

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**IMPACTO DE LA CONGESTIÓN EN LINEAS DE TRANSMISIÓN EN
EL MERCADO ELECTRICO PERUANO**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

GUILLERMO ALEXANDER ACOSTA TORRES

**PROMOCIÓN
2002 - II**

**LIMA – PERÚ
2009**

IMPACTO DE LA CONGESTIÓN EN LINEAS DE TRANSMISIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO

A Dios y a mis Padres, por la eterna inspiración y el impulso a realizar esta tarea.

SUMARIO

La reestructuración de la industria eléctrica en los últimos años ha puesto al sistema de transmisión como la columna vertebral de los mercados eléctricos en todo el mundo, de tal forma que la actividad de generación se desarrolle dentro de un mercado competitivo.

Un problema que esta tomando mayor importancia, en la actualidad, es la congestión en algunas líneas de transmisión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), circunstancia que obliga al Comité de Operación económica del Sistema (COES) a disponer el despacho de unidades de generación térmica, ubicadas en el norte y sur del país, fuera del orden de merito de costos variables, con el fin de atender la demanda de electricidad en dichas zonas, garantizando la seguridad de la operación del sistema eléctrico, perdiéndose de esta manera la condición de eficiencia que debe acompañar a la actividad eléctrica y alterando las condiciones de competencia dentro del mercado de generación.

En el presente trabajo se analiza el problema de la congestión en el sistema eléctrico de transmisión peruano, sus efectos y consecuencias económicas dentro del mercado de generación. Se desarrolla la base teórica de algunas opciones para aliviar la congestión en los sistemas de transmisión como son: (1) La expansión y el reforzamiento de líneas de transmisión y (2) La Generación Distribuida. Así mismo se realiza una simulación utilizando el modelo MHTP con la finalidad de evaluar el efecto que produce la incorporación de las nuevas inversiones de transmisión en la determinación de los costos marginales.

INDICE

DEDICATORIA

SUMARIO

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes	3
1.2. Planteamiento del Problema	5
1.3. Objetivos del Informe	6
1.4. Alcances del Informe	7

CAPITULO II

SITUACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO EN EL PERÚ

2.1. El Modelo Pool	8
2.2. El Modelo Pool Peruano	8
2.2.1. El Mercado Spot	9
2.2.2. Los Contratos Bilaterales	10
2.3. El Rol del COES en la Comercialización de Energía	11
2.3.1. La Comercialización de la Energía	12
2.3.2. La Comercialización y las Transferencias de Energía	12

CAPITULO III

LA NATURALEZA DE LA CONGESTIÓN

3.1. La Congestión	15
3.1.1. Definición	15
3.1.2. Implicancias Económicas en el Mercado Spot	16
3.2. La Congestión en el Mercado Eléctrico Peruano	20
3.2.1. Antecedentes	20
3.2.2. Causas	22
3.2.3. Consecuencias	27
3.2.4. Medidas Adoptadas	34

CAPITULO IV

METODOLOGÍAS DE SOLUCIÓN

4.1. Métodos para aliviar la congestión	39
4.1.1. Expandiendo y Reforzando la Transmisión	40
4.1.2. Generación Distribuida	40
4.2. Simulación	41
4.2.1. Premisas	42
4.2.2. Modelamiento	42
4.2.3. Resultados	43

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

BIBLIOGRAFIA

ANEXOS

57

ANEXO I: MODELO HIDRO-TERMICO PERU (MHTP)

ANEXO II: CONSIDERACION Y PREMISAS UTILIZADOS EN EL MODELO MHTP

PROLOGO

El presente trabajo analiza el fenómeno de la congestión y sus principales efectos económicos ocurridos en el mercado spot originados por la congestión en la interconexión centro-norte del país durante el periodo de estiaje del año 2007.

En el mercado spot, los generadores comercializan la energía en la forma de un producto es decir, compran y venden a los precios establecidos dentro de un mercado competitivo (oferta y demanda). Cualquier fenómeno que altere la formación de dichos precios será motivo de estudio.

Los efectos económicos, están asociados a la formación de los precios diferenciados (costos marginales diferenciados) en cada zona del país (zona norte y zona centro), que como producto de la congestión, los costos marginales establecidos en la zona norte llegaron a triplicar los costos marginales en la zona centro, los mismos que se han visto reflejados en las transferencias de energía que realizan las empresas generadoras, las cuales son calculadas y administradas por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

Esta situación ha favoreciendo de manera significativa a los generadores cuyas unidades de producción se encuentran ubicadas en la zona norte, debido a los ingresos económicos extraordinarios que percibieron durante el periodo de congestión, los cuales no hubieran percibido, si no existiera dicho fenómeno.

En el mes de noviembre de 2007, el gobierno, emitió el Decreto de Urgencia N° 046-2007 (en adelante "DU"), dirigido a atenuar el impacto económico negativo de los mayores costos de generación. Sin embargo el gobierno tardó en reaccionar ante la situación de congestión ya que la aplicación del DU se inició desde el 26.11.07 en adelante.

Se ha cuantificado el efecto económico que se tendría en las transferencias de energía en el hipotético caso que el DU se hubiese aplicado desde el inicio de la congestión, en junio 2007, luego se ha comparado los resultados obtenidos con los que ocurrieron realmente en las transferencias de energía en el COES durante el periodo junio-noviembre 2007, obteniéndose como resultado un beneficio económico para el mercado spot, cuantificado en un ahorro de 126.9 Millones de Soles.

Se ha realizado una simulación utilizando el modelo MHTP, con la finalidad de evaluar el efecto que produce la incorporación de las nuevas inversiones de transmisión en la determinación de los costos marginales.

Finalmente se concluye que los problemas de congestión registrados fuertemente en el año 2007 fueron producto de la falta de previsión en la planificación del sistema de transmisión. Con la utilización del gas natural de Camisea para la generación eléctrica, a partir del año 2004, el sector eléctrico ha experimentado un crecimiento en la oferta de generación producto de las nuevas inversión en centrales térmicas, las cuales utilizan dicho combustible. Sin embargo este crecimiento e inversiones en generación no han sido acompañadas por nuevas inversiones en el sistema de transmisión, lo que hacia preveer los problemas de congestión en el mediano plazo.

El informe consta de cinco capítulos, a través de los cuales se abarcan los objetivos planteados.

- En el primer capítulo se realiza la introducción al tema, explicando el planteamiento del Problema, los Objetivos, los Alcances que persigue el informe.
- El segundo capítulo describe los aspectos de interés del mercado eléctrico peruano actual.
- El tercer capítulo describe la naturaleza de la congestión, definiciones y sus impactos sobre los mercados de la electricidad. Así mismo describe como ejemplo la congestión producida en el Sistema Eléctrico Peruano, sus causas y consecuencias en el mercado spot, así como las medidas adoptadas por el gobierno para atenuar de manera parcial la crisis.
- El cuarto capítulo se desarrolla la base teórica de algunas opciones para aliviar la congestión en los sistemas de transmisión con son: (1) La expansión y el reforzamiento de líneas de transmisión y (2) La Generación Distribuida. Así mismo se realiza una simulación utilizando el modelo MHTP, con la finalidad de evaluar el efecto que produce la incorporación de las nuevas inversiones de transmisión en la determinación de los costos marginales. Respecto de la Generación Distribuida, no se ha desarrollado ninguna simulación debido que los conceptos dentro del sector eléctrico aun no están bien consolidados.
- El quinto y último capítulo se presenta las conclusiones y recomendaciones al estudio realizado.

CAPITULO I INTRODUCCIÓN

En 1992 se produjo la reforma del Sector Eléctrico con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) el cual introdujo la separación de las actividades de Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica, que hasta 1992 fueron operadas y administradas como un monopolio natural verticalmente integrado de propiedad única o mayoritaria del Estado.

A partir de la reforma del sector eléctrico peruano, las redes de transmisión se han convertido en la base fundamental para la comercialización de la Energía. Este proceso de Reforma ha creado un nuevo marco regulatorio para el sector, el cual ha incorporado un nuevo termino, denominado Competencia.

La competencia en la industria eléctrica se traduce en la creación de un mercado eléctrico competitivo para el sector de generación, denominado Mercado Mayorista en donde las empresas generadoras compiten entre sí para vender energía eléctrica a las empresas distribuidoras y atender la creciente demanda de electricidad a un mínimo costo de operación. Por otro lado, debido a la naturaleza de monopolio natural que posee el sector transmisión y distribución, éste debe ser regulado.

Este nuevo esquema ha colocado al sector de la transmisión como un factor importante en el mercado eléctrico debido a que los generadores requieren de libre acceso y sin restricciones a la red para llevar a cabo sus transacciones y comercializar su energía.

A diferencia de otros mercados, el mercado eléctrico presenta características económicas más distintivas, lo que determina una mayor necesidad de tenerlos en cuenta para una adecuada comprensión de su organización y funcionamiento, siendo estas características las siguientes [2]:

- La electricidad no se puede almacenar en grandes cantidades a costos razonables por lo que la demanda de electricidad debe ser satisfecha en tiempo real, es decir, en cada momento.

Dos implicancias de esta característica son la necesidad de contar con una capacidad instalada que pueda satisfacer la máxima demanda del sistema y la necesidad de contar con capacidad de reserva en caso de que se produjesen eventos inesperados. Estas

necesidades se interpretan no sólo en una perspectiva estática (seguridad del sistema), sino también en una perspectiva dinámica (adecuación del sistema).

- Existe variabilidad en la demanda a lo largo del tiempo e incertidumbre de oferta (años secos que afectan a centrales hidráulicas, indisponibilidades fortuitas en centrales térmicas, etc.) las cuales conjuntamente crean la necesidad de una estrecha coordinación en la operación del sistema a fin de garantizar la provisión de electricidad. Estos aspectos determinan la necesidad de los denominados “servicios complementarios” que garanticen la confiabilidad del suministro eléctrico.

- Una vez inyectada la energía al sistema no es posible distinguir su origen ni su destino, así como tampoco es posible guiar su trayectoria.

La energía se desplaza de acuerdo a leyes físicas, siendo sólo posible tener información de las cantidades entregadas y retiradas del sistema. Por ende, es bastante difícil controlar el flujo de energía para algunos consumidores específicos en tiempo real. Esta imperfección de la demanda no permite garantizar la ejecución física de los contratos bilaterales porque no se puede distinguir quién retira energía de quién, lo que hace necesaria la figura de un operador del sistema que resuelva los diversos problemas económicos que estas imperfecciones generan.

- Existen limitaciones lógicas en la capacidad de transporte de energía. Estas restricciones de transmisión y las características del flujo de energía determinan la existencia de externalidades que se derivan de problemas de congestión causados por incrementos súbitos de la demanda, interconexión de determinadas cargas, fallas inesperadas en el sistema de transmisión, entre otros.

Adicionalmente, una mayor capacidad puede beneficiar a otros agentes, los cuales no tendrán incentivos a contribuir en el desarrollo de la red si tienen la posibilidad de beneficiarse libremente de la nueva capacidad. Estos problemas son difícilmente solucionables mediante la operación independiente de las empresas, por lo que existe la necesidad de un operador del sistema eléctrico que determine la programación más económica y factible de las centrales, asegurando el balance entre la demanda y oferta en tiempo real. Estas “externalidades” pueden hacer que las inversiones sean ineficientes, ya que una decisión de inversión privada no considerará todos los efectos sobre los demás agentes.

- A diferencia de otras industrias donde usualmente existe una tecnología dominante o eficiente, en el sector eléctrico existen diversas tecnologías que son mutuamente eficientes para abastecer la energía, dependiendo dicha eficiencia del tamaño de la demanda. Algunas de ellas, como la generación hidráulica o nuclear, requieren grandes

inversiones pero tienen menores costos operativos, lo cual las hace adecuadas para abastecer grandes cantidades.

Otras tecnologías, como la generación en base a combustibles como el diesel, tienen menores costos de inversión pero presentan altos costos variables, por lo que son adecuadas para cantidades menores. Una implicancia de esta característica es que las diferentes tecnologías pueden ser combinadas para lograr un despacho eficiente o de mínimo costo. La combinación eficiente de centrales configura al parque generador que idealmente debe abastecer la demanda usualmente denominado parque adaptado.

- El sector eléctrico es caracterizado por la existencia de costos hundidos de gran magnitud no sólo en la construcción de las redes de distribución y transmisión sino también en centrales de generación.

En el caso de la transmisión, estos costos están asociados a la existencia de economías de escala en la capacidad de transporte, lo que implica la necesidad de salvaguardar la eficiencia productiva mediante mecanismos que impidan la duplicación innecesaria de redes que se logra usualmente con concesiones exclusivas (argumento de monopolio natural).

- La demanda debe ser abastecida en todo momento, equilibrio de oferta y demanda.

1.1. Antecedentes

En los últimos años, el Mercado eléctrico peruano ha venido experimentado un crecimiento en el sector generación producto de nuevas inversiones en capacidad y la reconversión de su parque generador debido a las nuevas tecnologías de generación que ahora utilizan el gas natural como combustible para la producción de energía aun menor costo. Sin embargo este crecimiento e inversiones no se han venido reflejando en el sector transmisión que en la actualidad no se presenta con un sistema robusto y confiable.

La congestión en la transmisión tiene implicaciones técnicas y económicas para el sector eléctrico, la primera relacionada con la seguridad y confiabilidad del sistema y la segunda relacionada con la competencia dentro del mercado de generación lo cual origina distorsiones de las señales económicas por la formación de los precios en el mercado spot (Según la teoría marginalista, debe reflejarse en una separación de los precios de las áreas unidas por la Línea de Transmisión congestionada).

Cuando existe congestión de una Línea de Transmisión los precios nodales de la energía difieren sustancialmente entre nodos de la red, generándose "Precios Locales", que ocasiona un incremento del costo del suministro de energía al área importadora, perjudicando a los usuarios conectados a esta área que deben asumir dicho costo.

CAPITULO II SITUACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO EN EL PERÚ

2.1. El Modelo Pool

En un mercado pool o mercado “de fondo común obligatorio” todos los generadores venden energía por intermedio del Pool a través de un sistema de ofertas múltiples (precios e información técnica) de energía llevadas a cabo por el operador del mercado. En estas ofertas cada generador ofrece diferentes precios para diferentes cantidades de energía. El operador del mercado realiza el equilibrio entre oferta y demanda, ordenando las ofertas a partir de los precios más económicos. El precio ofertado por el último generador con una oferta válida se convierte en el precio del sistema, al cual todos los generadores realizan sus transacciones y se conoce como el precio que limpia el mercado. El operador del sistema puede modificar el despacho a fin de evitar posibles problemas de congestión [3]. Un esquema simplificado se muestra en la **Fig. 2.1**. (GENCO: Empresa Generadora, TRANSCO: Empresa Transmisora y DISCO: Empresa Distribuidora)

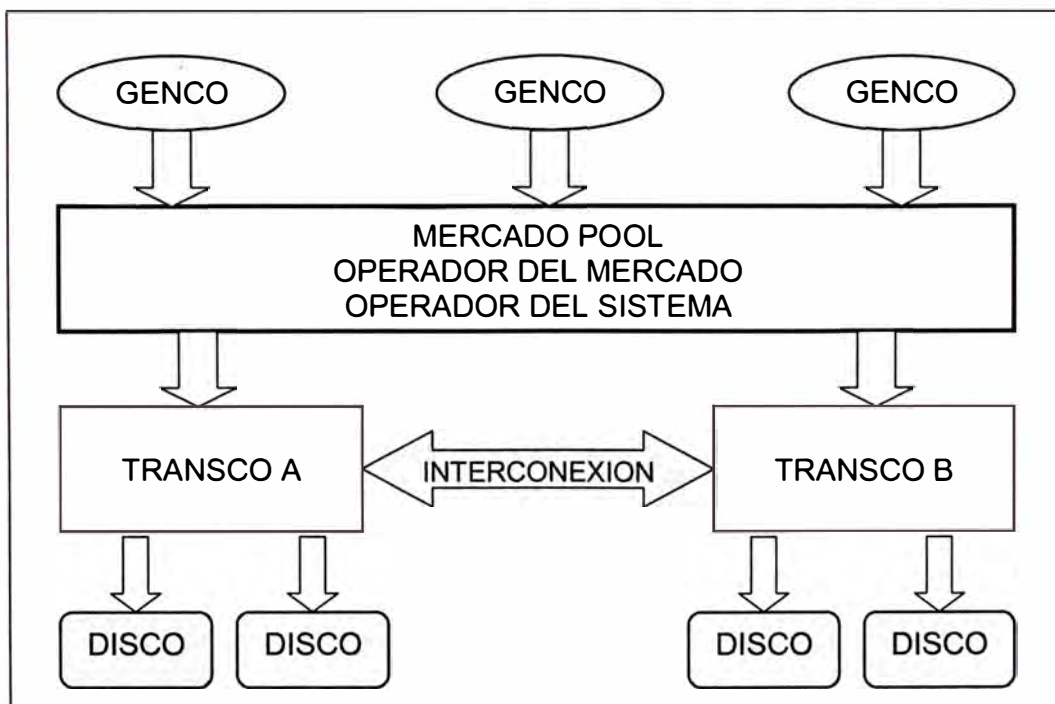


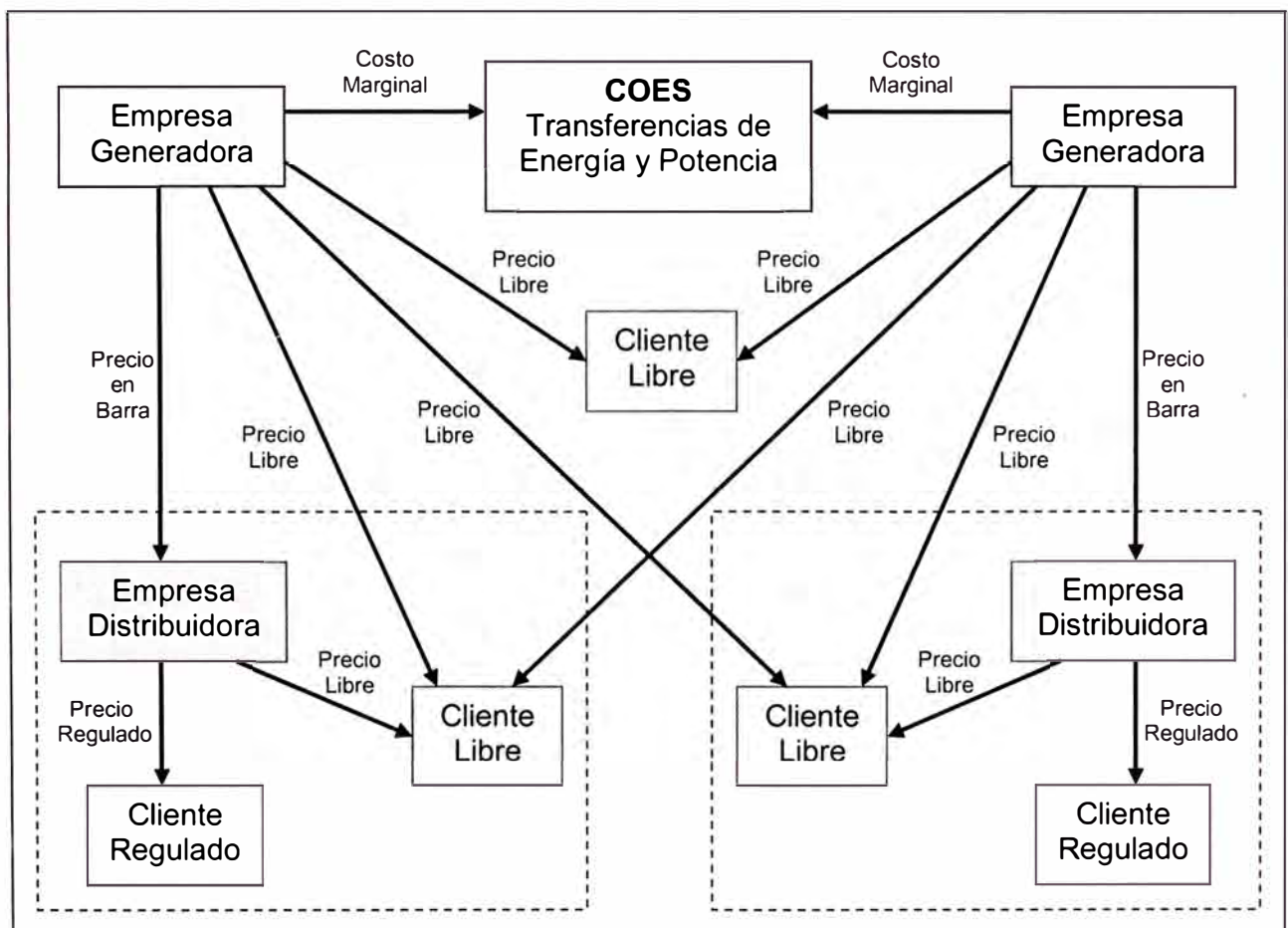
Fig. 2.1. Esquema del Modelo Pool

2.2. El Modelo Pool Peruano

El esquema peruano se puede caracterizar como un "Pool Obligatorio" ("Mandatory Pool") ya que el despacho de electricidad es centralizado por una organización conformada por los generadores y transmisores, el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), quien asume las funciones de operador del mercado y operador del sistema.

Este organismo es el encargado de garantizar el abastecimiento de la electricidad al menor costo, para lo cual realiza programaciones del despacho en base a los costos variables auditados de las centrales generadoras y la disponibilidad de recursos hídricos.

En este esquema los generadores no tienen la posibilidad de declarar precios en un mercado "spot" ni realizar despachos en base a sus obligaciones contractuales con sus clientes. Los generadores ponen a disposición del operador del sistema la capacidad de sus centrales y éste programa el despacho a mínimo costo, para luego realizar una serie de liquidaciones donde se saldan las diferencias entre los compromisos contraídos por los generadores con sus clientes y el valor de la energía realmente inyectada.



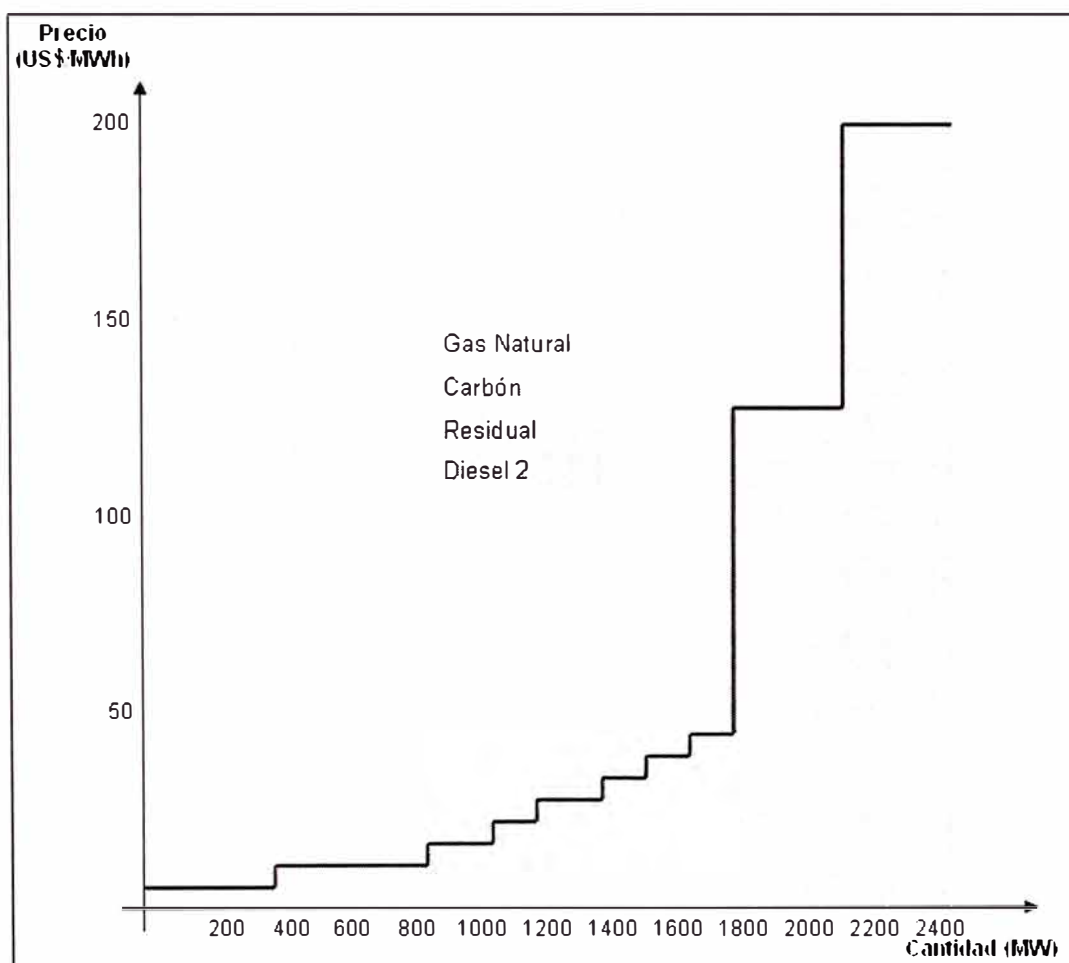
Fuente: Oficina de Estudios Económicos - Osinergmin

Fig. 2.2. Modelo Pool Peruano

Tal como se observa en la **Fig. 2.2**, existen varios tipos de precios al que puede ser transada la energía eléctrica, dependiendo de quiénes sean los agentes involucrados en la transacción.

2.2.1. El Mercado Spot

Para asegurar que el sistema eléctrico opere al mínimo costo, el COES despacha las unidades de generación en estricto “orden de mérito”, vale decir las ordena de menor a mayor costo de operación. Primero entran en funcionamiento las centrales hidráulicas. Su costo de operación es prácticamente cero porque no pueden embalsar agua. Por lo tanto, si el agua no se usa en el momento en que pasa por la central, se pierde. Si la cantidad producida por centrales hidráulicas no es suficiente, entran en funcionamiento centrales térmicas en orden creciente de costos de operación. El costo de operación de cada central térmica depende del precio del combustible que quema y de la eficiencia con que se transforma en energía. Como se aprecia en la **Fig. 2.3**, el orden de mérito “dibuja” una curva de oferta.



