

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA**



**“DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DEL
SUBSECTOR ELECTRICO PERUANO”**

INFORME DE SUFICIENCIA

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

LUIS ALDO VILCHEZ LEON

PROMOCIÓN 1999 – II

LIMA – PERU

2004

DEDICATORIA

A Dios por darme siempre oportunidades para levantarme y crecer, a mis Padres Víctor y Ubalda, por su apoyo, ejemplos de fortaleza y comprensión, a mis hermanos Lisbeth, Víctor Hugo y Godofredo también por su comprensión y apoyo. Gracias a todos por el amor, amistad y cariño inmerso en sus acciones.

TABLA DE CONTENIDO

TITULO: DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO PERUANO

DEDICATORIA

PROLOGO

CAPITULO I

Pag.

1.0 INTRODUCCIÓN

| | | |
|-----|--|----|
| 1.1 | Antecedentes generales..... | 7 |
| 1.2 | Metodología..... | 8 |
| 1.3 | Importancia del subsector eléctrico..... | 8 |
| 1.4 | Alcances del informe..... | 10 |

CAPITULO II

2.0 ANTECEDENTES

| | | |
|-------|--|----|
| 2.1 | Reforma de la industria eléctrica en el mundo..... | 11 |
| 2.2 | Antecedentes del Perú..... | 14 |
| 2.2.1 | Cronología de la Normatividad y sucesos internos..... | 15 |
| 2.2.2 | Acontecimientos históricos sociales, económicos y climatológicos.... | 19 |
| 2.2.3 | Objetivos de la reforma de 1992..... | 20 |

CAPITULO III

3.0 RELACIONES Y AFINIDADES EN UNA INDUSTRIA ELÉCTRICA

| | | |
|-----|-------------------------------|----|
| 3.1 | Análisis y diagramación..... | 22 |
| 3.2 | Afinidades con el estado..... | 23 |

| | | |
|-------|---|----|
| 3.2.1 | Situación..... | 24 |
| 3.2.2 | Marco legal..... | 27 |
| 3.2.3 | Institucionalidad..... | 28 |
| 3.3 | Afinidades con los recursos energéticos y la ingeniería aplicada..... | 29 |
| 3.3.1 | Recursos y fuentes energéticas..... | 30 |
| 3.3.2 | Características de la infraestructura eléctrica..... | 32 |
| 3.3.3 | Operación, eficiencia, calidad y normalización..... | 36 |
| 3.4 | Afinidades con los estudios económicos..... | 43 |
| 3.4.1 | Fundamentos teóricos de mercado..... | 43 |
| 3.4.2 | Análisis y diseño de los Mercados Eléctricos..... | 50 |
| 3.5 | Afinidad con propuestas y asuntos externos..... | 65 |
| 3.5.1 | Influencia Económica..... | 65 |
| 3.5.2 | Compromisos externos..... | 66 |
| 3.5.3 | Propuestas técnicas o tecnológicas..... | 67 |

CAPITULO IV

4.0 DESCRIPCIÓN ACTUAL DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO PERUANO

| | | |
|-------|---|----|
| 4.1 | Estructura legal principal y organizacional..... | 70 |
| 4.1.1 | Bases legales para la industria eléctrica..... | 70 |
| 4.1.2 | Organización actual de los agentes..... | 75 |
| 4.2 | Criterios y bases del modelo regulatorio..... | 81 |
| 4.2.1 | Mecanismos generales de regulación..... | 81 |
| 4.2.2 | Mecanismo de operación del sistema y coordinación del mercado.. | 83 |
| 4.2.3 | Modelo de acceso a usuarios calificados al mercado mayorista..... | 85 |
| 4.2.4 | Regímenes tarifarios de precios y costos | 86 |
| 4.2.5 | Organización de un mercado mayorista y el minorista..... | 95 |

| | | |
|-------|--|-----|
| 4.2.6 | Alcance de transacciones y otros tipos de mercado..... | 96 |
| 4.2.7 | Simulación elemental de la operación del sistema y el mercado..... | 101 |
| 4.3 | Clasificación y ubicación de las empresas eléctricas..... | 104 |
| 4.3.1 | Empresas que generan..... | 104 |
| 4.3.2 | Empresas transmisoras..... | 108 |
| 4.3.3 | Empresas distribuidoras..... | 109 |
| 4.4 | Participación de las empresas estatales y privadas en el negocio eléctrico.... | 111 |
| 4.4.1 | Oferta de capacidad y producción de eléctrica..... | 111 |
| 4.4.2 | Oferta eléctrica en transmisión..... | 115 |
| 4.4.3 | Venta de energía eléctrica a cliente final en el mercado eléctrico..... | 116 |
| 4.4.4 | Transferencias en el Spot y ventas a distribuidor..... | 119 |
| 4.5 | Recursos energéticos..... | 120 |
| 4.5.1 | Reserva y potencial de fuentes energéticas..... | 120 |
| 4.5.2 | Consumo actual de energéticos para electricidad..... | 124 |
| 4.5.3 | Las ventajas del Gas Natural en los costos de producción..... | 127 |
| 4.6 | Características particulares y operaciones del 2002..... | 131 |
| 4.6.1 | Resumen de operaciones en el 2002..... | 131 |
| 4.6.2 | Parque de generación y comportamiento mensual según hidrología.. | 132 |
| 4.6.3 | Característica de la demanda eléctrica y configuración del sistema... | 135 |
| 4.6.4 | Clientes masivos, subsidio del estado y norma de calidad..... | 137 |
| 4.6.5 | Oferta y demanda eléctrica por departamento..... | 141 |
| 4.6.6 | Comparación de producción eléctrica en Latinoamérica y el mundo... | 145 |

CAPITULO V

5.0 EVOLUCIÓN DE INDICADORES

| | | |
|-----|--|-----|
| 5.1 | Evolución histórica de las inversiones estatales y privadas..... | 148 |
|-----|--|-----|

| | | |
|-------|--|-----|
| 5.2 | Evolución de la oferta de energía eléctrica..... | 151 |
| 5.2.1 | Potencia instalada..... | 151 |
| 5.2.2 | Producción de energía eléctrica..... | 154 |
| 5.2.3 | Potencia Efectiva del SEIN, reserva vs máxima demanda..... | 157 |
| 5.2.4 | Expansión en transmisión de muy alta tensión..... | 158 |
| 5.3 | Evolución de la demanda de energía eléctrica..... | 160 |
| 5.3.1 | Venta de energía eléctrica..... | 160 |
| 5.3.2 | Demanda total de energía eléctrica..... | 162 |
| 5.3.3 | Otros indicadores afines a la demanda..... | 163 |
| 5.3.4 | Factores que explican la demanda del sistema interconectado..... | 169 |

CAPITULO VI

6.0 PROYECTOS, ALTERNATIVAS Y AGENDA PENDIENTE

| | | |
|-------|---|-----|
| 6.1 | Planes de Expansión..... | 171 |
| 6.1.1 | Proyectos para el parque generador del mercado eléctrico..... | 172 |
| 6.1.2 | Expansión en la transmisión..... | 174 |
| 6.1.3 | Expansión en la distribución..... | 177 |
| 6.1.4 | Proyección de la demanda del SEIN..... | 178 |
| 6.2 | Segunda reforma de generación..... | 179 |
| 6.3 | Descripción y análisis final..... | 182 |

CONCLUSIONES

BIBLIOGRAFÍA

ANEXOS

PROLOGO

El objetivo del presente informe es describir y analizar el subsector eléctrico peruano actual en los ámbitos más importantes de su desarrollo, para a partir de lo investigado, se propicie una mejor opinión y mayor participación, que contribuya al desarrollo sostenible de nuestra industria eléctrica.

