

CONCEPTOS SOBRE EL MERCADO ELECTRICO

1.- Introducción

A principios de la presente década se realizó en la Argentina un profundo cambio en el sector eléctrico dentro del marco general de la reforma del estado, cuando se decidió pasar a un sistema más descentralizado y con mayor participación privada.

A partir de la ley 24.065, la resolución N° 38/91 de la Secretaría de Energía y otras resoluciones complementarias, se estableció un nuevo mercado, el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), para comercializar la electricidad entre generadores, distribuidores y grandes consumidores de energía. El MEM tiene ciertas similitudes con los mercados eléctricos del Reino Unido y Chile.

Este marco comercial intenta reflejar las tres características principales asociadas con la generación y suministro de electricidad en un sistema integrado:

- 1.- Resulta imposible rastrear la electricidad desde un generador individual hasta un usuario particular.
- 2.- Resulta imposible almacenar electricidad en escala industrial, por lo tanto es necesaria una constante armonización entre la oferta y la demanda de electricidad.
- 3.- Es más eficiente trabajar sobre una base integrada, desde un punto de vista del análisis de costos de todo el sistema.

2.- Breve historia de la Industria Eléctrica en Argentina

Antes de abordar el tema del Mercado Eléctrico actual, es conveniente realizar una mirada histórica sobre el crecimiento y cambio de la industria eléctrica Argentina.

En los últimos años del S.XIX la industria eléctrica del país estaba constituida por pequeñas unidades autogeneradoras encargadas de dar luz a hoteles, comercios, fábricas, puertos, y en unas pocas grandes empresas que eran a la vez generadoras y distribuidoras. Entre estas últimas se encontraban Gas and Electric Lighting Co. of Buenos Aires con su central Cuyo que contaba con un equipamiento instalado de 1400 kW en corriente continua y una red de distribución subterránea de 2 x 110 V; y River Plate Electric Light and Traction Co., que poseía su central San Juan de 1100 kW en corriente alterna y una red subterránea de 2x220 V.

En 1899, la Municipalidad otorgó a la empresa alemana CATE (Compañía Alemana Transatlántica de Electricidad) el permiso provisorio para generar y distribuir electricidad con una potencia de 4.800 kW mediante una red trifilar de 2 x 220 V en corriente continua. Asimismo, en otros municipios funcionaban varias empresas como la Compañía General de Electricidad de capitales franceses.

En el nuevo siglo comenzó un proceso de adquisiciones por parte de CATE hacia el resto de las empresas más pequeñas, y la consiguiente unificación de criterios ingenieriles de provisión. En 1905, CATE poseía instalados 25.000 kW. de potencia con tecnología alemana. Dos años después, la compañía adquirió una licencia definitiva por parte de la Municipalidad de Bs.As. para la prestación del servicio público de electricidad por el término de 50 años, que luego se extendió a los principales partidos de la Provincia de Buenos Aires.

En la medida que el desarrollo urbano iba en progreso, nuevas compañías eléctricas se fueron instalando en nuestro país a través de un proceso de fusiones y adquisiciones con la empresa

CATE, o directamente a través del ingreso de nuevos operadores como el caso, en 1921, de la Compañía Italo Argentina de Electricidad (CIADE). Al mismo tiempo, CATE fue cambiando, de acuerdo al origen de sus capitales, hacia la CHADE (capitales españoles) en 1921, y finalmente CADE (capitales franceses) y CEP (capitales ingleses) en 1936, luego de un proceso continuo de fusiones y adquisiciones entre las que participaron otras empresas, como el Grupo Herlitzka, Electric Bondand Share Co. y el Grupo ANSEC. Por su parte, en el interior del país los servicios públicos de electricidad estuvieron a cargo de empresas de origen norteamericano (EBASCO, American Foreign, Power Co.) y suizo, creándose el grupo de empresas denominadas Empresas Eléctricas Argentinas. Las mismas tenían zonas de concesión bien definidas, conocidas como el grupo ANSEC y SUDAM.

Estas fueron las empresas precursoras de capital privado que se desarrollaron durante los comienzos del siglo actual y tuvieron actividad hasta fines de los años '50 y aún más, como en el caso de CIADE que lo hizo hasta el año 1979. Dentro del marco general de nacionalización de las empresas de servicios públicos, en la década del '40 comienza el proceso estatizador de las eléctricas, con mayor énfasis en el interior del país. Surge así el organismo denominado Centrales Eléctricas del Estado (CEDE) y se crea la Dirección Nacional de Energía (DNE) con funciones ejecutivas y de planeamiento. Se crea también la Dirección General de Irrigación (Administración Nacional del Agua), que junto con DNE daría origen a lo que sería, con el transcurso de los años, Agua y Energía Eléctrica (A y EE). En los '50 se crea la CNEA (Comisión Nacional de Energía Atómica). Además, se interconectan las Centrales Puerto Nuevo (CADE) y Nuevo Puerto (CIADE) con lo que se logra un sistema interconectado de generación en el ámbito de la Capital y GBA. En el interior del país surgen las empresas provinciales EPEC (Córdoba), EPESF (Santa Fe), ESEBA (Buenos Aires), EMSE (Mendoza), entre otras. En la misma década, el poder ejecutivo intervino las empresas CADE y CEP retirándoles la concesión, y finalmente, en 1958, mediante la Ley N°14.772, se federalizó el servicio de distribución de energía eléctrica en el ámbito de la Capital Federal y GBA, estableciéndose así las bases de lo que posteriormente sería SEGBA.

En 1961 se establece la jurisdicción de SEGBA. Se formaliza un segundo convenio de concesión, sin límite de duración, con CIADE y se le transfiere a SEGBA la Central Costanera Sur que estaba siendo ejecutada por A y EE. En 1967, y por Ley N°17.574, se crea la Empresa Hidroeléctrica Norpatagónica Sociedad Anónima (HIDRONOR) para la construcción y explotación en la zona del Comahue, de las Centrales El Chocón, Planicie Banderita y la Red de Interconexión 500 kV con el GBA. Finalmente, en 1968 la CNEA encara la construcción de la Central Atucha I, y se realizan los estudios de interconexión argentino-uruguayo. La década del '70 está caracterizada por la entrada en funcionamiento de varias centrales de generación. Así, la CNEA finaliza la construcción de Atucha I en el norte de Buenos Aires, al tiempo que comienza la construcción de Atucha II y Embalse en Córdoba. La entidad Binacional Mixta de Salto Grande comienza la construcción de la central binacional y su finalización parcial permite la interconexión entre Argentina y Uruguay. En la zona del Comahue se habilitan las centrales Planicie Banderita y El Chocón, e Hidronor comienza la construcción de la Central Alicurá. Por Decreto N° 8562/72 se crea el Despacho Unificado de Cargas (DUC) con la misión de operar y supervisar el Sistema Interconectado Nacional. Por último, en 1979 la empresa CIADE es transferida a SEGBA.

Durante los '80, se logran interconectar a la red nacional de 500 kV los sistemas eléctricos Centro, Cuyo, NOA y NEA, lográndose una cobertura del 90% del total del país. Se finalizan las obras de Salto Grande, Embalse y Alicurá, al tiempo que el Ente Binacional Yacyretá (Argentina y Paraguay) comienza la construcción de la central Yacyretá. En la zona del Comahue se inician las obras de la hidroeléctrica Piedra de Aguila.