Fuente: COES

Fig. 2.3. Curva de Oferta para en el Mercado Eléctrico Peruano

2.2.2. Los Contratos Bilaterales

Las empresas generadoras pueden vender energía vía contratos con las empresas distribuidoras a precios en barra o vía licitaciones y con clientes libres a precios negociados, que son generalmente empresas mineras. Los generadores no pueden realizar despachos en base a sus obligaciones contractuales. Es decir si un generador tiene contratado 100 MW, su producción, para cubrir los 100 MW contratados, dependerá del despacho que le asigne el COES.

En la **TABLA N° 2.1**, se puede apreciar el nivel de contratación por empresa generadora en cada zona operativa del SEIN para el 2007.

TABLA N° 2.1 Potencia Contratada a Diciembre 2007 en el SEIN

EMPRESA	POTENCIA CONTRATADA (MW)			TOTAL
	NORTE	CENTRO	SUR	
TERMOSELVA	57.32	76.61	3.69	137.62
CAHUA	2.08	68.00	1.36	71.44
EDEGEL	82.17	642.19	39.47	763.83
EEPSA	14.79	70.69	2.91	88.39
EGENOR	68.76	273.74	17.64	360.13
ELECTROANDES	4.53	93.24	2.97	100.74
ELECTROPERU	225.22	845.69	174.61	1,245.52
SHOUGESA	0.00	0.00	48.61	48.61
EGASA	7.56	18.17	177.67	203.40
EGEMSA	2.59	6.24	73.61	82.44
SAN GABAN	3.52	7.07	70.41	81.00
EGESUR	1.41	3.39	0.88	5.68
ENERSUR	35.72	164.16	218.70	418.59
CORONA	0.00	3.48	3.80	7.28
ELEC. SANTA ROSA	0.00	0.80	0.00	0.80
KALLPA GENERACION S.A.	8.50	25.30	1.18	34.98
TOTAL (MW)	514.17	2,298.76	837.52	3,650.45

Fuente: Informes de Transferencia de Potencia COES

Por otro lado, las órdenes del COES son obligatorias e independientes de los contratos de comercialización de cada empresa. Por ello, es frecuente que existan transferencias entre generadores, las que se valoran al costo marginal instantáneo del sistema. Esta separación entre despacho y contratos permite que el sistema minimice el costo total de producción.

Por ejemplo, consideremos un generador que ha contratado la venta de energía (100 MW) pero que por tener un costo marginal de producción alto no será despachado. Este generador está obligado a comprarle a generadores de menor costo de operación para cubrir su déficit. Pese a ser obligatoria, la transacción es comercialmente atractiva para

este generador, por cuanto le permite comprar energía de productores con menor costo de operación que el propio. Mensualmente el COES entrega un balance de compras y ventas entre generadores llamada Valorización de las Transferencia de Energía.

2.3. El Rol del COES en la Comercialización de Energía

La organización de la operación del sistema eléctrico está a cargo del Comité de Operación Económica del Sistema (COES). Este se encarga de abastecer al sistema de energía y potencia al mínimo costo [4], para lo cual ordena a las centrales en orden creciente en función de sus costos variables. El despacho del sistema se hace con independencia de los contratos que tengan los generadores con sus clientes (distribuidoras y no regulados), lo que origina la existencia de transferencias netas de potencia y energía al final del año cuando las cantidades despachadas sean menores o mayores a los compromisos contraídos.

2.3.1. La Comercialización de la Energía

La comercialización está a cargo de Generadores y Distribuidores, con las atingencias que siguen:

- Según la LCE, la producción (llamada “despacho”) y la comercialización son 2 temas separados. Así, una Generadora produce por mandato del COES y su producción es independiente de lo que consuman sus clientes.
- Los Generadores realizan 2 funciones: Producción y Comercialización. La Producción es obligatoria y se hace según lo dispuesto por el COES. La comercialización es potestativa.
- En la Producción, los generadores entregan energía al COES en las barras (Sub-Estaciones) del SEIN más próximas a las unidades productoras. La producción es remunerada por el COES, a costos marginales, determinados cada 15 minutos.
- En la Comercialización, las Generadoras retiran en las barras más próximas a sus clientes la potencia y energía que estos demandan. El COES les cobra a los generadores esas cantidades, también a los costos marginales en el lugar de retiro, determinados cada 15 minutos.
- Los Generadores pueden suministrar a Clientes Libres o Empresas Distribuidoras (que son las encargadas de repartir la energía a los Clientes Regulados), pero los precios a las Distribuidoras tienen un tope (al precio regulado se lo denomina Precio en Barra) si están destinados a Clientes Regulados. Los precios para los Clientes Libres son precios libres;

- La producción se efectúa como si todas las unidades perteneciesen a un solo propietario, cuyo operador es el COES que atiende a todos los consumidores del SEIN.
- El COES decide como se debe producir para obtener el mínimo costo operativo del SEIN, incluyendo el costo de falla (perjuicio causado por no entregar energía). Para llegar al despacho más eficiente, el COES simula matemáticamente la conducta de un sistema hidrotérmico, especialmente en lo que concierne a la administración de los reservorios de agua.
- Dado que las cantidades de energía producida y consumida se balancean (no son iguales, porque existen pérdidas en la red que conecta productores y consumidores. Pero los precios en los distintos puntos se ajustan según esas pérdidas, de forma que el balance económico se ajuste lo mejor posible) y en ambos casos los precios son los costos marginales, en la transacción de vender energía a unos generadores y comprársela a otros, el balance neto es nulo.

La LCE establece un contrato implícito entre los productores y el COES, mediante el cual los Generadores como Productores no necesitan un contrato específico para producir y ser pagados por el mercado COES. Los generadores producen las cantidades que establece el COES y los precios que recibe son los Costos Marginales del Sistema, los que varían cada 15 minutos.

2.3.2. La Comercialización y las Transferencias de Energía

Se ha explicado que toda empresa Generadora que opera dentro del COES ejerce dos funciones:

- **Empresa Productora:** La Generadora debe producir la cantidad de energía que el COES le indica que produzca, en el momento en que el COES se lo indique. Esta es una función a la que está obligada y sobre la que no tiene autonomía, limitándose a obedecer las órdenes del COES;
- **Empresa Comercializadora:** Es una función potestativa, mediante la cual la Generadora tiene la facultad de comercializar energía hacia clientes libres o regulados en la magnitud que se lo permita la potencia firme que tiene; es decir, la capacidad que, siguiendo determinados procedimientos, le es asignada por el COES. Esa potencia firme se da en base a su capacidad instalada, naturaleza de esa capacidad, estado operativo de sus unidades, incluyendo los antecedentes sobre su disponibilidad en períodos operativos anteriores. A la capacidad propia se suma la

capacidad que haya contratado de otras empresas generadoras con la finalidad de comercializar.

En esa situación, el mecanismo de pagos inter-empresas funciona como sigue:

- La Generadora produce la cantidad de energía que el COES le indica que produzca (lo que se conoce como “despacho”); esta cantidad es absolutamente independiente de los compromisos comerciales que pueda tener la Generadora con sus clientes.
- La Generadora recibe del COES como pago por la energía producida su valor marginal; es decir, a lo largo de intervalos de 15 minutos de duración, la sumatoria del producto de la cantidad producida (MWh), por el costo marginal de producción en la respectiva barra de entrega (S/./MWh); no se trata de un pago dinerario, sino de un saldo a favor de la Generadora, que se utiliza para el balance de pagos por comercialización entre empresas generadoras.
- El COES entrega a nombre de la Generadora, energía eléctrica a los clientes regulados (empresas distribuidoras) o libres de la Generadora, en las barras de retiro autorizadas para ese fin por la Generadora y hasta los límites autorizados por la Generadora.
- El COES asigna a la Generadora la responsabilidad por el costo de la energía suministrada a sus clientes (regulados y libres), en las mismas condiciones a las que entrega la energía, esto es, al producto de las cantidades retiradas por los clientes multiplicadas por los costos marginales instantáneos en las barras de retiro.
- Después de un balance tanto en especie (MWh) como en dinero (Nuevos Soles) entre lo que entrega cada generador y lo que recibe cada uno de sus clientes, al final de cada mes el COES determina las cantidades netas de dinero que tienen que pagar unos generadores a otros, para saldar su balance de las operaciones de entregas y retiros a costos marginales.

CAPITULO III LA NATURALEZA DE LA CONGESTION

En este capítulo revisamos la naturaleza de la congestión y su impacto sobre los mercados de la electricidad.

3.1. La Congestión

A continuación presentamos las definiciones que diversos autores proponen para el fenómeno de la congestión.

3.1.1. Definición

Para Larry E. Ruff (2003), la congestión de la transmisión se presenta cuando es necesario usar generación de mayor costo en algunas ubicaciones, en vez de emplear generación de menor costo que se encuentra en otro lugar, para mantener los flujos de la energía y las tensiones a lo largo de la red dentro de cierto criterio de confiabilidad; el costo de la congestión es el aumento resultante en los costos de la generación [5].

Para Stoft (1997) señala que una línea congestionada separa el mercado en dos regiones no competitivas, posibilitando el ejercicio de poder de mercado por los generadores de cada región y que un generador puede reducir su producción congestionando una línea, para así incrementar su poder de mercado [7].

Para Hunt (2002) señala que las líneas de transmisión tienen una determinada capacidad (capacidad limitada). Cuando se excede la capacidad de una o más líneas, estamos frente al fenómeno de Congestión. De una manera u otra, las plantas de generación en la zona importadora y exportadora tendrán que incrementar y reducir su producción respectivamente [11].

La congestión ocurre cada vez que se viola una o más de las restricciones bajo las cuales el sistema opera de manera "normal" o de conformidad con los casos de contingencia que se encuentran dentro de una lista de contingencias especificadas. Estas restricciones pueden ser limitaciones físicas – tales como las limitaciones térmicas, limitaciones de voltajes o limitaciones especificadas para asegurar la seguridad del sistema y la confiabilidad del sistema [1].

3.1.2. Implicancias Económicas en el Mercado Spot

La primera responsabilidad de cualquier Operador del Sistema (OS) es mantener la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico. El OS debe asegurarse de que los flujos programados por las instalaciones de transmisión (Líneas y Subestaciones de Transmisión) no excedan su máxima capacidad permitida [9] y [10].

Aunque el sistema de transmisión opera de acuerdo con las leyes físicas del flujo de la energía eléctrica, son también importantes las consecuencias económicas de la congestión en cualquier mercado.

La congestión en la transmisión puede ser manejada mediante restricciones en los generadores, en las cargas y en las instalaciones de transmisión. Sin embargo, dichas restricciones puede tener importantes costos económicos para el mercado.

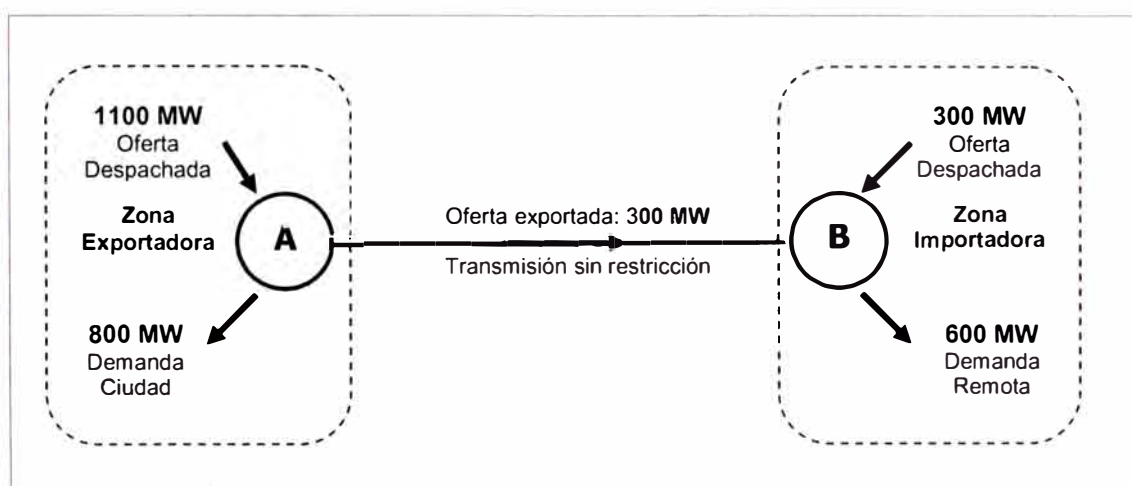


Fig. 3.1. Sistema Eléctrico sin restricción en transmisión

Para el sistema mostrado en la **Fig. 3.1**, las zonas A y B poseen una demanda de 800 MW y 600 MW respectivamente. Una línea de transmisión permite la transferencia de energía entre ellas. La oferta de generación, en cada zona, esta compuesta por un parque de generadores hidráulicos y térmicos. En la **TABLA N° 3.1** se muestra la oferta de generación y los costos variables de los generadores ubicados en la Zona A. La generación hidráulica y térmica es de 700 MW y 400 MW respectivamente.

TABLA N° 3.1 Oferta de generación y Costos Variables para la Zona A

Empresa	Tipo de Generación	Oferta MW	Costo Variable US\$/MWh
G1	Hidráulica	700	0.0
G2	Térmica a Gas	400	22 + $Q_A/50$

Q_A : Oferta despachada

El costo de generación térmica en la zona A comienza a 22 US\$/MWh y aumenta a la tasa de 2 US\$/MWh por cada 100 MW adicionales.

La situación en la zona B es similar, la oferta de generación hidráulica y térmica es de 200 MW para cada oferta tal como se muestra en la **TABLA N° 3.2**, los costos de la generación térmica se subdividen por el tipo de combustible que utilizan.

Para la generación térmica con gas natural (Térmica a Gas) comienzan a 38 US\$/MWh y aumenta a la tasa de 2 US\$/MWh por cada 100 MW adicionales, mientras que la generación térmica con Diesel 2 (Térmica a D2) comienza a 120 US\$/MWh y aumenta a la tasa de 20 US\$/MWh por cada 100 MW adicionales.

TABLA N° 3.2 Oferta de generación y Costos Variables para la Zona B

Empresa	Tipo de Generación	Oferta MW	Costo Variable US\$/MWh
G3	Hidráulica	200	0.0
G4	Térmica a Gas	100	$38 + Q_B/50$
G5	Térmica a D2	100	$120 + Q_B/5$

Q_B : Oferta despachada

Por condiciones de eficiencia, la demanda será cubierta teniendo en cuenta el despacho al mínimo costo de los generadores, es decir ordenados de menor a mayor costo variable (Despacho Económico), como se muestra a continuación en la **TABLA N° 3.3**.

TABLA N° 3.3 Despacho Económico de Generación

Ubicación	Empresa	Tipo de Generación	Oferta MW	Costo Variable US\$/MWh
Zona A	G1	Hidráulica	700	0.0
Zona B	G3	Hidráulica	200	0.0
Zona A	G2	Térmica a Gas	400	$22 + Q_A/50$
Zona B	G4	Térmica a Gas	100	$38 + Q_B/50$
Zona B	G5	Térmica a D2	100	$120 + Q_B/5$

Sin restricción en la transmisión, el despacho al mínimo costo hará que la demanda total de 1400 MW sea abastecida por:

- 1100 MW de la generación ubicada en la zona A (700 MW y 400 MW de generación hidráulica y térmica respectivamente) y,
- 300 MW de la generación ubicada en la zona B (200 MW y 100 MW de generación hidráulica y térmica a gas respectivamente)

La línea de transmisión transportará los 300 MW que requiere la zona B para cubrir su demanda como se muestra en la **Fig. 3.1**. Por despacho económico, la oferta total de 400

MW de generación en la zona B no es requerida en su totalidad debido a que los clientes prefieren comprar la energía a un menor costo, es decir de la zona A.

En este ejemplo, la zona A tiene un menor costo de generación que la zona B y una oferta de generación total de 1100 MW, suficientes para cubrir los requerimientos de demanda en la zona A (800 MW) y exportar 300 MW hacia la zona B.

El costo marginal de generación en la zona A lo establecerá la generación térmica por cada 1 MW adicional y será de: $(22 + 400/50)$ US\$/MWh, esto es 30 US\$/MWh. El costo marginal de generación en la zona B será de: $(38 + 100/50)$ US\$/MWh, esto es 40 US\$/MWh. El costo promedio de la energía será de $(30 \cdot 1100 + 40 \cdot 300) / 1400$ US\$/MWh, esto es aproximadamente: 32.0 US\$/MWh. El costo marginal del sistema será de 40 US\$/MWh.

En la **Fig. 3.2**, se ilustra la restricción en el sistema de transmisión, ahora la capacidad de transmisión de la línea esta limitada a 200 MW de capacidad, es decir solo podrá transportar 200 MW como máximo de potencia. Esta restricción en la línea obliga a la demanda de la zona B a importar solo 200 MW de la zona A y no 300 MW (sin restricción), quedando la línea de transmisión congestionada.

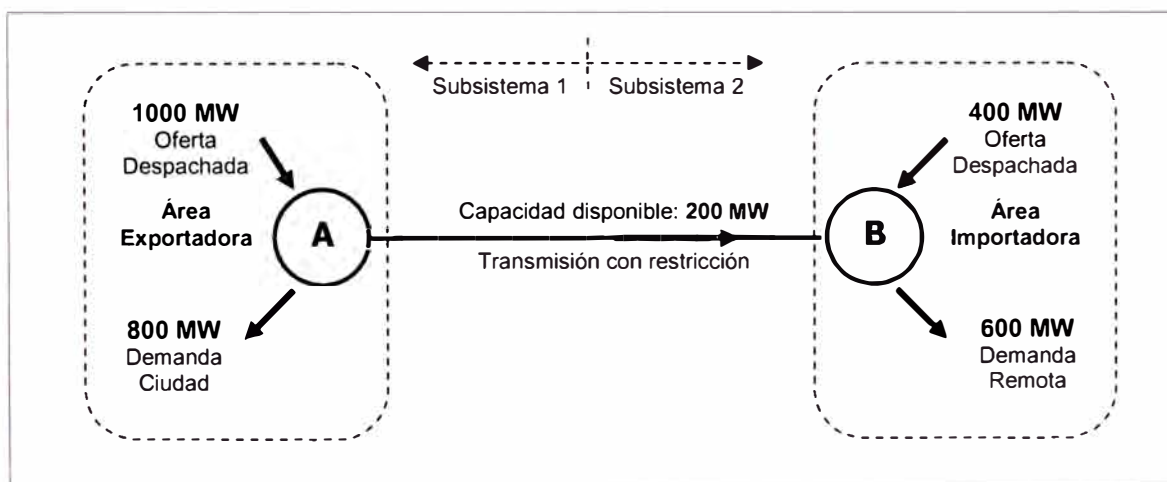


Fig. 3.2. Sistema Eléctrico con restricción en transmisión

Con restricción en la transmisión, el despacho de generación hará que la demanda total de 1400 MW sea abastecida de la siguiente manera:

a) Despacho óptimo (Despacho económico):

1) 1000 MW de la generación ubicada en la zona A (700 MW y 300 MW de generación hidráulica y térmica respectivamente), para atender la demanda en su zona (800 MW) y exportaran 200 MW como máximo por la línea de transmisión para cubrir una parte de la demanda en la zona B.

2) 300 MW de la generación ubicada en la zona B (200 MW y 100 MW de generación hidráulica y térmica a gas respectivamente).

b) Despacho subóptimo (para cubrir la demanda)

1) 100 MW adicionales de la generación ubicada en la zona B (generación térmica a D2). Por despacho económico, los generadores ubicados en la zona A y zona B suministrarán 1000 MW y 300 MW respectivamente. En estas condiciones, la oferta total eficiente es de 1300 MW. Sin embargo la demanda de 1400 MW no puede ser cubierta por condiciones de eficiencia, esto forzará a la demanda de la zona B a comprar 100 MW adicionales de los generadores ubicados en su zona a un mayor precio para cubrir la demanda que requiere (600 MW).

El precio en la Zona A por los 1000 MW comprados será de:

- 700 MW Hidráulicos a 0.0 US\$/MWh.
- 300 MW Térmicos a Gas a $(22 + 300/50)$ US\$/MWh ó 28 US\$/MWh.

El precio en la Zona B por los 400 MW comprados será de:

- 200 MW Hidráulicos a 0.0 US\$/MWh.
- 100 MW Térmicos a Gas a $(38 + 100/50)$ US\$/MWh ó 40 US\$/MWh.
- 100 MW Térmicos a D2 a $(120 + 100/5)$ US\$/MWh ó 140 US\$/MWh.

Sin congestión, el costo marginal es único para todo el sistema y es establecido por el despacho económico (ver **Fig. 3.1**), esto es 40 US\$/MWh que es el costo de la generación térmica a gas ubicada en la zona B.

En situación de congestión se presenta costos marginales diferenciados, llamados costos marginales locales, en cada subsistema (ver **Fig. 3.2**). El costo marginal del subsistema 1 es establecido por la última generación despachada según el ranking de costos variables (Despacho Económico), esto es 40 US\$/MWh que es el costo de la generación térmica a gas ubicada en la zona B. El costo marginal del subsistema 2 es establecido por los 100 MW adicionales, fuera del ranking de costos variables, esto es 140 US\$/MWh que es costos de la generación térmica a D2 ubicada en la zona B (ver **TABLA N° 3.4**).

TABLA N° 3.4 Costo Marginal Sin y Con Congestión

Ubicación	Sin Congestión		Con Congestión	
	Oferta MW	Costo Marginal US\$/MWh	Oferta MW	Costo Marginal US\$/MWh
Subsistema 1	1400	40	1300	40
Subsistema 2		40	100	140

3.2. La Congestión en el Mercado Eléctrico Peruano

3.2.1. Antecedentes

El desarrollo de la transmisión ha sido muy limitado durante los últimos años en el Perú, debido a las características del marco regulatorio existente [8].

La preocupación del COES, respecto a la seguridad del sistema, está centrada, actualmente, en la insuficiente capacidad de transmisión eléctrica en ciertas zonas del país, en particular, en las líneas que vinculan el área centro con las áreas norte y sur del SEIN; y, por otro lado, la congestión en las líneas de transmisión pueden producir efectos anticompetitivos dentro del mercado spot alternado los costos marginales del sistema.

El sistema de transmisión principal (a 220 kV y 138 kV) tiene más de 3700 km de líneas que cubren la mayor parte del territorio nacional conformando el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN); notándose que la línea que une la región central con el Sur (Campo Armiño-Socabaya), y la que une la región central con el norte (Zapallal-Paramonga Nueva-Chimbote), están congestionadas periódicamente [8].

En el Perú, la congestión es gestionada por el COES mediante el uso de procesos administrativos. Si la congestión no es gestionada eficientemente y si no se le fija un precio de manera eficiente, los generadores y los demandantes van a tener poco o ningún incentivo para tomar en cuenta a la congestión dentro de sus decisiones de ubicación y de sus decisiones operativas [5]:

“Si a los generadores que están “restringidos” por la congestión se les dice simplemente que no pueden operar, ellos van a abastecer a sus clientes comprando energía del mercado spot del COES – probablemente a un costo que se encuentra por encima de sus propios costos de operación – lo cual va a incentivar a los nuevos generadores a ubicarse en otra parte”.

Desde el año 2007, se ha originado un crecimiento sostenible e importante de la demanda en la zona norte del Sistema Interconectado Nacional (SEIN) el cual no ha sido acompañado con nuevos proyectos de generación que provean un adecuado equilibrio entre la demanda, la generación de la zona norte y la generación importada del Área Centro, el cual ha originado un incremento en la capacidad de transporte de la línea de transmisión que interconecta las Áreas Centro y Norte llegando a exceder los límites operativos provocando que la línea se congestione.

En el Perú, el fenómeno de la congestión se registro fuertemente, dentro de los periodos de estiaje del año 2007, en los principales enlaces de transmisión del SEIN, que interconectan las 3 áreas operativas del país: Norte, Centro y Sur, tal como se muestra en la **Fig. 3.3**.

Las áreas se interconectan mediante líneas de transmisión en 138 kV y 220 kV, cada una con sus características operativas propias; entre ellas tenemos:

- 1) La línea de 220 kV Chimbote1 – Paramonga Nueva (L-2215) la cual interconecta las áreas operativas Norte y Centro.
- 2) Las líneas de 220 kV Mantaro – Cotaruse (L-2051/2052) y Cotaruse – Socabaya (L-2053/2054) las cuales interconectan las áreas operativas Centro y Sur.

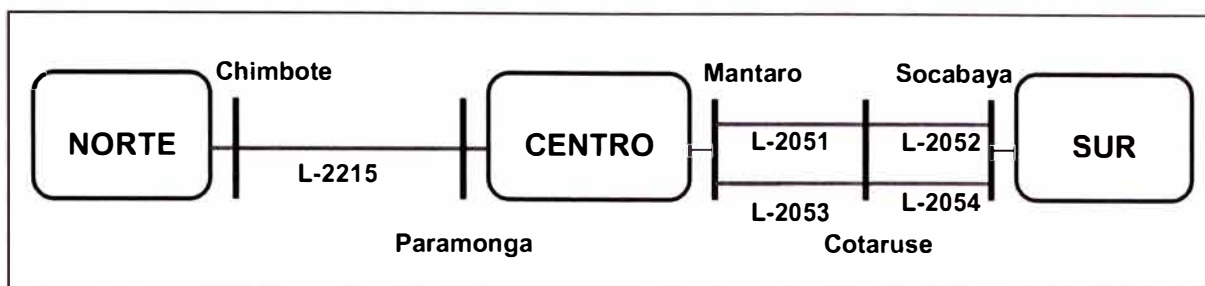


Fig. 3.3. Enlaces de Interconexión entre Áreas Operativas del SEIN

En el 2006 se definieron los límites operativos de éstas líneas de transmisión las cuales se presentan en la **TABLA N° 3.5**. Estos límites indican la máxima capacidad de transporte que puede soportar las líneas de transmisión en condiciones de seguridad y confiabilidad del sistema.

TABLA N° 3.5. Límites de Enlaces de Transmisión del SEIN

CODIGO	DE	A	TENSION (kV)	LONGITUD (km)	LIMITE (MW)	CRITERIO
L-2215	PARAMONGA NUEVA	CHIMBOTE 1	220	221	160	Estabilidad de Tensión
	CHIMBOTE 1	PARAMONGA NUEVA	220	221	160	Estabilidad Angular
L-2051/L2052	CAMPO ARMIÑO	SOCABAYA	220	609	246	Estabilidad de Tensión
L-2053/L2054					152	

Fuente: Estudio de Estabilidad del SEIN (COES SINAC/DEV-186-2006)

La congestión, en la línea de transmisión L-2215 (Paramonga-Chimbote), ha ocasionado que no se pueda enviar más energía barata desde el área centro hacia el área norte y se tenga la necesidad de disponer el despacho de unidades generadoras caras de las Centrales Térmicas de Tumbes, Piura y Trujillo ubicadas en dicha área para cubrir la demanda de energía.