Se presentan análisis de aspectos técnicos, algunos temas legales y de teoría económica, que son vertiente de conceptos de diversas fuentes, las cuales fueron ordenados y relacionados para este trabajo.

Para lograr el objetivo del informe, el subsector eléctrico peruano se desarrolla en el siguiente orden de capítulos:

Capítulo 1 : Este primer capítulo contiene, antecedentes generales, el sustento de la metodología aplicada para su análisis y descripción, la demostración de su importancia para el país y alcances sobre las fuentes de información utilizados para la elaboración del informe.

Capítulo 2 : Se resume antecedentes más específicos, las principales medidas adoptadas a lo largo de su historia, los sucesos que acontecieron entorno a ellas y que tuvieron influencia en su evolución y desarrollo.

Capítulo 3: Como parte de la metodología establecida, se presenta un diagrama de afinidades y relaciones para una industria eléctrica en general y se sustenta cada uno de los afines integrantes. Contiene además algunos alcances teóricos de los temas académicos involucrados.

Capítulo 4: Se describe la situación actual del subsector eléctrico peruano, en cuanto a su bases legales, institucionales, características del esquema regulatorio adoptado y de su diseño de mercado, la clasificación de las empresas eléctricas participantes, información de los recursos energéticos del país y finalmente algunas particularidades de su estado actual.

Capítulo 5: Contiene la evolución histórica de sus principales indicadores, que muestran el comportamiento anual del mercado, comparativo con la etapa iniciada a partir de la reforma de 1992.

Capítulo 6: En función al contenido del informe se da algunas conclusiones específicas, que son lecciones extraídas del análisis retrospectivo hecho y se expone conjuntamente los proyectos a futuro, perspectivas y algunos temas pendientes para gobierno central.

Las conclusiones son de nivel general, dado la particularidad del tema. El informe contiene anexos de mapas didácticos y cuadros de mayor detalle, que han sido mencionados en algunos capítulos del informe. La bibliografía tiene como objetivo ser una guía que propicie también la investigación y mayor estudio de los temas tratados.

Se aprovecha para dar un extensivo agradecimiento a la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, conformado por el Director, asesores, directores de área, compañeros de trabajo de diferentes áreas del MEM, por sus opiniones y apreciaciones sobre temas contenidos en el presente trabajo.

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes generales

La continua evolución o crecimiento de las actividades productivas, de las necesidades sociales, de la tecnología y de los estudios económicos; ha propiciado la variación hacia nuevos lineamientos que se adoptan para el desarrollo del subsector eléctrico a nivel mundial.

En el Perú, a partir de la reforma de 1992, se estableció un nuevo paradigma para la gestión y el desarrollo de la industria eléctrica; tomando como referencia la experiencia de otros países.

El régimen adoptado, introdujo la aplicación intensiva del análisis económico de mercados, normatividad especializada y eficiencia tecnológica; pero sobretodo progresivamente requirió del mayor conocimiento y participación de los usuarios finales o sus representantes , para lograr un desarrollo sostenible.

1.2 Metodología

Para cumplir el objetivo del informe, se desarrolló una secuencia de análisis y descripción, que tuvieron los siguientes objetivos específicos:

1. Conocer antecedentes sobre el desarrollo de la industria eléctrica en el mundo, sus tendencias, así como una breve reseña de lo sucedido en el Perú.
2. Con la visión anterior, reconocer los principales materias académicas que actualmente están afines a una industria eléctrica, tomando fuentes de análisis elaborados por distintos académicos especialistas en base al desarrollo y experiencia de otros países. Un diagrama de afinidades permitirá ordenar las distintas facetas de la actividad eléctrica y sus relaciones entre sí.
3. Con los conocimientos adquiridos y conceptos definidos anteriormente, debe describirse el caso particular para el subsector eléctrico peruano actual, en los aspectos más resaltantes e importantes y según las operaciones efectuadas en el año 2002.
4. Luego, conocer la característica de los principales indicadores técnicos en el Perú, a través del análisis de su evolución histórica.
5. Finalmente, presentar las perspectivas a futuro y algunas conclusiones específicas del análisis desarrollado.

1.3 Importancia del subsector eléctrico

Parte del alcance del presente informe, se encuentra en el reconocimiento de la importancia del subsector eléctrico, en función a los beneficios que consigue al estado:

- Beneficios directos.- Una empresa eléctrica requiere capital de trabajo y el concurso de proveedores de bienes y servicios para la creación, operación, mantenimiento, expansión de infraestructura eléctrica y finalmente para la comercialización del

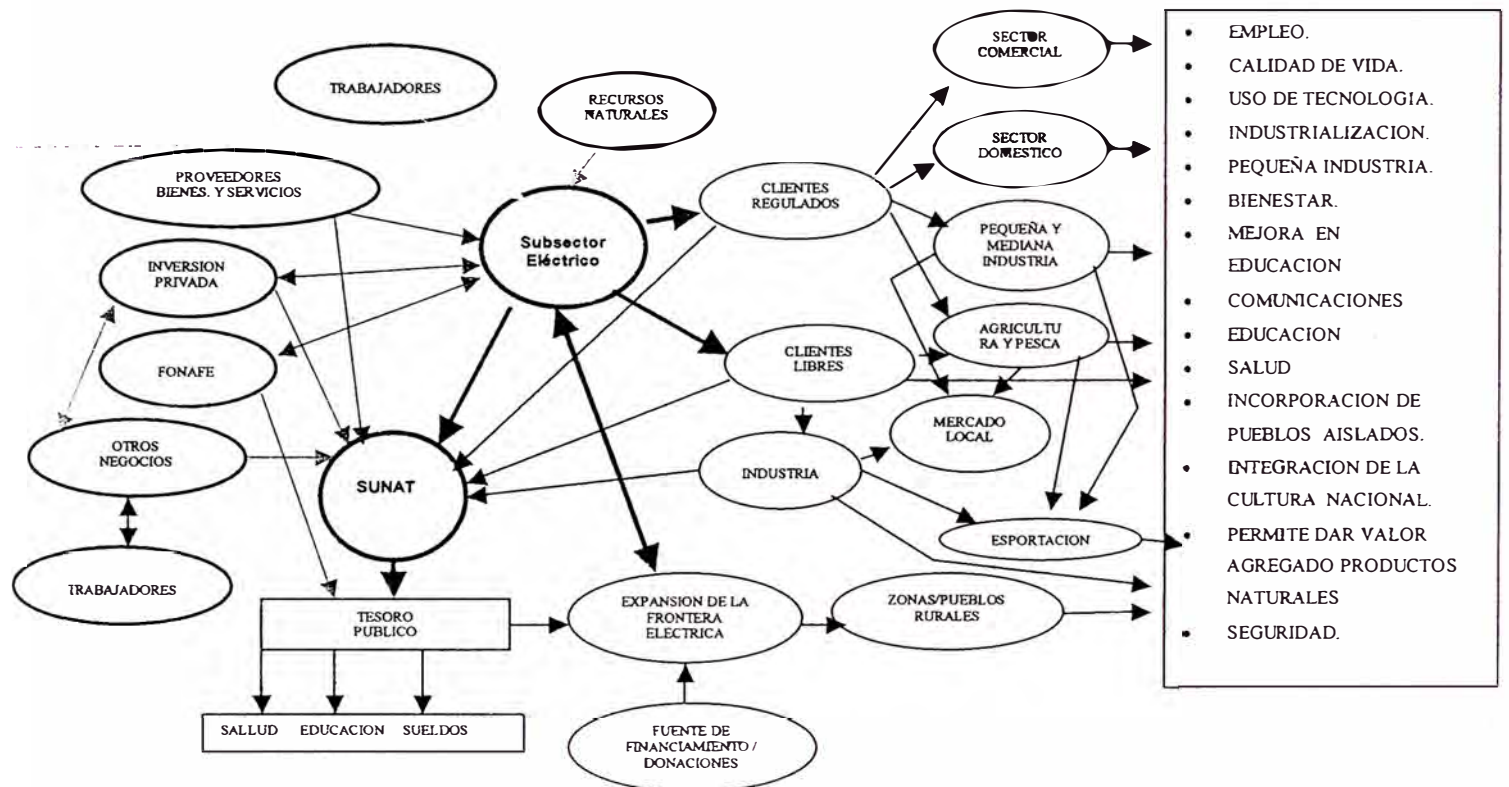
producto final que es la energía eléctrica. Esto significa fuentes permanentes y temporales de trabajo y la generación de tributos que van al ente recaudador.

