deberán actualizar la información correspondiente del MEM como máximo hasta los primeros 15 días del mes previo al periodo anual o trimestre a ser considerado para el cálculo de la PRPD. Para este efecto, el CENACE, con suficiente antelación, solicitará a los diferentes agentes la información necesaria.

La información aplicable en la simulación de la operación económica del sistema deberá tener proyección anual.

A continuación se resume la información que se requiere actualizar y procesar:

- Declaración de los Agentes Distribuidores y Grandes Consumidores sobre la proyección anual de la demanda de potencia y energía en los puntos de entrega.
- Series históricas actualizadas de caudales medios mensuales;
- Declaración de los agentes generadores sobre la previsión anual de disponibilidad energética de las centrales hidroeléctricas de pasada para los escenarios hidrológicos dados.

- Declaración del Programa Anual de Mantenimiento de las Unidades de Generación.
- Declaración del Programa anual de Mantenimiento del Sistema de Transmisión.
- Fechas de ingreso al MEM de unidades de generación nuevas o repotenciadas
- Fechas a partir de las cuales se incorporan o se levantan restricciones operativas de generación o transmisión.
- Estadística de los dos últimos años sobre las Tasa de Salida Forzada de las unidades de generación.
- Actualización de los parámetros físicos, técnicos y operativos de las unidades de generación.
- Contratos a plazo

1.1.6 Escenarios hidrológicos

Utilizando la estadística de caudales mensuales, se determinan los escenarios de caudales medios mensuales afluentes a cada embalse; se inicia con un escenario hidrológico seco, con probabilidad de excedencia de 90% mensual, de acuerdo con el numeral 2.1 de la Regulación No. CONELEC - 001/00.

Se prevé generar los siguientes escenarios hidrológicos:

- Hidrología 1(seca): probabilidad de excedencia 90% mensual, equivalente al 97% anual.
- Hidrología 2: probabilidad de excedencia 95 % anual.
- Hidrología 3: probabilidad de excedencia 93% anual.
- Hidrología 4: probabilidad de excedencia 90 % anual.

De ser necesario, se obtendrán escenarios hidrológicos menos secos a los anteriormente definidos, hasta cumplir la condición establecida en el numeral 2 de la Regulación.

1.1.7 Reserva de generación

Para cada trimestre el CENACE determinará la reserva técnica de generación, puesta a disposición del sistema, de acuerdo con los requerimientos técnicos de confiabilidad, calidad y seguridad en la operación del sistema eléctrico. Entre tanto se define el procedimiento para establecer esta reserva, se la determinará en función de la disponibilidad de la potencia hidroeléctrica garantizada en el sistema, la potencia efectiva disponible del parque termoeléctrico y la mayor potencia horaria despachada en el sistema.

1.1.8 Periodos horarios

- **De punta:** Desde las 17hOO hasta las 22hOO de lunes a domingo,
- **De demanda media:** Desde las 07hOO hasta las 17hOO de lunes a viernes; y,
- **De base:** Las restantes horas de la semana.

Para los días festivos nacionales se consideran horas de punta y base similares a las del día domingo.

1.1.9 Proyección de la demanda

El CENACE determinará la proyección de la demanda mensual de **potencia coincidente** y **energía *del sistema*** al nivel de subestación principal integrando las proyecciones declaradas por los Agentes Distribuidores y validadas por el CENACE.

Para obtener la demanda de potencia y energía del sistema en bornes de generador, el proceso considerará las pérdidas eléctricas que se producen en el sistema de transmisión.

1.1.10 Demanda máxima de potencia

Este parámetro se obtendrá de las proyecciones de la demanda máxima coincidente en la punta para el periodo noviembre a febrero.

1.1.11 Representación de la demanda

Para cada mes, la demanda se representará mediante curvas de carga horarias de días típicos representativos del S.N.I.

1.1.12 Costos Variables de Producción

Los costos variables de producción (CVP) de las unidades térmicas corresponden a los declarados por los Agentes Generadores, los cuales se expresarán en US$/ kWh.

A fin de asignar la PRPD de las unidades generadoras para cubrir la Demanda Máxima, se utilizarán los CVP vigentes para el mes de septiembre de cada año los cuales se mantienen constantes durante el horizonte de simulación anual, esto es, de octubre a septiembre.

Para asignar la PRPD para cubrir la Reserva de Generación en los respectivos trimestres, iniciando en octubre, se utilizarán los CVP declarados vigentes para el mes previo al trimestre en consideración.

1.1.13 Programa de Mantenimiento

El Programa de Mantenimiento Anual de las unidades generadoras y del sistema de transmisión utilizado en el proceso para asignar la PRPD es el resultado del Planeamiento Operativo Anual que realiza el CENACE a base de la declaración efectuada por los Agentes del MEM el mes de septiembre de cada año.

Para asignar la PRPD para cubrir la demanda máxima, se considerarán los mantenimientos previstos para las unidades generadoras durante el periodo noviembre a febrero.

Para asignar la PRPD para cubrir la Reserva, se considerarán los mantenimientos aprobados para el trimestre respectivo, mismos que podrán ser actualizados conforme a las declaraciones que realicen los Agentes y apruebe el CENACE hasta los primeros 15 días del mes previo al trimestre en consideración.

1.1.14 Disponibilidad de Potencia

Para el cálculo de la PRPD (numerales 1.2.3 literal e) y 1.2.4) para las unidades termoeléctricas, excepto vapor, la disponibilidad de potencia se representará por su potencia efectiva bruta equivalente (PEB eq), que se obtiene descontando a la potencia efectiva bruta las salidas forzadas y los mantenimientos programados, como sigue:

PEB eq1 = PEB x (1- FOR)
PEB eq = PEB eq1 x (1- TPM)

Donde:

PEB eq = potencia efectiva bruta equivalente (MW)
FOR = tasa de salidas forzadas (p. u.)
TMP = número de días de indisponibilidad por mantenimiento programado dividido por el número de días del periodo de análisis.

La información sobre la FOR corresponderá a la declarada por los Agentes y validada por el CENACE o a la mejor información disponible.

Para el cálculo de la PRPD para cubrir la Demanda Máxima, el número de días de indisponibilidad debidos a los mantenimientos programados se contabilizará durante el periodo noviembre a febrero.

Para el cálculo de la PRPD para la Reserva, el número de días de indisponibilidad debidos a los mantenimientos programados se contabilizará durante el periodo trimestral en consideración.

1.1.15 Incorporación de unidades de generación nuevas o repotenciadas

Para efectos de reajustes o revisión del cálculo de la PRPD los Agentes Generadores podrán declarar la disponibilidad de unidades de generación nuevas, repotenciadas o reparadas, hasta los primeros 15 días del mes previo al trimestre en consideración.

Los agentes que declaren la disponibilidad de sus unidades en el tercer trimestre del año (julio - septiembre), estas serán consideradas en el cálculo de asignación de la PRPD para cubrir la demanda máxima de potencia y la reserva. Si el agente declara la disponibilidad de sus unidades en los demás trimestres, estas serán consideradas en el cálculo de asignación de la PRPD para cubrir la Reserva Trimestral.

1.1.16 Restricciones operativas

Se considerarán las restricciones operativas sobre la base de la información proporcionada por los Agentes Generadores y TRANSELECTRIC hasta los primeros 15 días del mes previo al periodo anual o trimestre a ser considerado para el cálculo de la PRPD.

1.2 CÁLCULO DE LA PRPD

1.2.1 El cálculo se inicia actualizando la reserva de potencia requerida en el sistema para el trimestre siguiente.

1.2.2 Si el trimestre en consideración es octubre – diciembre, continuar con el numeral siguiente, caso contrario pasar al numeral 1.2.4.

1.2.3 Cálculo de la Potencia Remunerable para la demanda máxima del periodo

Este cálculo lo efectuará el CENACE hasta el 30 de septiembre de cada año y los valores calculados tendrán vigencia para los siguientes doce meses; en consecuencia los Generadores asignados para cubrir la demanda máxima, recibirán el valor por Potencia Remunerable durante todo el periodo octubre – septiembre.