El despacho de estas unidades ha originado un incremento considerable en el costo marginal en el área norte, afectando económicamente a las empresas generadoras ubicadas en el área centro, las cuales cuentan con clientes (libres y regulados) ubicados en el área norte, ya que al no poder enviar energía barata a dichos clientes, dichas generadoras se han visto obligadas a comprar (retiro) dicha energía a generadoras locales de Tumbes, Piura y Trujillo al costo marginal del área norte.

Por otro lado, las empresas generadoras ubicadas en el área norte y que han sido despachadas, se han visto favorecidas dado que han obtenido mayores ingresos por su producción de energía, dado que dicha producción es valorizada al costo marginal del área norte.

3.2.2. Causas

A continuación presentamos las causas que provocaron la congestión de la Línea de Transmisión Paramonga Nueva – Chimbote 220 kV (L-2215) que une la zonas operativas centro-norte.

a) Déficit de Generación

La demanda de electricidad (Q_n) de una determinada zona debe ser abastecida con una oferta de generación (S_n) que represente el menor costo de la energía producida, cuando la oferta no pueda cubrir la demanda de electricidad al menor costo (con generación eficiente), se dice que existe un déficit de generación ($S_n < Q_n$).

Dado que la demanda debe ser abastecida en todo momento, la diferencia ($Q_n - S_n$) que se necesita para cubrir la demanda (Q_n) debe ser importada de una zona vecina, en caso exista interconexión, o de una oferta de generación de mayor costo ubicada en la zona deficitaria.

La zona norte presenta un parque generador conformado por centrales hidroeléctricas que representan el 60% de la potencia efectiva total de zona como oferta de generación y por centrales térmicas con el 40%, las cuales utilizan como combustible el gas natural (propio de la zona) y combustibles líquidos (residual, diesel 2).

El costo de la energía es variado ya que depende del tipo de combustible que utilizan las centrales térmicas en la producción de energía, siendo la más costosa, la producción con combustibles líquidos (residual y diesel 2).

Como muestra en el **TABLA N° 3.6**, la potencia efectiva total de la zona norte es de 675 MW de los cuales 396 MW corresponden a centrales hidráulicas que utilizan el agua en la producción de energía, con un costo de producción de 0.0 US\$/MWh, seguido las centrales térmicas que utilizan gas natural con 120 MW, con un costo promedio de 48

US\$/MWh y por ultimo, las centrales térmicas que utilizan combustibles líquidos, con un costo promedio de 145 US\$/MWh aproximadamente.

TABLA N° 3.6. Potencia Efectiva de las Centrales Eléctricas de la Zona Norte

Empresa	Central	Tipo	Potencia Efectiva	Costo de la Energía
			MW	US\$/MWh
Cahua	Gallito Ciego	Hidráulica	38	0
Egenor	Cahuaquero	Hidráulica	95	0
	Cañón del Pato	Hidráulica	263	0
Eepsa	Malacas2	Térmica - Gas	90	20
	Malacas	Térmica - Gas	30	75
Electroperu	Tumbes	Térmica - Residual	17	86
Egenor	Chiclayo Oeste	Térmica - Residual	24	107
	Piura	Térmica - Diesel 2	40	129
	Paita	Térmica - Diesel 2	6	154
	Sullana	Térmica - Diesel 2	8	159
	Trujillo	Térmica - Diesel 2	20	190
	Chimbote	Térmica - Diesel 2	44	192
Total - MW			675	

Fuente: COES

En el año 2007, la máxima demanda en la zona norte fue de 627 MW registrada en el mes de diciembre. En el periodo de estiaje, la máxima demanda fue de 550 MW registrada en el mes de octubre, tal y como se puede apreciar en el **TABLA N° 3.7**.

TABLA N° 3.7. Demanda Norte (MW y GWh) registrada en el 2007

DEMANDA NORTE	ene-07	feb-07	mar-07	abr-07	may-07	jun-07	jul-07	ago-07	sep-07	oct-07	nov-07	dic-07
Energía (GWh)	312	285	321	299	314	305	312	316	308	322	334	348
Potencia (MW)	529	524	525	527	550	549	476	528	527	550	621	627

Fuente: COES

Si la zona norte fuese una zona aislada, es decir si no hubiera la interconexión de la zona centro con la zona norte, los 675 MW de oferta de generación, serian suficientes para atender los requerimientos de la demanda en dicha zona. Sin embargo esta situación originaría un incremento en el costo de la energía ya que para cubrir la demanda se necesitaría operar centrales térmicas con combustibles líquidos encareciendo el costo de la energía y perjudicando a los usuarios ubicados en dicha zona, que deben asumir dicho costo.

Sin embargo, con la interconexión se ha logrado reducir los costos de producción de la energía ya que ha permitido que la demanda de la zona norte sea abastecida con la energía enviada desde la zona centro a través de la línea de transmisión Paramonga

Nueva – Chimbote 220 kV y la energía producida por la generación local eficiente propio de la zona, convirtiéndose de esta manera, en una zona importadora de energía (la demanda de la zona norte no puede ser cubierta con generación local al menor costo de producción de energía).

En la **TABLA N° 3.8** y en la **Fig. 3.4**, se muestra la producción de energía en GWh de las centrales que operaron en el norte y la producción enviada desde la zona centro a través de la interconexión centro-norte (L-2215) para poder cubrir la demanda de la zona norte durante el 2007.

TABLA N° 3.8. Producción de Energía (GWh) en la Zona Norte

PRODUCCION	ene-07	feb-07	mar-07	abr-07	may-07	jun-07	jul-07	ago-07	sep-07	oct-07	nov-07	dic-07
Centrales	279	274	313	278	242	212	200	201	193	232	280	288
L-2215	33	10	8	21	73	93	112	115	115	90	54	60
Oferta = Demanda	312	285	321	299	314	305	312	316	308	322	334	348

Fuente: COES

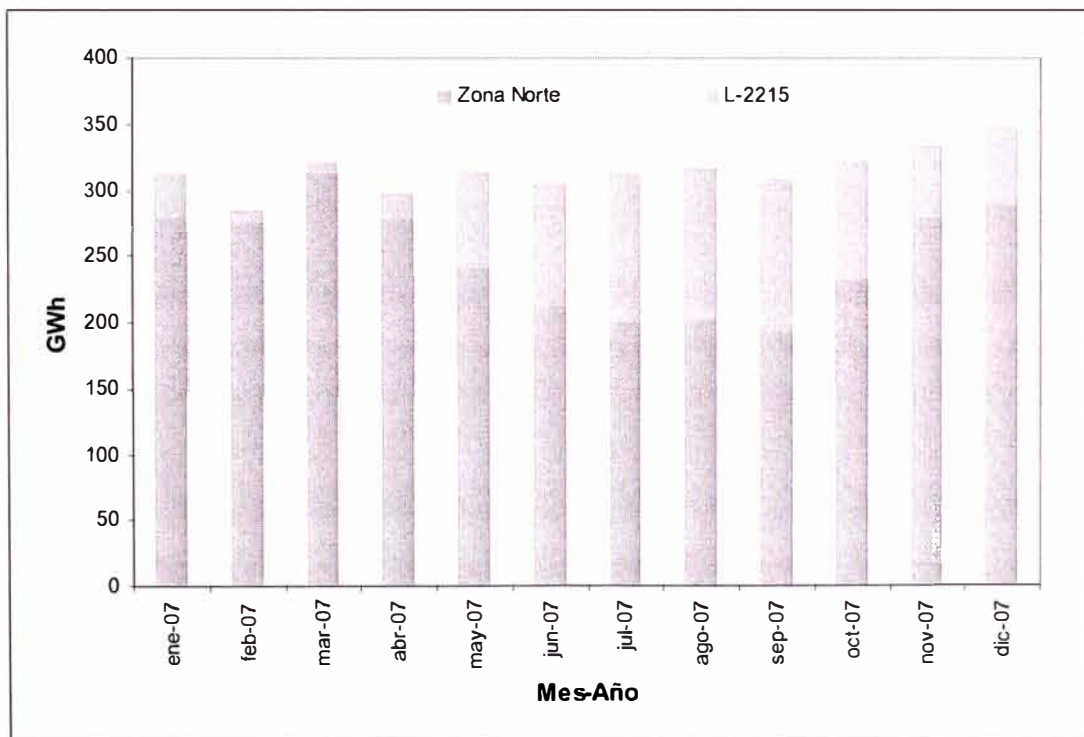
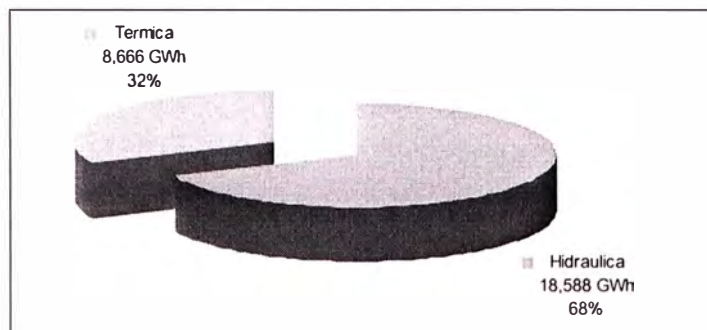


Fig. 3.4. Producción de Energía (GWh) en la Zona Norte

Por lo tanto, la oferta de generación en la zona norte no es suficiente para atender al 100% los requerimientos de energía de su propia demanda de electricidad a costos razonables, teniendo que importar el déficit de energía, desde la zona centro mediante la interconexión centro-norte.

b) La Variabilidad Hidrológica

El Sistema Eléctrico Peruano presenta una fuerte dependencia del recurso hídrico, la mayor producción de energía es en base a la generación hidráulica, tal y como se aprecia en la **Fig. 3.5**.



Fuente: COES

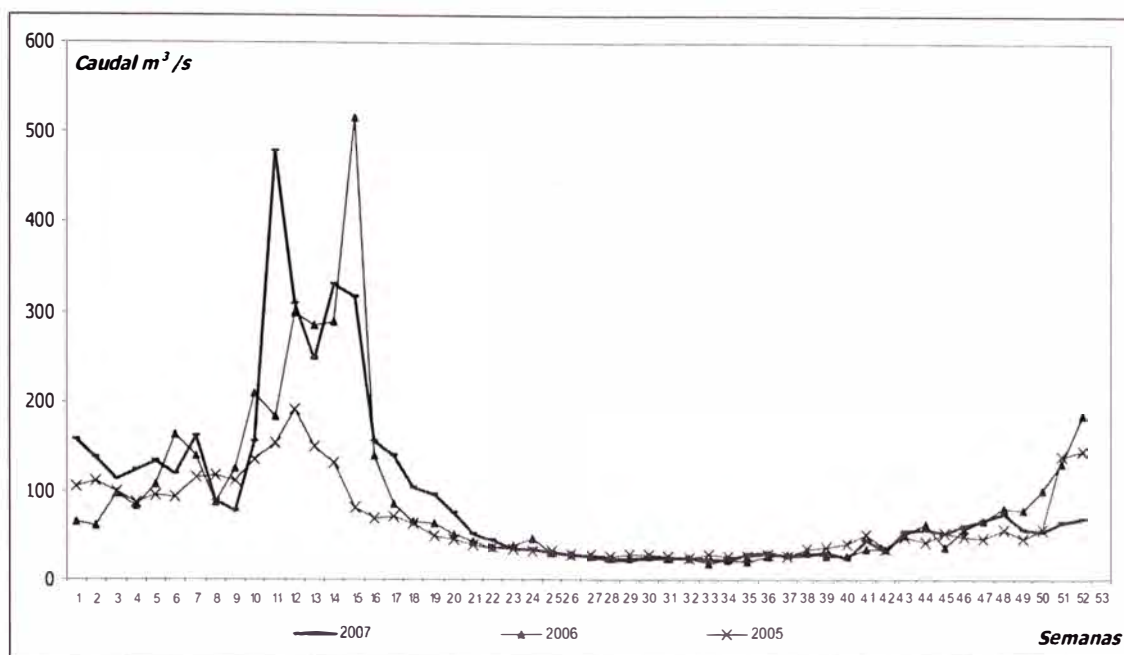
Fig. 3.5. Producción de energía del SEIN en el 2007

Durante el año 2007, la producción de energía a nivel SEIN fue de 27,255 GWh., de los cuales la producción de las centrales hidráulicas y centrales térmicas fue de 18,588 GWh y 8,666 GWh respectivamente. Así mismo la producción de energía de la zona norte fue de 2,991 GWh de los cuales el 75% correspondió a la producción de las centrales hidráulicas y el 25% a la producción de las centrales térmicas.

El sistema eléctrico peruano se caracteriza por presentar periodos de avenida y estiaje durante el año. En las épocas de avenida, entre los meses de noviembre y mayo, se producen lluvias con cierta regularidad, las que originan: (1) el aumento de los caudales naturales de los ríos, (2) almacenar el recurso hídrico en los reservorios del sistema de generación hidráulica y (3) tener la máxima producción de energía con dicho recurso.

En las épocas de estiaje, entre los meses de junio y octubre, se registra una disminución de las lluvias lo que origina una reducción de los caudales naturales de los ríos, afectando la producción de energía que se generan en las centrales hidroeléctricas, las cuales son despachadas de manera restringida por la falta del recurso hídrico.

La producción de energía en la zona norte es predominantemente hidráulica, en las épocas de estiaje las centrales hidráulicas ubicadas en dicha zona (C.H. Gallito Ciego, C.H. Carhuaquero y C.H. Cañón del Pato) no puede disponer del recurso hídrico al 100%, debido a la reducción de los caudales naturales de los ríos, provocando que la operación de dichas centrales hidráulicas sea de manera restringida, afectando significativamente la producción de energía hidráulica, la cual se ve reducida en casi el 50% de lo que producirían si tuvieran disponible el 100% del recurso hídrico.

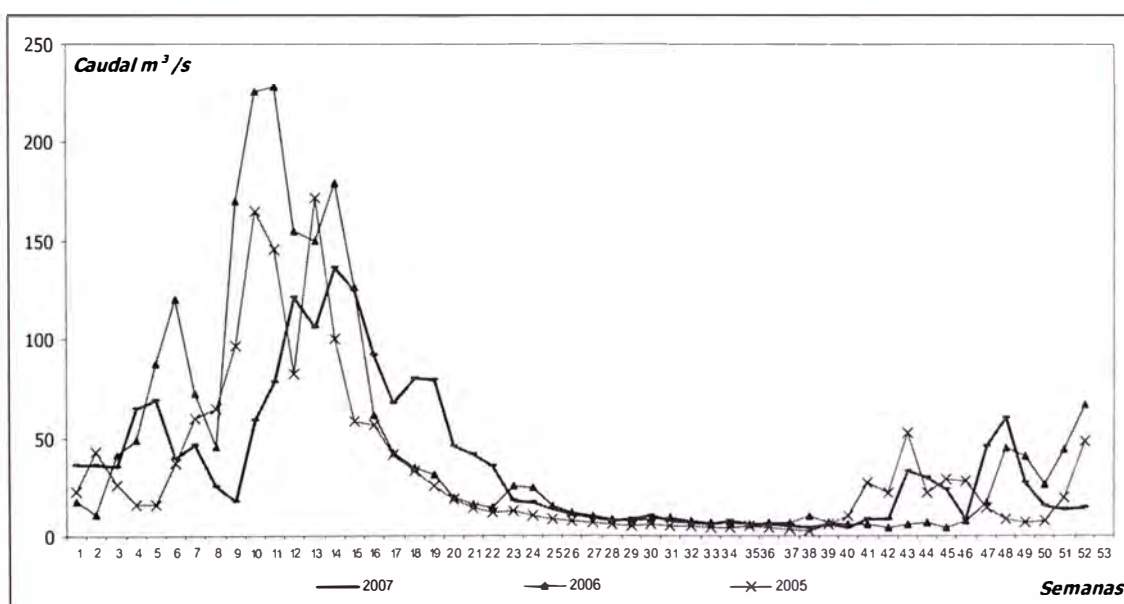


Fuente: COES

Fig. 3.6. Caudal Natural del río Santa

En la **Fig. 3.6** se presenta la evolución del Caudal Natural del río Santa durante los años 2007, 2006 y 2005. El río Santa abastece del recurso hídrico a la CH Cañón del Pato, como se aprecia a partir de la semana N° 20 se inicia la época de estiaje en donde el caudal disminuye por la ausencia de lluvias.

En la **Fig. 3.7** se presenta la evolución del Caudal Natural del río Chancay durante los años 2007, 2006 y 2005. El río Chancay abastece del recurso hídrico a la CH Carhuaquero, como se aprecia también, a partir de la semana N° 20 se inicia la época de estiaje en donde el caudal disminuye por la ausencia de lluvias.



Fuente: COES

Fig. 3.7. Caudal Natural del río Chancay

Así pues, al tener menor energía generada por las centrales hidráulicas se tiene que importar un mayor volumen de energía, desde la zona centro, a través de la línea de transmisión (L-2215), pero hasta un volumen máximo ya que la Línea tiene una capacidad de transmisión permitida.

Como se muestra la **Fig. 3.8**, el mayor volumen de energía importada (L-2215) se registra en los periodos de estiaje (junio-octubre), debido a que la línea ha alcanzado su máxima capacidad de transmisión permitida por el mayor volumen de energía importada hacia la zona norte.

Sin embargo el volumen de energía importada no es suficiente para cubrir la demanda de la zona norte, teniendo que cubrir dicho déficit con generación local ineficiente con la producción de energía de las centrales térmicas a R6 y D2 propios de la zona, incrementando de esta manera los costos de la energía en dicha zona.

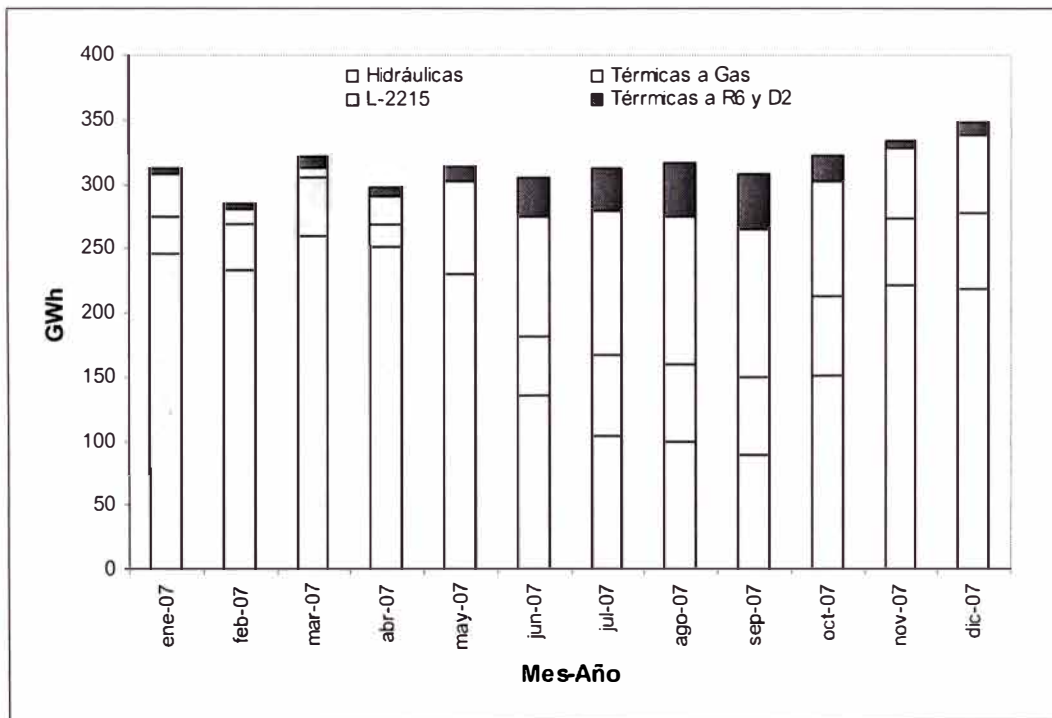


Fig. 3.8. Abastecimiento de la Demanda de la Zona Norte

3.2.3. Consecuencias

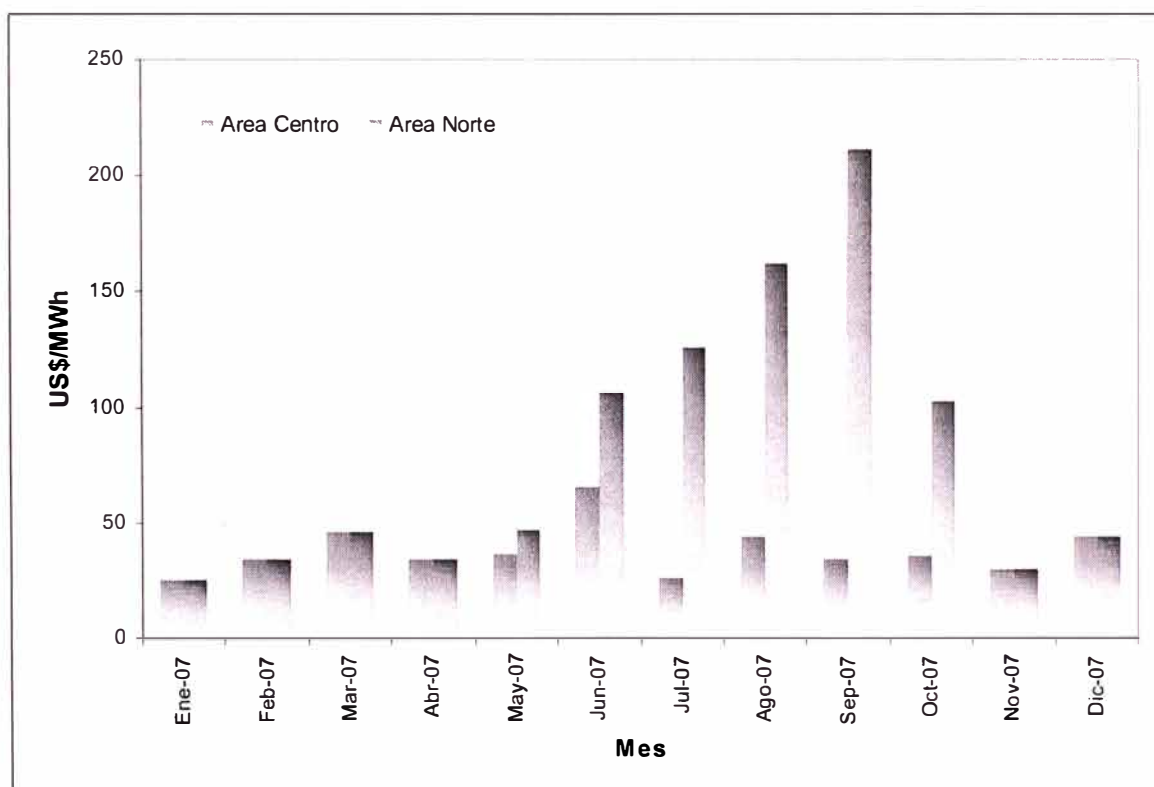
La Congestión de la línea de 220 kV Chimbote1 – Paramonga Nueva (L-2215) ha producido serias consecuencias económicas en el Mercado Eléctrico Peruano, siendo las principales las que a continuación se presenta:

- a) Costos Marginales diferenciados.
- b) Ingresos extraordinarios por la Inyección de Energía
- c) Mayores Egresos por Compras (Retiros) de Energía para atender compromisos contractuales.

a) Costos Marginales diferenciados

Los Costos marginales son mayores en el área norte que en la área centro, esto es debido a que el costo marginal en la zona norte lo establece la última unidad generadora que ingresó al despacho para atender el déficit de energía que no ha podido ser enviada desde el área centro, dada la congestión de la línea.

En el **Fig. 3.9**, se muestra el costo marginal determinado en el área centro y en el área norte durante el 2007, como se aprecia la congestión en la línea L-2215 se registró en los meses de mayo a octubre 2007, llegando hasta su nivel crítico en el mes de setiembre 2007 (Costo Marginal en el norte: 211 US\$/MWh, Costo Marginal en el centro: 34 US\$/MWh),



Fuente: Coes Elaboración: Propia

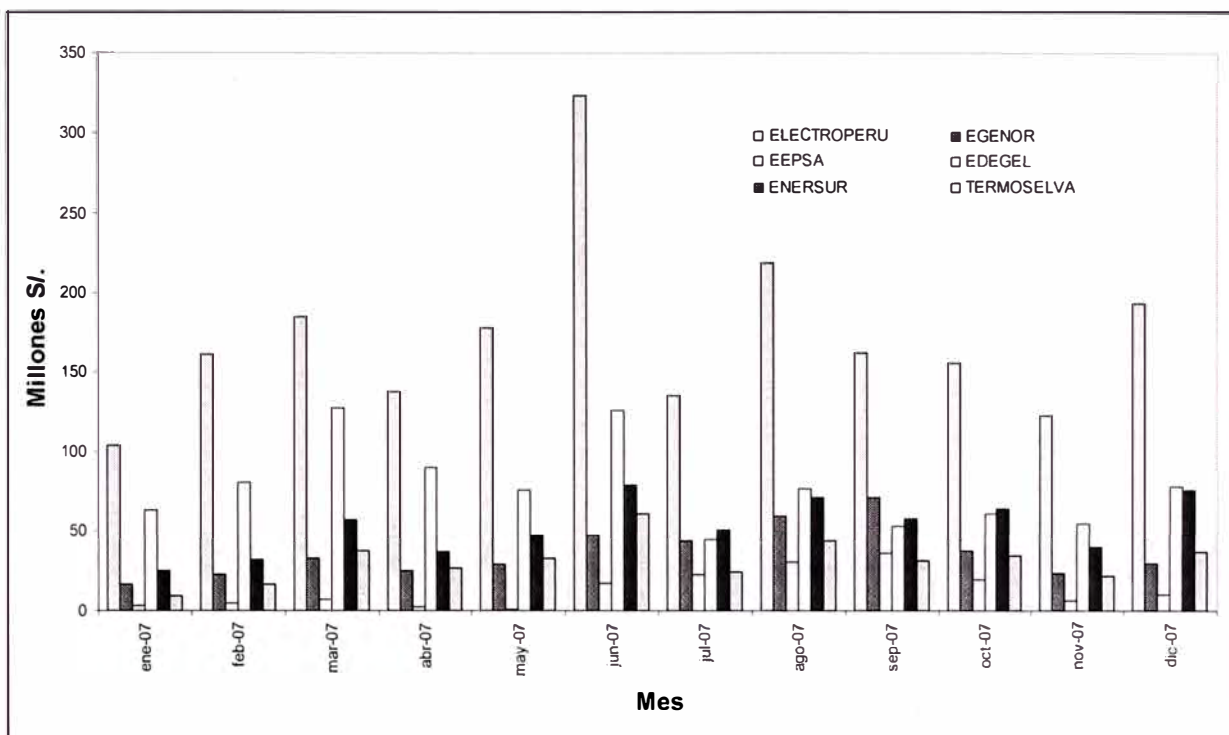
Fig. 3.9. Costos Marginales Locales – Año 2007

b) Ingresos extraordinarios por la Inyección de Energía

Las unidades de las empresas generadoras ubicadas en el área norte y que han sido despachadas, se han visto favorecidas por los mayores ingresos obtenidos por su energía producida e inyectada al SEIN, dado que dicha producción esta siendo valorizada al costo marginal del área norte.