3.- Antecedentes de la Crisis Electroenergética de fines de los '80

A fines de los '80 se produjeron una serie de eventos que hicieron que el sector eléctrico no pudiera abastecer la demanda eléctrica. Esto sirvió, entre otros factores, como fuerte argumento para transformar el sector a comienzos de la década de los '90, una década donde se reasignaron nuevos roles al estado y al sector privado.

Algunos de los antecedentes de la crisis fueron:

- a) Reducción de reservas en El Chocón entre julio y octubre de 1987, debido a trabajos de mantenimiento de la represa.
- b) Retraso en la habilitación de equipos generadores, debido a razones económicas o atrasos en la ejecución de las obras.
- c) Deterioro del parque generador térmico, debido a la postergación o suspensión de los planes de mantenimiento programado de carácter correctivo, aunque el preventivo también se vio desplazado para atender las necesidades de la crisis.
- d) Baja hidráulicidad en el período 88/89 en los ríos de la cuenca del Comahue, acompañado de lapsos de bajos aportes en el río Uruguay.
- e) Alta indisponibilidad del parque nuclear.

4.- Características del Mercado Actual

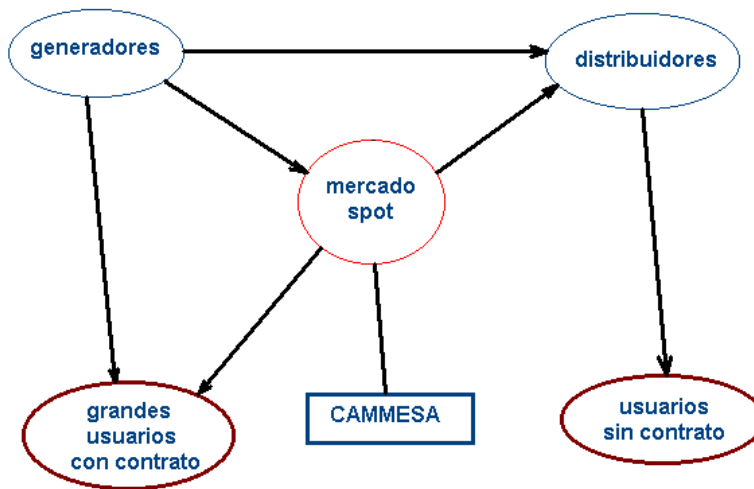
En agosto y setiembre de 1989 se promulgaron las Leyes N° 23.696 de Reforma del Estado y la N° 23.697 de Emergencia Económica, que sirvieron de base para la Promulgación de la Ley N° 24.065 conocida como marco regulatorio del sector eléctrico, que constituye el punto de inflexión de la política del sector. A partir de ese momento, el Estado abandona su rol de administrador y planificador para ocupar la función de diseñador y regulador de la actividad.

La Ley N° 24.065 entró en vigencia a partir del 1/1/92. La reforma integral del sector era el paso inicial para alcanzar los objetivos establecidos en el marco regulatorio. Esta reforma tuvo las siguientes características:

- a) Introducción o simulación de la competencia en todo nivel donde resulte factible y el reemplazo de la planificación centralizada por un sistema descentralizado de toma de decisiones.
- b) La segmentación vertical y horizontal del sector.



extraído de Fundamentos MEM V.2)



4.1.- Actores del MEM

La división vertical dio como resultado la formación de tres grandes segmentos, la generación (oferta), transmisión (transporte), distribución y grandes usuarios (demanda). Los respectivos agentes que participan del negocio eléctrico son el generador, transportista, distribuidor y gran usuario (ver Figura 1).

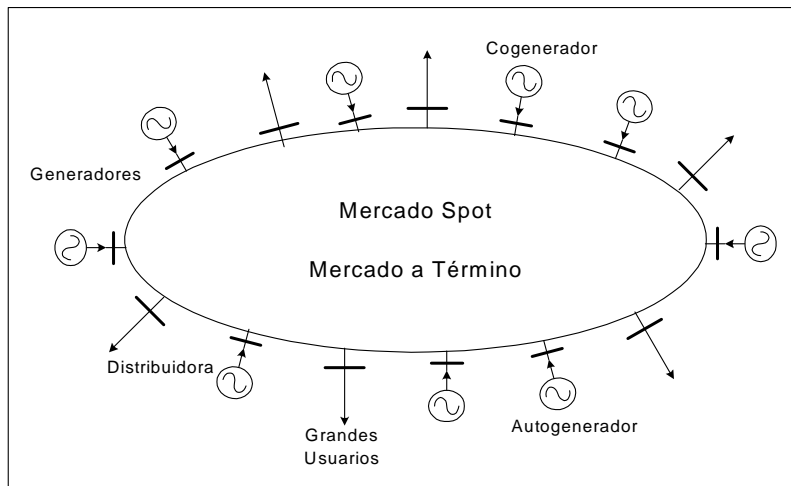


Figura 1

Sus características principales se destacan a continuación.

4.1.1.- Generador

La generación es, por ley N° 24.065, una actividad de "interés público o general" en donde existe una libre competencia que está regulada, mediante la cual las empresas declaran sus costos de producción y son despachadas hasta cubrir la demanda, produciéndose así la libre entrada y salida de generadores. En 1992 los activos que poseía el Estado fueron privatizados, no así las centrales nucleares y las hidroeléctricas binacionales.

Las generadoras tienen la obligación de acatar las normas de despacho, operación, seguridad y medioambiente establecidas por el mercado, así como también las disposiciones atinentes a las reglamentaciones nacionales en cada una de las materias que corresponda.

Los generadores independientes venden la energía que producen a otros generadores, empresas de distribución, comercializadores, grandes usuarios y al mercado spot (definido más adelante).

Existen generadores con ciertas características:

- a) Los cogeneradores, que generan conjuntamente energía eléctrica y vapor para fines industriales, etc. Se usa parte del vapor para generar electricidad, usando turbinas de contrapresión (no tienen condensador) de ciclo abierto. Los excedentes de energía eléctrica puede venderse al MEM.
- b) Los autogeneradores, que es un establecimiento que genera electricidad como producto secundario de su actividad principal. Puede comprar y vender al MEM.
- c) Las estaciones de bombeo, que turbinan agua (generan electricidad) durante una semana y durante los picos de carga (electricidad más cara); y que bombean agua (demandan electricidad) durante una semana en los valles de carga (electricidad más barata).

4.1.2.- Transportista

La actividad desarrollada por este agente se realiza entre el nodo de generación de energía y el nodo de distribución de la misma. Es un monopolio natural.

A través de un contrato de concesión, el transportista "lleva" la energía desde el punto de entrega del generador hasta el punto de recepción por parte del gran usuario o distribuidora. En el transporte -considerado una actividad "de servicio público", debe existir un libre acceso a las redes para permitir el traslado de la energía.