Beneficios indirectos.-La energía eléctrica se ofrece al mercado. Ello está compuesto según la legislación actual por el mercado libre y el regulado. Los clientes libres son generalmente empresas dedicadas a la transformación de materia prima y otras industrias de transformación, los que ofrecen sus productos en el mercado local y en el mercado de exportación. Los clientes del mercado regulado están básicamente conformados por los usuarios de electricidad pertenecientes a los sectores comercial, doméstico, los dedicados a la pequeña y mediana industria y también a actividades relacionadas con la agricultura y la pesca. Las actividades descritas generan recursos económicos para el país.

En resumen el subsector eléctrico es una fuente generadora de empleo, que influye en el mejoramiento de la calidad de vida de todos los usuarios, que permite el uso de distintas tecnologías y la industrialización del país. Además permite proporcionar educación, salud y bienestar.

En el diagrama de influencias Gráfico N° 1, se puede apreciar las interrelaciones que mantiene el Subsector Eléctrico con los distintos actores que participan en este interesante negocio, apreciándose la fuerte sinergia que representa la producción de energía eléctrica, elemento básico para el desarrollo de cualquier nación.

Gráfico N° 1: Importancia del Subsector Eléctrico en la Economía Nacional



Fuente : MEM - DGE

1.4 Alcances del informe

El presente informe se logra con la recopilación, análisis y diagramación de información procedente de diversas publicaciones e informes de instituciones nacionales e internacionales afines al subsector eléctrico; y sobretodo producto de los temas desarrollados en diferentes seminarios, congresos y cursos especializados. Los datos anuales proporcionados están actualizados al año 2002, algunas evoluciones mensuales contienen datos de algunos meses del 2003 y los datos comparativos con otros países corresponden a estadísticas del año 2001.

Es bienvenido, las propuestas de mejoramiento, ampliación y actualización del presente informe, para que sirva de apoyo a los estudiantes y profesionales interesados en conocer el subsector eléctrico, y estar preparados para responder a los cambios que presentará el subsector eléctrico en un futuro cercano.

Capítulo 2

ANTECEDENTES

2.1 Reforma de la industria eléctrica en el mundo

Los cambios políticos, económicos y tecnológicos, en las dos últimas décadas, a nivel mundial ha llevado a algunos gobiernos a pasar de una titularidad estatal (concesiones cerradas, derechos de exclusividad, obligación de suministro, precios administrativamente fijados, etc) a un sistema de competencia, presidido por la libertad de empresa con determinadas obligaciones, pero con libertad de precios y modalidades de prestación, con libertad de inversión y amortización y en definitiva en régimen de competencia abierta como cualquier otra actividad comercial e industrial en los que hay que luchar por el cliente, sin reserva de titularidad estatal.

En los países desarrollados se partió de una situación en la que había capacidad excedente y un ínfimo crecimiento de la demanda. En consecuencia, la inversión no era un problema acuciante. La gran preocupación aquí era como hacer para reducir los precios de la electricidad e introducir una mayor eficiencia en el sistema.

En los países en desarrollo la situación inicial era casi contraria. En muchos de ellos la demanda de electricidad ha venido creciendo muy rápido y los precios eran demasiados

bajos (por subsidio del estado) que no podían generar ingresos suficientes para financiar las inversiones necesarias que satisficieran el crecimiento. A ello se resume los siguientes problemas:

- También había dificultades crecientes para mantener en forma razonable el parque existente, porque no se reconocía la existencia de todos los costos del servicio a ser pagadas por los usuarios (el estado subsidiaba). Ello también daba lugar a ineficiencias y dificultades para la economía en su conjunto, agravadas por la pérdida de calidad de suministro.
- Problemas de gestión, porque debido al endeudamiento externo, y la inflación interna, las autoridades utilizaban las tarifas como herramienta antiinflacionaria, de cierto efecto en el corto plazo, pero contraproducente en el largo, con el resultado de la descapitalización de las empresas.
- Problemas de gestión, por medidas políticas que fomentaban el exceso de personal, ineficiencia de producción y uso, problemas tarifarios debido al subsidio cruzado.

Las razones que motivaron aún mas las reformas fueron:

- En la primera década de los 90, los países de América latina recibieron un creciente flujo de inversiones internacionales, que en el marco de un gran proceso de liberalización financiera y de apertura económica buscaron oportunidades de localización de sus inversiones de forma de diversificar el riesgo y obtener aceptables tasas de retorno. La mayoría de países decidieron abrir sus economías de mercado para participar de los beneficios de la globalización.
- Liberarse de la gravosa carga fiscal que significaban las empresas eléctricas, al mismo tiempo que alcanzarían objetivos de eficiencia económica.
- Estándares ambientales mas estrictos e innovación tecnológica que permitía un mayor control y eficiencia de los sistemas.

Soluciones comunes con la reforma:

- Las soluciones alcanzadas tuvieron gran semejanza, con un importante denominador común: la búsqueda de la competitividad. Ello implicaba en mayoría de los casos establecer medidas de regulación de variada intensidad de acuerdo a la política de cada país.
- En algunos casos se vio como una condición indispensable la necesidad de desintegrar la industria eléctrica, por cuanto la generación es susceptible de competencia.
- Por otra parte, los sectores operados mediante redes – la transmisión y distribución – constituyen monopolios naturales, con las implicaciones que ello tiene y las precauciones que exige, para preservar y proteger a los usuarios, de un servicio que, en la mayor parte de las legislaciones, tiene un carácter de público.

Problemas comunes por resolver:

- Aún no se tiene un claro estatuto jurídico de regulación, conviviendo en “dulce montón” características propias de uno u otro régimen (entre intereses del estado y del inversor privado), inclinándose la balanza hacia uno u otro lado, según los intereses económicos afectados y los puntos de vista ideológicos, políticos y jurídicos de los distintos actores. Estos vaivenes han sido “péndulos históricos” que han marcado los regímenes de políticas de la industria eléctrica en varios países, sobretodo de países en desarrollo.
- Aún se generaran intensos debates, en torno a los principios, el diseño, las normas, la estructura institucional y las consecuencias asociadas a la introducción de mercados abiertos en un sector por tanto tiempo considerado público, protegido de los mercados. A estos temas legales y económicos, debe agregarse la influencia de

una dinámica innovación tecnológica en las ramas de ingeniería eléctrica, electrónica, mecánica y afines.