En el **Fig. 3.10**, se muestra los ingresos percibidos de las empresas generadoras (Electroperú, Egenor y Eepsa) por la producción de energía de sus unidades ubicadas en

el área norte. Así también, se muestra, como ejemplo, a 3 empresas generadoras (Edegel, Enersur y Termoselva) que no cuentan con unidades de generación en dicha área.



Fuente: Coes Elaboración: Propia

Fig. 3.10. Valorización de la Inyección de Energía – Año 2007

Como se puede apreciar desde que se inicio la congestión en junio 2007 las empresas Electroperú, Egenor y Eepsa se ha visto beneficiadas con dicho fenómeno ya que han obtenido ingresos extraordinarios por la energía que produjeron sus unidades de generación en el área norte, mientras que los ingresos que las demás empresas generadoras que no cuentan con unidades en dicha área no se han visto beneficiados.

En la **Tabla N° 3.9**, se muestra los ingresos percibidos mensualmente durante el año 2007 de las empresas generadoras integrantes del COES, en donde se puede apreciar el costo total que representa para el SEIN la producción de energía de las empresas generadoras, el mismo que asciende a 5,118.80 Millones de Soles.

TABLA N° 3.9. Valorización de la Inyección de Energía de las Empresas Generadoras del SEIN (S/.)

Empresa	ene-07	feb-07	mar-07	abr-07	may-07	jun-07	jul-07	ago-07	sep-07	oct-07	nov-07	dic-07	Total
ELECTROPERU	104,040,334	161,152,952	185,037,114	137,807,010	177,444,653	323,201,239	135,477,184	218,654,623	162,056,494	155,509,655	122,540,399	193,233,748	2,076,155,404
EDEGEL	63,246,731	80,700,187	127,677,368	90,167,524	76,087,162	126,438,598	44,851,411	76,409,155	53,462,216	61,434,759	55,093,127	78,638,573	934,206,811
CAHUA	3,775,308	4,997,548	6,294,432	5,325,260	5,866,604	9,382,916	6,376,352	9,368,963	8,488,424	7,008,471	4,171,268	6,290,704	77,346,249
EGENOR	16,563,529	22,853,161	33,132,476	24,730,377	29,050,940	47,794,597	43,501,724	59,738,516	71,395,442	37,597,805	23,840,753	30,077,114	440,276,436
ELECTROANDES	3,175,945	1,360,224	3,627,443	7,554,743	11,715,735	20,710,529	7,923,009	12,461,405	9,118,763	12,219,331	9,056,147	12,004,867	110,928,143
SHOUGESA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,057,424	2,683,909	2,660,591	8,401,924
EEPSA	2,865,390	5,033,884	7,377,505	2,184,898	1,160,314	17,228,411	23,018,322	30,522,449	36,118,547	19,790,902	6,022,911	9,919,744	161,243,277
TERMOSELVA	9,627,875	16,826,169	37,958,558	26,511,894	32,689,538	61,370,781	24,037,267	43,957,976	31,253,710	34,257,273	22,202,342	36,536,069	377,229,453
EGEMSA	940,155	1,494,122	3,097,381	3,100,954	3,158,667	6,098,312	3,345,318	5,427,485	3,613,193	2,885,979	2,097,865	3,827,507	39,086,938
EGASA	4,431,683	6,190,972	12,295,736	8,900,124	6,660,892	12,728,347	4,961,148	9,469,880	7,044,235	6,767,672	5,274,775	8,983,926	93,709,390
EGESUR	132,727	298,324	1,489,184	1,865,862	1,290,176	1,543,990	813,658	1,451,018	1,143,907	1,200,051	940,883	1,324,279	13,494,059
ENERSUR	24,675,931	32,223,398	57,322,988	36,545,979	47,947,635	79,277,826	50,722,586	71,052,865	57,935,870	63,859,972	40,243,912	76,195,286	638,004,248
SAN GABAN	2,808,904	4,087,884	5,991,937	5,163,564	4,207,862	5,237,388	2,353,066	4,139,471	3,084,713	2,876,583	3,285,209	6,889,980	50,126,561
CORONA	563,179	1,073,709	1,578,394	1,216,346	1,373,805	2,125,230	963,294	1,545,822	1,024,646	250,718	-52,446	53,150	11,715,848
ELEC. SANTA ROSA	51,600	68,557	97,016	68,948	82,853	122,650	47,407	72,067	49,680	72,528	48,123	66,330	847,759
KALLPA GENERACION	0	0	0	0	0	0	6,628,519	22,580,054	11,257,913	13,499,802	12,327,240	19,736,194	86,029,722
TOTAL (S/.)	236,899,290	338,361,091	482,977,533	351,143,483	398,736,836	713,260,814	355,020,267	566,851,749	457,047,752	422,288,927	309,776,417	486,438,063	5,118,802,222

Fuente: Coes Elaboración: Propia.

c) Mayores Egresos por Compras (Retiros) de Energía para atender compromisos contractuales

Las empresas generadoras ubicadas en el área centro que cuentan con contratos de suministro con clientes ubicados en el área norte se han visto perjudicadas económicamente, debido a que han tenido que comprar la energía para abastecer a sus contratos al costo marginal de la zona norte.

En la **Tabla N° 3.10**, se muestra los egresos percibidos mensualmente durante el año 2007 de las empresas generadoras integrantes del COES, en donde se puede apreciar el costo total que representa para el SEIN los retiros de energía de las empresas generadoras, el mismo que asciende a 5,216.53 Millones de Soles.

Como resultado de los puntos b) y c) se tiene la Valorización total de Energía, es decir el saldo resultante que obtienen las empresas generadoras por la inyección y retiro de la energía (Inyección – Retiro).

En el **Fig. 3.11**, se muestra los resultados de la valorización de la energía de las algunas empresas generadoras (Electroperú, Egenor, Eepsa, Edegel, Enesur y Termoselva) en donde se puede apreciar que las empresas Egenor y Eepsa se ha visto beneficiados producto de la congestión de la interconexión centro-norte (Línea-2215).

En la **Tabla N° 3.11**, se muestra los resultados de la valorización de la energía percibidos mensualmente durante el año 2007 por las empresas generadoras integrantes del COES.

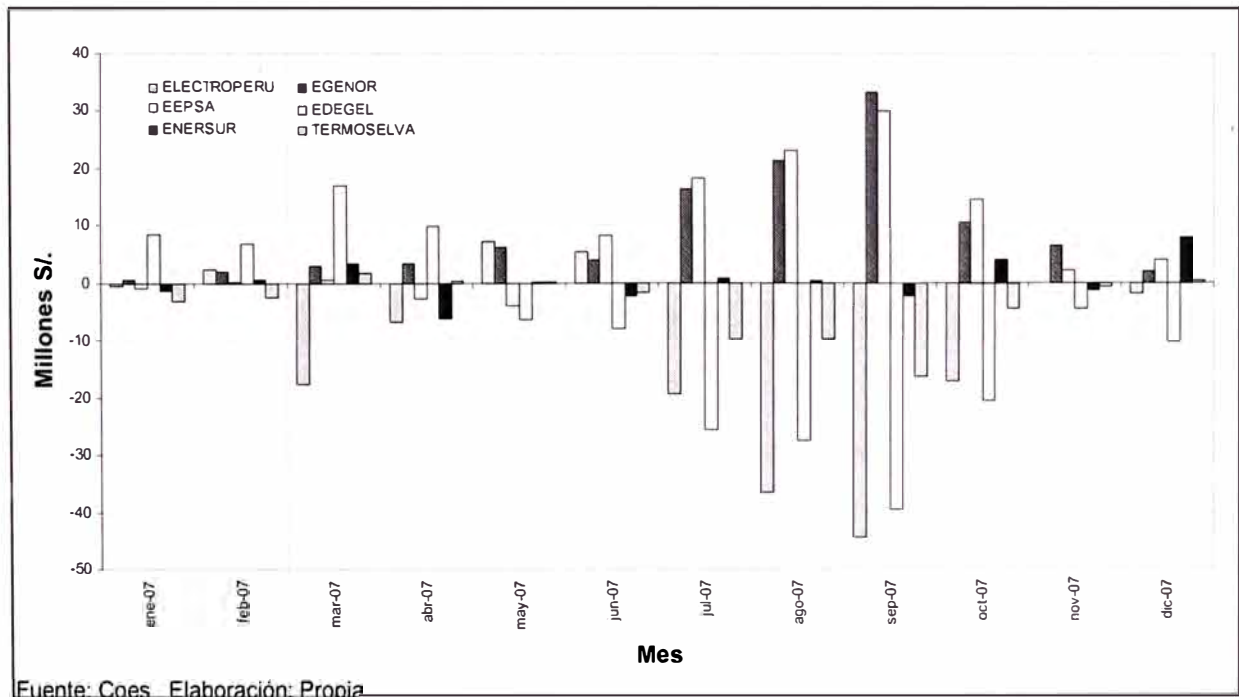


Fig. 3.11. Valorización de la Energía – Año 2007

TABLA N° 3.10. Valorización de Retiro de Energía de las Empresas Generadoras del SEIN (S/.)

Empresa	ene-07	feb-07	mar-07	abr-07	may-07	jun-07	jul-07	ago-07	sep-07	oct-07	nov-07	dic-07	Total
ELECTROPERU	104,552,501	158,803,198	202,698,561	144,435,154	170,252,404	317,835,711	154,876,029	255,261,039	206,610,522	172,734,389	122,574,023	195,009,936	2,205,643,466
EDEGEL	54,816,573	73,966,959	110,753,316	80,277,558	82,321,810	134,444,837	70,681,426	103,913,465	93,227,523	82,144,935	59,536,809	89,047,780	1,035,132,990
CAHUA	2,743,473	3,616,100	5,181,872	3,966,222	4,314,984	7,870,464	3,312,422	5,279,728	3,561,966	3,766,258	3,041,661	5,044,767	51,699,915
EGENOR	15,984,455	20,972,169	30,182,832	21,424,168	22,827,998	43,886,700	27,177,544	38,494,689	38,281,828	27,041,156	17,335,233	28,067,368	331,676,140
ELECTROANDES	4,269,763	5,671,070	6,337,416	6,530,386	9,180,278	15,936,892	6,917,817	10,421,147	8,478,599	7,635,799	5,962,174	9,464,662	96,806,004
SHOUGESA	2,499,110	3,389,939	4,541,112	3,355,724	4,209,378	7,393,488	3,404,186	4,891,560	2,925,290	5,859,173	5,309,483	5,276,282	53,054,725
EEPSA	3,675,270	4,831,564	6,814,057	4,836,204	5,087,967	8,979,287	4,783,780	7,466,407	6,190,240	5,301,648	3,879,567	5,823,630	67,669,622
TERMOSELVA	12,716,975	19,395,808	36,107,952	26,173,888	32,456,706	63,009,010	33,798,773	53,741,569	47,730,899	38,845,435	22,769,291	36,164,423	422,910,729
EGEMSA	1,266,176	1,757,841	3,027,408	2,297,162	2,633,563	4,975,039	2,831,067	4,308,219	3,598,861	2,859,068	2,069,601	2,920,332	34,544,337
EGASA	5,842,802	8,459,257	12,799,243	10,935,712	11,057,210	19,647,360	8,861,806	12,625,989	10,030,304	11,008,356	8,316,175	12,796,792	132,381,006
EGESUR	149,529	195,701	300,478	387,497	430,356	793,627	421,245	455,851	453,052	314,363	189,023	411,088	4,501,810
ENERSUR	25,845,957	31,626,700	53,838,130	42,686,642	47,784,633	81,541,893	49,958,768	70,686,943	60,112,162	59,948,693	41,540,201	68,385,723	633,956,445
SAN GABAN	2,371,818	3,243,658	4,763,776	3,798,880	4,468,700	8,505,866	5,706,114	8,166,190	7,901,478	5,602,895	3,328,467	4,843,329	62,701,171
CORONA	603,711	891,296	1,347,942	977,644	1,139,286	2,085,747	715,680	1,075,779	892,513	1,044,564	639,538	807,899	12,221,600
ELEC. SANTA ROSA	30,039	34,114	50,236	39,119	40,793	72,222	36,030	58,306	41,272	53,922	34,202	53,970	544,225
KALLPA GENERACION	0	0	0	0	0	0	6,371,623	18,274,393	11,333,917	11,445,606	9,129,436	14,526,419	71,081,393
TOTAL (S/.)	237,368,151	336,855,374	478,744,332	352,121,960	398,206,066	716,978,143	379,854,309	595,121,273	501,370,426	435,606,261	305,654,884	478,644,400	5,216,525,578

Fuente: Coes Elaboración: Propia

TABLA N° 3.11. Valorización de las Transferencias de Energía en el COES (S/.)

Empresa	ene-07	feb-07	mar-07	abr-07	may-07	jun-07	jul-07	ago-07	sep-07	oct-07	nov-07	dic-07	Total
ELECTROPERU	-512,167	2,349,754	-17,661,447	-6,628,144	7,192,249	5,365,529	-19,398,846	-36,606,416	-44,554,028	-17,224,734	-33,624	-1,776,188	-129,488,062
EDEGEL	8,430,158	6,733,228	16,924,052	9,889,967	-6,234,648	-8,006,239	-25,830,015	-27,504,310	-39,765,307	-20,710,176	-4,443,682	-10,409,207	-100,926,179
CAHUA	1,031,835	1,381,448	1,112,560	1,359,037	1,551,620	1,512,452	3,063,930	4,089,235	4,926,458	3,242,214	1,129,607	1,245,937	25,646,334
EGENOR	579,074	1,880,992	2,949,644	3,306,209	6,222,941	3,907,897	16,324,181	21,243,827	33,113,614	10,556,648	6,505,521	2,009,747	108,600,295
ELECTROANDES	-1,093,818	-4,310,845	-2,709,973	1,024,357	2,535,458	4,773,637	1,005,191	2,040,258	640,164	4,583,532	3,093,973	2,540,205	14,122,139
SHOUGESA	-2,499,110	-3,389,939	-4,541,112	-3,355,724	-4,209,378	-7,393,488	-3,404,186	-4,891,560	-2,925,290	-2,801,749	-2,625,574	-2,615,691	-44,652,801
EEPSA	-809,880	202,320	563,448	-2,651,306	-3,927,652	8,249,123	18,234,542	23,056,042	29,928,307	14,489,254	2,143,344	4,096,113	93,573,654
TERMOSELVA	-3,089,100	-2,569,639	1,850,606	338,006	232,832	-1,638,229	-9,761,506	-9,783,593	-16,477,189	-4,588,162	-566,949	371,646	-45,681,276
EGEMSA	-326,021	-263,719	69,974	803,793	525,103	1,123,273	514,252	1,119,266	14,332	26,910	28,264	907,175	4,542,601
EGASA	-1,411,120	-2,268,284	-503,507	-2,035,588	-4,396,318	-6,919,013	-3,900,658	-3,156,109	-2,986,070	-4,240,683	-3,041,400	-3,812,865	-38,671,616
EGESUR	-16,802	102,623	1,188,706	1,478,364	859,820	750,363	392,413	995,167	690,855	885,689	751,860	913,191	8,992,250
ENERSUR	-1,170,027	596,697	3,484,858	-6,140,663	163,002	-2,264,067	763,818	365,922	-2,176,292	3,911,280	-1,296,289	7,809,564	4,047,803
SAN GABAN	437,086	844,225	1,228,162	1,364,683	-260,838	-3,268,478	-3,353,048	-4,026,719	-4,816,765	-2,726,312	-43,258	2,046,650	-12,574,610
CORONA	-40,532	182,413	230,453	238,702	234,519	39,482	247,615	470,042	132,133	-793,846	-691,984	-754,749	-505,752
ELEC. SANTA ROSA	21,562	34,443	46,780	29,830	42,060	50,428	11,377	13,761	8,408	18,606	13,921	12,360	303,535
KALLPA GENERACION	0	0	0	0	0	0	256,897	4,305,662	-76,004	2,054,196	3,197,803	5,209,776	14,948,329
TOTAL (S/.)	-468,861	1,505,717	4,233,201	-978,477	530,771	-3,717,329	-24,834,042	-28,269,523	-44,322,674	-13,317,334	4,121,534	7,793,663	-97,723,355

Fuente: Coes Elaboración: Propia

3.2.4. Medidas Adoptadas

Ante la situación de Congestión originada durante el periodo de estiaje 2007, el Gobierno, tuvo que resolver la crisis dictando una serie de medidas extraordinarias temporales, dirigidas a atenuar el impacto económico negativo de los mayores costos de generación de las unidades que deben ser despachadas por la congestión producida en el sistema, evitando de esta manera alteraciones en los precios spot y asegurando el suministro de energía eléctrica.

De esta manera, el 25.11.07, el gobierno emitió el Decreto de Urgencia N° 046-2007 (en adelante "DU"), por el cual no considera en la determinación de los costos marginales de SEIN a las generadoras eléctricas que deban ser despachadas fuera del orden de merito de costos variables, como consecuencia de la congestión en las instalaciones de transmisión. Con ello, las generadoras que cuentan con contratos en las áreas importadoras no pagarían precios excesivos en la compra de la energía para cubrir sus contratos. Asimismo los generadores ubicados en las áreas importadoras no obtendrían ingresos extraordinarios por su producción de energía. Por otro lado, los generadores despachados fuera del orden de merito de costos variables serán compensados en función de su energía despachada, la diferencia entre su costo variable y el costo marginal obtenido del despacho económico.

En la **Fig. 3.12** se muestra un ejemplo aplicativo, sea CMG_c , el costo marginal establecido por el generador A, despachado según el orden de mérito de costos variables ubicado en el área centro y CMG_n , el costo marginal establecido por el generador B, fuera del orden de mérito ubicado en el área norte. Según el DU, el único precio para las transacciones dentro del mercado spot (transferencias de energía) será el costo marginal establecido en el área centro (en barra Santa Rosa 220 kV), es decir, CMG_c , que luego será expandido hacia las otras barras del SEIN mediante los factores de pérdidas marginales. Estos factores son obtenidos como resultado de ejecutar un flujo de potencia con el aplicativo WINFLU en donde se modela el Sistema Interconectado Nacional (generadores, líneas de transmisión, cargas y otros).

La producción de energía del generador B será reconocido al costo marginal del área centro (CMG_c) y no al costo marginal del área norte (CMG_n), es decir, si Q_b es su energía producida, el ingreso monetario que recibirá dicho generador será de $Q_b \times CMG_c$. Sin embargo, para que el generador B no resulte perjudicado y pueda recuperar sus costos, es decir $Q_b \times CMG_n$, será compensado mediante la diferencia de costos entre el área norte y centro por su energía producida; es decir: $Q_b \times (CMG_n - CMG_c)$. Por lo tanto, los ingresos totales que recibirá el generador B en el COES serán aquellos asociados a su producción de energía y a la compensación como consecuencia de la

congestión es decir: $Q_b \times CMG_c + Q_b \times (CMG_n - CMG_c) = Q_b \times CMG_n$ (recupera sus costos).

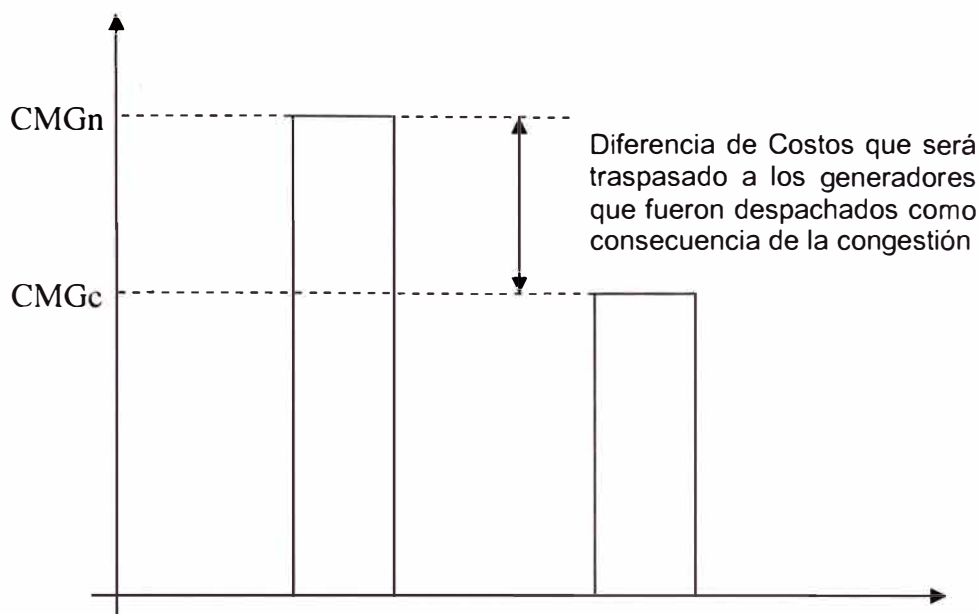


Fig. 3.12. Ejemplo aplicativo

Por otro lado, el gobierno tardó en reaccionar ante la crisis ya que la aplicación del DU se inició desde el 26.11.07 en adelante, no haciéndose retroactivo para los meses anteriores principalmente desde el inicio de la congestión en la interconexión centro-norte, en junio 2007. Por lo que el gobierno tardó 5 meses aproximadamente para atenuar los mayores precios en el mercado, específicamente en las transacciones de energía entre generadores.

Ahora, que hubiese sucedido si la aplicación del DU se hubiese dado desde el inicio de la congestión en la interconexión centro-norte (L-2215)? Para responder a la interrogante efectuaremos un cálculo estimado de acuerdo a los criterios establecidos en el DU para obtener la nueva valorización de la energía y comparar los resultados obtenidos con los que ocurrieron realmente en las transferencias de energía en el COES, que se consideró en la **TABLA N° 3.11**. Para esto describiremos a continuación el criterio a seguir:

- 1) Los costos marginales serán únicos para todo el sistema y son los que se establecen cada 15 min. en la barra Santa Rosa 220 kV (en adelante "CMg"). Utilizaremos los costos marginales establecidos por el COES en el área centro.
- 2) Los factores de pérdidas, utilizados para reflejar los CMg hacia las barras de transferencia, son los determinados por el COES los cuales reflejan la operación real del SEIN.
- 3) Los costos marginales en cada barra del SEIN, serán obtenidos como la multiplicación de los CMg por sus respectivos factores de pérdidas.

4) Se valoriza las inyecciones y retiros de las empresas generadoras a los precios obtenidos en cada barra del punto 3).

El saldo resultante de efectuar la diferencia de las Inyecciones y Retiros será considerado como la nueva valorización de la energía de cada una de las empresas generadoras, como aprecia en la **TABLA N° 3.12** y en la **Fig. 3.14**.

En la **TABLA N° 3.13** se muestra la comparación de los resultados obtenidos entre la valorización de las transferencias de energía considerando la aplicación del DU desde Junio 2007 a noviembre 2007 y lo que ocurrió realmente durante el mismo periodo. Como se aprecia la diferencia de resultados nos indica que la aplicación del DU desde Junio 2007 hubiera sido beneficiosa para el mercado spot dado que se hubiese ahorrado 126.9 Millones de Soles.

TABLA N° 3.13. Comparación de los resultados obtenidos (S/.)

Empresa	Real 2007 (1)	DU (desde junio 2007) (2)	Diferencia (2)-(1)
ELECTROPERU	-129,488,062	-4,998,647	124,489,415
EDEGEL	-100,926,179	-14,558,717	86,367,462
CAHUA	25,646,334	15,626,253	-10,020,081
EGENOR	108,600,295	8,190,786	-100,409,509
ELECTROANDES	14,122,139	17,406,465	3,284,326
SHOUGESA	-44,652,801	-44,652,801	0
EEPSA	93,573,654	14,490,182	-79,083,473
TERMOSELVA	-45,681,276	5,106,318	50,787,593
EGEMSA	4,542,601	6,519,568	1,976,967
EGASA	-38,671,616	-33,726,494	4,945,122
EGESUR	8,992,250	9,705,920	713,670
ENERSUR	4,047,803	26,900,306	22,852,503
SAN GABAN	-12,574,610	-991,065	11,583,545
CORONA	-505,752	-114,299	391,453
ELEC. SANTA ROSA	303,535	303,535	0
KALLPA GENERACION	14,948,329	23,978,503	9,030,174
TOTAL (S/.)	-97,723,355	29,185,811	126,909,167

Asimismo las empresas generadoras, con unidades en la zona norte, no tendrían ingresos extraordinarios ya que el costo marginal es único para todo el sistema y esto se ve reflejado también en la **TABLA N° 3.13**. Por ejemplo la empresa EGENOR en el año 2007 recibió un total de 108.6 Millones de Soles producto de la congestión. Sin embargo si la aplicación del DU hubiese sido desde junio 2007, solo hubiese percibido 8.2 Millones de Soles.

Por lo tanto la no aplicación del DU desde junio 2007 ha favorecido a algunas empresas generadoras, principalmente a aquellas que cuentan con unidades de generación en el

área norte, también ha perjudicado a otras, principalmente a aquellas que tiene clientes con contratos en el área norte y que tienen que comprar energía (retiro), para poder abastecerlos.