Las transportistas realizan la prestación según niveles de tensión. Transener -la transportista en el ámbito nacional- presta el servicio en extra alta tensión (500 kV), mientras que empresas de transporte en alta tensión que transportan la energía en cada una de las regiones eléctricas del país, lo hacen en niveles de tensión inferiores (132 kV, 220 kV, 330 kV). La responsabilidad de los transportistas es asegurar la disponibilidad del sistema de transporte, encargándose de su operación y mantenimiento. No pueden comprar o vender electricidad por cuenta propia y tienen derecho a cobrar un canon de peaje por la provisión de los servicios de transmisión.

A través de una "Guía de Referencia" que se publica anualmente, los transportistas deben informar al mercado sobre la existencia de limitaciones a 8 años, para que los responsables últimos del abastecimiento tomen con tiempo las medidas necesarias para evitar problemas; en caso contrario, son penalizadas según el tiempo de indisponibilidad existente. El transportista debe revisar la tarifa cada 5 años.

Los transportistas cobran por hora de disponibilidad de las líneas de transmisión, de los transformadores, interruptores, etc.. Es una tarifa en función de la energía y de los gastos de operación y mantenimiento, es decir es función de la operatibilidad de sus instalaciones, cobrando casi lo mismo todos los meses.

4.1.3.- Distribuidor

Se considera distribuidor a quien, por contrato de concesión, es responsable de abastecer a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar en forma independiente el suministro de energía. Al igual que la actividad de transporte, la distribución ha sido declarada "servicio público" y el distribuidor tiene la obligación de abastecer indiscriminadamente en condiciones de calidad y precios establecidos. Las empresas que lo brindan constituyen un "monopolio natural regulado" en una región determinada, ya que la tecnología aún no hace posible una competencia de mayor eficiencia en el sector.

Los distribuidores operan de acuerdo al contrato de concesión que establece, entre otras cosas, el área de sus respectivas concesiones, la calidad del servicio que deben prestar, la tarifa que se les permite cobrar, y su obligación de satisfacer toda la demanda existente.

Los distribuidores están obligados a satisfacer toda la demanda existente en sus mercados, en tanto y en cuanto haya capacidad de distribución disponible, y están obligados a permitir que los grandes usuarios que han comprado electricidad de una fuente diferente transmitan esa electricidad a través de su red de distribución, cobrándoles un canon de peaje. El canon es determinado por acuerdo con el gran usuario o, a falta de acuerdo, por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) a precios de mercado. Son las únicas que compran y venden electricidad.

Los distribuidores compran energía en el mercado spot o a término, pero el spot es para ellos un precio estacional que se mantiene constante durante 6 meses..

En general, todos los usuarios de electricidad en la Argentina son clientes de los distribuidores dentro de cuya área de distribución están localizadas las instalaciones de esos usuarios. A cada usuario se le cobra de acuerdo con la tarifa aplicable según el contrato de concesión, que está expresada a través de una ecuación polinómica. El precio está regulado por los gobiernos provinciales.

Los cargos impuestos por los distribuidores buscan recuperar los costos asociados con el suministro, incluido el costo de la compra, transmisión y de distribución de electricidad. En el caso de Tucumán, la Empresa Distribuidora de Electricidad de Tucumán (EDET) compra a 60 mils en el mercado y vende a 110-150 mils.

4.1.4.- Grandes Usuarios

Grandes Usuarios Mayores (GUMA): son aquellos usuarios que demandan una potencia igual o superior a 1MW y que contratan como mínimo el 50% de la potencia continua, esto significa 4380 MWh/año. Pueden comprar en el mercado spot estacionario (igual que las distribuidoras). La energía contratada es para uso propio. Estos usuarios deben contratar al menos el 50 % de la electricidad que usan con uno o más generadores reconocidos del MEM, la duración del contrato no debe ser inferior a 4 trimestres. Sus operaciones en el mercado de contado son facturadas por la Compañía Argentina del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), deben instalar un sistema de medición de carácter comercial (SMEC) de acceso remoto y contar con relés de alivio de carga.

Grandes Usuarios Menores (GUME): son aquellos que demandan una potencia entre 100 KW y 2000 KW y que contratan toda la energía y potencia con un generador. No es necesario que tengan un consumo mínimo de energía por año. Al igual que los GUMA, la energía contratada es para uso propio. Estos usuarios deben contratar la totalidad de su demanda con un generador reconocido del MEM, la duración del contrato no debe ser inferior a 4 trimestres y no efectúan operaciones en el mercado de contado, por lo que no tienen relación con CAMMESA. Como se desprende de lo anterior, para capacidades máximas comprendidas entre 1 y 2 MW se puede optar entre ser GUMA o ser GUME.

Grandes Usuarios Particulares (GUPA): son aquellos que demandan una potencia entre 50KW y 100 KW. Tampoco es necesario que tengan un consumo mínimo de energía por año. Contratan en forma independiente con un generador o comercializador del MEM, y sólo en el mercado a término, la totalidad de su demanda de potencia y energía eléctrica por una duración de 4 o más períodos trimestrales. También, la energía contratada es para uso propio, y no efectúan operaciones en el mercado de contado, por lo que no tienen relación con CAMMESA.

4.2.- El Sistema Argentino de Interconexión (SADI)

En la Argentina, la transmisión de electricidad en bloque se efectúa mediante un sistema de conocido como el Sistema Argentino de Interconexión (SADI). El SADI consiste principalmente de líneas aéreas y subestaciones y cubre aproximadamente el 90 % del territorio de la Argentina.

Se define función técnica del transporte al servicio de vinculación que cumplen las instalaciones eléctricas que forman parte del sistema argentino de interconexión y las que están conectadas a éste, y que comunican físicamente a compradores y vendedores de energía eléctrica a través del mercado eléctrico mayorista (MEM).

Casi la totalidad de las líneas de transmisión de 500 kV del SADI son operadas por la Compañía de Transmisión de Energía Eléctrica en Alta Tensión S.A.(TRANSENER).

La Empresa de Transmisión por Distribución Troncal del Noroeste Argentino S.A.(TRANSNOA) y la Empresa de Transmisión por Distribución Troncal del Noreste Argentino S.A.(TRANSNEA), son propietarias de la mayor parte de las restantes líneas de 132 kV del SADI.

Todas las grandes plantas generadoras usan el SADI. Los puntos de suministro conectan el SADI al sistema de distribución y grandes usuarios y hay interconexiones entre el sistema de transmisión de la Argentina y el de países limítrofes, lo que permite la importación o exportación de electricidad de un sistema al otro.

El costo de transmisión, el cual se carga a los generadores, distribuidores y grandes usuarios es cubierto con un cargo por transmisión de energía a través del SADI, un cargo por conexión al SADI y un cargo por entrada y salida del SADI. Las empresas de transmisión operan como transportadoras generales y deben mantener abierto el acceso a todas las empresas generadoras.

La electricidad se transfiere desde los puntos de suministro del SADI a los consumidores por medio del sistema de distribución consistente en una extendida red de líneas aéreas, cables subterráneos y subestaciones, las cuales tienen sucesivamente menor voltaje (220 kV y menos).

4.3.- Tipos de Mercado

Los agentes concurren al MEM, ubicado en un punto geográfico, en la localidad de Ezeiza (barra Ezeiza de 500 kV), que representa el "baricentro" de la demanda, y los tránsitos hacia y desde este punto se hacen en función de los Precios de Nodo PN (analizado en el punto 4.6). El MEM contiene, a su vez, tres tipos de mercados descriptos a continuación.