En el siguiente gráfico se muestra la cronología de las primeras reformas en Latinoamérica.

Gráfico N° 2 : Cambios pioneros en la regulación del subsector eléctrico



Fuente: Desregulación y reestructuración del sector eléctrico en América Latina, Por: Hugh Rudnick, IEE, Uruguay

2.2 Antecedentes del Perú

Muchos aspectos influenciaron en el desarrollo del subsector eléctrico peruano, el cual se puede explicar con una breve reseña de las primeras y principales leyes dictadas, así como de los sucesos históricos más resaltantes.

2.2.1 Cronología de la normatividad y sucesos internos

La política de los gobiernos, crearon normas legales para el control y manejo del subsector eléctrico, aquellas se modificaron conforme se percibía un desarrollo socialmente desigual o deficiente, o por influencia de diferentes ideologías de la época. El cuadro siguiente es un resumen de las principales leyes y normas dictadas, en la historia peruana.

Cuadro N° 1: Evolución de la normatividad eléctrica

| Normatividad | Principales Medidas |
|--|--|
| <p>Ley de la Industria Eléctrica (1955)</p> <p>* Modelo de participación privada</p> | <ul style="list-style-type: none"> • Regula el modelo de la participación privada, estableciendo la concesión de electricidad así obligó a los concesionarios a aumentar su capacidad en 10% anual. • Estableció marco y creó la Comisión Nacional de tarifas; ello conlleva a garantizar la rentabilidad. • Se introdujo la figura de bienes (privados o del estado) de servicio público. |
| <p>Ley Normativa de Electricidad (1972)</p> <p>* Modelo Estadista</p> | <ul style="list-style-type: none"> • Debido a que el desarrollo era muy centralizado, se introdujo el modelo empresarial; estatista, es decir el estado reservaba las actividades de la Generación, transmisión y distribución. • Se crea Electroperú para atender el servicio público y el estado asume los bienes de dominio público. • El MEM establecía las tarifas. |
| <p>Ley General de Electricidad (1982)</p> <p>* Modelo Estadista</p> | <ul style="list-style-type: none"> • Se planteó un marco jurídico descentralizado unido a un plan maestro. • El estado mantuvo en su poder la prestación del servicio público. • Se crea el fondo de compensación de Generación (FCG). • Se crea la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE). |
| <p>Ley de concesiones Eléctricas (1992) - Marco legal actual</p> <p>* Modelo de participación privada</p> | <ul style="list-style-type: none"> • Bajo los conceptos de eficiencia, competencia y eficacia se incentivó la participación privada, haciéndose necesario reformar el aparato estatal, tal que pasa a ser de un estado empresario a un estado regulador, promotor y fiscalizador. • El espíritu de la ley fue crear un mercado eléctrico, de manera tal que se genere la competencia y lograr beneficios para todos los participantes. La electricidad adopta la característica de producto transable y ya no como un bien de servicio público. • Se separó la actividades de generación, transmisión y distribución, antes monopolizadas por Electroperú y Electrolima. • Se adoptó mecanismos tarifarios en las tres actividades de acuerdo al mercado: <ul style="list-style-type: none"> - Generación: Competitivo – Costo Marginal - Transmisión: Monopolio Natural – Costo Medio Eficiente de un Sistema Económicamente Adaptado - Distribución : Monopolio Natural - Costo Medio Eficiente para empresas modelo. |

En el cuadro anterior se observa como un “péndulo histórico” las características de la normatividad, desde un modelo de participación privada a un modelo estatista, para luego regresar al modelo anterior. A continuación se relata los principales sucesos y medidas complementarias entorno a la aplicación de estas leyes:

Desde 1884:

- Desde la aplicación de la electricidad en el Perú en 1884, el país no tenía un marco legal propio; por lo tanto, la actividad se desarrollaba libremente.
- En el año 1884, la primera central hidroeléctrica fue requerida por el asiento minero Tarija en el departamento de Ancash.
- El primer alumbrado público en Lima (Plaza de armas), fue construido por una empresa privada Peruvian Eléctric Construction and Suply en 1886, y se abastecía de una central térmica a vapor de 500 hp.
- En 1900, 1905 y 1912 se forman las empresas eléctricas Santa Rosa, Seal y Coserelec.

En 1955:

- Con la primera ley establecida, el sector eléctrico desarrollo poco en las provincias, que básicamente se abastecían de centrales térmicas; el estado hacia estas inversiones que no eran rentables, el conjunto de estos sistemas se llamó Servicios Eléctricos Nacionales.
- En cambio Lima creció rápidamente con inversión privada, ya que se garantizaba la rentabilidad de los proyectos. Además existía mayor disponibilidad de pago por el servicio.
- Existía una comisión de transparencia conformado por representantes o delegados de instituciones como colegio de ingenieros, delegación de universidades, de los ministerios como transporte y comunicaciones y de las concesionarias.

En 1970:

- El gobierno militar estableció al estado empresario, pero no existía un sistema tarifario basado en costos económicos sino solo contables y que introducían criterios políticos.

- Es decir la comisión que establecía las tarifas sigue siendo pendiente del estado o del ministerio de economía y finanzas.
- Los delegados de varias organizaciones ya no participan en la revisión tarifaria. Se establecía las tarifas de acuerdo al uso y unificado, lo cual ocasionó ineficiencia en las empresas, porque no cubrían sus costos operativos.
- El objetivo de equilibrar las economías de las empresas, con un fondo de compensación tarifaria (1976) a las empresas deficitarias, significó un subsidio a aquellas que operaban centrales térmicas (además hacían uso intensivo del combustible diesel) cuyo costo de operación es siempre mayor al de las hidroeléctricas.

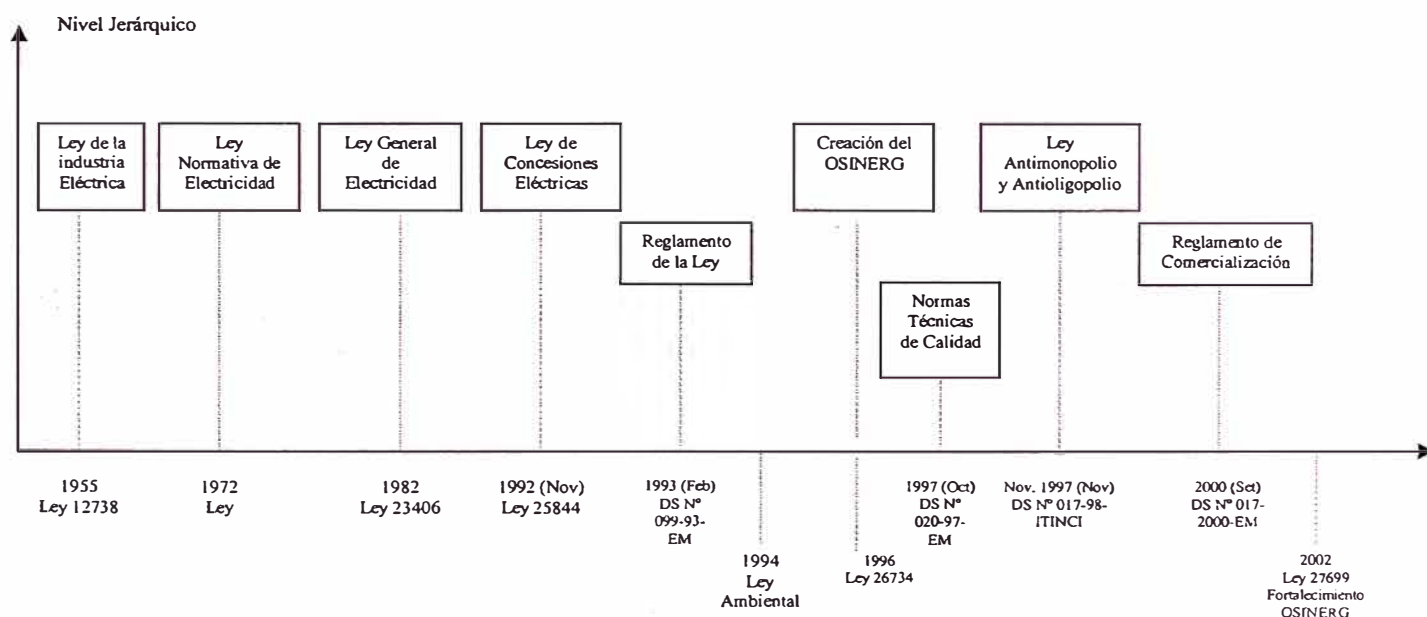
En 1982:

- La Comisión de Tarifas era autónoma en teoría, porque se mantuvieron las distorsiones en los precios unidas al control estatal, inclusive en 1986 se aplica una ley que permite al Ministerio de Economía y Finanzas aprobar las tarifas.
- También se reglamento el FONAFE (Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial de Estado), para canalizar hacia las empresas estatales, los recursos que el estado asignaba. Las empresas estatales estaban obligadas a entregar sus utilidades al FONAFE.
- Con el objeto de aliviar la situación de déficit generado, y así poder controlar la evolución de las tarifas, el Gobierno asumió progresivamente las deudas de las empresas.
- A partir del segundo semestre de 1990, se restituyó la autonomía de la Comisión de Tarifas Eléctricas y se inició un programa de recuperación de tarifas que incluyó la implementación de un nuevo sistema de costos basado en "Costos Marginales".

En 1992:

- La Ley de concesiones promulgada en noviembre de 1992, se aplica luego de la promulgación de su reglamento en febrero de 1993.
- El Ministerio de Energía y Minas a través de la Dirección General de Electricidad, mantuvo las funciones normativas, concedente y de fiscalización y la Comisión de tarifas Eléctricas las de regulación.
- Posteriormente, las funciones reguladoras de la Comisión de Tarifas Eléctricas se le asignó funciones adicionales, convirtiéndose en la Comisión de Tarifas de Energía, al haber asumido las tareas de regulación para la distribución del gas natural.
- En 1994, se publica la ley que establece obligaciones para la presentación de estudios de impacto ambiental; así el estado previene la conservación del medio ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación, así como el uso racional de los recursos naturales en el desarrollo de las actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.
- En el transcurso de los años se promulgaron varios dispositivos que modificaron la versión original de la Ley, siendo las principales aquellas que crean a la OSINERG en 1996 (para fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas relacionadas con las actividades del sector eléctrico e hidrocarburos).
- En 1997, se estableció la ley Antimonopolio y Antioligopolio del sector eléctrico (régimen que controla la concentración de empresas del sector eléctrico, sometiendo una serie de actos a la aprobación previa por parte de la Comisión de Libre Competencia del INDECOPI).

Gráfico N° 3 : Cronología del marco legal y normativo para el subsector eléctrico



Fuente: MEM , Osinerg

2.2.2 Acontecimientos históricos sociales, económicos y climatológicos

En 1983, el Perú sufrió los desastres climatológicos del Niño, afectando también la infraestructura eléctrica, consecuentemente la continuidad del servicio eléctrico en algunas zonas del país. Durante ese período, también el sector minero e industrial pasaban por una fuerte crisis.

En los años 1988, 1989 y 1990, la crisis social mostrados por actos subversivos contra el patrimonio nacional, afectó los diferentes puntos estratégicos de la infraestructura eléctrica, ocasionando constantes apagones; esto detenía el desarrollo de actividades sociales y productivas que consumen energía eléctrica. Además el parque generador sufría el deterioro de sus instalaciones a falta de inversiones y mantenimiento, ya que la tarifa no cubría los costos operativos (tarifas subsidiadas).

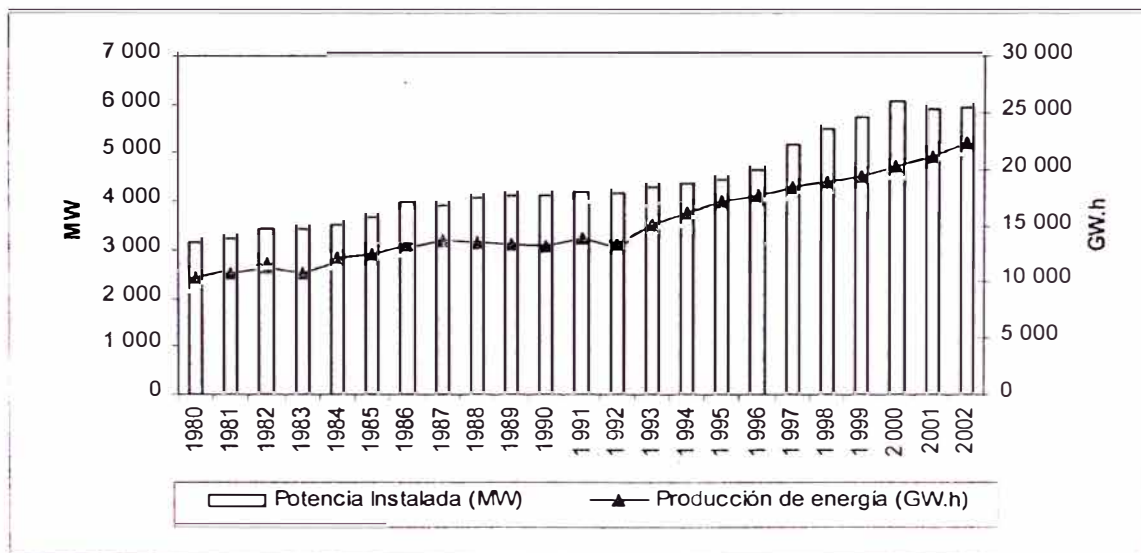
En el año 1992, el Perú sufrió nuevamente los efectos del Fenómeno del Niño (que se muestra en forma cíclica cada cierto tiempo), originándose esa vez una gran sequía, que

limitó la producción de energía con recurso hídrico, a ello también se suma actos subversivos y su consecuencia social y productiva.

En el año 1993, se apertura y promociona la inversión privada en el subsector eléctrico. Los actos subversivos fueron controlados y minados, así no afectó el desarrollo normal de la demanda y oferta de la energía eléctrica. A partir de este periodo el crecimiento del consumo fue mas uniforme.

Los sucesos mencionados, ocasionaron contracciones en el desarrollo de la oferta y demanda de energía eléctrica, otorgándole un comportamiento errático, como lo demuestra la producción de energía eléctrica en el gráfico siguiente.