El cálculo comprende lo siguiente:

a) Simulación de la operación económica del sistema para el periodo anual octubre a septiembre, dadas las siguientes condiciones: escenario hidrológico (partiendo del escenario hidrológico seco), niveles objetivos inicial y final en los embalses al inicio y final del periodo anual de simulación, proyección anual de la demanda, disponibilidad del parque generador, CVP, Programa Anual de Mantenimiento, margen de reserva de generación.

b) Cálculo de los despachos horarios para días típicos representativos de cada uno de los meses del periodo noviembre a febrero.

c) Con los resultados de los despachos obtenidos en el punto anterior, se calcula la potencia equivalente para las plantas hidroeléctricas y unidades de vapor como el promedio de las potencias horarias despachadas con las que participan en los bloques horarios de demanda media y de punta durante el periodo noviembre a febrero. Estas potencias equivalentes son las potencias con las que las plantas hidroeléctricas y unidades de vapor participarán en la asignación de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición.

d) Determinación del bloque horario de demanda máxima, en bornes de generador, que ocurre durante el periodo noviembre a febrero.

e) El bloque horario de demanda máxima determinado en el punto anterior, se cubre con la potencia equivalente de las plantas hidroeléctricas y unidades de vapor calculada en el literal c), más la potencia efectiva bruta equivalente de las unidades de generación restantes que participen en el MEM, agregándoles sucesivamente según el orden de mérito de los Costos Variables de Producción, hasta acumular un valor de potencia tal que cubra la demanda máxima. Las potencias con las que las unidades termoeléctricas adicionales contribuyen para cubrir la demanda máxima del periodo noviembre a febrero, serán consideradas para la asignación de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición.

1.2.4 Cálculo de la Potencia Remunerable para la Reserva de Generación

Este cálculo lo realizará el CENACE hasta el último día del mes previo al trimestre en consideración. Los Generadores asignados para cubrir la Reserva, recibirán el valor por Potencia Remunerable durante el trimestre correspondiente.

El cálculo comprende lo siguiente:

Las unidades generadoras para cubrir la reserva de potencia se seleccionan en orden de mérito de los Costos Variables de Producción. Para este efecto se considerará la potencia acumulada para cubrir la demanda máxima del sistema (numeral 1.2.3 literal e), a esta potencia se agregará sucesivamente la potencia efectiva bruta equivalente de las unidades termoeléctricas y de ser el caso la potencia firme de las nuevas plantas hidroeléctricas disponibles para la reserva, hasta cubrir la demanda máxima más reserva de generación o hasta agotar la disponibilidad de unidades.

La potencia firme de las nuevas plantas hidroeléctricas, para asignar su PRPD trimestral, deberá ser declarado por el agente de acuerdo con la definición y procedimiento aprobado por el CENACE. Este criterio se aplicará, cada trimestre, hasta el tercer trimestre julio - septiembre.

1.2.5 Si al efectuar los cálculos de asignación de PRPD para el periodo anual octubre - septiembre, la potencia disponible resulta insuficiente para cubrir la demanda máxima y la reserva, se tomará el siguiente escenario hidrológico menos seco y se repite el cálculo de los numerales 1.2.3 y 1.2.4 y así sucesivamente, hasta cumplir con la condición de cubrir con la PRPD la demanda máxima más la reserva.

La última unidad generadora agregada para cubrir la demanda máxima más reserva se le asignará una PRPD igual a la porción de potencia con la cual se iguala la PRPD acumulada con la demanda máxima más reserva.

1.3 RESERVA ADICIONAL DE POTENCIA

El CENACE, a través de la Programación Semanal de Operación del MEM, verificará los requerimientos de Reserva Adicional de Potencia (RAP) que permitan garantizar condiciones de calidad y seguridad del servicio en las áreas eléctricas del sistema. De ser necesario RAP y en caso de que exista exceso de oferta, el CENACE realizará un proceso de licitación semanal y la adjudicación se hará en función de los menores precios ofertados.

2 INDISPONIBILIDADES Y REEMPLAZOS DE PLANTAS O UNIDADES DE GENERACION.

2.1 INDISPONIBILIDAD DE UNA PLANTA O UNIDAD DE GENERACION

De acuerdo a la Regulación No. CONELEC 001/00 se considera en estado de indisponibilidad a una planta o unidad por mantenimiento programado, o por salida forzada, o por mantenimiento emergente, o por fuerza mayor, o por caso fortuito.

2.1.1 Definiciones

2.1.1.1 Mantenimiento

Conjunto de acciones y procedimientos encaminados a revisar y/o reparar un determinado equipo para mantenerlo disponible operando normalmente.

2.1.1.2 Mantenimiento Programado

Es el mantenimiento coordinado y aprobado por el CENACE, que consta en el Programa de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista para el periodo octubre – septiembre y sus actualizaciones.

2.1.1.3 Mantenimiento Emergente

Es el mantenimiento que debe realizarse en el corto plazo, en una planta o unidad generadora, cuando durante su operación se ha producido una falla o existe riesgo de una falla inminente.

2.1.1.4 Salida Forzada

Salida de operación imprevista de una unidad de generación, debido a falla o mantenimiento emergente.

2.1.1.5 Fuerza Mayor o Caso Fortuito

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 del Código Civil, es el imprevisto a que no es posible resistir; como un naufragio, un terremoto, el apresamiento de enemigos, los actos de autoridad ejercidos por un funcionario público, etc.

2.1.1.6 Otros Casos de Indisponibilidad

Por falta de personal, falta de combustible, incumplimiento de los periodos autorizados de mantenimiento programado, etc.

2.2 REEMPLAZOS DE PLANTAS O UNIDADES DE GENERACION INDISPONIBLES

Los reemplazos podrán ser realizados por generadores que tienen asignada PRPD o por generadores que no tienen asignada PRPD.

Si los reemplazos son realizados por plantas o unidades con PRPD, éstas no percibirán ningún ingreso adicional por potencia, sino el que les corresponde por PRPD.

Si los reemplazos son realizados por plantas o unidades sin PRPD, éstas serán remuneradas de acuerdo al numeral 3 de este procedimiento y en la magnitud de la Potencia Reemplazante a ser remunerada, de acuerdo con el numeral 2.2.2.

La aplicación del numeral 3 de la Regulación CONELEC 001/00, considerará lo siguiente:

I. Metodología para la Determinación de Reemplazos.

II. Magnitud de la Potencia Reemplazante a ser Remunerada.

III. Tiempo de Remuneración del Reemplazo.

2.2.1 Metodología para la determinación de reemplazos

El CENACE, determinará en los procesos de Programación Semanal, Despacho Económico Diario Programado, Análisis Post-Operativo, el reemplazo de aquellas unidades que se hayan declarado indisponibles parcial o totalmente y que perciben pago por Potencia Remunerable (PRPD), de acuerdo a lo que especifica en el Art. 8 del Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado, es decir, la planta o unidad de generación reemplazante formará parte del Despacho Económico Diario Programado o Redespacho.

La planta o unidad de generación reemplazante podrá encontrarse despachada ya sea dentro del grupo de unidades que cubren la demanda o dentro del grupo de unidades en reserva, para el periodo de estudio.

Esta información será publicada diariamente en el Sitio Web del CENACE.

2.2.2 Magnitud de Potencia Reemplazante Remunerada

La Potencia Reemplazante a ser remunerada, no podrá ser mayor a la Potencia Remunerable de la planta (s) o unidad (es) de generación que se encuentre (n) Indisponible (s).

La magnitud de potencia reemplazante a ser remunerada, se determinará como el mayor valor de las potencias horarias de la planta o unidad de generación despachada.

$$PRR_j = min\left(PR_i, max\left(P_{hj}\right)\right)$$

Donde:

PRR_j = Potencia Remunerable Reemplazante del generador j.

PR_i = Potencia Remunerable Reemplazada del generador i.

P_{hj} = Potencia despachada del generador reemplazante j en la hora h.

Caso Especial:

Si como resultado de la aplicación de los numerales 1.2.3 y 1.2.4 de este procedimiento, existe una unidad de generación térmica, excepto vapor, que

presenta una PRPD menor a su Potencia Efectiva Bruta Equivalente, esta podrá participar como reemplazo. La magnitud del reemplazo se calculará, como el máximo valor de la diferencia entre las potencias horarias despachadas y su PRPD, teniendo como límite la magnitud de la potencia remunerable a ser reemplazada, de la siguiente manera:

$$PRR_j = min\left(PR_i, max\left(P_{hj} - PRPD_j\right)\right)$$

Donde:

$PRPD_j$ = Potencia Remunerable Puesta a Disposición del generador j.

2.2.3 Tiempo de Remuneración del Reemplazo

Cuando el reemplazo sea realizado por una planta o unidad de generación que no percibe remuneración por PRPD, su remuneración dependerá del tiempo de duración del reemplazo, así:

Si el tiempo del reemplazo es mayor a una hora y menor a 24 horas, el pago por potencia a la planta o unidad de generación reemplazante, será por todo el día.

Si el tiempo del reemplazo es mayor a 24 horas, el pago por potencia a la planta o unidad de generación reemplazante, será por el tiempo de duración del reemplazo.

3 DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA A REMUNERAR

En los meses en los que la planta o unidad de generación estuviere indisponible total o parcialmente, se aplicará el menor valor entre la PRPD y la Potencia Media Puesta a Disposición.