4.3.1.- Mercado Spot

Los precios se establecen por hora en función del costo marginal de producción de corto plazo en el Centro de Carga del Sistema (CCS). Este está determinado por el consumo medio bruto de combustible para las centrales térmicas y por el Valor del Agua, VA, o costo de llenado del dique para las centrales hidroeléctricas con embalse. A este mercado pueden concurrir todos los agentes reconocidos en el MEM, excepto los GUME y GUPA, que no dispongan de energía a través del mercado a término o estacional.

A los generadores se les paga por la energía que producen siguiendo el plan implementado por CAMMESA para despacho durante el período y por la energía puesta a disposición y aceptada por CAMMESA para mantener reservas adecuadas en el sistema.

El precio por hora que se les paga a los generadores comprende entonces (ver punto 4.6.1):

- (a) el costo marginal de generación del último, y por lo tanto más caro generador que es despachado para suministrar electricidad al MEM.
- (b) el pago por capacidad disponible puesta a disposición del sistema, incluyendo la capacidad stand-by.
- (c) el pago por capacidad adicional stand-by, en el caso de riesgo de falla del sistema, si existiera.

4.3.2 Mercado a Término

Los demandantes compran su energía a los generadores (ambos pueden estar en cualquier punto de la red), con los que firman un contrato, donde se establece la cantidad, precios y condiciones determinadas, pactado libremente entre vendedores y compradores. Esta operación debe ser informada a CAMMESA. En el mercado a término pueden concurrir tanto distribuidores como grandes usuarios.

Si un generador establece un contrato de abastecimiento a un distribuidor o gran usuario, sus unidades son operadas en el sistema por el Organismo Encargado del Despacho (OED) independientemente de las condiciones del contrato, es decir que el despacho de esta máquina estará regido por el costo marginal. De este modo, los diferimientos entre la producción del generador y los volúmenes de suministro, se comercializan en el mercado spot.

Los pagos se hacen en general directamente a los generadores y es responsabilidad de los generadores el proveer, o hacer los arreglos para la provisión de la cantidad de electricidad contratada al MEM para ser entregada al distribuidor o gran usuario. En el caso de grandes usuarios que contratan directamente con los generadores, esos usuarios deben pagar un canon de peaje al transportador y/o distribuidor interviniente en la transmisión.

4.3.3.- Mercado Estacional

Las distribuidoras compran la energía en el mercado spot, no al precio horario sino a un precio estabilizado estacionalmente. Este precio estacional se lo determina a través de la programación estacional. En este caso, la fijación de precios está directamente relacionada con los promedios semestrales proyectados del mercado spot. A medida que el precio spot se va determinando hora por hora, las diferencias con el precio estacional se cargan para el período siguiente y se remunera a los distribuidores dicha diferencia con un fondo compensador que CAMMESA posee para este fin.

El precio para este mercado se calcula mediante modelos de simulación, tomando períodos estacionales de seis meses; uno correspondiente al período de mayo a octubre, presume una elevada contribución de generación hidroeléctrica en cuanto dicho período abarca la estación de mayores lluvias, nieve y deshielo; y el otro correspondiente al período noviembre a abril, presume una mayor contribución de generación térmica.

Los precios estacionales son determinados por CAMMESA tomando en cuenta:

- (a) la demanda anticipada de los distribuidores y grandes consumidores de electricidad.
- (b) el suministro disponible de agua, gas y fuel oil utilizado en la generación.
- (c) la capacidad de generación disponible.
- (d) la disponibilidad de suministro de electricidad desde otros países.
- (e) el pico de energía que el distribuidor ha consentido en adquirir del MEM (energía tomada del MEM en exceso de los niveles acordados requieren el pago de una penalización por el distribuidor).
- (f) el pago por capacidad adicional puesta a disposición stand-by, en el caso de riesgo de falla del sistema, si existiera.

Los precios estacionales se establecen como un cargo mensual fijo y son mantenidos estables en los primeros tres meses de cada período semestral para el cual han sido establecidos. Si después del trimestre inicial hay diferencias significativas entre la hipótesis usada para su determinación y las condiciones operativas efectivas, habrá un ajuste para el resto del período.

En condiciones normales el precio estacional de la electricidad en el MEM debería ser igual al promedio esperado del precio spot. No obstante han habido períodos en los cuales el precio spot promedio ha sido diferente al precio estacional debido a demanda no prevista u otros eventos que afectaron a los generadores. Por esa razón CAMMESA ha establecido un Fondo de Estabilización para pagar cualquier monto debido a los generadores del MEM y que no está cubierto con lo recibido de los distribuidores cuando y en el caso en que el precio estacional sea menor que el precio spot. Cualquier superávit o déficit acumulado a partir de esos pagos se toman en cuenta al establecer la tarifa para compras y ventas de energía del MEM para el período trimestral siguiente.

4.4- Organismos

El marco regulatorio establece funciones entre organismos, algunos de los cuales fueron creados "ad hoc" con el proceso de privatización y concesión.

4.4.1.-Secretaría de Energía

La Secretaría de Energía es la autoridad de Política Energética que regula entre otras industrias al sector eléctrico. Realiza las siguientes tareas vinculadas con este sector:

- a) Diseñar diferentes escenarios de oferta y demanda.
- b) Promocionar el uso racional de la energía y de nuevas fuentes de producción energética.
- c) Evaluar los recursos naturales disponibles para su aprovechamiento energético.
- d) Realizar estadísticas.
- e) Autorizar el ingreso de Agentes del Mercado.

4.4.2.- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA)

CAMMESA tiene como funciones principales:

- a) Coordinar las operaciones del despacho de carga.
- b) Calcular los precios estacionales y sanción de los precios spot
- c) Administrar las transacciones económicas.
- d) Ejecutar los contratos pactados entre los generadores, distribuidores y grandes usuarios en el mercado a término.

4.4.3.- Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE)

Finalmente, en el Artículo 56 la ley define las funciones del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) quien, en términos generales, es el encargado de hacer cumplir la Ley N° 24.065 y la efectivización de los contratos de concesión. Además, regula las tarifas de las distribuidoras de acuerdo al Artículo 40, esto es que deberán permitir obtener ingresos suficientes para satisfacer los costos operativos razonables, impuestos, amortizaciones, una tasa de retorno, que de acuerdo al Artículo 41 deberá guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de la empresa y deberá ser similar a la de otras actividades de riesgo semejante.

Otra de las funciones del ENRE es la de aplicar sanciones previstas en la ley; y dictaminar reglamentos en materia de seguridad; establecer normas y procedimientos técnicos de medición de consumos, facturación y calidad del servicio prestado.