Gráfico N° 4 : Influencia de los sucesos en la oferta de energía eléctrica



Fuente: MEM - DGE

2.2.3 Objetivos de la reforma de 1992

La reforma del subsector eléctrico en el Perú, afín a las tendencias a nivel mundial, se inició con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas en noviembre de 1992 y su reglamento en febrero de 1993.

Los objetivos principales de la reforma fueron:

1. Lograr un sistema tarifario, que :
 - a. Genere una tarifa económica capaz de garantizar la operación y expansión de los sistemas de generación, transmisión y distribución. Tal que, los precios cubran los costos eficientes de las empresas y la vez sea producto de una correcta asignación de recursos (tarifa económica).
 - b. Tarifas sin discriminación por tipo de uso, si no que el usuario pueda elegir varias alternativas. Además que conozca el proceso de formación de la tarifa.

2. Incentivar un proceso de inversión en el sector que permita el incremento de la capacidad de generación (compromisos de inversión).

3. Incrementar el acceso a la electricidad de más usuarios (cobertura)

Capítulo 3

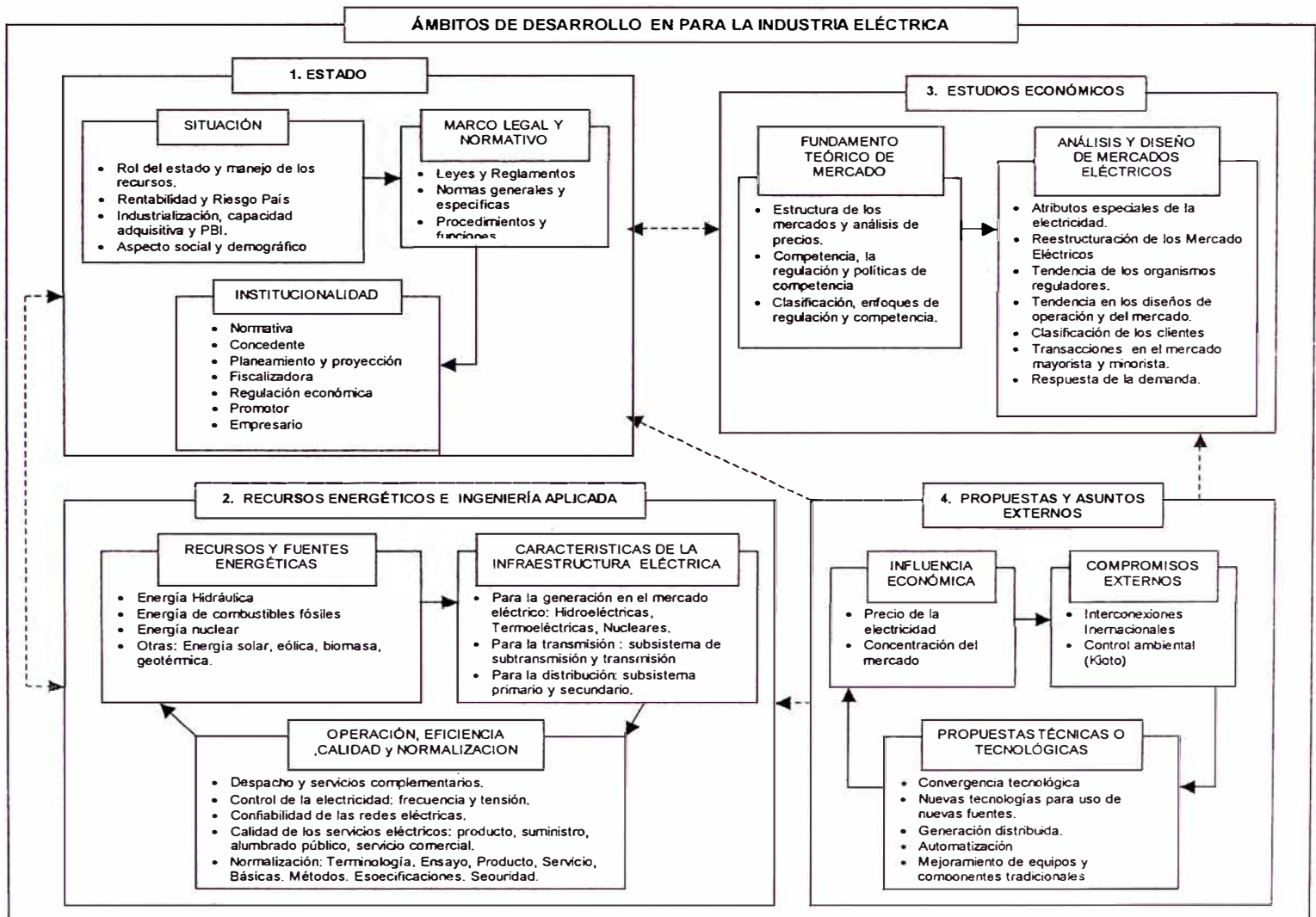
RELACIONES Y AFINIDADES EN UNA INDUSTRIA ELÉCTRICA

3.1 Diagramación

En base a los antecedentes expuestos, se crea un diagrama de afinidades que relacione los aspectos generales que participan en el desarrollo de una industria eléctrica. Ver gráfico N° 5.

Se obtiene los siguientes ámbitos: el estado, los recursos energéticos e ingeniería aplicada, los estudios económicos, las propuestas o compromisos externos. El primero compete principalmente al sector legal y político, el segundo es referido a los recursos energéticos y tecnológicos disponibles, el tercero a temas de teoría económica de mercado aplicado a la electricidad como producto transable con casos de servicio público, y el último a tratados entre países o influencias de origen externo que son característicos por la globalización.

Gráfico N° 5: Diagrama de afinidad en el desarrollo de una industria eléctrica



Fuente: Elaboración propia

3.2 Afinidades con el estado

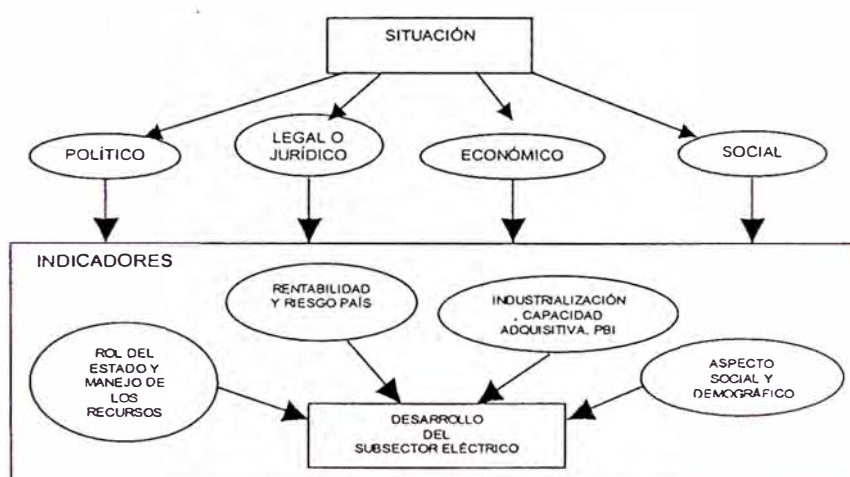
Un estado interviene en las actividades productivas, dependiendo de la condiciones económicas, políticas, culturales y sociales vigentes. Definido su situación, se crea o modifica el marco legal y establece las instituciones que apoyen la ejecución de sus planteamientos.