3.1 Consideraciones para establecer la Disponibilidad de una Planta o Unidad de Generación, para su Remuneración

1. Si se encuentra generando como resultado de un despacho y/o redespacho.

2. Si no consta en el despacho y/o redespacho, pero se encuentra en condiciones normales para su operación.

3. Si se encuentra en mantenimiento programado dentro del periodo aprobado por el CENACE.

4. Si se declara disponible luego de culminado un mantenimiento.

5. Si la planta o unidad de generación ha operado normalmente durante por lo menos una hora. Caso contrario su disponibilidad será cero desde la hora de solicitud de ingreso, hasta la nueva declaración de disponibilidad y verificación de operación segura por el periodo indicado.

6. Si el CENACE solicitare la operación de una unidad que se encuentra disponible y ésta tarda para sincronizar un tiempo superior al tiempo de arranque declarado, el tiempo adicional empleado se considerará como tiempo de indisponibilidad de la unidad.

De no existir la declaración formal del agente, el tiempo de arranque será asumido por el CENACE, con base a la mejor información disponible.

Se considerará como Potencia Disponible al menor valor entre la Potencia Efectiva declarada por el Agente y la Potencia Efectiva verificada por el CENACE mediante las pruebas de Verificación de Parámetros o la disponibilidad de potencia verificada en la Operación en Tiempo Real.

El Agente Generador, ante una restricción operativa, deberá declarar la nueva potencia efectiva , en caso de que esta se vea modificada, la misma que se considerará para la evaluación de la Potencia Media Puesta a Disposición, durante el período que dure la restricción.

3.2 Potencia Media Puesta a Disposición (PMPD)

La PMPD, será determinada diaria y mensualmente por el CENACE conforme a las siguientes especificaciones:

3.2.1 PMPD para Plantas Hidroeléctricas y Unidades de Vapor

La PMPD para las plantas hidroeléctricas y unidades de vapor será calculada diaria y mensualmente.

La PMPD diaria será determinada como el promedio aritmético de las potencias horarias disponibles en los bloques horarios de demanda media y de punta.

La PMPD mensual será determinada como el promedio aritmético de las PMPDdiarias.

3.2.2 Unidades Térmicas Excepto Unidades de Vapor

La PMPD de las Unidades Térmicas excepto las unidades de Vapor será determinada diaria y mensualmente por el CENACE como el promedio aritmético de las Potencias Horarias Disponibles en los bloques horarios de demanda base, media y punta.

Para el caso en el cual una unidad se encuentre en mantenimiento programado dentro del periodo aprobado por el CENACE y con las unidades que perciban pago por PRPD no se satisfaga la demanda total del sistema, la PMPD de la unidad que se encuentra en mantenimiento programado será igual a la diferencia entre su PRPD menos la máxima potencia despachada de la unidad o unidades reemplazante (s).

4 VERIFICACION DE LA DISPONIBILIDAD DE UNIDADES GENERADORAS Y AUDITORIA TECNICA.

Los costos de las pruebas de verificación de disponibilidad o de la Auditoría Técnica serán a cargo del Generador propietario de la unidad.

Los Agentes Generadores, en sujeción a lo contemplado en la Regulación CONELEC 008/99, podrán solicitar al CENACE la realización de Pruebas, que permitan garantizar su disponibilidad y parámetros declarados.

Todos los ingresos de las plantas o unidades de generación, relacionados con Pruebas, serán coordinados y aprobados por el CENACE.

4.1 VERIFICACIÓN DE DISPONIBILIDAD

Las pruebas de verificación de disponibilidad serán realizadas, en cualquier momento, por lo menos una vez cada tres meses.

Los generadores que no hayan sido despachados y se encuentren disponibles por un periodo superior a 15 días podrán prioritariamente estar sujetos a la realización de Pruebas de Verificación de Disponibilidad.

Los parámetros a verificar serán: la disponibilidad de potencia, potencia mínima, potencia efectiva, potencia máxima, tiempo de arranque y velocidad de toma de carga.

4.1.1 Tiempo de Arranque

Luego de que el CENACE solicite el arranque de la unidad, el Agente dispondrá de hasta el equivalente a dos veces el tiempo de arranque declarado, para sincronizar su unidad.

4.1.2 Tiempo Mínimo de Operación

El tiempo mínimo de permanencia de la unidad en operación normal, deberá ser por lo menos igual a tres veces el tiempo de arranque declarado por el agente y no menor a una hora.

4.1.3 Consideración de Prueba Fallida

En caso de que la unidad no pudiere ingresar al paralelo, o permanecer operando durante los tiempos señalados anteriormente, el Agente tendrá un plazo de 24 horas a partir de la solicitud de la prueba, para repetirla y cumplir con la misma.

Si la unidad ingresare antes de las 24 horas y permaneciere operando el tiempo señalado anteriormente, la prueba se considerará como **Prueba Exitosa**, caso contrario, como **Prueba Fallida**.

La unidad no percibirá remuneración por PRPD desde el primer intento fallido hasta cuando se consiga un resultado exitoso de la prueba. El CENACE determinará el reemplazo de esta unidad de acuerdo al numeral 2 de este procedimiento.

4.2 AUDITORÍA TÉCNICA

La Auditoría Técnica contemplará todas las Pruebas y Verificación de Parámetros constantes en los Procedimientos vigentes de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado.

Si se considerare necesario, el CENACE efectuará las pruebas de verificación en las instalaciones de los Agentes Generadores. Todas las pruebas que requieran efectuarse dentro de las instalaciones del Agente, serán informadas a éste con por lo menos cinco (5) días de anticipación o a través de la programación semanal, para efectos de la coordinación y preparación de las mismas. El CENACE y los Agentes designarán por separado al personal que verificará las pruebas.

El CENACE, solicitará la ejecución de una Auditoría Técnica para la verificación de parámetros técnicos, cada vez que considere que un Agente generador no esté cumpliendo con los parámetros declarados.

Si el Generador, luego de la prueba de verificación de los parámetros, no cumpliere con los parámetros declarados, deberá proponer un plan correctivo para recuperar el valor del parámetro. El CENACE modificará los parámetros técnicos del Generador a los valores verificados, de manera inmediata.

Posteriormente el Agente podrá declarar al CENACE que ha recuperado el valor del parámetro original o los parámetros actualizados, con la correspondiente justificación de las tareas llevadas a cabo para lograr el cambio. El CENACE verificará estos parámetros en la próxima prueba. Los parámetros serán corregidos sólo si se verifican los mismos, sea durante las pruebas verificadas por el CENACE o por aquellas que solicitare el Agente.

5. LIQUIDACION DE LAS TRANSACCIONES DE POTENCIA RELATIVAS A PRPD

5.1 Consideraciones para el Proceso de Liquidación de la PRPD

- Se establece, para efectos de liquidaciones económicas, que los "Reemplazos" sujetos a remuneración económica son los realizados por aquellos generadores que no tienen asignada PRPD.

- Las pruebas de verificación de disponibilidad de las unidades generadoras se ejecutarán, por lo menos una vez cada tres meses.

- Para establecer los cargos por Potencia Remunerable a los Distribuidores y Grandes Consumidores, se aplicará la metodología definida en el Artículo 26 del Reglamento de Funcionamiento del MEM, basada en el Cargo Equivalente de Energía (CEP). Por lo que bajo esta metodología, cualquier sobrante o faltante producto de las liquidaciones económicas a generadores por PRPD serían directamente acreditados o debitados a los Distribuidores.

- Se considera tres casos para efectos de liquidación de potencia remunerable, 1) Para plantas hidroeléctricas y unidades turbo-vapor, 2) Unidades termoeléctricas excepto las turbo-vapor y 3) Para las unidades reemplazantes, en los casos descritos en la Regulación CONELEC No. 001/00.

- Si en el proceso de cálculo de la PRPD, a la última unidad generadora a la cual se le asignare un valor de PRPD inferior a su potencia efectiva bruta equivalente para cubrir la demanda máxima más la reserva de generación correspondiente, esta unidad podrá participar como reemplazante, en los casos descritos en este procedimiento, con el valor de potencia, resultado de la diferencia, entre su potencia efectiva bruta equivalente y la PRPD asignada.

5.2 Liquidación de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición (PRPD) a Planta Hidroeléctricas y Unidades Turbo-Vapor

Sobre la base de lo que establece la Regulación No. CONELEC 001/00 y el Artículo 25 del Reglamento de Funcionamiento de Mercado, se define el procedimiento para la liquidación económica a los generadores asignados con PRPD.

Para el caso de plantas hidroeléctricas y unidades turbo-vapor asignados PRPD, su remuneración se calculará, en función de la potencia media puesta a disposición (PMPD) y su potencia remunerable (PRPD). Por lo tanto, la liquidación de estas se la efectuará mensualmente de la siguiente forma:

$$REMPRPDi = Pp\$ * mín(PRPDi , PMPDi)$$

Además,

$$PMPDi = Promedio(PMPDi_{diarias})$$

Y

$$PMPDi_{diarias} = Promedio(PDIS_i)$$

Donde:

REMPRPDi = Remuneración por PRPD de la planta hidroeléctrica o unidad turbo-vapor i.