Los cuadros tarifarios periódicos son fijados por el ENRE tanto para la distribución como para el transporte de electricidad y tienen una periodicidad quinquenal de acuerdo a los Artículos 44 y 43. Los mismos tratan de reflejar el valor agregado de la prestación del servicio. La variación en el precio de la energía no afecta en absoluto el ingreso monetario de los transportistas ni de las distribuidoras, dado que rige el sistema "pass through". Esto significa que dichas variaciones son trasladadas directamente al usuario final. Por otra parte, las tarifas se ajustan semestralmente por un mix de precios mayoristas y minoristas de los EEUU. Quinquenalmente se produce la revisión de las tarifas, aunque en el caso de la distribución se estableció como primer período de revisión a los 10 años y luego cada 5 años. Es aquí donde se establece un factor de eficiencia X que refleja la mejora de productividad esperada para el siguiente quinquenio, y que se aplica en la rebaja de las tarifas. Los ENRE provinciales controlan a las distribuidoras, ya que fue el estado provincial el que se las vendió a los particulares.

4.5.- Despacho de Unidades

El despacho semanal se efectúa sobre la base de las programaciones estacional y mensual (modelo de largo plazo), teniendo en cuenta el VA declarado por cada una de las centrales hidráulicas optimizables de capacidad estacional.

La programación diaria es realizada por el OED, con un modelo de despacho hidrotérmico, que tiene como función objetivo minimizar el costo operativo del sistema como un todo. Este costo es la suma del Costo Variable de Producción (CVP), el Costo Variable de Transporte (CVT) y la valorización de la Energía No Suministrada, llevados al centro de carga, y todo esto sujeto a las restricciones de transporte, disponibilidad de combustibles, de agua, etc.. El CVP incluye los costos variables asociados al combustible, los costos variables de operación y mantenimiento, que tienen topes por rango y tipo de generación. El despacho económico se realiza sobre la base de los CVP declarados por los generadores y aceptados por CAMMESA. La sanción se efectúa con el mínimo valor entre el CVP declarado y el valor de referencia calculado por CAMMESA. Los generadores despachados cubren una demanda variable y la reserva existente por hora. Se puede observar en la Figura 2 una curva tipo de generación y reserva y la clase de generación usada.

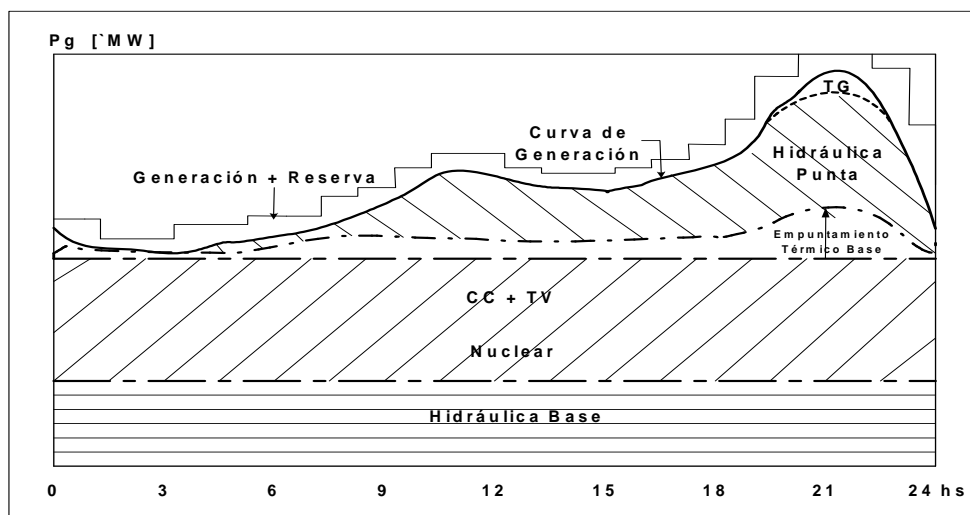


Figura 2

En la Figura 2 no se incluyeron los cogeneradores ni los autogeneradores porque su presencia en el mercado no es continua (depende de sus consumos internos y venden sólo sus saldos de energía eléctrica).

Para poder realizar el cálculo, CAMMESA recibe semanalmente de las empresas generadoras la información siguiente: disponibilidad prevista de energía; tipo de combustible y su precio; consumo específico (inversa del rendimiento); consumo previsto tomando en consideración la carga operativa mínima necesaria para mantener las unidades de generación en funcionamiento; costo de apagar y volver a encender las distintas unidades de generación.

Con estos datos se puede encontrar el despacho horario de las unidades generadoras basado en un orden de méritos (ranking de acuerdo al costo marginal¹ de cada unidad), siendo despachados primero las unidades que ofrecen costos marginales más bajos, ajustados por la ubicación eléctrica de cada generador respecto del nodo Ezeiza. Este ajuste se realiza al nodo de mercado a través de lo que se denomina Factor de Nodo FN (analizado en el punto 4.6). El precio de oferta declarado por la última máquina es el costo marginal, y es el precio que se paga a todas las unidades que están por debajo de la misma.

Además el despacho establece: precio de mercado, PM, previsto; máquina que margina; para los días hábiles las Turbo Vapor TV, definidas como de punta y el correspondiente precio mínimo de pico; TV definidas como TV forzadas; áreas desvinculadas (despacho óptimo afectado de restricciones de transporte); Precios Locales y las máquinas incluidas dentro del área desvinculada; despacho de combustible; despacho de reserva fría y rotante; despacho de intercambio con otros países; despacho de reactivo.

En la Figura 3 se pueden observar por ejemplo, las unidades generadoras usadas y sus bloques de potencia para dos horas distintas, con el fin de cubrir la demanda y mantener un nivel de reserva. Estos unidades se cargan de acuerdo a un orden creciente de costos marginales.

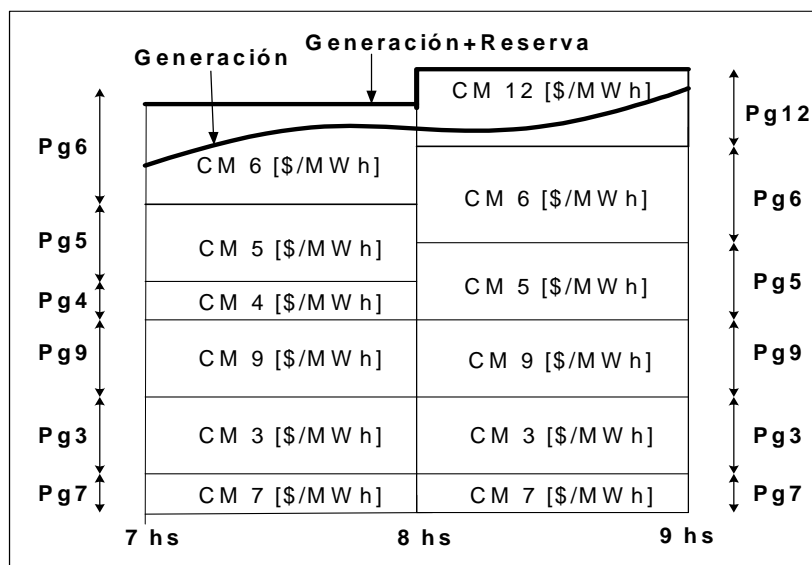


Figura 3

¹ El costo marginal de corto plazo, es lo que cuesta producir una unidad adicional cuando se está a plena producción. El costo marginal de una unidad generadora, es el aumento de su costo por producir el próximo kWh, y su valor es prácticamente el costo del combustible (gas natural, fuel oil, gas oil o carbón) que gasta para producir ese kWh adicional. El costo marginal del sistema (precio spot) es el aumento del costo total por producir el próximo kWh, y coincide con el costo marginal de la máquina de mayor costo marginal que se encuentra entregando energía en el sistema en ese momento (máquina que margina), ya que es esta máquina la que debe suministrar ese kWh adicional.