3.2.1 Situación

La situación de un país, es producto de las decisiones acertadas o no, de los diferentes gobiernos; que intentaron resolver los problemas y satisfacer las necesidades económicas y sociales de sus ciudadanos, aunque en última instancia son los ciudadanos aquellos que eligieron o se dejaron imponer esos gobiernos. Actualmente es muy susceptible a los efectos de la globalización.

Una situación favorable, implica: coherencia y respaldo **político**, un estado **judicial** estable y confiable, estabilidad **económica** y orden **social** con cultura y ética. La convergencia de estas señales favorables o desfavorables, determinan algunos indicadores que se relacionan con el subsector, como se ve en el gráfico siguiente:

Gráfico N° 6: Contexto del gobierno en aspectos que influyen en el subsector



Fuente: Elaboración propia

Los indicadores son:

- a) **Rol del estado y manejo de los recursos.**- La política de un gobierno define su modo de participación en la actividades productivas a fin de controlar los demás indicadores; los casos extremos se han registrado en la historia a modo de un "péndulo", y son :

- Cuando el estado es empresario, se reserva el manejo y desarrollo de una actividad como la industria eléctrica; para ello utiliza recursos económicos propios o préstamos, los ingresos percibidos se reinvierten en nuevos proyectos de expansión o mejoras para la actividad.
- El estado, permite al sector privado el desarrollo de la actividad, motivándolos a invertir y expandir los servicios; para ello el estado se limita a establecer medios de incentivo, protección y control de la actividad con funciones de concesión, normalización, fiscalización, regulación, supervisión, entre otras.

b) **Rentabilidad y Riesgo País.**- La inversión en una apertura de mercado como se muestra en la actualidad, dinamiza el proceso de crecimiento de una economía. Sin embargo influyen dos factores importantes: La rentabilidad de la inversión y el riesgo enfrentado por el inversor al invertir en un país, región, sector o empresa determinada. El inversor elige aquella que le genere mayor relación rentabilidad / riesgo:

- La rentabilidad de la inversión depende de: 1) La competitividad general del país y en especial del sector donde se realiza la inversión, lo representa la calidad de insumos, mano de obra, logística, etc.; 2) Tamaño del mercado y accesibilidad sin restricciones, 3) Los incentivos, que normalmente se usan para paliar deficiencias estructurales del país en términos de competitividad.
- El riesgo de invertir en un proyecto en un país determinado es afectado por varios factores: 1) El riesgo del mercado, como la posibilidad de cierre (ejm. Mercosur); 2) El riesgo país que es el más importante.
- El Riesgo País es el más importante en los países subdesarrollados y es afectado por: 1) La inestabilidad política/social que hace inestable las reglas de juego e incrementa el riesgo; 2) La inestabilidad económica que hace volátil el ingreso/venta en el mercado interno y reduce la previsibilidad de ingresos futuros; 3) La inseguridad jurídica que hace probable el cambio en las reglas de juego luego de realizada la inversión (ejm. Cambio en la legislación laboral que incrementa beneficios a trabajadores, cambio de infraestructura tributaria que incrementa

impuestos ,etc); 4) La corrupción, que afecta de dos maneras, por un lado la falta de control sobre los costos de inversión cuando es necesario “negociar” acuerdos especiales para acceder a ciertos beneficios; y por otro lado, se incrementa la inseguridad jurídica cuando es posible manejar las decisiones judiciales, cambiar leyes, regulaciones, etc. a través de la práctica sistemática de la corrupción. Esto al menos eleva el costo de las inversiones que se traduce en una mayores precios al consumidor, en otro caso ahuyenta a los inversionistas que no quieren (o pueden) recurrir a este tipo de prácticas por política de ética empresarial.

- En un sentido concreto el riesgo país puede describirse de manera sencilla, analizando dos bonos:
 - Bono del tesoro de Estados Unidos : TIR = 5,5% anual (inversión libre de riesgo que solo representa un “ premio por esperar el dinero”, considera a EEUU el pagador más solvente del mundo).
 - Bono del gobierno argentino : TIR = 15% anual (inversión riesgosa, contiene un premio adicional por arriesgarse).

Cuadro N° 2 : Comparación de influencias del riesgo país

| Inversión | Desagregado del retorno de inversión | | | |
|--------------------------------|--------------------------------------|--------------------|------------------------|---------------------------|
| | Retorno de Inversión | Premio por esperar | Premio por arriesgarse | |
| | | | Riesgo País | Riesgo del propio negocio |
| Bono de EEUU | 5,5% | 5,50% | 0% | --- |
| Bono Argentino | 15,0% | 5,50% | 9,50% | --- |
| Un negocio en Argentina | 20,0% | 5,50% | 9,50% | 5,50% |

Fuente: Introducción al riesgo país y sus consecuencia. www.riesgopaís.sm.com

El riesgo país es menor en países desarrollados, y alta en países subdesarrollados, lo cual se traduce en precios más elevados para el consumidor.

- c) **Industrialización, capacidad adquisitiva y PBI.-** El nivel de industrialización que logre incentivar un gobierno, puede crear mercados potenciales en todo el territorio nacional, la consecuente demanda eléctrica haría rentable la inversión de proyectos de expansión de los servicios eléctricos. También la capacidad adquisitiva de los ciudadanos influye indirectamente en la intensidad de consumo de energía, porque impulsa la producción de bienes y servicios. Por todo esto la teoría económica explican

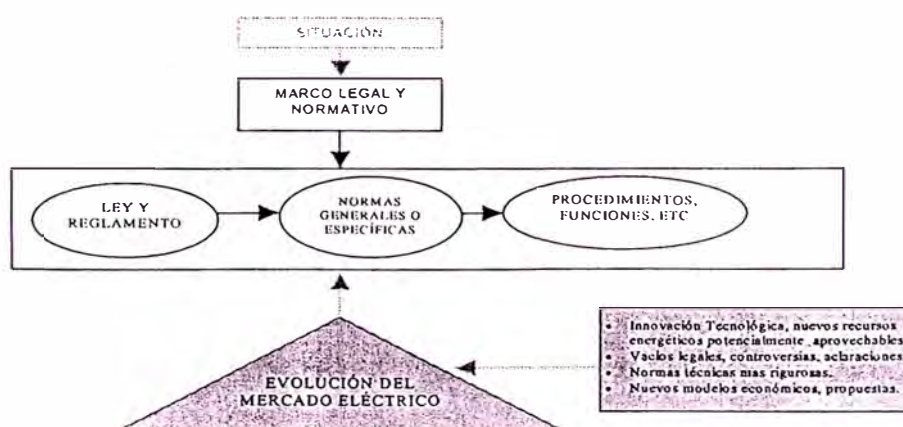
el comportamiento de la demanda de energía eléctrica por el nivel de ingreso del Producto Bruto Interno (PBI), que indica el crecimiento económico de un País.

d) **Aspecto social y demográfico.**- Existe una relación directa entre el crecimiento de la población y la demanda de energía eléctrica en los sectores residenciales; ello es debido al consumo adicional de energía por cada nuevo individuo o miembro familiar. La migración a las ciudades, dificulta la expansión de los servicios eléctricos a zonas alejadas o rurales, porque la menor intensidad de consumo de una zona geográfica, no da factibilidad económica a los proyectos. Otro aspecto social esta relacionado a la disconformidad de los ciudadanos respecto a las decisiones del estado, la protesta o marchas, el caos es desfavorable contra aquel indicador riesgo país.