Pp$ = Precio unitario de la potencia.

PRPDi = Potencia remunerable puesta a disposición de la planta hidroeléctrica o unidad turbo-vapor i

PMPDi = Potencia media puesta a disposición mensual de la planta hidroeléctrica o unidad turbo-vapor i.

$PMPDi_{diarias}$ = Potencia media puesta a disposición diaria la planta hidroeléctrica o unidad turbo-vapor i, definida para los casos descritos en el numeral 2.3.3 de este procedimiento.

$PDIS_i$ = Potencia disponible por de la planta hidroeléctrica o unidad turbo-vapor i en los bloques horarios de demanda media y punta.

Para el caso en el cual una unidad se encuentre en mantenimiento programado dentro del periodo aprobado por el CENACE y con las unidades que perciban pago por PRPD no se satisfaga la demanda total del sistema, la PMPD de la unidad que se encuentra en mantenimiento programado será igual a la diferencia entre su PRPD menos la máxima potencia despachada de la unidad reemplazante.

5.3 Liquidación de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición (PRPD) a Unidades Termoeléctricas Excepto Turbo-Vapor

Para el caso de las restantes unidades termoeléctricas que tienen asignada PRPD, diariamente el CENACE establecerá la Potencia Media Puesta a Disposición (PMPD) considerando los aspectos señalados en el numeral 2.3.4 de este procedimiento.

La liquidación económica se establecerá de la siguiente forma:

$$REMPRPDi = Pp\$ * mín(PRPDi , PMPDi)$$

Además,

$$PMPDi = Promedio(PMPDi_{diarias})$$

Y

$$PMPDi_{diarias} = Promedio(PDISi_{ihoraria})$$

Donde:

REMPRPDi = Remuneración mensual por potencia remunerable puesta a disposición de la unidad termoeléctrica i.

Pp$ = Precio unitario de la potencia.

PRPDi = Potencia remunerable puesta a disposición de la unidad termoeléctrica i.

PMPDi = Potencia media puesta a disposición mensual de la unidad termoeléctrica i.

PMPDidiarias = Potencia media puesta a disposición de la unidad termoeléctrica i, definida para los casos descritos en el numeral 2.3.4 de este procedimiento.

PDISihorarias = Potencia disponible horaria de la unidad termoeléctrica i en los bloques horarios de demanda base, media y punta.

5.4 Liquidación a Generadores Reemplazantes por PRPD

5.4.1 Liquidación a Generadores Reemplazantes cuando existe generadores Indisponibles por Mantenimientos Programados.

a) Si se cubre la demanda con generadores remunerados por PRPD

Para cada generador i que cumple con el tiempo aprobado por el CENACE para efectuar el mantenimiento, su remuneración se la realiza de conformidad a lo establecido en los literales 3.2 y 3.3 de este procedimiento.

En el caso de que el mantenimiento programado realizado por el generador i exceda el plazo señalado por el CENACE el (los) generador(es) reemplazante(s), de haberlo(s), percibirán, por el tiempo de exceso en la realización de dicho mantenimiento, su remuneración de la siguientes forma:

$$REMPr = Pp\$ * mín(PRPDi , PDESr) * máx(Te_i , 24) / \#\ h\ mes$$

Donde:

REMPr = Remuneración por potencia a generadores reemplazantes

PRPDi = Potencia remunerable puesta a disposición del generador i en mantenimiento programado y que es reemplazado.

PDESr = Mayor potencia despachada a los generadores reemplazantes.

Tei = Tiempo excedente en el mantenimiento programado del generador i.

b) Para cuando no se cubre la demanda con generadores remunerados por PRPD

En el caso de no cubrirse la demanda, las unidades adicionales que ingresen como reemplazantes percibirán la remuneración por PRPD de acuerdo a su mayor potencia despachada, teniendo como límite la potencia remunerable del generador que se encuentra en mantenimiento programado.

$$REMPr = Pp\$ * mín(PRPDi , PDESr) * máx(Tnd , 24) / \#\ h\ mes$$

Donde:

REMPr = Remuneración por potencia a generadores reemplazantes.

PDESr = Potencia despachada al (los) generador(es) reemplazante(s).

Tnd = Tiempo en el cual no se cubre la demanda

5.4.2 Liquidación a Generadores por PRPD cuando tienen Salidas Forzadas, Mantenimientos Emergentes, Fuerza mayor o Caso Fortuito.

En el caso de indisponibilidad total o parcial de generadores por salidas forzadas o por mantenimientos emergentes, o por fuerza mayor o caso fortuito declarados por el Agente y validados por el CENACE, los reemplazos, de haberlos, serán remunerados de la siguiente manera:

a) Por Indisponibilidad Total

$$REMPr = Pp\$ * mín(PRPDi, PDESr) * máx(Tf_i , 24) / \#\ h\ mes$$

Donde:

PRPDi = Potencia remunerable puesta a disposición del generador i indisponible.

Tf_i = Tiempo de la indisponibilidad del generador i.

b) Por indisponibilidad Parcial

$$REMPr = Pp\$ * mín\{máx[(PRPDi - PMPDi) , 0] , PDESr\} * máx(Tp_i , 24) / \#\ h\ mes$$

Donde:

PRPDi = Potencia remunerable puesta a disposición del generador i indisponible.

PMPDi = Potencia media puesta a disposición del generador i indisponible.

Tpi = Tiempo de indisponibilidad parcial del generador i.

5.5 Liquidación de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición (PRPD) en la Verificación de la Disponibilidad de Generadores.

Una vez que el CENACE realice las pruebas para la verificación de la disponibilidad de unidades generadoras asignadas PRPD, se establecerá lo siguiente:

- Si la prueba de verificación de Disponibilidad de Potencia no fue considerada como **Prueba Fallida**, la remuneración por PRPD al Generador no se verá afectada.

- Si la prueba de verificación de Disponibilidad de Potencia fue considerada como **Prueba Fallida**, el descuento a la remuneración por PRPD del generador se lo hará desde la fecha de la última operación o verificación, lo que suceda más tarde, hasta la fecha en que se produjo la prueba fallida. El descuento por no pasar la prueba de verificación en ningún caso podrá ser mayor a la remuneración por PRPD correspondiente a tres meses. El Agente podrá volver a percibir esta remuneración cuando la unidad concluya satisfactoriamente la siguiente prueba de verificación.

$$DESPRPDi = Pp\$ * PRPDi * [mín(Tv_i , 3 \text{ meses})/ \# \text{ h mes}]$$

Donde:

DESPRPDi = Descuento a la potencia remunerable del generador i por prueba fallida.

Tv_i: Tiempo comprendido entre la fecha de la última operación o verificación, lo que suceda más tarde, hasta la fecha en que se produjo la prueba fallida

El Generador recibirá por la energía bruta producida durante el periodo de prueba, el costo marginal en la barra de mercado multiplicado por el factor de nodo de su barra.

REGULACION No. CONELEC – 002/00

RESTRICCIONES E INFLEXIBILIDADES OPERATIVAS

EL DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD

CONELEC

Considerando:

Que, el tercer inciso del Artículo 20, del Reglamento de Funcionamiento del MEM, determina que el CONELEC establecerá las regulaciones pertinentes referentes a las inflexibilidades operativas.

Que, la Disposición Transitoria Tercera del Reglamento de Funcionamiento del MEM, con el propósito de permitir mejorar las condiciones operativas de las plantas, otorgó un plazo de doce meses para la aplicación de los sobrecostos producidos por inflexibilidades operativas, en los términos señalados en el tercer inciso del artículo 20 de dicho Reglamento, contados a partir de su promulgación, plazo que venció el 23 de febrero de 2000.

Que, el literal c) del Artículo 8 del Reglamento de Despacho y Operación establece que en el Despacho Económico se considerarán, entre otros aspectos, las restricciones técnicas que se impongan sobre todo el sistema o una parte de él, incluyendo la generación obligada por criterios de calidad de servicio, seguridad eléctrica o por inflexibilidades en la operación.

En ejercicio de las facultades otorgadas por los literales a) y e) del Artículo 13 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico:

RESUELVE:

Expedir la presente Regulación por la cual se establecen los criterios y procedimientos para calificar y asignar los sobrecostos de generación que se produzcan por restricciones técnicas e inflexibilidades operativas.

1. OBJETIVO Y ALCANCE

Determinar y asignar los sobrecostos de generación que se produzcan al efectuar el despacho económico de mediano y corto plazo, observando los índices de calidad de servicio, confiabilidad y seguridad del SNI establecidos en las Regulaciones vigentes; despachos en los que se precisan seleccionar unidades de generación e importaciones (interconexiones internacionales), que por sus características técnicas deben permanecer en operación durante períodos en los cuales su costo variable de producción es superior al costo marginal en la barra de mercado.