Entre las 7 y 8 hs. las unidades generadoras con sus respectivas potencias se despachan en el siguiente orden:

Pg7, Pg3, Pg9, Pg4, Pg5, Pg6

ya que sus costos marginales son:

$CM7 < CM3 < CM9 < CM4 < CM5 < CM6$

La unidad que margina es la número 6.

Entre las 8 y 9 hs las unidades generadoras con sus respectivas potencias se despachan en el siguiente orden:

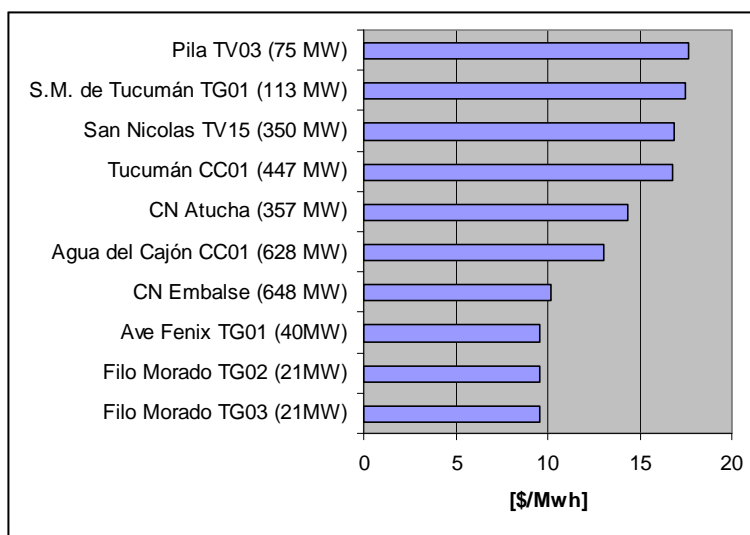
Pg7, Pg3, Pg9, Pg5, Pg6, Pg12

ya que sus costos marginales son:

$CM7 < CM3 < CM9 < CM5 < CM6 < CM12$

La unidad que margina es la número 12.

Una Orden de Despacho Térmico de las 10 primeras unidades en julio de 2002, fue la siguiente:



Los valores en el eje x, corresponden a los CVP declarados por los generadores divididos por los factores de nodo correspondientes a cada generador, con el objeto de trasladar estos valores al Centro de Carga del Sistema (CCS).

Una vez determinado el despacho de cada unidad se establece el precio en el mercado (el CVP de la máquina más cara que está entregando energía al sistema) y en cada nodo. Este es el costo de producir una unidad de energía adicional, respetando las restricciones establecidas. Sobre esta base se remunera a los generadores que operan en cada momento. El precio que cada uno recibe equivale al precio en el CCS por el Factor de Nodo.

Como las unidades con menor costo marginal son las que se despachan primero, las unidades con mayores costos marginales sólo se utilizan en las horas de mayor demanda (punta), encareciendo el costo de la energía en tales horarios. Además, al incorporarse al sistema nuevos generadores mas eficientes, se produce una depuración natural de las unidades obsoletas.

El costo de generación en el año 2003 fue de unas 10 [milésimas/kwh], en el pico fue de unas 30 [milésimas/kwh]. Es a partir de este precio que se fija el precio de venta a las distribuidoras. A las distribuidoras se les establece un precio fijo (precio estacional) cada 6 meses, que se ajusta cada tres meses en función de precios marginales.

Las centrales hidráulicas se intercalan en el orden de mérito en función del VA declarado de su embalse. Las de capacidad estacional, mensual y semanal, declaran su VA en [$\$/\text{m}^3/\text{s}$] de caudal turbinado por semana y para cada nivel del embalse. A menor volumen de agua mayor será el precio de cada m^3 a turbinar.

El VA representa la esperanza matemática de los ahorros futuros en la operación y en la falla, por cada metro cúbico de agua marginal almacenada. El VA se aplica a los embalses de regulación estacional, es decir a los que tienen capacidad de almacenar agua de un período a otro y cuyo monto energético resulta importante respecto de la demanda a satisfacer (Piedra del Aguila, El Chocón, Planicie Banderita).

Durante los períodos de condiciones hídricas de baja, las unidades hidroeléctricas de generación con embalse son de las últimas en ser despachadas, mientras que en épocas de condiciones hídricas de alta esas unidades son despachadas con antelación. El costo marginal asociado con unidades de generación hidroeléctrica de flujo libre (sin embalse) es cero, es decir, son las primeras unidades en ser despachadas. La mayoría de las unidades hidro se despachan en la base del diagrama de carga sin considerarlas en el despacho económico.

Los modelos usados para la programación hidrotérmica son:

OSCAR- Este modelo simula la operación del sistema con un horizonte de tres años. Se encuentra el VA de los embalses en este horizonte, a los efectos de realizar con un segundo modelo un uso óptimo semanal de los recursos energéticos con mínimo costo de operación y falla.

MARGO- Despacho óptimo de mínimo costo de operación y falla para cada período, teniendo en cuenta el VA, los costos de los grupos térmicos y la representación del sistema de transmisión.

CAMMESA determina el despacho óptimo en forma horaria sin tener en cuenta la existencia de arreglos de mediano y largo plazo entre generadores, distribuidores y grandes usuarios, con lo cual cualquiera de los generadores puede ser despachado para suministrar energía al MEM por encima o por debajo de su compromiso contractual. En tales circunstancias el generador estará obligado a comprar o vender los excesos de energía al MEM al precio spot.

A su vez supervisa un mercado de opciones en el cual los generadores entran en contratos de opciones conocidos como contratos de "reservas frías". Al ingresar en un contrato de reserva fría, el generador recibe un pago a cambio de poner a disposición de la contraparte una determinada capacidad en una fecha futura. Conforme a los términos del contrato de reserva fría, el generador recibirá el pago de una cierta cantidad adicional determinada si la opción es efectivamente ejercida.

Es responsable también de la administración de libros y registros, incluyendo la lectura con frecuencia horaria de los medidores que determinan la cantidad de energía que despacha cada unidad generadora al MEM y que entrega para distribución fuera del MEM.

4.6.- Precio de Mercado, Local y de Nodo

El PM, es el precio de la energía por despacho para la hora h , que resulta de un despacho óptimo, considerando el Costo Marginal Térmico y el Costo Marginal Hidráulico. Es el precio spot de la energía en el CCS, y refleja el costo de abastecer el siguiente MW de demanda, teniendo en cuenta las restricciones asociadas al transporte y al mantenimiento del nivel de calidad de servicio y seguridad.