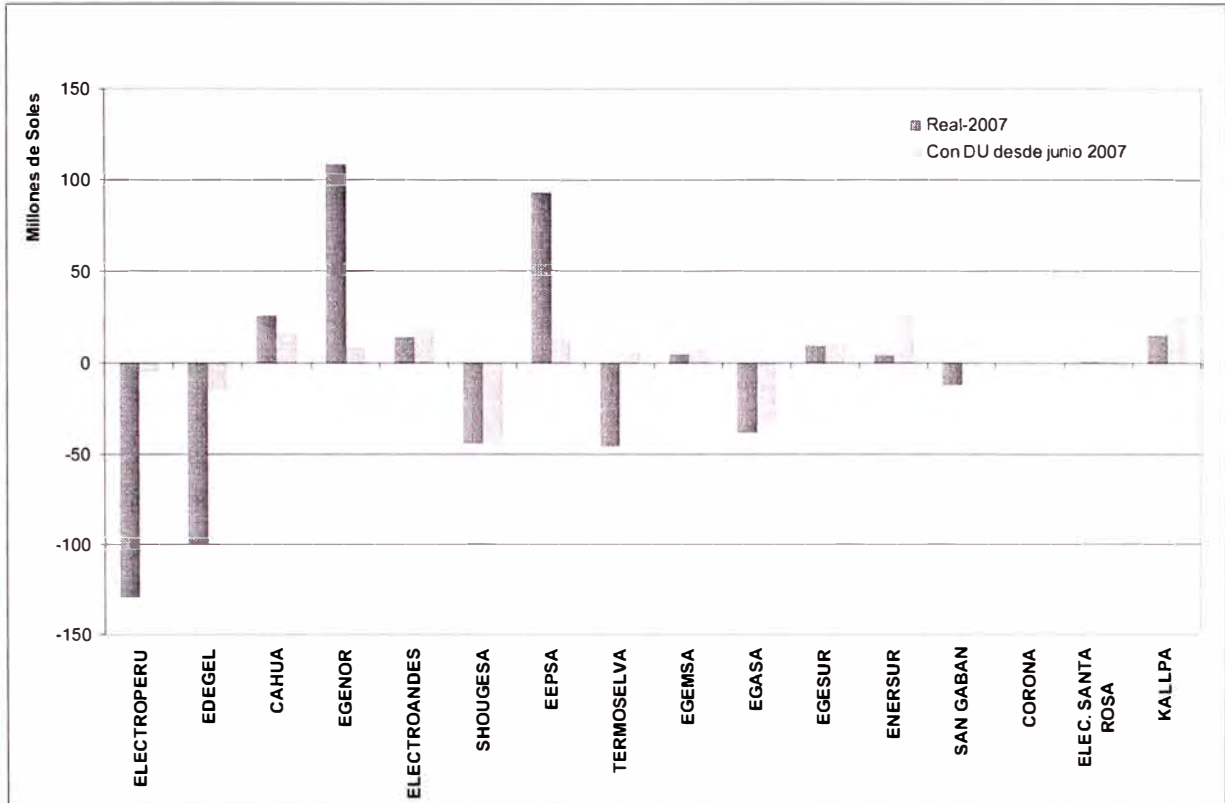


Fig. 3.13. Valorización de la Energía – Año 2007

TABLA N° 3.12. Valorización de las Transferencias de Energía en el COES con DU desde Junio 2007 (S/.)

Empresa	ene-07	feb-07	mar-07	abr-07	may-07	jun-07	jul-07	ago-07	sep-07	oct-07	nov-07	díc-07	Total
ELECTROPERU	-512,167	2,349,754	-17,661,447	-6,628,144	7,192,249	13,003,834	5,291,822	-5,372,254	-927,253	-1,549,192	1,590,339	-1,776,188	-4,998,647
EDEGEL	8,430,158	6,733,228	16,924,052	9,889,967	-6,234,648	-2,301,776	-8,791,424	-6,429,926	-9,179,087	-9,796,444	-3,393,609	-10,409,207	-14,558,717
CAHUA	1,031,835	1,381,448	1,112,560	1,359,037	1,551,620	997,825	1,108,293	1,626,179	1,483,063	1,779,089	949,367	1,245,937	15,626,253
EGENOR	579,074	1,880,992	2,949,644	3,306,209	6,222,941	-3,110,604	-3,511,114	-3,470,190	-1,341,387	-670,437	3,345,910	2,009,747	8,190,786
ELECTROANDES	-1,093,818	-4,310,845	-2,709,973	1,024,357	2,535,458	4,958,852	1,649,569	2,851,603	1,817,673	5,008,951	3,134,434	2,540,205	17,406,465
SHOUGESA	-2,499,110	-3,389,939	-4,541,112	-3,355,724	-4,209,378	-7,393,488	-3,404,186	-4,891,560	-2,925,290	-2,801,749	-2,625,574	-2,615,691	-44,652,801
EEPSA	-809,880	202,320	563,448	-2,651,306	-3,927,652	3,417,804	2,437,406	3,868,817	2,850,003	3,016,772	1,426,337	4,096,113	14,490,182
TERMOSELVA	-3,089,100	-2,569,639	1,850,606	338,006	232,832	1,856,361	508,239	2,230,230	1,343,938	1,912,286	120,912	371,646	5,106,318
EGEMSA	-326,021	-263,719	69,974	803,793	525,103	1,233,931	898,333	1,602,649	733,469	283,402	51,480	907,175	6,519,568
EGASA	-1,411,120	-2,268,284	-503,507	-2,035,588	-4,396,318	-6,609,957	-2,834,285	-1,998,379	-1,298,004	-3,580,093	-2,978,092	-3,812,865	-33,726,494
EGESUR	-16,802	102,623	1,188,706	1,478,364	859,820	812,604	563,827	1,152,914	921,423	969,391	759,859	913,191	9,705,920
ENERSUR	-1,170,027	596,697	3,484,858	-6,140,663	163,002	-1,024,337	5,004,345	6,027,212	6,091,803	7,034,438	-976,588	7,809,564	26,900,306
SAN GABAN	437,086	844,225	1,228,162	1,364,683	-260,838	-2,438,311	-1,036,742	-1,142,520	-910,337	-1,238,749	115,625	2,046,650	-991,065
CORONA	-40,532	182,413	230,453	238,702	234,519	61,891	323,778	572,481	271,505	-744,273	-690,486	-754,749	-114,299
ELEC. SANTA ROSA	21,562	34,443	46,780	29,830	42,060	50,428	11,377	13,761	8,408	18,606	13,921	12,360	303,535
KALLPA GENERACION	0	0	0	0	0	0	1,599,481	7,549,119	2,981,288	3,283,511	3,355,329	5,209,776	23,978,503
TOTAL	-468,861	1,505,717	4,233,201	-978,477	530,771	3,515,056	-181,281	4,190,138	1,921,215	2,925,507	4,199,163	7,793,663	29,185,811

CAPITULO IV METODOLOGÍAS DE SOLUCIÓN

Existen diferentes métodos para el manejo de la congestión, los cuales están orientados a brindar señales económicas para el mercado a través de variaciones en los precios de la energía como son los métodos basados en precios nodales y zonales. Estos métodos sofisticados vienen siendo utilizados por los países desarrollados por ejemplo en las áreas administradas por el PJM (Regional Transmisión Operador), New York ISO en los EE.UU, California y el Cordel (Dinamarca, Noruega, Finlandia y Suecia).

La dificultad para implementar estos métodos en el mercado eléctrico peruano, para el manejo de la congestión, radica fundamentalmente en que aun no tenemos el conocimiento y los conceptos bien consolidados. Tal y como lo manifiesta Larry Ruff (2003) [5]:

“La mayoría de los agentes en el Perú no parecen pensar que este país necesita las sofisticadas Fijaciones de Precios Marginales Zonales (LMP) y los sofisticados Derechos Financieros de Transmisión (FTR) que son usados para gestionar y establecer el precio de la congestión en tiempo real en otros países, particularmente en Nueva Zelanda y en algunas partes de Estados Unidos. Esto parece deberse, en parte, a que estos conceptos no están bien entendidos en el Perú (y en otros países) y, en parte, a que la solución preferida es construir suficiente transmisión para que no se presente la congestión. Obviamente, aquellos que desean que se realice la construcción transmisión generalmente desean que alguien más pague esta construcción.”

Para K. Bhattacharya, M.H.J. Bollen y J.E. Daalder [12] sostienen que *“los problemas asociados a congestiones por restricciones en la transmisión y que originan altos costos en zonas con generación ineficiente y bajos costos en zonas con generación eficiente, se deben solucionar mediante la inclusión de nuevas líneas de transmisión o de nueva generación eficiente local”*, es decir un problema persistente de congestión es una indicación para instalar nueva generación local o construir líneas adicionales para el transporte de energía.

La metodología descrita a continuación esta orientada a aliviar los problemas de congestión mediante soluciones operativas de inversión [19].

4.1. Métodos para aliviar la congestión

4.1.1. Expandiendo y Reforzando la Transmisión

La inversión eficiente en los activos en la transmisión es la clave para un sistema de transmisión eficiente en el largo plazo. La inversión en las redes existentes alivia la congestión de las líneas de transmisión que se encuentran operando a su máxima capacidad. También proporciona un respaldo para incrementar la confiabilidad. La inversión puede ser usada para construir nuevas líneas de transmisión o, cuando es factible, para mejorar las líneas existentes.

Las opciones de mejoramiento de las líneas de transmisión incluyen el reemplazo de las líneas existentes, la adición de más líneas a las estructuras existentes, el aumento de los niveles de tensión y el incremento del número de circuitos. Los costos de las inversiones varían de acuerdo con el proyecto. El reforzamiento de una línea, cuando es factible, es generalmente más rápido y menos costosa que la construcción de una nueva línea. Por otro lado, los reforzamientos contribuyen de manera limitada a la confiabilidad del sistema que la construcción de nuevas líneas. Los costos de las inversiones son amortizados entre 25 y 30 años, lo que refleja la larga vida útil de los activos de transmisión.

A partir de marzo de 2008 se dió una solución progresiva, al problema de la congestión producido en la interconexión centro-norte del Perú, el cual quedó solucionada en abril de 2008 con la entrada en operación de la segunda terna de la línea de transmisión Zapallal – Paramonga – Chimbote construida por Red de Energía del Perú, denominada (L-2216). Por otro lado, el crecimiento de la demanda en la zona norte y la falta de lluvias que restringen la producción de energía de las centrales hidráulicas locales, ha ocasionado que se importe un mayor volumen de energía a través de las líneas de transmisión L-2215 y L-2216 hacia dicha zona. Actualmente, si bien no existe congestión en dichas líneas, sin embargo, el problema de congestión se presenta ahora en la línea Chimbote – Trujillo 220 kV, el cual cuenta con dos ternas, debido a que la potencia transmitida, supera sus límites máximo de operación.

Así mismo se han aprobado nuevos proyectos de transmisión que serán desarrollados en el corto y mediano plazo (Ver **TABLA N° 4.1**), dichos proyectos permitirán la suficiente capacidad de transmisión con la cual se inyectará al SEIN una mayor producción de energía con el objetivo de atender el incremento de la demanda.

TABLA N° 4.1 Proyectos de Transmisión

Concesión de Líneas de Transmisión	Tensión de Línea (kV)	Longitud de línea (Km)	Fecha de Ingreso	Capacidad (MVA)
Repotenciación línea Mantaro-Socabaya	220	294.00	Jun-10	500.0
Línea Machupicchu-Cotaruse (asociada a la Ampliación de la CH Machupicchu- Santa Teresa)	138/220	204.00	Sep-10	180.0
Línea de Transmisión Mantaro-Caraveli-Montalvo 500 kV (tensionada inicialmente en 220 kV)	220/500	761.00	Sep-10	300/600
Línea Carhuamayo-Paragsha-Conococha-Huallanca-Cajamarca-Cerro Corona-Carhuaquero.	138/220	700.00	Nov-10	180.0
Línea de Transmisión Chilca - La Planicie -Zapallal 500 kV (tensionada inicialmente en 220 kV)	220/500	48.00	Dic-10	1,400.0

Fuente: MINEM, Elaboración: Propia

4.1.2. Generación Distribuida

La congestión en las líneas de transmisión también puede ser aliviada mediante cambios en la generación y cambios en la demanda del usuario final. Aquellos que toman decisiones con relación a ampliar la red necesitan considerar la factibilidad y el costo de estas alternativas. La capacidad de generación ubicada cerca de centros de consumo – la generación distribuida – es un sustituto para la transmisión debido a que reduce la necesidad de transportar electricidad a través de la red de transmisión. La generación distribuida reduce la dependencia de los consumidores con respecto a la red y, de esta manera, aumenta la confiabilidad. En general, la generación distribuida es más costosa que la generación centralizada, pero tiene un costo decreciente. La generación distribuida usada en combinación con la distribución centralizada puede ser eficiente en base a los costos porque puede ser usada en los momentos de máxima demanda (hora punta) e interrumpida en los otros momentos.

No queda claro si la generación distribuida es eficiente en base a los costos en comparación con el aumento de la capacidad de transmisión. Un estudio realizado por la Comisión de Energía de California encuentra que la “generación distribuida. . . probablemente no sea capaz de proveer iguales beneficios de confiabilidad por dólar de inversión en un mejoramiento de la transmisión”. A pesar de esta evaluación general, las unidades particulares de generación distribuida pueden ser eficientes para incrementar la confiabilidad.

El estudio concluye que se debe buscar tanto la generación distribuida como los mejoramientos de la transmisión en la forma de un paquete para mejorar la confiabilidad y reducir los costos.

La generación distribuida provoca nuevos desafíos para la planificación de la red de la energía eléctrica porque debe incorporar predicciones de la demanda. Existe mucha incertidumbre concerniente a la tasa de crecimiento de la generación distribuida y cómo es que va a modificar la demanda en horas punta. Esto genera que las predicciones acerca de las necesidades de transmisión sean más inciertas.

4.2. Simulación

Para demostrar que la inversión en nuevas redes de transmisión alivia la congestión de líneas de transmisión existentes, la cual se traduce en la reducción significativa de los costos marginales en las zonas deficitarias de energía, por ejemplo: la zona norte, debemos de realizar una simulación de la operación del SEIN con la finalidad de evaluar el efecto que produce la incorporación de las nuevas inversiones de transmisión en la determinación de los costos marginales.

Se debe aclarar que los costos marginales a evaluar, son los determinados en las barras del área norte, debido a los altos costos presentados en presencia de congestión, el cual tiene un alto impacto en las transferencias de energía en dicha zona.

4.2.1. Premisas

Dentro de los nuevos proyectos de transmisión, se encuentra la construcción de la Línea Carhuamayo-Paragsha-Conococha-Huallanca-Cajamarca-Cerro Corona-Carhuaquero en 220 kV, en adelante “línea Carhuamayo-Carhuaquero”, la cual debería solucionar los problemas de congestión producidos en las líneas de transmisión de la zona norte y permitir la reducción de los costos marginales en las barras locales de dicha zona.

La evaluación consistirá en 2 simulaciones:

- 1) Simular la operación de SEIN considerando que no existe en proyecto de la línea Carhuamayo-Carhuaquero.
- 2) Simular la operación de SEIN considerando el ingreso de la línea Carhuamayo-Carhuaquero según lo estimado, es decir, en Noviembre 2010, y

Luego, se comparará los resultados, principalmente los costos marginales asociados al área norte para evaluar el efecto.

Para realizar las simulaciones, se han utilizado el Modelo Hidrotérmico Peruano (MHTP) utilizado por algunas empresa generadoras para sus evaluaciones internas en el mediano plazo, para más detalle **ver Anexo I**. El modelo simula y resuelve el problema del planeamiento de la operación de mediano plazo, es decir, busca un plan óptimo que minimice el costo total de operación en bases mensuales.

4.2.2 Modelamiento

Se simuló la operación del sistema con el Modelo MHTP Multinodal mono-embalse, con la opción de representación de la indisponibilidad de las unidades térmicas de generación realizando sorteos. La oferta y demanda del Sistema Interconectado Nacional esta representada en 14 barras en niveles de tensión de 220 y 138kV las cuales son interconectadas por las líneas del Sistema Principal de Transmisión (ver **TABLA N° 4.2 y TABLA N° 4.3**). El horizonte de estudio esta comprendido entre el 2009 y 2011.

En la **Fig. 4.1** se muestra el esquema del diagrama unifilar simplificado del SEIN utilizado para el modelo MHTP.

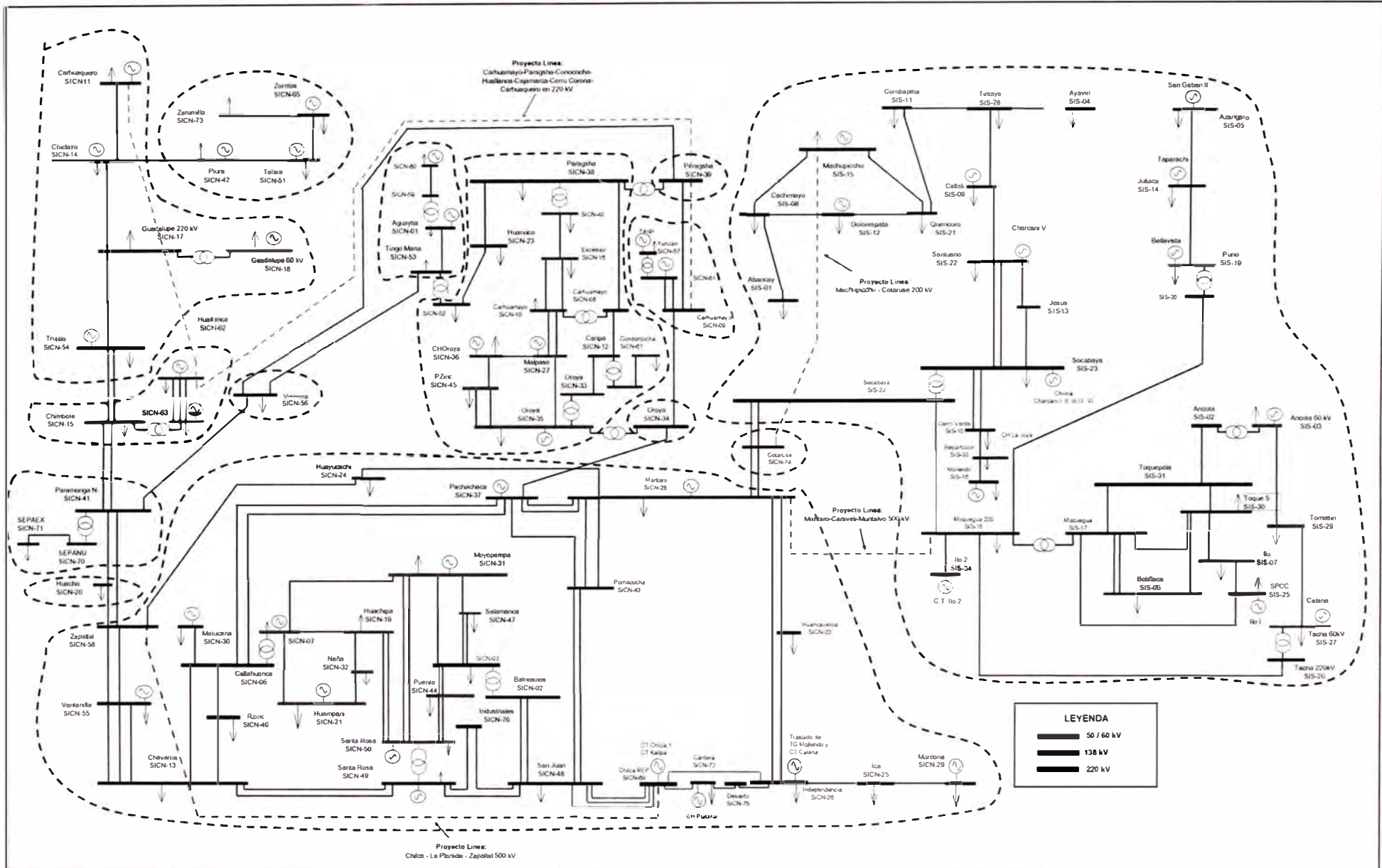
Las consideraciones y las principales premisas de la simulación se encuentran en el **Anexo II**.

TABLA N° 4.2 Agrupación de Barras por Zona para la simulación del SEIN

ZONA	BARRAS (220/138 Kv)
Norte	Zarumilla, Zorritos, Talara, Puirá
Norcentro	Carhuaquero, Chiclayo, Guadalupe, Trujillo.
Chimbote	Chimbote, Huallanca.
Paramonga	Paramonga Nueva, Paramonga Existente.
Huacho	Huacho
Lima	Zapallal, Ventanilla, Chavarria, Santa Rosa, San Juan.
	Matucana, Callahuanca, Cajamarquilla, Huampani, Ñaña, Huachipa, Moyopampa.
	Salamanca, Balnearios, Puente, Industriales.
	Pachachaca, Mantaro, Pomacocha, Huancavelica.
	Chilca, Cantero, Desierto, Independencia, Ica, Marcona.
Vizcarra	Vizcarra
Tingo Maria	Tingo Maria, Aguaytia, Pucallpa
Paragsha	Paragsha
Centro	Huanuco, Malpaso, Condorcocha, Caripa, Excelsior, Planta de Zinc, Oroya 50 kV.
Carhuamayo	Carhuamayo, Yaupi, Yuncán.
Oroya	Oroya 220 kV
Cotaruse	Cotaruse
Sur	Abancay, Cachimayo, Machupicchu, Dolorespata, Quencoro, Combapata, Tintaya, Charcani, Santuario, Socabaya, Cerro Verde, Mollendo.
	Ayaviri, Azangaro, Juliaca, Puno, Bellavista.
	Moquegua, Toquepala, Botiflaca, Aricota, Tomasiri, Ilo, Calana, Tacna.

TABLA N° 4.3 Instalaciones de transmisión

Zonas	Instalación	Línea asociada
NORTE -NORCENT	Línea existente	Chiclayo - Piura
NORCENT-CHIMBOT	Línea existente	Chimbote - Trujillo
NORCENT-CHIMBOT	Línea existente	Chimbote - Trujillo
PARAMON-CHIMBOT	Línea existente	Paramonga - Chimbote
PARAMON-CHIMBOT	Línea existente	Paramonga - Chimbote
PARAMON-HUACHO	Línea existente	Paramonga - Huacho
LIMA -HUACHO	Línea existente	Zapallal - Huacho
LIMA -PARAMON	Línea existente	Zapallal - Paramonga
LIMA -OROYA	Línea existente	Pachachaca - Oroya
AGUAYTI-VIZCARR	Línea existente	Tingo María - Vizcarra
VIZCARR-PARAMON	Línea existente	Vizcarra - Paramonga
PARAGHS-VIZCARR	Línea existente	Paragsha - Vizcarra
AGUAYTI-CENTRO	Transformador existente	
OROYA -CENTRO	Transformador existente	
PARAGHS-CENTRO	Transformador existente	
OROYA -CARHUAM	Línea existente	Oroya - Carhuamayo
CARHUAM-PARAGHS	Línea existente	Carhuamayo - Paragsha
LIMA -COTARUS	Línea existente	Mantaro - Cotaruse
LIMA -COTARUS	Línea existente	Mantaro - Cotaruse
COTARUS-SUR	Línea existente	Cotaruse - Socabaya
COTARUS-SUR	Línea existente	Cotaruse - Socabaya
CARHUAM-PARAGHS	Proyecto línea	Carhuamayo - Paragsha
PARAGHS-CHIMBOT	Proyecto línea	Paragsha - Huallanca
CHIMBOT-NORCENT	Proyecto línea	Huallanca Carhuaquero
COTARUS-SUR	Proyecto línea	Cotaruse - Machupicchu



4.2.3 Resultados

A continuación se muestran los resultados esperados del modelo para el periodo 2009-2011.

A) Costos Marginales Esperados

Se muestran los costos marginales esperados con la línea Carhuamayo-Carhuaquero, ver TABLA N° 4.4 y sin la línea, Ver TABLA N° 4.5, para la zona norte.