Esta generación, incluida las importaciones, será calificada, en operación normal, como: obligatoria, forzada, inflexible o no solicitada, dependiendo de las condiciones bajo las cuales ingresan a la operación y cuyas definiciones se establecen a continuación.

2. DEFINICIONES

2.1 Generación Obligatoria

2.1.1 Por confiabilidad y seguridad del Sistema Nacional Interconectado – SNI.

Corresponde a la generación e importación despachadas exclusivamente para atender la demanda, con niveles de confiabilidad y seguridad integral o de una área del SNI, acorde con las Regulaciones y Procedimientos vigentes, independientemente de las restricciones de la red.

2.1.2 Por cobertura de demanda

Corresponde a la generación e importación seleccionadas en la programación de mediano o corto plazo para cubrir la demanda del Sistema, que no pueden ser retirada de operación, debido a que por sus características operativas deben cumplir un tiempo mínimo de operación o un tiempo mínimo de parada, independientemente de las restricciones de la red.

2.2 Generación Forzada

2.2.1 Por restricción de la red

Es la generación e importación que, debido a limitaciones en la red del Transmisor o la de un Agente del MEM, deben ser consideradas en el despacho económico con restricciones. Estas restricciones corresponden a limitaciones operativas declaradas por el Transmisor o el Agente referidas a su topología existente o a aquella comprometida a ser corregida dentro de un plazo aprobado por el CONELEC.

2.2.2 Por calidad de servicio local

Es la generación e importación que deben ser ingresadas en el despacho económico con restricciones, para cumplir localmente con los niveles de calidad establecidos.

2.3 Generación inflexible

Se considera cuando, por causa del Generador o Importador, se presentan potencias adicionales sobre las potencias despachadas de una unidad de generación o importación, dentro de los límites operativos declarados por el

Agente y aceptados por el CENACE en cumplimiento del Artículo 54 del Reglamento Sustitutivo del Reglamento General de la Ley - RSRG.

2.4 Generación no solicitada

Corresponde a la generación ingresada al Sistema, por causa del Generador, sin autorización del CENACE, o cuya salida sea posterior a lo dispuesto por el CENACE, considerando los tiempos de arranque y parada declarados por el Agente y aceptados por el CENACE en cumplimiento del Artículo 54 del RSRG.

Con el propósito de calificar una generación como no solicitada, el CENACE determinará los rangos de tolerancia a considerarse a los tiempos de arranque-parada, declarados por los Agentes del MEM y aceptados por el CENACE.

3. COBERTURA DE LOS SOBRECOSTOS

3.1 Generación obligatoria

Esta generación se remunera al Costo Variable de Producción, considerando la energía bruta producida.

En los períodos en que los costos variables de esta generación sean superiores al precio del mercado, los sobrecostos serán cubiertos por los Agentes beneficiados del SNI o del área correspondiente, en forma proporcional a la energía que retiren del Mercado.

3.2 Generación Forzada

Esta generación se remunera al Costo variable de producción, considerando la energía bruta producida.

En los períodos en que permanezcan en operación las unidades o importaciones despachadas por restricciones en la red, o por requerimientos de calidad de servicio local, considerando los tiempos mínimos de operación de las mismas, los sobrecostos serán cubiertos por los Agentes causantes de la restricción. Los tiempos mínimos de operación serán aquellos declarados por el Agente y aceptados por el CENACE observando lo dispuesto en el Artículo 54 del RSRG.

3.3 Generación Inflexible

Si por cualquier causa, imputable al Generador o Importador, éstos operen sobre su potencia despachada, la energía neta adicional será reconocida al precio del Mercado.

3.4 Generación no solicitada

La energía producida por esta causa no será remunerada al Agente respectivo.

Esta energía, a precio de mercado, será asignada en forma proporcional a los Generadores participantes en la Regulación Secundaria de Frecuencia.

DISPOSICION FINAL

La liquidación que corresponda, en aplicación de la presente Regulación, se efectuará a partir del día siguiente de la fecha en que terminó la vigencia de la Disposición Transitoria Tercera del Reglamento para el Funcionamiento del MEM.

Certifico que esta Regulación fue aprobada por el Directorio del CONELEC, mediante Resolución No. 068/00, en sesión de 17 de abril de 2000.

Lcdo. Carlos Calero Merizalde
Secretario General del CONELEC

REGULACION No. CONELEC – 003/00

DECLARACION DE COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION

EL DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD

Considerando:

Que, el artículo 8 literal b) del Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado, establece que el CENACE calculará el despacho económico horario para lo cual considerará, entre otros aspectos, los costos variables de las unidades de generación.

Que, el artículo 14 del Reglamento antes citado, establece la obligación por parte de los generadores de proporcionar en forma veraz y oportuna la información que el CENACE les solicite para efectuar la planificación operativa, el despacho central y la operación integrada del Sistema Eléctrico.

Que, el artículo 13 literal a) del Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista establece que el costo de generación, en operación normal, estará determinado por el Costo Variable de Producción de la unidad marginal, para el caso de plantas térmicas e hidráulicas de pasada.

Que, es necesario regular la metodología para el cálculo y la declaración de los Costos Variables de Producción, por parte de los generadores.

En ejercicio de las facultades otorgadas por los literales a) y e) del artículo 13 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico:

RESUELVE:

1. Objetivo.

Establecer el procedimiento para definir y declarar los Costos Variables de Producción de las centrales de generación térmicas, hidráulicas de pasada e hidráulicas con capacidad de regulación inferior a la mensual, para que el CENACE determine el despacho económico de las unidades generadoras.

2. Costo Variable de Producción

Costo Variable de Producción es aquel necesario para operar y mantener la unidad o planta generadora y que cambia en función de la energía producida.

3. Componentes del Costo Variable de Producción

Los componentes del Costo Variable de Producción son:

- Combustibles.
- Transporte de combustible
- Lubricantes, productos químicos y otros insumos para operación
- Agua potable
- Energía eléctrica para servicios auxiliares
- Mantenimientos programados (preventivos y correctivos), durante un ciclo operativo, que consideran el valor de los repuestos y otros insumos a utilizarse, así como la mano de obra adicional para la ejecución de dichos mantenimientos.
- Costos variables de Operación y mantenimiento de los equipos e instalaciones usados para el control y mitigación de impacto ambiental.

No se considerarán aquellos costos correspondientes a mantenimientos destinados a repotenciar las unidades o a prolongar la vida útil original de las unidades generadoras. Los costos variables de mantenimiento serán detallados en el instructivo correspondiente que distribuirá el CENACE según lo señala el numeral 7 de la presente Regulación.

4. Plazos para la declaración.

Hasta la fecha límite, indicada en el instructivo del CENACE, el Generador deberá declarar mensualmente al CENACE los Costos Variables de Producción de las unidades generadoras a ser considerados en el mes siguiente para el Despacho Económico, incluyendo las bases de cálculo de cada uno de los componentes.

En el caso que el generador no declarare sus Costos Variables de Producción, el CENACE efectuará las siguientes acciones correctivas:

a) La primera vez que el Generador no declare, se tomará el promedio de los valores declarados en los seis últimos meses.
b) La segunda ocasión y siguientes que no declare, el CENACE efectuará la Auditoría Técnica correspondiente para determinar los Costos Variables de Producción. Los costos de la Auditoría serán cubiertos por el Generador propietario.

5. Cálculo de los componentes de los Costos Variables de Producción

Para el cálculo de los componentes de los Costos Variables de Producción se define:

- **GB Generación bruta** estimada para un ciclo operativo; esto es, para un período entre dos mantenimientos mayores. Para efectos de determinar la producción se tomará la potencia efectiva actual. La Potencia efectiva no incluirá el valor con el que cada generador debe participar en la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF).

  El ciclo operativo para cada tipo de unidad será declarado por el Agente, justificando el período y mantenimientos a efectuarse con información del fabricante, suministrador o experiencia operativa.

a) Costos de combustible (CC) en US$ / kWh.

$$CC = \frac{PC}{RC}$$

donde:

PC= Precio promedio de venta del combustible al generador, incluyendo tasas e impuestos, en dólares por galón, correspondiente al período señalado en el numeral 2.3 de la Regulación 002/99.
RC= Rendimiento actual de la unidad, sobre el consumo de combustible referido a la generación bruta (kWh/galón), declarado por el Agente.