De presentarse restricciones que no permitan la vinculación de toda la oferta y demanda de un área con el mercado, se fijan precios locales para las mismas, PL, que resultan ser mayores que el precio de mercado en caso de ser un área importadora e inferiores en caso contrario. Las restricciones del transporte imponen un despacho distinto al óptimo. De la teoría marginalista y desde el punto de vista del precio que debe regir, se tienen que desvincular las áreas responsables de la activación de la restricción. Por ejemplo, cuando se activa una restricción de transporte desde un área exportadora hacia el Mercado, el precio en el área desvinculada será inferior al del Mercado.

Por lo tanto, el PM está definido como el precio en el centro de carga del sistema, mientras que los PL se refieren a los precios de áreas desvinculadas del CCS por restricciones físicas u operativas.

A cada nodo i del sistema se le calcula un Precio de Nodo i , PN_i , que se obtiene transfiriendo el PM hasta el nodo i en cuestión, a través de un Factor de Nodo, FN_i . Este factor representa la relación entre el PN_i y el PM, asociado al nivel de pérdidas marginales debido al intercambio de energía entre ambos.

$$PN_i = FN_i \times PM$$

El FN del nodo i , se define como:

$$FN_i = 1 + [\Delta P_{\text{Perd}} / \Delta P_{d_i}]$$

Donde el término entre corchetes, es la variación de las pérdidas del transporte respecto de la variación de la demanda en el nodo i . Esto surge luego de realizar un análisis de flujo de carga del sistema, con la barra de Ezeiza como referencia, simulando en cada nodo una variación unitaria de su demanda ΔP_{d_i} y calculando las pérdidas producidas por esta variación. Se calcula entonces cada 15 minutos el PM en la barra de referencia, y los FN_i para cada una de las 1500 barras del SIN (contando las de 13,2 y 33 kV). Con estos valores se encuentran los precios nodales en todas las barras. Se puede calcular también el precio estacional en el pico, resto y valle de la curva de carga, que es el valor medio de un período de 6 meses. Este es el precio que deberán pagar las distribuidoras. Se hace un recálculo cada tres meses de lo que realmente pasó con lo simulado, obteniéndose una diferencia que es puesta o sacada de un fondo de compensación.

La ΔP_{Perd} será negativa para un nodo exportador (las pérdidas disminuyen cuando se aumenta en una unidad la demanda en ese nodo) $\implies FN < 1$ (por ejemplo en las barras de la región del Comahue $FN=0,8$), y positiva para un nodo importador $\implies FN > 1$ (por ejemplo las barras ubicadas al norte del país como Tartagal $FN=1,1$). En la barra de Ezeiza el $FN = 1$.

Para cada estado del sistema (topología, generación, demanda) la distribución de flujo es distinta y así sus pérdidas, por lo que el FN_i depende del estado del sistema.

El FN traduce en el precio de la energía en un nodo, si el consumo de energía en su área de influencia colabora a descargar el sistema de transmisión o éste será sometido a un uso más intenso. Una región generadora como el Comahue poseerá factores de nodo inferiores a la unidad debido a que un incremento de demanda en esa zona origina una disminución de sus saldos exportables al Gran Buenos Aires y como consecuencia la energía transmitida por el sistema será inferior, las líneas tenderán a descargarse y sus pérdidas a disminuir.

4.6.1.- Remuneración a Generadores

Los generadores recibirán su remuneración en función de la energía y la potencia vendida al MEM. Además deberán cobrar o pagar, por los otros servicios que se prestan al sistema (regulación de frecuencia, control de tensión y aporte de reactivo).

a) Remuneración de la energía

Para cada hora h, el precio de la energía PEN en un nodo i, estará dado por:

$$PEN(h,i) = FN(h,i) \times PM(h)$$

En caso que el nodo i estuviera en un área desvinculada, en lugar del PM se usará el PL

$$PEN(h,i) = FN(h,i) \times PL(h, \text{Area del nodo } i)$$

Los generadores son remunerados entonces de esta forma, salvo aquellos que generan de manera forzada.

b) Remuneración de la potencia

Está compuesta por:

- La potencia puesta a disposición en una hora (potencia máxima que la unidad puede entregar al MEM en esa hora).
- La Potencia Base en Reserva de una unidad térmica (potencia media con la que es requerida en el año de la serie hidrológica en la que resulta despachada la menor generación hidroeléctrica total).

4.6.2.- Remuneración al Transporte

Se lo remunera por Energía Transportada, por Conexión y por Capacidad de Transporte.

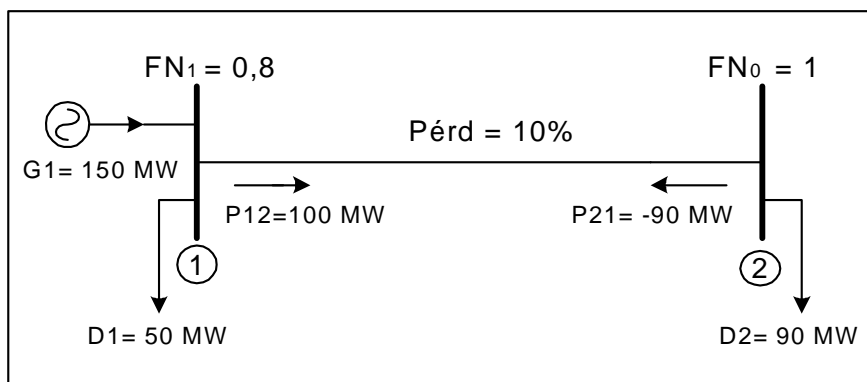
4.6.3.- Ejemplos

Ejemplo 1

Dado un SEP de dos barras con las datos señalados en la Figura 1, y considerando que:

Precio Mercado = PM = 10 \$

Calcular lo que pagan las demandas y cobran el generador y el transportista por energía consumida, producida y transmitida, para una determinada hora.



Figura

Precios Nodales

$$PN(h,i) = FN(h,i) \times PM(h)$$

$$\text{Precio Nodo 1} = FN1 \times PM = 0,8 \times 10 \$ = 8 \$$$

$$\text{Precio Nodo 2 (Nodo Mercado)} = FN2 \times PM = 1 \times 10 \$$$

La demanda paga

$$\text{Demanda } i = \text{Potencia } D_i \times \text{Precio barra } i$$

$$\text{Demanda 1} = D1 \times \text{Precio Nodo 1} = 50 \text{ MW} \times 8 \$ = 400 \$$$

$$\text{Demanda 2} = D2 \times \text{Precio Nodo 2} = 90 \text{ MW} \times 10 \$ = 900 \$$$

El generador cobra

$$\text{Generador } i = \text{Potencia } G_i \times \text{Precio barra } i$$

$$\text{Generador 1} = G1 \times \text{Precio Nodo 1} = 150 \text{ MW} \times 8 \$ = 1200 \$$$

El transportista cobra:

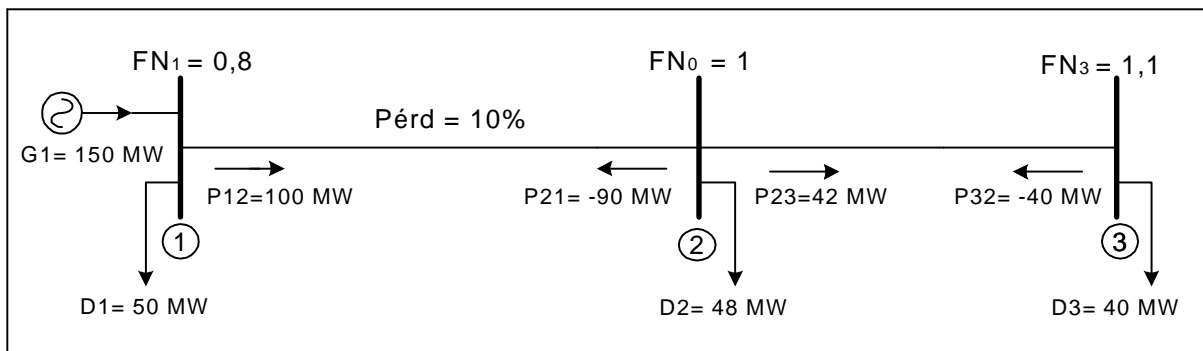
$$\text{Línea } ij = [\text{Potencia que llega a la barra } i \times \text{Precio barra } i] - [\text{Potencia que sale de la barra } j \times \text{Precio barra } j]$$

$$\begin{aligned} \text{Transportista 12} &= [\text{Potencia que llega al nodo 2} \times \text{Precio Nodo 2}] - [\text{Potencia que sale del nodo 1} \times \text{Precio Nodo 1}] \\ &= [90 \text{ MW} \times 10 \$] - [100 \text{ MW} \times 8 \$] = 100 \$ \end{aligned}$$

Ejemplo 2

Dado un SEP de dos barras con las datos señalados en la Figura 2, y considerando que: Precio Mercado = 10 \$

Calcular lo que pagan las demandas y cobran el generador y el transportista por energía consumida, producida y transmitida, para una determinada hora.



Figura

Precios Nodales

$$\text{Precio Nodo 1} = FN1 \times PM = 0,8 \times 10 \$ = 8 \$$$

$$\text{Precio Nodo 2 (Nodo Mercado)} = FN2 \times PM = 1 \times 10 \$$$

$$\text{Precio Nodo 3} = FN3 \times PM = 1,1 \times 10 \$ = 11 \$$$

La demanda paga:

$$\text{Demanda 1} = D1 \times \text{Precio Nodo 1} = 50 \text{ MW} \times 8 \$ = 400 \$$$

$$\text{Demanda 2} = D2 \times \text{Precio Nodo 2} = 48 \text{ MW} \times 10 \$ = 480 \$$$

$$\text{Demanda 3} = D3 \times \text{Precio Nodo 3} = 40 \text{ MW} \times 11 \$ = 440 \$$$

El generador cobra:

$$\text{Generador 1} = G1 \times \text{Precio Nodo 1} = 150 \text{ MW} \times 8 \$ = 1200 \$$$

El transportista cobra:

$$\begin{aligned} \text{Transportista 12} &= [\text{Potencia que llega al nodo 2} \times \text{Precio Nodo 2}] - \\ &\quad - [\text{Potencia que sale del nodo 1} \times \text{Precio Nodo 1}] = \\ &= [90 \text{ MW} \times 10 \$] - [100 \text{ MW} \times 8 \$] = 100 \$ \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Transportista 23} &= [\text{Potencia que llega al nodo 3} \times \text{Precio Nodo 3}] - \\ &\quad - [\text{Potencia que sale del nodo 2} \times \text{Precio Nodo 2}] = \\ &= [40 \text{ MW} \times 11 \$] - [42 \text{ MW} \times 10 \$] = 20 \$ \end{aligned}$$

Observación

Desde el punto de vista económico, es conveniente ser Generador en un área importadora y Consumidor en un área exportadora.

5.- Notas

1.- Una empresa se transforma en un monopolio natural cuando tiene ventajas naturales como para serlo, como por ejemplo el hecho de ser propietario de una única fuente de abastecimiento de recursos naturales, o bien posee una tecnología o un mercado pequeño respecto a su escala productiva, tal que le permite disminuir costos medios a medida que incrementa su producción. Asimismo, puede operar con una función de costos creciente. En este caso, la regulación también se justifica en la medida que exista subaditividad de costos, que hacen que socialmente convenga la existencia de una única empresa en el mercado, o la presencia de economías de alcance.

2.- Tanto la actividad transportista como la de distribución son monopolios naturales, por lo que la máxima eficiencia se consigue a través de la regulación que, en el caso argentino, es en base a la fijación de tarifas máximas y niveles de calidad. Imponiendo estas dos restricciones, la mejora en la rentabilidad de las transportistas y distribuidoras sólo es posible a través de un óptimo gerenciamiento.

Con respecto al fomento de la competencia, ésta se manifiesta intrasegmento e intersegmento eléctrico. Así, en el segmento generador existe una competencia entre los mismos generadores por ingresar al despacho, una competencia que se refleja en caída de precios a medida que se despachan las máquinas más eficientes (menor costo marginal). En el segmento del transporte, la competencia se manifiesta entre los actuales transportistas con potenciales empresas constructoras capaces de ampliar las redes de transmisión. Por último, las distribuidoras compiten con los generadores para abastecer a los grandes usuarios.

3.- El uso eficiente de la electricidad se logra con el sistema de ordenamiento de los despachos con base en el costo marginal de cada generador. Asimismo, la entrada de nuevos competidores en el segmento de la generación con tecnología eficiente permite una reducción de los precios.

4.- El incentivo a invertir para asegurar el aprovisionamiento futuro está dado por la remuneración que obtienen los generadores en concepto de sobreprecio por riesgo de falla que dependerá de la probabilidad de que exista energía no suministrada. En otras palabras, si las fallas son frecuentes la probabilidad de que exista energía no suministrada aumenta y con ella el pago del sobreprecio. De este modo, se genera el incentivo a invertir. Así, a medida que los agentes privados invierten, la probabilidad que exista energía no suministrada va disminuyendo hasta el punto tal de obtener la eliminación de fallas y por ende la probabilidad de energía no suministrada, siendo ésta la mejor señal para no invertir.

En el segmento de la distribución el incentivo a invertir tiene como fuente las sanciones previstas en caso de no-cumplimiento del suministro en cantidad y calidad.

5.- Un esquema regulatorio de tipo tarifa máxima, o price cap, no genera los incentivos necesarios para asegurar una óptima calidad del servicio. Por el contrario, las empresas reguladas intentarán bajar la calidad del mismo, si éste tuviera una relación directa con el costo del suministro. De este modo, el esquema debe ser complementado con la imposición de criterios de calidad a cumplir por parte de las empresas reguladas, y con un sistema de multas lo suficientemente severo que garantice la calidad deseada. Por su parte, el reconocimiento en las tarifas de los montos de nuevas inversiones (factor K), necesarias para asegurar un continuo y elevado nivel de calidad, es necesario en todo esquema regulatorio de tarifa máxima con revisiones temporarias. Esto genera el incentivo a la inversión en nuevos procesos y servicios que serían inexistentes en ausencia de su reconocimiento vía aumentos de la tarifa.

6.- Bibliografía

- 1.- Boletín Energético N° 8 , 11, de la C NEA.
- 2.- Artículos diversos de CAMMESA.
- 3.- <http://energia.mecon.ar/>
4. - <http://www.cammesa.com.ar/>