TABLA N° 4.4 Costos marginales esperados con línea proyectada (US\$/MWh)

ZONA	PERIODO	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09	Ago-09	Sep-09	Oct-09	Nov-09	Dic-09
NORCENTRO	Punta	94.9	117.2	113.6	80.2	100.6	141.3	128.9	119.8	110.0	77.9	78.7	93.7
NORCENTRO	Media	70.5	72.8	71.8	50.6	84.1	134.1	125.4	111.7	104.1	71.2	63.5	64.5
NORCENTRO	Base	54.4	51.3	48.6	34.2	72.5	122.7	115.1	102.4	95.5	62.6	54.5	52.5
NORTE	Punta	96.9	120.9	117.8	82.0	99.7	134.4	123.8	115.6	107.5	76.5	77.6	92.4
NORTE	Media	72.4	75.7	75.3	52.4	84.0	126.7	119.9	107.4	101.7	70.1	63.2	64.4
NORTE	Base	55.8	53.2	51.1	35.4	71.9	115.3	108.9	97.9	92.8	61.5	54.4	53.0

ZONA	PERIODO	Ene-10	Feb-10	Mar-10	Abr-10	May-10	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10
NORCENTRO	Punta	57.0	57.2	49.4	49.3	59.8	102.0	119.5	118.6	107.7	94.3	60.4	79.5
NORCENTRO	Media	50.0	49.4	45.5	47.4	53.6	91.9	111.8	105.2	96.4	84.0	38.6	35.6
NORCENTRO	Base	32.8	29.8	32.9	29.6	39.9	85.3	103.7	84.2	83.9	58.9	35.7	31.6
NORTE	Punta	58.1	58.3	50.7	50.5	60.4	100.6	117.4	117.3	106.8	94.3	62.0	81.3
NORTE	Media	51.6	51.0	47.4	49.3	55.0	90.0	109.5	104.0	95.7	84.7	40.1	37.3
NORTE	Base	34.4	31.3	35.1	31.5	41.2	82.9	101.0	83.8	83.4	59.6	36.8	33.0

ZONA	PERIODO	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11	Jul-11	Ago-11	Sep-11	Oct-11	Nov-11	Dic-11
NORCENTRO	Punta	27.3	25.5	23.2	24.8	37.5	67.0	71.6	76.6	74.0	51.7	56.1	51.4
NORCENTRO	Media	24.1	23.1	22.6	24.7	33.2	59.2	70.5	75.2	72.2	49.3	48.7	36.8
NORCENTRO	Base	20.9	21.8	21.5	22.6	31.6	56.2	66.6	69.1	68.1	47.6	45.7	33.6
NORTE	Punta	52.7	49.1	48.7	26.6	39.8	68.9	71.2	75.8	73.0	52.0	56.5	52.1
NORTE	Media	26.0	24.9	24.5	26.3	35.1	60.6	69.7	74.1	70.7	49.3	48.6	37.4
NORTE	Base	22.3	23.2	23.1	23.9	33.0	56.9	65.0	67.4	66.0	47.1	45.0	33.7

TABLA N° 4.5 Costos marginales esperados sin línea proyectada (US\$/MWh)

ZONA	PERIODO	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09	Ago-09	Sep-09	Oct-09	Nov-09	Dic-09
NORCENTRO	Punta	94.9	117.2	113.6	80.2	100.5	141.1	128.5	119.8	110.0	77.5	78.9	93.7
NORCENTRO	Media	70.5	72.8	71.8	50.6	83.8	134.5	125.9	111.7	104.2	70.8	63.6	64.5
NORCENTRO	Base	54.4	51.3	48.6	34.2	72.4	122.8	115.4	102.5	95.6	62.4	54.6	52.5
NORTE	Punta	96.9	120.9	117.8	82.0	99.5	134.3	123.4	115.7	107.4	76.1	77.8	92.5
NORTE	Media	72.4	75.7	75.3	52.4	83.4	127.2	120.3	107.4	101.8	69.8	63.3	64.4
NORTE	Base	55.8	53.2	51.1	35.4	71.8	115.4	109.2	97.9	92.9	61.2	54.5	52.9

ZONA	PERIODO	Ene-10	Feb-10	Mar-10	Abr-10	May-10	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10
NORCENTRO	Punta	57.0	57.2	49.4	49.1	59.8	102.2	119.3	118.9	107.6	94.2	116.8	126.2
NORCENTRO	Media	50.0	49.3	45.5	47.2	53.6	92.1	111.6	105.2	96.5	83.8	85.1	86.4
NORCENTRO	Base	32.8	29.7	32.9	29.4	40.0	85.6	103.3	84.4	84.0	58.7	69.0	67.3
NORTE	Punta	58.1	58.2	50.7	50.3	60.4	100.8	117.0	117.6	106.7	94.2	116.2	125.7
NORTE	Media	51.6	50.9	47.4	49.1	55.0	90.2	109.3	104.1	95.8	84.5	85.3	86.7
NORTE	Base	34.4	31.3	35.1	31.3	41.3	83.2	100.6	83.9	83.6	59.4	69.6	68.1

ZONA	PERIODO	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11	Jul-11	Ago-11	Sep-11	Oct-11	Nov-11	Dic-11
NORCENTRO	Punta	89.6	92.9	86.0	82.8	93.5	123.3	132.1	163.0	138.2	99.2	152.2	171.1
NORCENTRO	Media	79.9	80.5	76.9	77.9	78.2	97.8	112.4	137.8	114.8	68.3	80.1	84.0
NORCENTRO	Base	46.9	35.1	50.3	48.0	42.9	83.4	77.0	85.9	87.2	56.3	57.2	43.5
NORTE	Punta	90.3	93.6	86.7	83.3	93.8	122.7	130.5	160.7	136.0	98.6	151.1	170.3
NORTE	Media	81.2	81.7	78.2	79.1	79.4	97.5	110.7	135.6	112.7	67.9	79.4	83.9
NORTE	Base	48.1	36.4	51.9	49.2	44.2	83.1	75.0	83.9	84.9	55.6	56.3	43.3

A continuación se muestran gráficamente los costos marginales en cada zona (Norcentro y Norte) por cada bloque horario (Punta, Media y Base).

A.1) Costos Marginales en la Zona Norcentro:

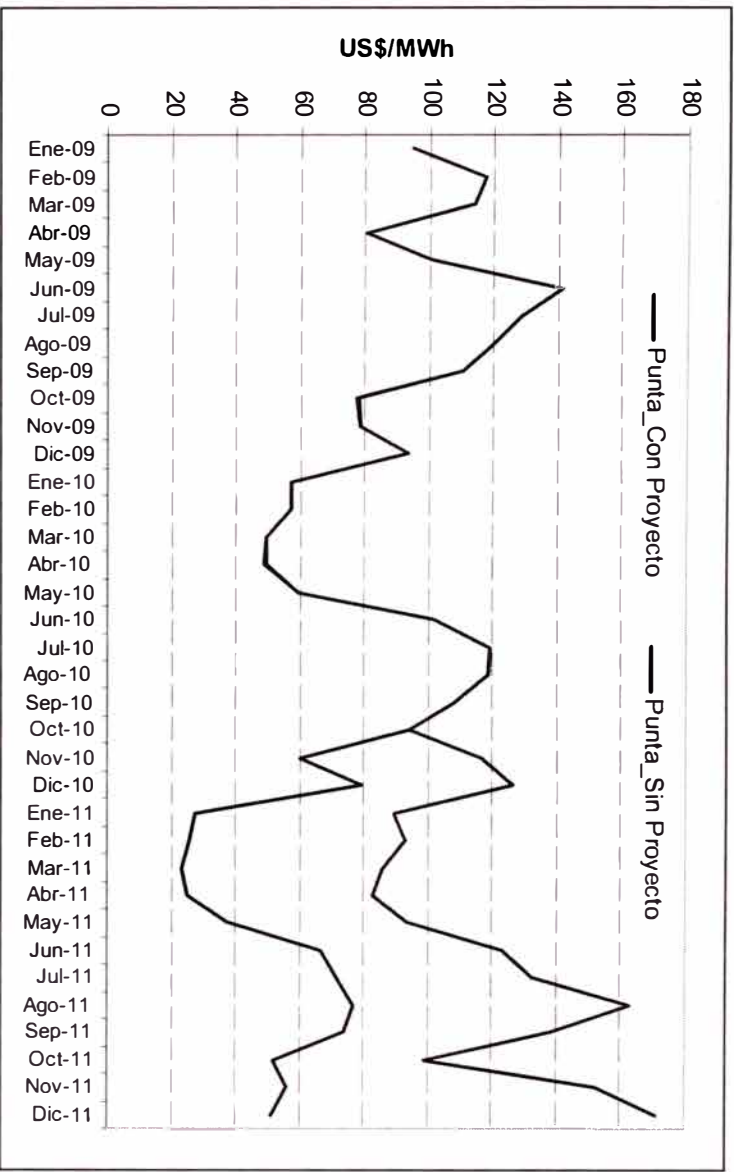


Fig. 4.2. Costos marginales esperados en el bloque de punta

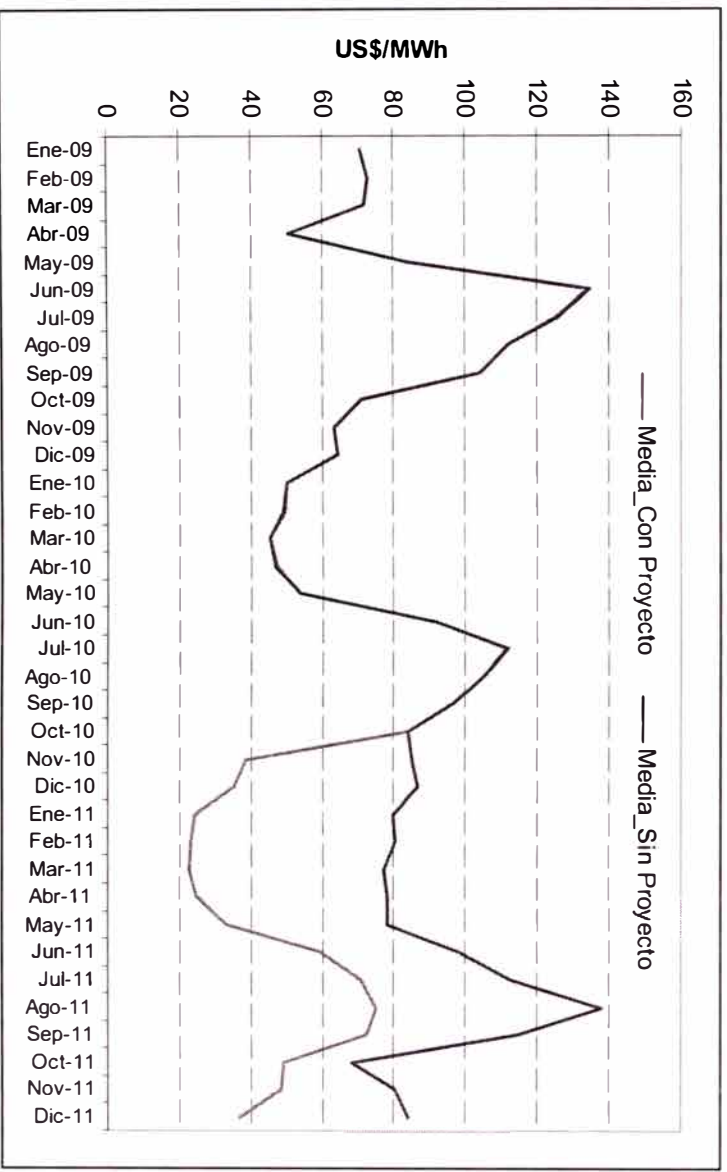


Fig. 4.3. Costos marginales esperados en el bloque de media

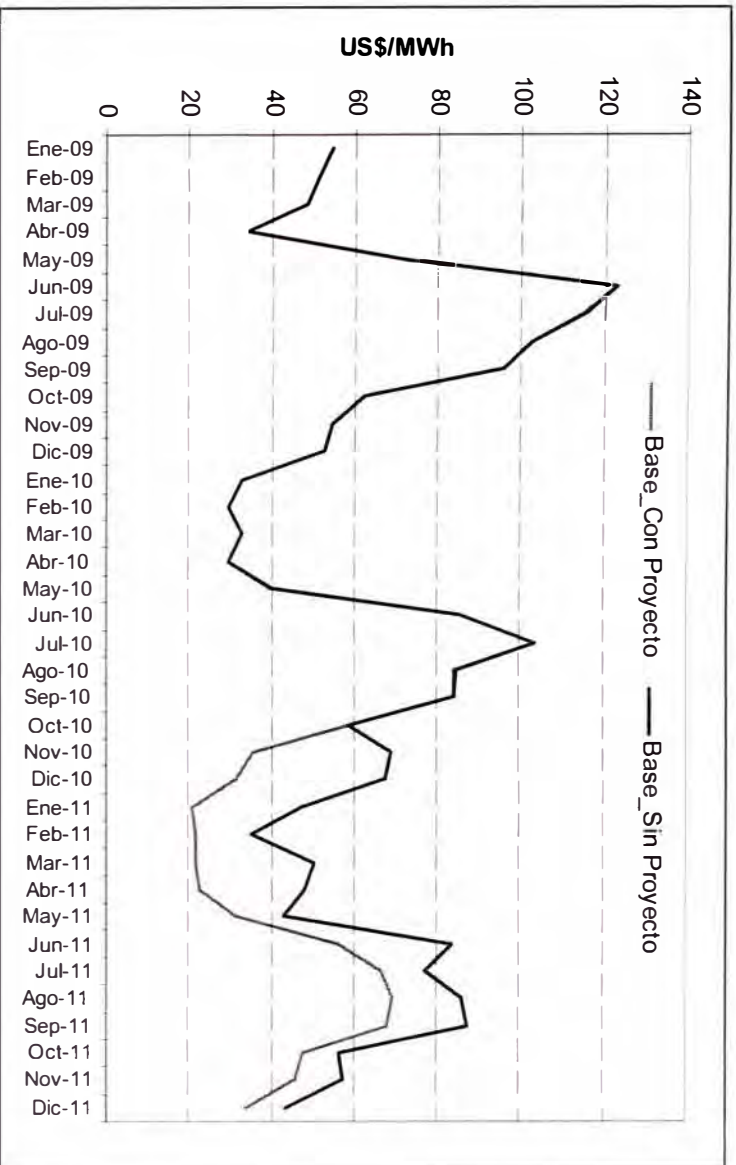


Fig. 4.4. Costos marginales esperados en el bloque de base

A.2) Costos Marginales en la Zona Norte:

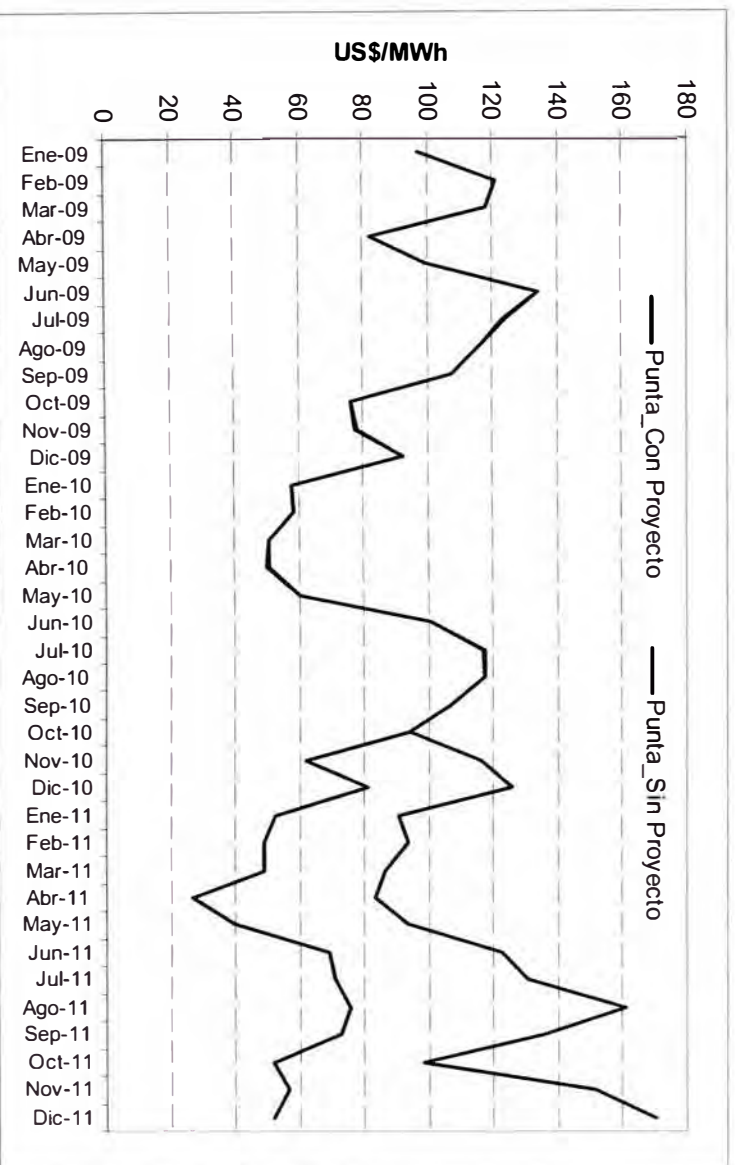


Fig. 4.5. Costos marginales esperados en el bloque de punta

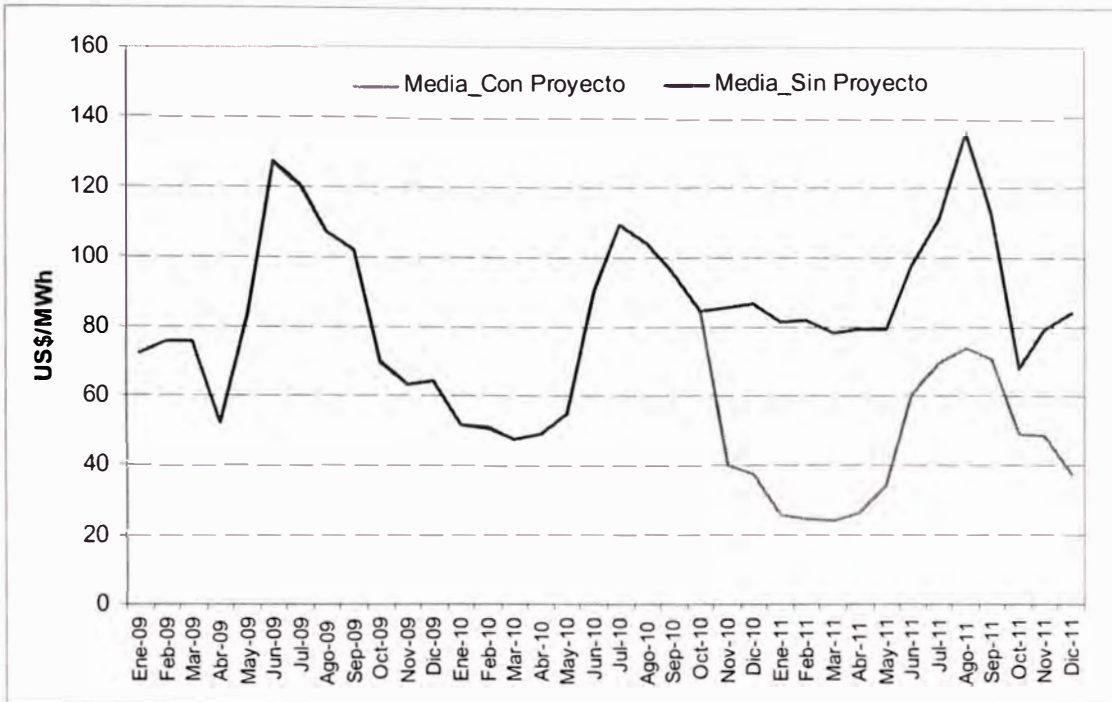


Fig. 4.6. Costos marginales esperados en el bloque de media

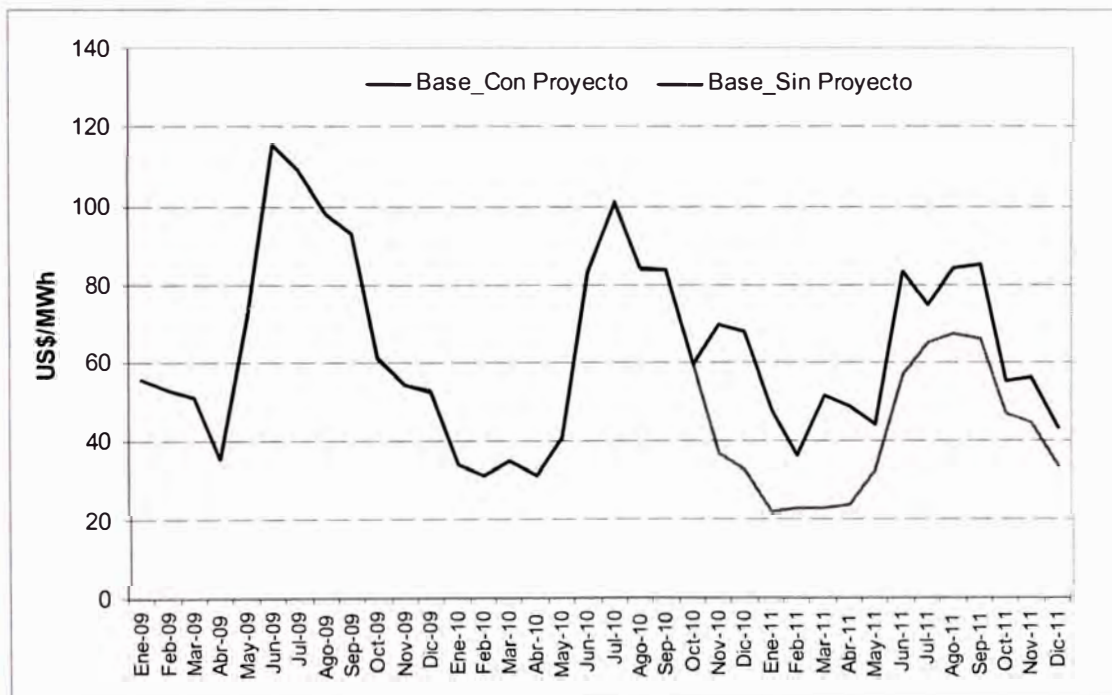


Fig. 4.7. Costos marginales esperados en el bloque de base

Los resultados muestran un beneficio económico para el mercado debido a que el ingreso de la línea Carhuamayo-Carhuaquero reduce los costos marginales en la zona norte, aliviando de esta manera la congestión en las líneas de transmisión de los enlaces de interconexión.

B) Producción de Energía

A continuación se muestran en las **TABLAS N° 4.6 y N° 4.7**, las producciones de energía de las unidades ubicadas de las zonas norte, norcentro y chimbote.

TABLA N° 4.6 Producción de Energía con línea proyectada (GWh)

Zona	Empresa	Central	ene-09	feb-09	mar-09	abr-09	may-09	jun-09	jul-09	ago-09	sep-09	oct-09	nov-09	dic-09
Norcentro	Cahua	Gallito Ciego	18.4	16.6	18.4	14.4	11.7	6.5	6.6	6.6	6.4	8.9	9.6	11.0
Norcentro	Egenor	Carhuaquero	59.9	64.6	72.6	66.1	72.1	55.5	34.9	19.0	31.2	56.5	58.5	57.5
Chimbote	Egenor	Cañon del Pato	153.4	138.5	162.4	156.3	138.0	97.9	89.9	90.0	93.4	134.7	152.8	164.3
Norcentro	Egenor	Chiclayo Oeste	2.9	3.0	3.8	1.3	4.5	11.3	10.2	7.2	5.0	2.4	2.4	2.4
Chimbote	Egenor	Chimbote	0.3	0.7	0.0	0.1	1.0	5.1	4.5	1.9	1.6	0.5	0.9	0.8
Norcentro	Egenor	Trujillo	0.2	0.4	0.0	0.0	0.5	2.2	1.8	0.8	0.4	0.2	0.4	0.5
Norte	Eepsa	Malacas	19.0	2.3	1.8	11.1	47.1	75.2	76.8	73.9	52.5	49.3	47.1	46.8
Norte	Egenor	Paita	0.4	0.4	0.4	0.1	0.7	2.6	2.7	2.0	1.7	0.7	0.6	0.6
Norte	Egenor	Piura	4.1	5.3	5.9	1.8	5.6	13.0	10.5	8.8	8.5	3.4	3.0	3.0
Norte	Egenor	Sullana	0.4	0.4	0.3	0.0	0.5	2.2	2.5	1.6	1.5	0.5	0.5	0.5
Norte	Electroperu	Tumbes	4.8	5.9	5.1	2.3	6.2	10.2	9.4	8.0	7.0	3.9	2.7	3.1
Total			263.8	238.1	270.7	253.5	287.9	281.7	249.8	219.8	209.2	261.0	278.5	290.5

Zona	Empresa	Central	ene-10	feb-10	mar-10	abr-10	may-10	jun-10	jul-10	ago-10	sep-10	oct-10	nov-10	dic-10
Norcentro	Cahua	Gallito Ciego	18.4	16.6	18.4	14.4	11.7	6.5	6.6	6.6	6.4	8.9	9.6	11.0
Norcentro	Egenor	Carhuaquero	59.9	64.6	72.6	66.1	72.1	55.5	34.9	19.0	31.2	56.5	58.5	57.5
Chimbote	Egenor	Cañon del Pato	153.4	138.5	162.4	156.3	138.0	97.9	89.9	90.0	93.4	134.7	152.8	164.3
Norcentro	Egenor	Chiclayo Oeste	0.2	0.4	0.1	0.3	1.0	5.1	5.5	3.6	2.7	1.4	0.5	0.6
Chimbote	Egenor	Chimbote	0.0	0.1	0.0	0.0	0.4	1.1	1.5	0.6	0.8	0.1	0.6	0.3
Norcentro	Egenor	Trujillo	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1	0.7	0.6	0.4	0.2	0.2	0.2	0.2
Norte	Eepsa	Malacas	30.6	23.4	26.5	19.1	32.3	58.3	61.6	60.6	49.8	24.7	7.8	6.1
Norte	Egenor	Paita	0.0	0.1	0.0	0.1	0.2	1.1	1.3	0.5	0.4	0.3	0.2	0.2
Norte	Egenor	Piura	0.3	0.5	0.1	0.4	1.4	6.0	7.0	5.8	3.9	1.9	0.7	0.7
Norte	Egenor	Sullana	0.0	0.1	0.0	0.1	0.2	0.9	1.3	0.4	0.4	0.3	0.2	0.2
Norte	Electroperu	Tumbes	0.8	0.6	0.2	0.4	1.4	5.7	10.0	9.6	8.2	5.7	1.3	1.6
Total			263.6	245.0	280.3	257.2	258.8	238.8	220.2	197.1	197.4	234.7	232.4	242.7

Zona	Empresa	Central	ene-11	feb-11	mar-11	abr-11	may-11	jun-11	jul-11	ago-11	sep-11	oct-11	nov-11	dic-11
Norcentro	Cahua	Gallito Ciego	18.4	16.6	18.4	14.4	11.7	6.5	6.6	6.6	6.4	8.9	9.6	11.0
Norcentro	Egenor	Carhuaquero	59.9	64.6	72.6	66.1	72.1	55.5	34.9	19.0	31.2	56.5	58.5	57.5
Chimbote	Egenor	Cañon del Pato	153.4	138.5	162.4	156.3	138.0	97.9	89.9	90.0	93.4	134.7	152.8	164.3
Norcentro	Egenor	Chiclayo Oeste	0.0	0.1	0.0	0.1	0.2	1.3	2.7	3.0	2.6	1.3	1.6	1.1
Chimbote	Egenor	Chimbote	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.5	1.6	1.0	1.4	0.6	1.0	0.4
Norcentro	Egenor	Trujillo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.6	0.3	0.5	0.3	0.3	0.2
Norte	Eepsa	Malacas	0.7	0.6	0.3	1.3	3.2	14.4	71.5	71.9	69.8	64.1	66.1	66.6
Norte	Egenor	Paita	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.5	0.5	0.7	0.3	0.3	0.2
Norte	Egenor	Piura	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	1.7	3.1	3.4	3.4	1.4	1.9	1.2
Norte	Egenor	Sullana	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.6	0.5	0.6	0.2	0.4	0.2
Norte	Electroperu	Tumbes	0.0	0.1	0.0	0.0	0.4	2.1	3.3	4.2	3.4	1.7	1.6	1.1
Total			232.4	220.6	253.7	238.3	225.9	180.8	215.3	200.4	213.4	270.0	294.1	303.8