Si la unidad usa dos tipos de combustible, se consignarán los costos indicando las restricciones técnicas y condiciones operativas para el uso de cada tipo de combustible.

b) Costos de transporte de combustible (CTC) en US$ / kWh.

$$CTC = \frac{PGT}{RC}$$

donde:

PGT= Precio del transporte por galón (US$ / galón)
RC= Rendimiento de la unidad, sobre el consumo de combustible referido a la generación bruta (kWh/galón), declarado por el Agente.

c) Costos de lubricantes, productos químicos y otros insumos (CLYO)en US$ / kWh.

$$CLYO = \frac{\sum (PUi \times MCi)}{GB}$$

donde:

PUi= Precio unitario del insumo "i" para el mes de la declaración.
MCi= Consumo del insumo "i" durante el ciclo operativo
GB= Generación bruta estimada durante el ciclo operativo (kWh).

d) Costo del agua potable (CAP) en US$/ kWh.

$$CAP = \frac{PA \times CAA}{GB}$$

donde:

PA= Precio del agua potable (US$/ m3) para el mes de la declaración
CAA= Consumo de agua potable (m3) durante el ciclo operativo
GB= Generación bruta estimada durante el ciclo operativo (kWh).

f) Costos de Mantenimiento (CM) en US$/ kWh.

$$CM = \frac{(RPTM + OIM + MOAM)}{GB}$$

donde:

RPTM = Valor de los repuestos para mantenimientos programados durante el ciclo operativo.
OIM= Valor de otros insumos para mantenimientos programados durante el ciclo operativo.
MOAM= Valor de la mano de obra adicional a ser contratada para los mantenimientos programados.
GB= Generación bruta estimada durante el ciclo operativo (kWh)

g) Los costos variables de operación y mantenimiento de los equipos e instalaciones destinados al control y mitigación del impacto ambiental (CVIAM), durante el ciclo operativo, en US$/kWh.

h) Costo de Energía Eléctrica para servicios auxiliares (CEE) en US$/kWh.

$$CEE = \frac{(CC + CTC + CLYO + CAP + CM + CVIAM)}{(1 - CAX/GB)} \times \frac{CAX}{GB}$$

donde:

CAX= Consumo de energía exclusivamente para servicios auxiliares de la unidad, durante el ciclo operativo, en kWh.
GB = Generación bruta estimada durante el ciclo operativo (kWh)

i) Los Costos Variables de Producción (CVP), en US$/kWh, serán iguales a la suma de los costos señalados en los literales anteriores, esto es:

$$\mathbf{CVP = CC+CTC+CLYO+CAP+ CM+CVIAM+CEE}$$

6. Verificación de la información y auditoría

El CENACE verificará la información que, sobre los Costos Variables de Producción, declaren los Generadores y mantendrá informado al CONELEC sobre los resultados de dichas verificaciones.

El CONELEC se reserva el derecho de efectuar auditorías de los valores declarados por los Generadores en cualquier momento, o cuando lo solicite, justificadamente, un agente del Mercado Eléctrico Mayorista.

Los costos de las pruebas de verificación o de las Auditorías Técnicas serán a cargo del propietario de la unidad cuando lo solicite el CENACE o el CONELEC. En el caso que otro Agente solicite la Verificación o Auditoría y los resultados de las mismas estén dentro de los valores declarados por el Agente auditado, los gastos de las pruebas correrán a cargo del Agente solicitante; caso contrario, correrán a cargo del Agente auditado. En cualquier caso, al Agente propietario de la unidad sometida a verificación se le remunerará, por la energía producida, con el costo marginal del mercado, durante el período de prueba.

7. Aplicación de la Regulación por parte del CENACE

El CENACE elaborará los formularios y procedimientos de aplicación de la presente regulación, para el conocimiento y aplicación de los Agentes.

DISPOSICION TRANSITORIA PRIMERA

Con relación a los precios de los combustibles indicados en el numeral cinco literal a), se estará a lo establecido en la Regulación 002/99, numeral 2.3, y mientras se encuentre vigente dicha Regulación y sus reformas.

DISPOSICION TRANSITORIA SEGUNDA

Los costos variables correspondientes al control y mitigación del impacto ambiental se los incluirá una vez que esté emitido el correspondiente Reglamento Ambiental para Actividades Eléctricas.

La presente Regulación entrará en vigencia a partir del mes de julio de 2000.

Certifico que esta Regulación fue aprobada por el Directorio del CONELEC, mediante Resolución No. 0094/00, en sesión de 4 de julio de 2000 y sustituye a la Regulación 005/99 que fuera aprobada con Resolución No.129/99 de 29 de julio de 1999.

Lcdo. Carlos Calero Merizalde
Secretario General del CONELEC

REGULACION No. CONELEC – 004/00

DECLARACION DE COSTOS DE ARRANQUE–PARADA DE UNIDADES TURBO–VAPOR

EL DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD

Considerando:

Que, en el artículo 18 del Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista, se establece que se reconocerá el costo de arranque – parada de las unidades turbo – vapor, de acuerdo al valor declarado por el generador para un arranque en frío.

Que, el artículo 20 del mismo Reglamento, establece que se reconocerá el costo de arranque – parada de las unidades de turbo – vapor, cuando por condiciones operativas del sistema se requiera parar estas unidades.

Que, es necesario regular la metodología para el cálculo y la declaración del costo de arranque – parada de las unidades turbo - vapor

En ejercicio de las facultades otorgadas por los literales a) y e) del artículo 13 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico:

RESUELVE:

1. Objetivo.

Establecer el procedimiento para la declaración de los costos de arranque – parada de las unidades turbo – vapor, para ser remuneradas en el caso en que, por condiciones operativas del sistema, se requiera parar estas unidades.

2. Costo de Arranque - Parada.

El costo de arranque – parada de una unidad turbo – vapor, es aquel en el cual se incurre para poner en operación y ubicar en línea la unidad, luego de que la misma ha permanecido parada, a solicitud del CENACE por más de 48 horas, es decir para un arranque en frío.

En el caso de que la unidad sea puesta en línea antes de las 48 horas, se considerará como un arranque en caliente y no será objeto de remuneración.

3. Metodología para definir el costo de arranque–parada.

La metodología definitiva será establecida luego de un estudio que realicen los Agentes involucrados con el CENACE. Hasta que los resultados de ese estudio sean aprobados por el CONELEC, se procederá con la metodología que se indica a continuación.

3.1. Fórmula a aplicarse

$$CAP = \frac{A * FRC * I * C}{8760}$$

donde:

CAP= Costos de Arranque- Parada.
A = Porcentaje de la inversión total del equipo que se envejece o afecta por el proceso de arranque y parada.
FRC = Factor de recuperación del capital.
I = Inversión total actualizada en dólares americanos (US $).
C = Tiempo en horas de funcionamiento equivalente al arranque-parada (horas) para una parada mayor de 48 horas.

El Factor de Recuperación de Capital (FRC) se calcula con la siguiente expresión:

$$FRC = \frac{i * (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

donde:

n = vida útil media en años.
i = tasa de descuento.

Los costos de arranque – parada, calculados con la fórmula indicada, se expresarán en dólares.

3.2 Parámetros a utilizarse

Para aplicar la fórmula señalada en el numeral 3.1, y hasta que se cumpla lo señalado en el primer inciso del numeral 3, se aplicarán lo siguientes parámetros para centrales turbo-vapor que operan en el Sistema Nacional Interconectado.

n = 30 años ***i*** = tasa de descuento fijada en el Pliego tarifario vigente
A = 0.25 ***C =*** Ver detalle

El factor C se determina de acuerdo a la duración de la parada, es decir al tiempo transcurrido desde que se produjo la salida de servicio del Generador a pedido del CENACE, hasta el momento en que este organismo solicitó su retorno al Sistema.

Los valores de **C** que se indican, incluyen la incidencia de otros componentes involucrados en el proceso de arranque tales como combustible, energía eléctrica, agua, productos químicos, etcétera. Estos valores son:

- **C** = 40 horas para una parada mayor de 48 horas y hasta de 360 horas.
- **C** = 45 horas para una parada mayor de 360 horas y hasta de 720 horas.
- **C** = 50 horas para una parada mayor de 720 horas.

4. Fecha y plazos para la declaración.

El Generador efectuará su declaración del costo de arranque – parada hasta el 30 de octubre de cada año. Los costos entrarán en vigencia para los siguientes doce meses; esto es, para el período noviembre-octubre.

5. Verificación de la información y auditoría

El CENACE verificará la información que, sobre los Costos de Arranque-Parada declaren los Generadores y mantendrá informado al CONELEC sobre los resultados de dichas verificaciones.

El CONELEC se reserva el derecho de efectuar auditorías de los valores declarados por los Generadores en cualquier momento, o cuando lo solicite, justificadamente, un agente del Mercado Eléctrico Mayorista.

La presente Regulación tendrá vigencia a partir del mes de Julio de 2000.

Certifico que esta Regulación fue aprobada por el Directorio del CONELEC, mediante Resolución No.0095/00, en sesión de 4 de julio de 2000 y sustituye a la Regulación No. CONELEC 006/99 que fuera aprobada con Resolución No.0130/99 de 29 de julio de 1999.

Lcdo. Carlos Calero Merizalde
Secretario General del CONELEC

REGULACION No. CONELEC – 005/00

TRANSACCIONES DE POTENCIA REACTIVA EN EL MEM

EL DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD

Considerando :

Que, por disposición de los literales a) y e) del Art. 13 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, el CONELEC tiene como facultad regular el sector eléctrico, mediante la emisión de regulaciones a las que deben sujetarse los generadores, transmisor, distribuidores, el CENACE y clientes del sector eléctrico en las materias señaladas en la citada Ley.

Que, el Artículo 28 del Reglamento para el Funcionamiento del MEM, establece que todos los Agentes del MEM son responsables por el control de flujo de potencia reactiva en sus puntos de intercambio con el MEM, en función de las Regulaciones que emita CONELEC sobre la materia y, además, establece que el CENACE verificará el cumplimiento de la calidad del servicio, en base al equipamiento para suministrar potencia reactiva declarado por los generadores, transmisor, distribuidores y grandes consumidores.

Que, el último inciso del Art. 1 del Reglamento ya referido, permite que las disposiciones de tal instrumento puedan ser complementadas con los procedimientos del MEM, establecidos a través de las regulaciones que dicte el CONELEC.

RESUELVE :

1. OBJETIVO

Establecer los procedimientos para el cumplimiento de las normas de calidad sobre el Control de Voltaje y Potencia Reactiva, por parte de los agentes del MEM en condiciones normales y en emergencia.

2. RESPONSABILIDADES DE LOS AGENTES DEL M.E.M.

Es responsabilidad de los Agentes:

2.1 Generadores

- Enviar al CENACE la Curva P-Q o Curva de Capabilidad actualizada, con indicación de las zonas seguras de operación en estado estable, de cada una de sus unidades y, de ser el caso, incluir las restricciones que impidan su máximo aprovechamiento.

- Entregar reactivos hasta el 95% del límite de potencia reactiva (inductiva o capacitiva), en cualquier punto de operación que esté dentro de las características técnicas de las máquinas, de acuerdo a lo solicitado por el CENACE.
- En forma temporal, cuando así lo solicite el CENACE, entregar el 100% de la capacidad de generación de reactivos, establecida en las curvas P-Q de sus unidades, en períodos de hasta 30 minutos, con intervalos que permitan mantener las condiciones normales de operación de la unidad.
- Ubicar el tap del transformador de elevación en la posición que lo solicite el CENACE, con la finalidad de aprovechar al máximo la producción de potencia reactiva.
- Efectuar los ajustes en los taps de los transformadores de servicios auxiliares para poder operar dentro de su curva de capabilidad.
- Informar si sus generadores pueden operar como compensadores síncronos; y, en caso contrario, la potencia activa mínima (kW) con la que pueden operar en forma continua, con la finalidad exclusiva de suministrar reactivos al sistema incluyendo en la información los costos variables de producción correspondientes a este tipo de operación.

2.2 Transmisor

- Declarar al CENACE los equipos para control de voltaje y suministro de potencia reactiva que pone a disposición del MEM. En el listado especificará: ubicación, nivel de voltaje de instalación, tipo de equipamiento, magnitud de potencia reactiva, restricciones o forma de operación.
- Mantener los niveles de voltaje, en las barras de sus subestaciones, con variaciones no mayores a los límites establecidos por el CONELEC sobre la base de los estudios presentados por el CENACE. Los estudios lo efectuarán conjuntamente el CENACE y el TRANSMISOR tomando como referencia el Plan de Expansión del Transmisor y el Plan de Operación del MEM. Como uno de los resultados de dichos estudios, se obtendrá el listado de nodos del S.N.I. y períodos donde no pueda cumplir con el control de voltaje y potencia reactiva.
- Ubicar los taps de los transformadores de reducción en la posición que lo solicite el CENACE, con la finalidad de aprovechar al máximo la producción de potencia reactiva.
- Corregir o levantar las restricciones en los nodos en donde no se pueda cumplir con el control de voltaje dentro de los plazos establecidos en los estudios.

2.3 Distribuidores y Grandes Consumidores.

- Los Distribuidores y Grandes Consumidores deben comprometer en cada uno de sus nodos (barras) de interconexión con el transportista u otros agentes del MEM un factor de potencia, que será determinado por el CONELEC sobre la base de un estudio conjunto CENACE-Distribuidor y tomando como referencia el Plan de Expansión presentado como respaldo al cálculo del VAD. Los valores límites del factor de potencia serán calculados para demanda: mínima, media y máxima. El factor de potencia se lo determinará sin tomar en cuenta el efecto de cualquier generación insertada en la red del Distribuidor.
- La información que deben entregar al CENACE es:
  - Factor de Potencia en horas de demanda mínima, media y punta, en los nodos de interconexión

  - Puntos de interconexión donde no pueda cumplir con el factor de potencia requerido y su causa, como resultado de los estudios arriba mencionados.
  - Equipo para control de voltaje y suministro de potencia reactiva que dispongan y con los cuales puedan cumplir con el factor de potencia comprometido en los nodos de interconexión.
- Corregir o levantar las restricciones en los nodos en donde no se pueda cumplir con el control de voltaje dentro de los plazos establecidos en los estudios.

El CENACE utilizará la mejor información disponible hasta que los Generadores, Distribuidores, Grandes Consumidores y el Transmisor cumplan con suministrar lo señalado en este numeral. Toda la información entregada por los Agentes estará sujeta a verificación por parte del CENACE.

3. SUMINISTRO DE POTENCIA REACTIVA

El Agente del MEM deberá suministrar la potencia reactiva, cumpliendo con lo establecido en el numeral 2, con su propio equipamiento. En caso que dicho equipamiento fuera insuficiente, o estuviera indisponible, el CENACE determinará la operación de un equipamiento adicional disponible de otros Agentes para así cumplir con el control de voltaje requerido en el SNI.

Sin perjuicio de lo anotado en el párrafo anterior, el Agente que esté incumpliendo con lo señalado en el numeral 2, para corregir dicho incumplimiento, podrá contratar con otro Agente para sustituir su obligación de suministro de potencia reactiva.

El Agente que suministre potencia reactiva adicional, luego de cumplir con los parámetros de calidad obligatorios mencionados en el numeral 2, será remunerado por dicha producción de potencia reactiva, siempre y cuando dicha potencia reactiva adicional sea puesta a disposición del CENACE para su operación y control.

3.1 Magnitud de Potencia Reactiva Remunerable Disponible (PRR).

Considera la potencia reactiva, inductiva y capacitiva, puesta a disposición por cada Agente que posea un equipo exclusivo para el control de voltaje. Esta potencia reactiva será aquella que tenga disponible en exceso el Agente, una vez que haya cumplido con los parámetros o índices obligatorios de calidad. La magnitud a ser utilizada, de la potencia reactiva puesta a disposición por cada Agente, la determinará el CENACE, dentro de la Planificación Operativa y Despacho Económico, considerando criterios técnicos y económicos, tal como lo señalan respectivamente los Artículos 6 y 8 del Reglamento de Despacho y Operación. El equipamiento que considere el CENACE será aquel declarado por los generadores, transmisor, distribuidores y grandes consumidores cumpliendo lo dispuesto en el Artículo 28 del Reglamento para el Funcionamiento del MEM.

3.2 Costos de Producción de Reactivos

Los costos de producción de la potencia y energía reactivas se calcularán sobre la base de costos fijos y costos variables declarados por los Agentes propietarios.

3.2.1 Costos fijos

Precio Unitario de la Potencia Reactiva:

El precio unitario de la potencia reactiva será declarado por el Agente propietario y corresponderá al costo unitario mensual del capital y los costos fijos de operación y mantenimiento únicamente de los equipos que funcionan para producir potencia reactiva, se incluirá también la parte proporcional de equipos auxiliares que se utilicen exclusivamente para este tipo de operación de producción de reactivos. Con este costo declarado se remunerará la potencia reactiva, podrá ser reajustado trimestralmente y estará sujeto a la verificación por parte del CENACE.

La fórmula a aplicarse:

$$\mathbf{PUPRRm = A * FRCm * \left(1 - \frac{PRa}{PEa}\right) * (PPI)} \qquad \text{(Ec. 1)}$$

donde :

PUPRRm	=	Precio Unitario de Potencia Reactiva Remunerable mensual (US $/kVAR-mes).
A	=	Porcentaje de la inversión total del equipamiento, considerando aquellos destinados exclusivamente para el control de voltaje.
FRCm	=	Factor de recuperación mensual del capital.
PRa	=	Potencia Remunerable activa Puesta a Disposición calculada por el CENACE sobre la base del Art. 16 del Reglamento para el funcionamiento del MEM y su Regulación conexa (MW).
PEa	=	Potencia Efectiva activa (MW).
PPI	=	Precio por kW instalado utilizado en el cálculo del precio unitario de potencia activa definido por el CONELEC de acuerdo con el Art. 18 del Reglamento para el Funcionamiento del MEM.