TABLA N° 4.7 Producción de Energía sin línea proyectada (GWh)

Zona	Empresa	Central	ene-09	feb-09	mar-09	abr-09	may-09	jun-09	jul-09	ago-09	sep-09	oct-09	nov-09	dic-09
Norcentro	Cahua	Gallito Ciego	18.4	16.6	18.4	14.4	11.7	6.5	6.6	6.6	6.4	8.9	9.6	11.0
Norcentro	Egenor	Carhuaquero	59.9	64.6	72.6	66.1	72.1	55.5	34.9	19.0	31.2	56.5	58.5	57.5
Chimbote	Egenor	Cañon del Pato	153.4	138.5	162.4	156.3	138.0	97.9	89.9	90.0	93.4	134.7	152.8	164.3
Norcentro	Egenor	Chiclayo Oeste	2.9	3.0	3.8	1.3	4.5	11.3	10.2	7.2	4.9	2.3	2.4	2.4
Chimbote	Egenor	Chimbote	0.3	0.7	0.0	0.1	1.0	5.1	4.5	1.9	1.6	0.5	0.9	0.8
Norcentro	Egenor	Trujillo	0.2	0.4	0.0	0.0	0.5	2.1	1.8	0.8	0.4	0.2	0.4	0.5
Norte	Eepsa	Malacas	19.0	2.3	1.8	11.1	47.0	75.1	77.0	73.9	52.6	49.4	47.1	46.8
Norte	Egenor	Paita	0.4	0.4	0.4	0.1	0.7	2.6	2.7	2.0	1.7	0.7	0.6	0.6
Norte	Egenor	Piura	4.1	5.3	5.9	1.8	5.6	13.0	10.5	8.8	8.5	3.5	3.0	2.9
Norte	Egenor	Sullana	0.4	0.4	0.3	0.0	0.5	2.2	2.5	1.6	1.5	0.5	0.5	0.5
Norte	Electroperu	Tumbes	4.8	5.9	5.1	2.3	6.2	10.2	9.4	8.0	7.0	3.9	2.7	3.1
Total			263.8	238.1	270.7	253.5	287.8	281.5	250.0	219.8	209.2	261.1	278.5	290.4

Zona	Empresa	Central	ene-10	feb-10	mar-10	abr-10	may-10	jun-10	jul-10	ago-10	sep-10	oct-10	nov-10	dic-10
Norcentro	Cahua	Gallito Ciego	18.4	16.6	18.4	14.4	11.7	6.5	6.6	6.6	6.4	8.9	9.6	11.0
Norcentro	Egenor	Carhuaquero	59.9	64.6	72.6	66.1	72.1	55.5	34.9	19.0	31.2	56.5	58.5	57.5
Chimbote	Egenor	Cañon del Pato	153.4	138.5	162.4	156.3	138.0	97.9	89.9	90.0	93.4	134.7	152.8	164.3
Norcentro	Egenor	Chiclayo Oeste	0.2	0.4	0.1	0.3	1.0	5.1	5.6	3.6	2.7	1.3	1.4	2.7
Chimbote	Egenor	Chimbote	0.0	0.1	0.0	0.0	0.4	1.1	1.5	0.5	0.8	0.2	0.6	0.4
Norcentro	Egenor	Trujillo	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1	0.7	0.6	0.3	0.2	0.2	0.2	0.4
Norte	Eepsa	Malacas	30.6	23.4	26.5	19.2	32.3	58.3	61.8	60.6	49.9	24.5	38.0	40.1
Norte	Egenor	Paita	0.0	0.1	0.0	0.0	0.2	1.1	1.3	0.5	0.4	0.3	0.4	0.4
Norte	Egenor	Piura	0.3	0.5	0.1	0.2	1.4	6.0	7.0	5.7	3.9	1.8	2.7	3.6
Norte	Egenor	Sullana	0.0	0.1	0.0	0.0	0.2	0.9	1.3	0.4	0.4	0.3	0.3	0.4
Norte	Electroperu	Tumbes	0.8	0.6	0.2	0.4	1.4	5.7	10.0	9.6	8.2	5.7	6.5	6.3
Total			263.6	245.0	280.3	256.9	258.8	238.8	220.5	196.8	197.5	234.4	271.0	287.1

Zona	Empresa	Central	ene-11	feb-11	mar-11	abr-11	may-11	jun-11	jul-11	ago-11	sep-11	oct-11	nov-11	dic-11
Norcentro	Cahua	Gallito Ciego	18.4	16.6	18.4	14.4	11.7	6.5	6.6	6.6	6.4	8.9	9.6	11.0
Norcentro	Egenor	Carhuaquero	59.9	64.6	72.6	66.1	72.1	55.5	34.9	19.0	31.2	56.5	58.5	57.5
Chimbote	Egenor	Cañon del Pato	153.4	138.5	162.4	156.3	138.0	97.9	89.9	90.0	93.4	134.7	152.8	164.3
Norcentro	Egenor	Chiclayo Oeste	0.4	0.5	0.1	0.2	0.4	2.8	5.2	9.2	6.1	2.9	4.4	4.5
Chimbote	Egenor	Chimbote	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.7	1.6	1.5	1.6	0.6	1.1	0.6
Norcentro	Egenor	Trujillo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.7	0.7	0.6	0.3	0.5	0.6
Norte	Eepsa	Malacas	25.2	20.4	22.9	15.8	25.0	45.6	74.9	76.3	73.2	66.6	71.1	72.5
Norte	Egenor	Paita	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.6	0.7	0.7	0.4	0.5	0.4
Norte	Egenor	Piura	0.5	0.7	0.2	0.2	0.6	4.0	7.1	10.4	7.7	3.6	5.2	5.2
Norte	Egenor	Sullana	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.7	0.6	0.7	0.3	0.5	0.3
Norte	Electroperu	Tumbes	1.3	1.3	0.9	0.4	1.7	4.9	7.2	9.2	7.2	3.6	4.5	4.4
Total			259.1	242.6	277.5	253.4	249.6	219.1	229.4	224.2	228.8	278.4	308.7	321.3

Como se muestra en la Fig. 4.8, con el ingreso de la línea Carhuamayo-Carhuaquero (en noviembre 2010) se reduciría la producción de energía de las unidades ineficientes ubicadas en la zona norte, la misma que será reemplazada por una mayor importación de energía, mas barata, a través de las líneas que interconectan las zonas operativas, proveniente de las centrales ubicadas en la zona de Lima.

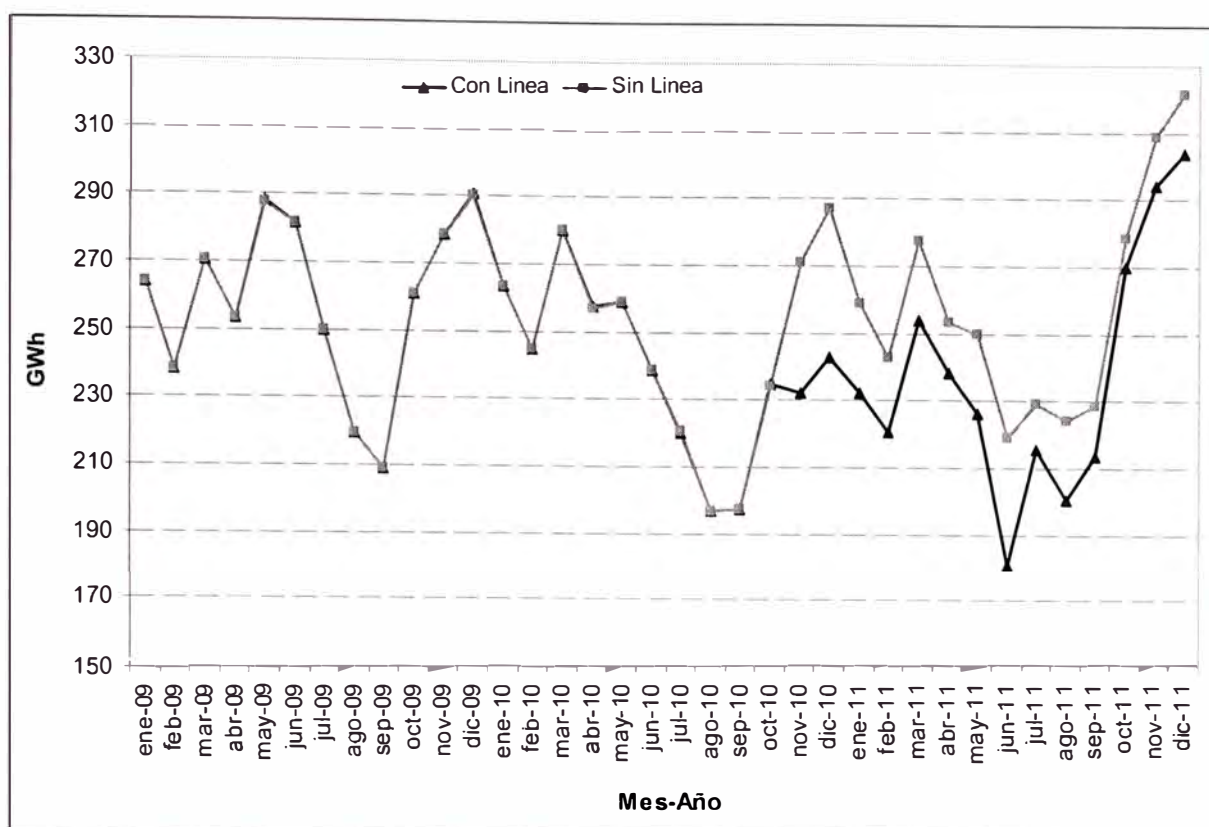


Fig. 4.8. Producción de Energía en la zona norte

C) Consumo de Energía

En las Tablas N° 4.8 y N° 4.9, se muestra la demanda de energía de la zona norte y a nivel SEIN respectivamente, según el modelo.

TABLA N° 4.8 Demanda de Energía en la Zona Norte (GWh)

Zona	ene-09	feb-09	mar-09	abr-09	may-09	jun-09	jul-09	ago-09	sep-09	oct-09	nov-09	dic-09
Norte	82.0	74.5	85.4	69.7	76.0	72.9	80.0	77.4	72.1	76.3	82.1	89.1
Norcentro	202.7	186.5	209.7	201.1	207.2	200.4	199.5	204.8	201.1	211.5	222.7	229.1
Chimbote	99.8	91.9	103.3	99.1	102.1	98.6	98.3	100.9	99.0	104.2	109.7	112.9
Total	384.5	352.9	398.4	369.9	385.3	371.9	377.8	383.1	372.2	392.0	414.5	431.1

Zona	ene-10	feb-10	mar-10	abr-10	may-10	jun-10	jul-10	ago-10	sep-10	oct-10	nov-10	dic-10
Norte	216.2	199.0	223.8	214.6	221.1	213.8	212.9	218.6	214.6	225.7	237.6	244.5
Norcentro	93.0	84.5	96.9	79.1	86.2	82.7	90.7	87.8	81.7	86.5	93.1	101.1
Chimbote	106.5	98.0	110.3	105.7	108.9	105.3	104.8	107.7	105.7	111.2	117.1	120.5
Total	415.7	381.5	431.0	399.4	416.2	401.8	408.4	414.1	402.0	423.4	447.8	466.1

Zona	ene-11	feb-11	mar-11	abr-11	may-11	jun-11	jul-11	ago-11	sep-11	oct-11	nov-11	dic-11
Norte	228.1	209.9	236.0	226.4	233.2	225.5	224.6	230.6	226.3	238.1	250.6	257.9
Norcentro	98.1	89.2	102.2	83.4	90.9	87.2	95.8	92.6	86.3	91.3	98.3	106.7
Chimbote	112.3	103.4	116.3	111.5	114.9	111.1	110.6	113.6	111.5	117.3	123.5	127.1
Total	438.5	402.5	454.5	421.3	439.0	423.8	431.0	436.8	424.1	446.7	472.4	491.7

TABLA N° 4.9 Demanda de Energía a nivel SEIN (GWh)

Zona	ene-09	feb-09	mar-09	abr-09	may-09	jun-09	jul-09	ago-09	sep-09	oct-09	nov-09	dic-09
Norte	82.0	74.5	85.4	69.7	76.0	72.9	80.0	77.4	72.1	76.3	82.1	89.1
Norcentro	202.7	186.5	209.7	201.1	207.2	200.4	199.5	204.8	201.1	211.5	222.7	229.1
Chimbote	99.8	91.9	103.3	99.1	102.1	98.6	98.3	100.9	99.0	104.2	109.7	112.9
Lima	1,497.3	1,385.8	1,531.6	1,422.8	1,464.1	1,416.9	1,470.3	1,440.5	1,403.8	1,504.3	1,502.5	1,548.3
Cotaruse	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Sur	449.0	405.8	482.8	471.7	497.9	485.4	501.5	503.2	490.7	510.5	495.2	516.9
Paramonga	38.7	35.8	41.1	42.3	44.7	42.1	40.0	41.3	41.3	40.4	40.4	42.9
Huacho	7.8	7.5	8.0	8.8	9.7	9.3	7.8	8.0	7.8	9.9	11.7	11.2
Vizacarra	52.8	57.6	62.7	58.2	64.4	58.2	62.3	65.4	60.0	61.5	43.8	52.9
Tingo María	24.1	22.4	26.5	25.1	26.4	26.0	25.4	28.0	27.2	28.4	27.7	28.1
Centro	135.0	126.3	143.6	135.9	148.1	147.7	153.6	158.9	155.5	164.8	157.5	161.4
Paragsha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Carhuamayo	3.7	3.4	3.7	3.6	3.8	3.6	3.7	3.7	3.6	3.7	3.6	3.7
Oroya	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	2,592.9	2,397.5	2,698.4	2,538.3	2,644.4	2,561.1	2,642.4	2,632.1	2,562.1	2,715.5	2,696.9	2,796.5

Zona	ene-10	feb-10	mar-10	abr-10	may-10	jun-10	jul-10	ago-10	sep-10	oct-10	nov-10	dic-10
Norte	216.2	199.0	223.8	214.6	221.1	213.8	212.9	218.6	214.6	225.7	237.6	244.5
Norcentro	93.0	84.5	96.9	79.1	86.2	82.7	90.7	87.8	81.7	86.5	93.1	101.1
Chimbote	106.5	98.0	110.3	105.7	108.9	105.3	104.8	107.7	105.7	111.2	117.1	120.5
Lima	1,625.1	1,504.1	1,662.3	1,544.3	1,589.1	1,537.8	1,595.9	1,563.5	1,523.7	1,632.7	1,630.8	1,680.6
Cotaruse	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Sur	544.4	491.9	585.4	572.0	603.7	588.4	607.9	610.1	594.9	618.9	600.5	626.7
Paramonga	44.7	41.3	47.5	48.9	51.6	48.7	46.3	47.7	47.7	46.7	46.7	49.6
Huacho	8.0	7.7	8.3	9.0	10.0	9.6	8.0	8.2	8.0	10.2	12.0	11.5
Vizacarra	55.1	60.0	65.4	60.8	67.2	60.7	65.0	68.2	62.6	64.1	45.8	55.1
Tingo María	29.1	26.9	31.9	30.2	31.8	31.3	30.7	33.7	32.8	34.2	33.4	33.9
Centro	135.4	126.7	144.1	136.4	148.6	148.2	154.1	159.4	156.1	165.3	158.0	162.0
Paragsha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Carhuamayo	3.7	3.4	3.7	3.6	3.7	3.6	3.7	3.7	3.6	3.7	3.6	3.7
Oroya	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	2,861.2	2,643.5	2,979.6	2,804.6	2,921.9	2,830.1	2,920.0	2,908.6	2,831.4	2,999.2	2,978.6	3,089.2

Zona	ene-11	feb-11	mar-11	abr-11	may-11	jun-11	jul-11	ago-11	sep-11	oct-11	nov-11	dic-11
Norte	228.1	209.9	236.0	226.4	233.2	225.5	224.6	230.6	226.3	238.1	250.6	257.9
Norcentro	98.1	89.2	102.2	83.4	90.9	87.2	95.8	92.6	86.3	91.3	98.3	106.7
Chimbote	112.3	103.4	116.3	111.5	114.9	111.1	110.6	113.6	111.5	117.3	123.5	127.1
Lima	1,714.4	1,586.7	1,753.6	1,629.1	1,676.4	1,622.3	1,683.4	1,649.3	1,607.3	1,722.4	1,720.3	1,772.9
Cotaruse	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Sur	574.2	518.9	617.5	603.4	636.9	620.7	641.3	643.6	627.6	652.9	633.5	661.1
Paramonga	47.2	43.6	50.1	51.6	54.5	51.4	48.8	50.4	50.3	49.3	49.2	52.3
Huacho	8.4	8.0	8.6	9.4	10.4	10.0	8.4	8.6	8.4	10.6	12.6	12.1
Vizacarra	54.8	59.7	65.1	60.5	66.9	60.4	64.7	67.9	62.3	63.8	45.6	54.9
Tingo María	30.7	28.4	33.6	31.9	33.6	33.0	32.4	35.6	34.6	36.1	35.3	35.8
Centro	142.9	133.7	152.1	143.9	156.8	156.4	162.6	168.3	164.7	174.5	166.8	170.9
Paragsha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Carhuamayo	3.7	3.4	3.7	3.6	3.7	3.6	3.7	3.7	3.6	3.7	3.6	3.7
Oroya	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	3,014.8	2,784.9	3,138.8	2,954.7	3,078.2	2,981.6	3,076.3	3,064.2	2,982.9	3,160.0	3,139.3	3,255.4

D) Ingresos Tarifarios por línea.

Un parámetro utilizado para identificar si una línea de transmisión se encuentra congestionada es evaluar el ingreso tarifario esperado asociado a dicha instalación. Estos ingresos se derivan de una diferencia de precios (costos marginales) en los extremos de las barras que unen a las líneas de transmisión que forman los enlaces de interconexión.

En las Tablas N° 4.10 y N° 4.11 se muestran los ingresos tarifarios esperados de las líneas asociadas a la interconexión con zonas norte y norcentro.

TABLA N° 4.10 Ingresos Tarifarios esperados (en US\$) sin línea Carhuamayo-Carhuaquero

Áreas	Línea asociada	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09	Ago-09	Sep-09	Oct-09	Nov-09	Dic-09
NORTE -NORCENT	Chiclayo - Piura	48,000	-49,000	77,000	40,000	69,000	282,000	212,000	141,000	90,000	72,000	49,000	46,000
NORCENT-CHIMBOT	Chimbote - Trujillo	1,976,000	2,489,000	2,405,000	1,578,000	707,000	80,000	128,000	284,000	507,000	862,000	1,848,000	2,363,000
PARAMON-CHIMBOT	Paramonga - Chimbote	183,000	220,000	211,000	162,000	175,000	184,000	392,000	876,000	1,351,000	336,000	278,000	229,000

Áreas	Línea asociada	Ene-10	Feb-10	Mar-10	Abr-10	May-10	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10
NORTE -NORCENT	Chiclayo - Piura	36,000	35,000	51,000	61,000	72,000	82,000	86,000	16,000	16,000	12,000	6,000	-2,000
NORCENT-CHIMBOT	Chimbote - Trujillo	3,027,000	2,885,000	3,361,000	2,357,000	1,859,000	454,000	469,000	674,000	1,247,000	5,631,000	8,243,000	10,525,000
PARAMON-CHIMBOT	Paramonga - Chimbote	240,000	193,000	247,000	270,000	462,000	1,195,000	4,038,000	9,727,000	7,091,000	2,293,000	1,826,000	502,000

Áreas	Línea asociada	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11	Jul-11	Ago-11	Sep-11	Oct-11	Nov-11	Dic-11
NORTE -NORCENT	Chiclayo - Piura	-17,000	-7,000	-26,000	-16,000	1,000	28,000	57,000	37,000	50,000	23,000	31,000	12,000
NORCENT-CHIMBOT	Chimbote - Trujillo	9,155,000	7,430,000	9,278,000	8,032,000	5,839,000	1,382,000	437,000	365,000	883,000	1,989,000	4,825,000	8,113,000
PARAMON-CHIMBOT	Paramonga - Chimbote	229,000	200,000	200,000	194,000	1,537,000	6,927,000	6,123,000	10,028,000	6,567,000	2,143,000	2,197,000	935,000

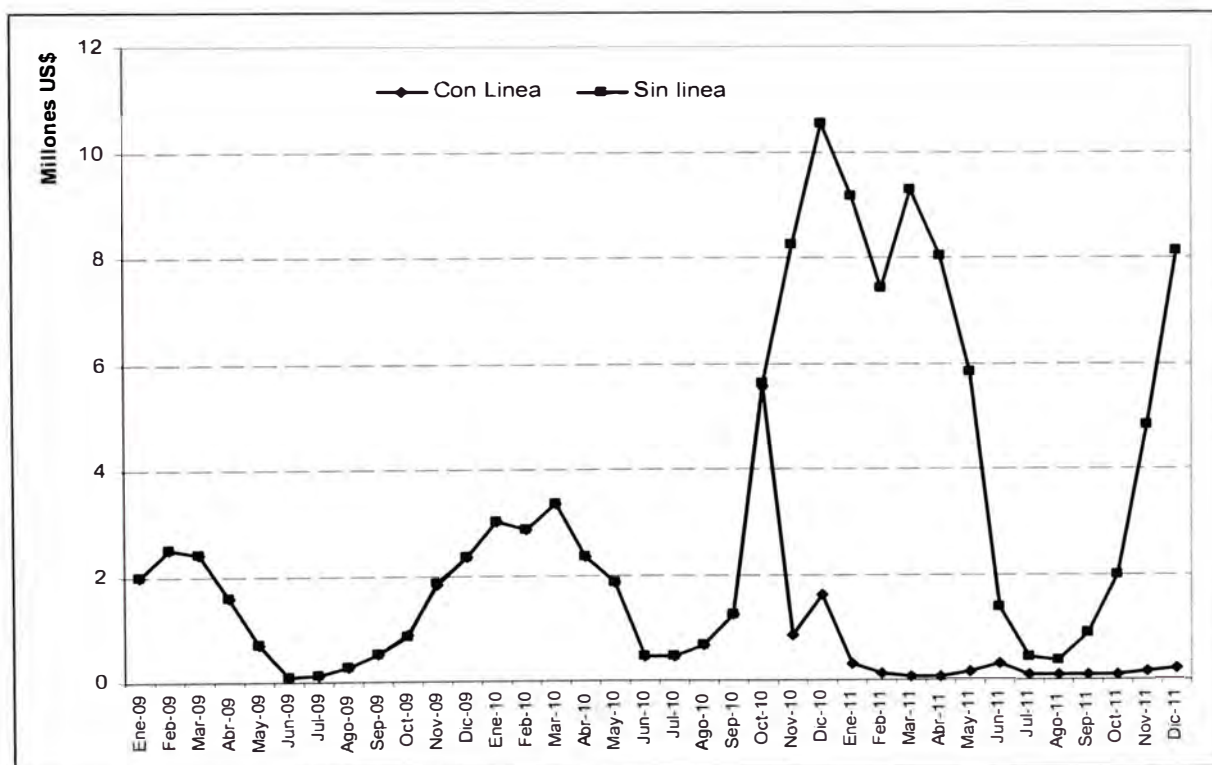
TABLA N° 4.11 Ingresos Tarifarios esperados (en US\$) con línea Carhuamayo-Carhuaquero

Áreas	Línea asociada	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09	Ago-09	Sep-09	Oct-09	Nov-09	Dic-09
NORTE -NORCENT	Chiclayo - Piura	48,000	49,000	77,000	40,000	55,000	283,000	210,000	141,000	90,000	72,000	49,000	46,000
NORCENT-CHIMBOT	Chimbote - Trujillo	1,976,000	2,489,000	2,405,000	1,578,000	707,000	80,000	126,000	283,000	504,000	888,000	1,847,000	2,363,000
PARAMON-CHIMBOT	Paramonga - Chimbote	183,000	220,000	211,000	162,000	175,000	184,000	392,000	873,000	1,351,000	336,000	278,000	229,000

Áreas	Línea asociada	Ene-10	Feb-10	Mar-10	Abr-10	May-10	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10
NORTE -NORCENT	Chiclayo - Piura	36,000	35,000	51,000	62,000	72,000	82,000	81,000	16,000	15,000	10,000	64,000	56,000
NORCENT-CHIMBOT	Chimbote - Trujillo	3,027,000	2,884,000	3,361,000	2,359,000	1,857,000	454,000	471,000	674,000	1,241,000	5,560,000	869,000	1,632,000
PARAMON-CHIMBOT	Paramonga - Chimbote	240,000	190,000	247,000	270,000	459,000	1,198,000	4,040,000	9,745,000	7,089,000	2,290,000	227,000	183,000

Áreas	Línea asociada	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11	Jul-11	Ago-11	Sep-11	Oct-11	Nov-11	Dic-11
NORTE -NORCENT	Chiclayo - Piura	475,000	378,000	488,000	58,000	72,000	87,000	53,000	53,000	86,000	31,000	46,000	40,000
NORCENT-CHIMBOT	Chimbote - Trujillo	3,120,000	1,100,000	55,000	51,000	142,000	301,000	89,000	102,000	89,000	90,000	160,000	207,000
PARAMON-CHIMBOT	Paramonga - Chimbote	79,000	66,000	66,000	64,000	140,000	243,000	193,000	269,000	213,000	120,000	100,000	92,000

A continuación se muestran gráficamente los ingresos tarifarios de cada enlace (línea) de interconexión asociados a las zonas Norcentro, Chimbote y Paramonga.