El Factor de Recuperación mensual del Capital (FRCm) se calcula con la siguiente expresión:

$$\mathbf{FRCm = \frac{FRC}{12}} \qquad \text{(Ec. 2)}$$

Donde FRC es el Factor de Recuperación anual de Capital que se calcula con la siguiente expresión:

$$\boxed{\mathbf{FRC = \frac{i * (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}}} \qquad \text{(Ec. 3)}$$

donde:
n = vida útil media en años.
i = tasa de descuento.

los parámetros ***n*** e ***i*** se establecen, de acuerdo al equipamiento:

	Compensadores Síncronos	Equipo estático (capacitores, reactores, SVC)
n	15 años	30 años
i	fijada por el CONELEC en el pliego tarifario vigente.	

La declaración de los costos fijos se la efectuará en dólares americanos

El CENACE calculará junto con la programación estacional los valores que por la Potencia Reactiva Remunerable Disponible, corresponden pagar a los generadores, transmisor, distribuidores y grandes consumidores. Dichos valores serán revisados en las actualizaciones trimestrales que efectúa el CENACE.

3.2.2 Costos Variables

Se entenderá por costo variable aquel que cambia en función del período de operación u horas de funcionamiento del compensador sincrónico o del equipo estático destinado exclusivamente para el control de voltaje.

a) Componentes del Costo Variable

Para el cálculo de los componentes de los costos variables se define:

GER, Generación reactiva, estimada para un ciclo operativo, basada en la estadística operativa o información del fabricante. El ciclo operativo se considera entre dos mantenimientos mayores. En el caso de los generadores, se tomará en cuenta la generación de reactivos solamente cuando opera como compensador síncrono.

En la determinación de los costos variables se tomarán en cuenta los siguientes rubros:

- Consumo de energía eléctrica activa **para la producción de reactivos** y para sistemas auxiliares relacionados a dicha producción.
- Lubricantes, químicos, agua y otros insumos para operación
- Mantenimientos programados (preventivos y correctivos), durante el ciclo operativo, que consideran valor de los repuestos y otros insumos a utilizarse así como la mano de obra adicional para la ejecución de dichos mantenimientos. Solo se considerarán los mantenimientos que sean necesarios debido al desgaste o deterioro de los equipos usados exclusivamente para la producción de potencia reactiva.
- Combustible utilizado en arranques de la unidad generadora para operar como compensador sincrónico.

b) Cálculo de los Costos Variables (US $/kVARh)

- **Costo de energía eléctrica consumida, CEEC, (US $/kVARh)**

$$CEEC = PEE * REA \qquad \text{(Ec. 4)}$$

donde :

PEE = Precio medio de la energía eléctrica (kWh) en el Mercado Ocasional en el mes de la liquidación, en dólares americanos/kWh

REA = Rendimiento del equipo, (kWh / kVARh), sobre la energía eléctrica activa consumida y referido a la producción de energía reactiva. Se calculará dividiendo la energía activa consumida para la energía reactiva anual generada (GER), durante el ciclo operativo, cuando opera como compensador sincrónico.

El precio medio de la energía eléctrica PEE será liquidado por el CENACE en el mes correspondiente. Por lo tanto, el Agente Generador únicamente consignará en su Declaración el rendimiento del equipo REA expresado en kWh/kVARh

- **Costos de Lubricantes, Químicos, Agua y Otros Insumos CLQYO (US $/kVARh)**

$$CLQYO = \frac{\sum_{i=1}^{n} (PUi * MCi)}{GER} \qquad \text{(Ec. 5)}$$

donde :

PU = Costo unitario de cada insumo "i"

MC = Magnitud de consumo mensual de cada insumo "i"

GER = Generación energía reactiva en el ciclo operativo (kVARh)

- **Costos de Mantenimiento, CM, (US $/kVARh)**

$$CM = \frac{RPTM + OIM + MOAM}{GER} \qquad \text{(Ec. 6)}$$

donde :

RPTM = Valor de los repuestos para mantenimientos programados en el ciclo operativo.

OIM = Valor de otros insumos para mantenimientos programados en el ciclo operativo.

MOAM = Mano de obra adicional contratada para los mantenimientos.

GER = Generación energía reactiva en el ciclo operativo (kVARh)

- Costo de Combustible, CC, (US/ kVARh)

  El costo de combustible consumido en los arranques de la unidad para operar como compensador síncrono, referido a la producción de energía reactiva, durante el ciclo operativo.

- Costo Variable, CV, (US $/ kVARh)

  El Costo Variable, de la energía reactiva en dólares americanos /kVARh, será igual a la suma de los diferentes costos señalados en los numerales anteriores, esto es:

$$CV = CEEC + CLQYO + CM + CC \qquad \text{(Ec. 7)}$$

3.3 Fecha y Plazo para la Declaración

El agente propietario de un equipo de producción de reactivos, compensador síncrono o equipo estático, efectuará su declaración de los Costos de Producción de Reactivos (costos fijos y costos variables) hasta el 30 de agosto de cada año. Los costos entrarán en vigencia para los siguientes doce meses; esto es, para el período octubre - septiembre. En cada mes del período de vigencia, ocho días antes de la finalización del mes, el propietario del compensador sincrónico o equipo estático deberá informar al CENACE si ratifica o reajusta los Costos Variables de Producción a ser considerados en el mes siguiente.

3.4 Verificación de la información

El CENACE verificará la información sobre los Costos de producción de reactivos declarados por los Agentes propietarios y mantendrá informado al CONELEC sobre los resultados de dichas verificaciones.

4. LIQUIDACION DE LOS INCUMPLIMIENTOS

4.1 Determinación del incumplimiento

El CENACE, dentro del Despacho diario, determinará la magnitud del incumplimiento de los agentes, en el control de voltaje y potencia reactiva, observando lo establecido en el numeral 2 de la presente Regulación y en los procedimientos de aplicación que para el efecto elaborará el CENACE.

4.2. Corrección del incumplimiento.

a) El CENACE determinará, del equipamiento de control de voltaje y producción de potencia reactiva declarado por los Agentes, cuáles pueden entrar para corregir el incumplimiento o faltante de potencia reactiva. El Agente propietario del equipo para control de voltaje, que entre a operar para eliminar la restricción, será remunerado de acuerdo a sus Costos de Producción de Reactivos declarado. En el caso de que el ingreso en operación sea inferior a 24 horas, se le reconocerá como remuneración mínima el equivalente a un

día. Los valores serán recaudados de los Agentes que hayan incurrido en el incumplimiento conforme lo determine el CENACE.

b) El Generador que deba entrar en servicio con una unidad generadora, que no sea compensador síncrono y que no estaba despachada, para controlar los niveles de voltaje, los sobrecostos de esta generación será considerada como forzada, y se liquidará de acuerdo a la Regulación sobre Restricciones e Inflexibilidades Operativas y a los Procedimientos del MEM vigentes.

c) Los cargos fijos que abonarán los Generadores, Transmisor, Distribuidores y Grandes Consumidores, cuando no se disponga de un equipamiento sustituto y no se pueda corregir el incumplimiento, serán valorados al mayor Costo de Producción de Reactivos declarado. Estos valores se acreditarán a los Agentes que fueren afectados por el incumplimiento en el control de voltaje.

d) En el caso que se precise cambiar el tap de un transformador de una subestación del Transmisor y por esta causa deba entrar generación durante el proceso de cambio, los sobrecostos de esta generación será considera como forzada, y se liquidará de acuerdo a la Regulación sobre Restricciones e Inflexibilidades Operativas y a los Procedimientos del MEM vigentes.

Dentro de la liquidación y facturación mensual que realice el CENACE se incluirán los valores correspondientes a las transacciones de potencia reactiva.

DISPOSICION TRANSITORIA

Unicamente para las barras o nodos del MEM donde no se pueda controlar el voltaje o el flujo de potencia reactiva con el equipamiento instalado y disponible en el SNI, el CONELEC fijará los valores límites temporales, sobre la base de los estudios mencionados en los numerales 2.2 y 2.3.

Estos valores estarán vigentes por un período máximo de doce meses, a partir de la fecha de emisión de la presente regulación, período en que los Agentes deberán adquirir el equipamiento necesario para mejorar el cumplimiento del control de voltaje.

Certifico que esta Regulación fue aprobada por el Directorio del CONELEC, mediante Resolución No. 0124/00, en sesión de 9 de agosto de 2000.

Lcdo. Carlos Calero Merizalde
Secretario General del CONELEC