Fig. 4.9. Ingreso Tarifario en el Enlace Norcentro-Chimbote

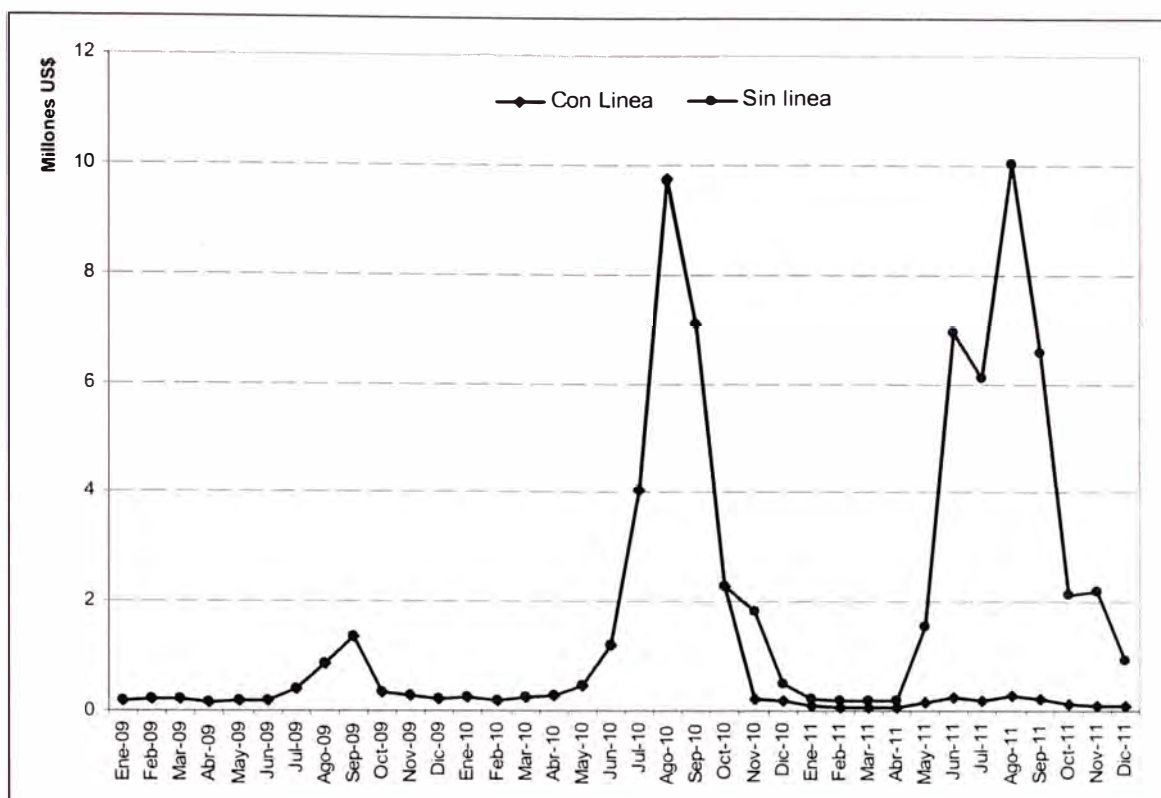


Fig. 4.10. Ingreso Tarifario en el Enlace Paramonga-Chimbote

Como se puede apreciar, el ingreso de la línea Carhuamayo – Carhuaquero, alivia las congestiones originadas en las líneas asociadas a la interconexión de las zonas Norcentro, Chimbote y Paramonga, debido que los ingresos tarifarios de dichas líneas se ven disminuidos como consecuencia de la reducción de los costos marginales en el extremo de la zona deficitaria.

De los resultados presentados se puede concluir que la inversión en nuevas redes de transmisión alivia la congestión de líneas de transmisión existentes y como consecuencia elimina los impactos económicos dentro del mercado spot, debido a la reducción significativa de los costos marginales

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. En el régimen de empresas verticalmente integradas (generación, transmisión, distribución y comercialización), el reforzamiento y expansión de la transmisión eléctrica se realizaba con el criterio de confiabilidad de ingeniería, considerando que existían monopolios por áreas geográficas; mientras que, después de 1990, el nuevo criterio es el de confiabilidad económica en un mercado mayorista de competencia en el segmento de generación, donde la configuración de la red de transmisión tendrá impacto en la posibilidad de ejercicio de poder de mercado por los productores (generadores).
2. Los agentes del mercado en el Perú, no han sido concientes del incremento de la congestión o de sus costos, porque no ha sido un factor importante en las operaciones del sistema y debido a que el COES usa procedimientos administrativos, (mayormente indocumentados), para gestionar la congestión y asignar sus costos cuando ésta se presenta. No obstante, existe una percepción general entre los agentes del mercado directamente afectados por la congestión, de que dicho fenómeno está en aumento y va a convertirse en un problema más serio en el futuro a menos que se amplíe la capacidad de transmisión.
3. La congestión de una línea principal que conecta dos regiones del país, producirá la separación del mercado integrado existente antes de la congestión, en mercados aislados donde se posibilitará el ejercicio del poder de mercado por la empresa de generación dominante en cada uno de estos mercados. Esta situación se produjo en el caso de la congestión de la línea Zapallal-Paramonga Nueva-Chimbote, durante el año 2007 que se ha analizado en el presente informe.
4. La congestión en una línea de la red de transmisión eléctrica es suficiente para afectar los precios en todas las barras de la red (externalidad) con respecto al precio competitivo.
5. Cuando la capacidad de transmisión está limitada, algunas veces el mejoramiento de las líneas existentes y/o la construcción de nuevas líneas es la mejor opción para aliviar la congestión.
6. Según el modelo MHTP, se ha demostrado que el ingreso en operación comercial de la línea Carhuamayo-Paragsha-Conococha-Huallanca-Cajamarca-Cerro Corona-Carhuaquero en 220 kV, a partir del mes de noviembre 2010, alivia la congestión en las

líneas de transmisión que se encuentran en la zona norte, así también alivia la congestión en las líneas de la interconexión centro-norte. Por otro lado los resultados muestran una reducción de los costos marginales determinados en la zona norte del país de manera significativa, respecto de los mismos costos que se determinaron, si no estuviera en proyecto dicha línea.

7. Los altos costos marginales asociados a la congestión de líneas deben ser una señal para expandir la capacidad de transmisión. Estas señales de precios son importantes para la asignación de los recursos escasos de la transmisión. La diferencia de costos marginales entre las barras que unen una línea de transmisión congestionada (rentas de congestión) no deberían ser destinados a las empresas generadoras, sino más bien deben ser recaudados por el organismo regulador, creando un fondo, para luego se destinados a los futuros proyectos de inversión en transmisión.

8. El Decreto de Urgencia N° 046-2007, atenuó por el momento la crisis, pero una ley o norma regulatoria no pone fin a la improvisación y falta de planificación en el sistema de transmisión.

9. En marzo del 2008 entró en operación el Segundo Circuito (terna) de la LT Zapallal-Paramonga Nueva-Chimbote, con el cual se superarían, momentáneamente, las congestiones en dicha línea y se permitió ampliar el flujo hacia la zona norte del país.

ANEXOS

ANEXO I: MODELO HIDRO-TERMICO PERU (MHTP)

1.1. Objetivo

El objetivo principal del Modelo Hidro-Térmico (MHTP) es simular la operación de un sistema hidro-térmico mono-embalse, minimizando los costos de operación, considerando la modelación de los parámetros más importantes del sistema eléctrico, de modo de obtener variables físicas y monetarias de interés.

1.2. Características del despacho óptimo

1.2.1. Generales

- Fecha de la versión descrita: **17/05/2005**
- Horizonte de estudio variable definido por el usuario.
- Etapa mensual de análisis.
- Demanda se representa con curvas de duración por escalones.
- Las centrales se modelan considerando su potencia; indisponibilidad por salida forzada y por mantenimiento; rendimiento; precios de combustibles; y costos variables no combustibles.
- Mono-embalse, es decir, representa el valor del agua de un embalse. Sin embargo, la cascada hidráulica a la que pertenece el embalse a optimizar puede contener tantas centrales de pasada como sea necesario.
- Representa cascadas hidráulicas.
- Representa restricciones de riego.
- Representa derechos de agua y economías, tanto de regantes como operadores, del embalse.
- Representa matrices de transición hidrológica intermensual.
- Representa subsistemas para el cálculo de precios de nudo de la energía, banda de precios y para el cálculo de la potencia firme.
- Todas las características del sistema, tanto eléctricas como hidráulicas, son ingresadas por dato, y por lo tanto, pueden ser modificadas por el usuario.

1.2.2. Modelo de despacho multinodal

- Realiza un despacho de mínimo costo considerando las características del sistema de transmisión: parámetros, topología, límites de capacidad, pérdidas cuadráticas (repartición proporcional a la demanda).
- Utiliza el software de optimización CPLEX (versión 4.0 o superior) para resolver el problema de despacho óptimo.
- Representación de la indisponibilidad térmica mediante tiradas al azar con ajuste de la indisponibilidad de acuerdo al número de tiradas.
- Permite considerar mínimos técnicos para las centrales térmicas y caudal mínimo de aducción para las centrales hidráulicas.
- Genera automáticamente centrales de falla por barra.

1.2.3. Tratamiento de la demanda

- Se especifica para cada cliente el periodo, demanda media, factor de carga, factor de diversidad c/r a demanda máxima, tasa de crecimiento, barra de retiro, suministrador, si renegocia contratos, precio de la energía, precio de la potencia e ingreso fijo.
- La demanda de cada bloque es integrada a partir de la información de clientes (deformada a partir de una curva de duración tipo y el factor de carga de cada cliente).
- La información de clientes permite generar de la misma forma la información de contratos por suministrador.

1.2.4. Cálculo de Potencia Firme

- Realiza el cálculo de potencia firme por central según la metodología establecida en la RM 322 - 2002. Para realizar este cálculo, pueden definirse subsistemas de cálculo de potencia firme.

1.3. Características de la simulación del negocio

1.3.1. Representación del negocio de la energía

- Entrega costos marginales por barra.
- Calcula ingresos tarifarios por línea.

- Permite representar empresas: propietarios de centrales y contrato de suministro a clientes.
- Para cada empresa se calculan las siguientes variables físicas: generación, venta a clientes, ventas y compras al COES.
- Para cada empresa se calculan las siguientes variables monetarias: costo de generación, pago de take or pay, venta a clientes, ventas y compras al COES, valor de la inyección, costo del retiro, ingreso tarifario básico y adicional, vnr+coym básico y adicional, márgenes de generación, comercial, de transmisión y total.

1.3.2. Representación del negocio de la potencia

- Calcula el negocio de potencia. Además, pueden definirse subsistemas para valorizar el negocio de la potencia.
- Para cada empresa se calculan las siguientes variables físicas: potencia firme, venta a clientes, ventas y compras al COES.
- Para cada empresa se calculan las siguientes variables monetarias: venta a clientes, ventas y compras al COES, valor de la inyección, costo del retiro, ingreso tarifario básico y adicional, ingreso fijo, márgenes de generación, comercial y total.

1.3.3. Cálculo de precios de nudo de la energía

- Existe un modulo del programa capaz de calcular precios de nudo de la energía por barra. Además, es posible definir subsistemas para realizar este cálculo.
- El modelo utiliza un archivo de precios de nudo de energía para evaluar los clientes con contrato a precio regulado este archivo puede ser generado por el programa o construido por el usuario directamente.

1.3.4. Cálculo de precios de renegociación de contratos

- El módulo de cálculo de precios de nudo de energía también permite calcular el precio de renegociación de un contrato si es indicado en el archivo de datos de demanda.
- Genera un archivo con los precios de renegociación por periodos de 5 años.
- La tasa de actualización se especifica por dato.

1.3.5. Cálculo de banda de precios

- Para cada subsistema, definido por el usuario, el programa calcula los coeficientes de la banda de precios de nudo.
- El ancho de la banda puede ser modificado por el usuario en el tiempo.
- También entrega el monómico teórico y el monómico libre.
- La banda de precios puede ser calculada con o sin la facturación de potencia.
- Tiene la opción de aplicar o no la banda a las transacciones de potencia en el COES.

1.4. Otras características

1.4.1. Requerimientos computacionales

- Versión actual se ejecuta en una estación de trabajo HP con sistema operativo UNIX (HP-UX11.i).
- El lenguaje de programación es FORTRAN 90.
- Necesita de una licencia de ejecución de CPLEX, versión 4.0 o superior.
- Las necesidades de memoria dependen de los parámetros máximos definidos en el programa.

ANEXO II: CONSIDERACION Y PREMISAS UTILIZADOS EN EL MODELO MHTP

En los últimos meses el sistema eléctrico peruano ha presentado una situación de extrema estreches en el suministro de energía debido a la conjunción de tres factores: demanda de electricidad con un crecimiento extraordinario (mayor que el crecimiento de la oferta), la restricción en el suministro de gas por congestión del ducto de transporte de gas de Camisea y la presencia de una hidrología menor al promedio.

El continuo crecimiento de la demanda mantiene presionando a la oferta de generación a despachar con unidades térmicas más costosas; este crecimiento ha provocado un mayor consumo de gas natural de Camisea con las consecuencias de copamiento de la capacidad del sistema de transporte de Gas.

1.- Bases Macro

Se tiene:

Tipo de Cambio, Inflación y Precios de Petróleo					
Variables	2009	2010	2011	2012	2013
Moneda (soles/US\$)	3.08	3.15	3.15	3.19	3.23
Crecimiento del PBI (%)	6.4%	7.2%	5.0%	4.7%	4.5%
Carbón API 2 (US\$/Tn)	71	65	78	88	95
WTI Nominal (US\$/bbl)	46	54	63	73	81

(IPC): Índice de Precios al Consumidor de U. S. A.

2.- Modelo.

Se simuló la operación del sistema con el Modelo MHTP Multinodal mono-embalse, con la opción de representación de la indisponibilidad de las unidades térmicas de generación realizando sorteos^(*). La oferta y demanda del Sistema Interconectado Nacional esta representada en 14 barras en niveles de tensión de 220 y 138kV las cuales son interconectadas por las líneas del Sistema Principal de Transmisión.

El horizonte de estudio esta comprendido entre el 2009 y 2018.

^(*) .- Por ejemplo: Para una unidad térmica con tasa de salida forzada de 3 %, estará presente el 100-3 % (igual a 97%) de veces en el despacho del MHTP. Es decir para 100 simulaciones de despacho de energía del modelo, en tres de algunas de estas simulaciones la unidad no estará presente (salida probable por falla).

ZONA	BARRAS (220/138 Kv)
Norte	Zarumilla, Zorritos, Talara, Puirá
Norcentro	Carhuaquero, Chiclayo, Guadalupe, Trujillo.
Chimbote	Chimbote, Huallanca.
Paramonga	Paramonga Nueva, Paramonga Existente.
Huacho	Huacho
Lima	Zapallal, Ventanilla, Chavarria, Santa Rosa, San Juan. Matucana, Callahuanca, Cajamarquilla, Huampani, Ñaña, Huachipa, Moyopampa. Salamanca, Balnearios, Puente, Industriales. Pachachaca, Mantaro, Pomacocha, Huancavelica. Chilca, Cantera, Desierto, Independencia, Ica, Marcona.
Vizcarra	Vizcarra
Tingo Maria	Tingo Maria, Aguaytia, Pucallpa
Paragsha	Paragsha
Centro	Huanuco, Malpaso, Condorcocha, Caripa, Excelsior, Planta de Zinc, Oroya 50 kV.
Carhuamayo	Carhuamayo, Yaupi, Yuncán.
Oroya	Oroya 220 kV
Cotaruse	Cotaruse
Sur	Abancay, Cachimayo, Machupicchu, Dolorespata, Quencoro, Combapata, Tintaya, Charcani, Santuario, Socabaya, Cerro Verde, Mollendo. Ayaviri, Azangaro, Juliaca, Puno, Bellavista. Moquegua, Toquepala, Botiflaca, Aricota, Tomasiri, Ilo, Calana, Tacna.

3.- Proyección de la Demanda.

Se tiene:

Año	Max. Demanda MW	Consumo Anual GWh	F.C. %	Tasa de Crecimiento (%)	
				Potencia	Energía
2008	4,252	29,764	80%	7.2%	9.2%
2009	4,540	31,698	80%	6.8%	6.5%
2010	4,934	35,100	81%	8.7%	10.7%
2011	5,189	36,909	81%	5.2%	5.2%
2012	5,451	38,770	81%	5.0%	5.0%
2013	5,723	40,707	81%	5.0%	5.0%
2014	6,012	42,762	81%	5.0%	5.0%
2015	6,314	44,916	81%	5.0%	5.0%
2016	6,631	47,167	81%	5.0%	5.0%
2017	6,964	49,537	81%	5.0%	5.0%
2018	7,313	52,015	81%	5.0%	5.0%

4.- Datos hidrológicos.

El único embalse representado en el modelo es el Lago Junín. Para ello se consideran los caudales naturales aportantes a este embalse, así como los caudales de escorrentía.

Estos caudales son utilizados por las CCHHs de Mantaro-Restitución y Malpaso.

Las otras CCHHs no pertenecientes a la cuenca del Mantaro están representadas mediante matrices de potencia media (pre-despachadas).

Los caudales naturales y de escorrentía, así como la matriz de potencia media, consideran 43 años hidrológicos históricos (1965-2007).

Cota inicial del Lago Junín al 01-01-2009 es de 4088.35 msnm, lo cual equivale a un volumen total de 153.6 millones de m³.

5.- Costos Variables para el despacho de Centrales Térmicas a Gas Natural

MMBTU/MWh	Costo Variable para el Despacho en el Coes US\$/MWh													
	Gas de Camisea										Otras Fuentes			
	Sta Rosa	S. Rosa II	Ventanilla	Mollendo	Calana	Enersur	Kallpa	Sudamer_1	Sudamer_2	Nuevas Unds.	Eepsa-TG4	Eepsa TG1,2	Eepsa TG5	Aguaytira
C. Especif.	11.365	10.121	6.765	10.844	7.993	9.895	10.121	10.700	10.700	6.978	12.116	15.675	9.991	10.853
CVNC	4.10	4.00	3.345	2.560	4.500	4.000	4.000	4.000	4.00	3.50	3.13	4.00	4.30	3.03
Jul-08	13.19		8.76	26.14	22.52	4.00	4.00	4.00	29.49		63.26	130.55	156.17	23.43
Jul-09	20.51	18.25	12.63	18.61	16.52	18.29	18.62	4.00	46.80		45.54	146.55	149.81	23.43
Jul-10	19.89	17.71	12.27	18.00	16.06	17.74	18.06	4.00	46.80		77.04	159.76	163.29	23.43
Jul-11	20.50	18.24	12.62	18.60	16.52	18.28	18.61	4.00	46.80	13.57	20.10	154.01	157.42	23.43
Jul-12	21.32	18.95	13.08	19.40	17.12	18.99	19.34	4.00	46.80	14.07	20.10	116.97	119.61	23.43
Jul-13	22.18	19.70	13.57	20.24	17.75	19.74	20.10	4.00	46.80	14.60	20.10	113.23	115.80	23.43
Jul-14	23.45	20.80	14.29	21.48	18.67	20.84	21.23	4.00	46.80	15.38	20.10	111.75	114.29	23.43
Jul-15	24.16	21.42	14.69	22.18	19.00	21.47	21.87	4.00	46.80	15.82	20.10	110.94	113.45	23.43
Jul-16	24.77	21.95	15.04	22.78	19.65	22.00	22.41	4.00	46.80	16.19	20.10	110.12	112.62	23.43
Jul-17	25.38	22.48	15.38	23.38	20.09	22.53	22.95	4.00	46.80	16.57	20.10	109.28	111.76	23.43
Jul-18	25.99	23.00	15.72	23.96	20.53	23.05	23.49	4.00	46.80	16.94	20.10	108.46	110.92	23.43

6.- Precios de la Potencia.

Para efecto del cálculo de los ingresos por potencia, el precio de la potencia utilizado en el modelo MHTP en términos nominales es el siguiente:

Precio de la Potencia Nominal	
Periodo	(US\$/kW-mes)
2008	4.82
2009	5.38
2010	5.69
2011	5.83
2012	5.97
2013	6.11
2014	6.26
2015	6.40
2016	6.54
2017	6.68
2018	6.82

7.- Margen de Reserva Firme Objetivo y Tasa de Salida Forzada:

La Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta y el Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema Interconectado Nacional es fijado por Osinerg mediante resoluciones del Consejo Directivo Osinergmin N° 278-2004 y N° 618-2008-OS/CD, dichas resoluciones están vigentes hasta el 30 de abril del 2013. Del 1 de mayo del 2013 hacia adelante estos parámetros se mantienen constantes en el estudio.

Margen de reserva firme objetivo y			
Tasa de salida forzada (%)		MRF-O	TSF
2008	Mayo	19.4%	2.63%
2009	Mayo	32.7%	3.00%

Las variables que inciden en la repartición de los ingresos por potencia (en especial el Margen de Reserva del Sistema) son fijados por el MINEM.

8.- Margen de Reserva del Sistema:

El Margen de Reserva del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), de acuerdo al Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, es fijado por el Ministerio de Energía y Minas (R.M. N° 202-2008-MEM/DM) cada 4 años.

Margen de Reserva del Sistema		
Año	Mes	%
2007	5	32
2008	5	29
2009	5	35
2010	5	35
2011 en adelante	5	35

9.- Plan de Obras

9.1 Centrales Térmicas e Hidráulicas Fijas

Constituido por Centrales Térmicas e Hidráulicas en construcción y/o cuya decisión de ejecución ha sido tomada. Su fecha de puesta en servicio está predeterminada.

Las centrales consideradas en el plan de obras son:

Proyectos firmes	Ubicación	Pot. (MW)	Fecha de Ingreso
CA TG1 Sudamericana	Lima	32.0	Feb-09
CA TG2 Sudamericana	Norte del Pais	32.0	Jun-09
CA TG2 Kallpa	Sur de Lima	186.5	Jun-09
Conversión a GN de la CT Calana	Sur de Lima	25.5	Jun-09
Conversión a GN de la CT Mollendo	Sur de Lima	73.0	Jul-09
CA TG3 Chilca de ENERSUR	Sur de Lima	186.5	Oct-09
CA Nuevo Santa Rosa II	Lima	188.6	Ene-10
Unidades UTI conversión a D2	Lima	104.0	Ene-10
CH EI Platanal Celepsa	Sur de Lima	220.0	Feb-10
CA TG3 Kallpa	Sur de Lima	186.5	Jul-10
Proyecto Huascacocha (135 GWh)	Lima		May-12

9.2 Proyecto de Centrales Hidráulicas

De acuerdo a lo informado por MINEM / OSINERG/ COES y respectivas empresas de generación se está considerando el siguiente proyecto:

- Repotenciamiento de la CC HH de Machupicchu de la empresa Egemsa, con incremento de 64 MW en ene-11.

•

9.3 Proyecto de Centrales Térmicas

Constituyen nuevos proyectos que se encuentra en evaluación y que tienen alta probabilidad de ingreso a operación comercial.

Proyectos de Unidades Térmicas	Ubicación	Pot. (MW)	Fecha de Ingreso
CA TG1 Las Flores EGENOR	Sur de Lima	186.5	Mar-10
TV 1 Kallpa	Sur de Lima	104.0	Sep-12
TV 2 Kallpa	Sur de Lima	87.5	Sep-12
CA Ventanilla 2	Norte de Lima	186.5	Dic-12
Cierre a CC de TG1 Las Flores	Sur de Lima	87.5	Nov-13

10.- Plan de Obras de Transmisión

Se ha considerado los proyectos de transmisión que serán desarrollados en el corto y mediano plazo, incluidos en el Plan Transitorio de Transmisión (PTT), proyectos que permitirán la suficiente capacidad de transmisión con lo cual se inyectarán al SEIN una mayor producción de energía y atender el incremento de la demanda.

Concesión de Líneas de Transmisión	Tensión de Línea (kV)	Longitud de línea (Km)	Fecha de Ingreso	Capacidad (MVA)
Repotenciación línea Mantaro-Socabaya	220	294.00	Jun-10	500.0
Línea Machupicchu-Cotaruse (asociada a la Ampliación de la CH Machupicchu- Santa Teresa)	138/220	204.00	Sep-10	180.0
Línea de Transmisión Mantaro-Caraveli-Montalvo 500 kV (tensionada inicialmente en 220 kV)	220/500	761.00	Sep-10	300/600
Línea Carhuamayo-Paragsha-Conococha-Huallanca-Cajamarca-Cerro Corona-Carhuaquero.	138/220	700.00	Nov-10	180.0
Línea de Transmisión Chilca - La Planicie -Zapallal 500 kV (tensionada inicialmente en 220 kV)	220/500	48.00	Dic-10	1,400.0

BIBLIOGRAFIA

- [1] Anna Barbara Ihrig, Tesis "Congestion in the ISO-NE Electricity Markets", 2002
- [2] Alfredo Dammert, José Gallardo y Raúl García "Reformas Estructurales en el Sector Eléctrico Peruano", 2005. Documento de Trabajo N°5, OSINERMIN.
- [3] Rothwell, G. y T. Gómez, "Electricity Economics. Regulation and Deregulation, John Wiley and Sons Pub", 2003.
- [4] Alfa Plus S.A.C. Ingenieros, Informe de Consultoria "Perjuicio Enconomico Causado por la Asignación de Retiros Sin Contrato", 2006.
- [5] Larry E. Ruff, "Transmission Pricing in Peru: Interim report by PEPSA", 2003.
- [6] B. J. Kirby, J. W. Van Dyke "Congestion Management Requirements, Methods and Performance Indices", 2002
- [7] Stoft, Steven(1997). The Effect of the Transmission Grid on Market Power, paper # LBNL-40479, E:O: Lawrence Berkeley National Laboratory, U. California, Berkeley, May 1997.
- [8] Luyo, Jaime E. "Efectos de la Congestión en las Redes de Transmisión en la Competencia en Mercados Eléctricos de Producción Hidrotérmica" Pensamiento Crítico N° 9, pp. 77-98, 2002
- [9] Bernard C. Lesieutre ans Joseph H. Eto, "Electricity Transmission Congestion Costs: A Review of Recent Reports", University of California Berkeley,2003
- [10] Steven Stoft. "Power System Economic: Designing Markets for Electricity"
- [11] Sally Hunt. "Making Competition Work in Electricity", 2002
- [12] K. Bhattacharya, M.H.J. Bollen y J.E. Daalder. "Operation Of Restructured Power Systems"
- [13] Paul L. Joskow. "Introduciendo La Competencia En Las Industrias De Redes Reguladas: De Las Jerarquías A Los Mercados En El Sector De La Electricidad", 1999.
- [14] Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.
- [15] Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica
- [16] Procedimientos COES-SINAC
- [17] Decreto de Urgencia N° 046-2007. "Se dictan Medidas Extraordinarias por Congestión en el SEIN", 26/11/2007.

[18] Estudio de Estabilidad del SEIN del 31.07.2006 (COES SINAC/DEV-186-2006).

[19] International Energy Agency "Security of Supply in Electricity Markets", 2002.