3.2.2 Marco legal

Es el medio por el cual el estado respalda todas sus decisiones a fin de resolver las deficiencias en los indicadores expuestos. El estado puede proceder a crear o modificar el marco legal y normativo. A la vez este marco deberá variar conforme evolucione el mercado eléctrico, luego de encontrarse casos diversos de controversias, vacíos legales o incompletos, normas generales o específicas no contempladas, reformas, etc. Además deben adaptarse las propuestas de innovación tecnológica o teorías económicas que el gobierno considere necesario aplicar. Ver gráfico N° 7.

Gráfico N° 7: Aspectos del Marco legal



Fuente : Elaboración propia

El marco legal para electricidad, esta compuesto por, leyes, reglamentos, normas técnicas, procedimientos, etc. es una especialidad que involucra aspectos de derecho civil, penal, administrativo, etc.

Para tener una idea de lo descrito, el marco contiene temas para: La promoción de inversión privada, la ejecución de proyectos, medidas regulatorias y políticas de competencia (tarifas, fiscalización, concesión, medio ambiente, antimonopolio y oligopolio), normas técnicas de servicio eléctrico, procedimientos (para reclamos, envío de información, criterio para establecer costos, multas, sanciones, contrastación de medidores), entre otros. Sin duda implica también tener un conocimiento o apoyo de nivel técnico cuyo criterio garantiza la eficacia de su elaboración y desarrollo.

3.2.3 Institucionalidad

Esta conformado por los agentes que participan directamente en la actividad eléctrica, en base a los lineamientos establecidos por el marco legal referido al modo de organización y alcances. En toda actividad productiva se puede reconocer las siguientes funciones:

- a) **Normativa** .- Función de normar, establecer limitaciones, reglas, tanto a nivel técnico como legal.
- b) **Concedente** Medio por el cual se permite a un concesionario, realizar actividades productivas en un determinado territorio. Ello permite regular el impacto ambiental y social que pueda ocasionar.
- c) **Planeamiento y proyección.**- Establecer una guía de referencia para los agentes, porque prevé las necesidades futuras de la demanda, propone las posibles alternativas de desarrollo sobre la actividad. Se basa en datos históricos y las nuevas tecnologías disponibles; utiliza herramientas estadísticas, de muestreo, etc.
- d) **Fiscalización** .- Función que permite hacer un seguimiento al cumplimiento de las normas establecidas, durante el desarrollo de las actividades productivas.

- e) **Regulación económica.**- Función que permite establecer precios o costo de los productos finales o del servicio, en base a cálculos, cuyas variables pueden ser, la calidad, tasa de retorno de la inversión, etc. También puede incluirse aspectos sociales.
- f) **Promotor .-** Función de promocionar e incentivar la inversión en un sector productivo determinado, tanto a accionistas e inversores privados como estatales.
- g) **Empresario .-** Es el concesionario que administra, opera y desarrolla las actividades productivas , de acuerdo a sus propias políticas internas pero respetando las normas establecidas por el estado, es decir sujeto a regulación, fiscalización de las instituciones correspondientes.

De acuerdo a las políticas de cada gobierno, se aplican estas funciones o se crean otras, para sostener sus sistemas de acción.

3.3 Afinidades con los recursos energéticos y la ingeniería aplicada

Desde la aparición de la electricidad, cada país ha producido energía eléctrica con los recursos energéticos que más abundan en su territorio.

Con el transcurso de los años, se perfeccionaron las máquinas para lograr mayor eficiencia en la transformación a energía eléctrica, y se impulsó aprovechar otras fuentes no convencionales; todo ello fue alentado por el surgimiento de problemas de abastecimiento a nivel mundial de las fuentes más comunes (petróleo y derivados) y el consiguiente incremento de su costo, además porque se preveía la futura escasez de los mismos; actualmente los problemas de impacto ambiental fuerzan aún más la búsqueda de nuevas alternativas.

A ello se agrega los requerimientos de una energía eléctrica de calidad y suministro confiable (servicio continuo) que exigen los usuarios, principalmente las grandes industrias

de gran consumo como mineras, también manufactureras e industrias que producen o utilizan equipos electrónicos. Cualquier deficiencia de estos dos componentes podrían significar millonarias pérdidas económicas.

3.3.1 Recursos y fuentes energéticas

Los recursos energéticos (hidráulica, combustibles fósiles, eólico) son comúnmente utilizados de la siguiente manera, primero para transformarlos en movimiento con el uso del equipo y tecnología adecuada, luego esta fuerza y movimiento inducirá la creación de energía eléctrica, con el uso de equipos complementarios como un generador eléctrico.

Las fuentes energéticas de mayor uso mundial, se describen a continuación, y sus ventajas y desventajas se resumen en el cuadro N°3 :

- a) **Energía hidráulica** .- Energía potencial del agua, que se aprovecha de los saltos o caídas de agua para obtener fuertes presiones de agua, así convertirlo en fuerza mecánica y luego en energía eléctrica. En otros casos que la altura no es muy favorable se utiliza también los grandes caudales.
- b) **Energía de Combustibles Fósiles**.- Son combustibles de origen fósil como el carbón, petróleo (residual o destilado) y gas natural. Esta energía se quema, para impulsar el movimiento y generar la electricidad, por lo tanto solo se utiliza un porcentaje de su energía total. Cabe destacar que los últimos años, se esta dando al gas natural mayor importancia a nivel mundial, como segundo recurso competitivo ante el recurso hídrico, por tener un costo mucho menor al petróleo y la operatividad que permite la tecnología actual, además de no ser tan perjudicial al ambiente.
- c) **Energía Nuclear**.- Es la energía calorífica que produce la fisión nuclear (uranio o plutonio). La energía que libera se utiliza para transformarlo en energía eléctrica.

Cuadro N° 3 : Ventajas y desventajas de los recursos energéticos de mayor uso a nivel mundial

| Energía Hidráulica | Energía de Combustibles Fósiles | Energía Nuclear |
|--|---|--|
| <p>Ventajas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Energía Renovable. • Costo de producción mínimo (se considera cero). • No contamina el ambiente • El agua puede tener otros usos (proyectos de uso múltiple). <p>Desventajas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Depende de variaciones naturales y climatológicas, y de la estacionalidad de las lluvias. • Requiere de condiciones geográficas favorables para la construcción de las plantas. • Los recursos están lejos de los centros de consumo. Transporte a grandes distancias. • Alto costo de instalación y mayor tiempo de construcción (Relativo a la potencia). | <p>Ventajas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Disponibilidad en cualquier lugar. • No se tiene restricciones para adquirir el combustible (excepto en caso de gas natural). • Se puede almacenar localmente, disponible las 24 horas del día. <p>Desventajas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fuente de energía no renovable. • Costo de combustible. • Contamina el ambiente. | <p>Ventajas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Gran potencial energético a nivel mundial. • Relativamente bajo costo de combustible <p>Desventajas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Alta tecnología para el manejo de los reactores nucleares, combustibles y desechos radiactivos. • Peligro de accidentes muy graves a escala mundial. • Producción de uranio enriquecido en manos de pocos países y bajo severas medidas de control. |

Fuente : Elaboración propia

Otras fuentes no convencionales son:

- d) **Energía Solar.**- Es una energía ilimitada, inagotable y limpia. Se aprovecha la radiación del sol, usando elementos fotovoltaicos que lo absorben y cargan electricidad en baterías . En la actualidad aún, el tamaño de la infraestructura por capacidad energética, es alto, al igual que el costo.
- e) **Energía Eólica.**- Es una forma indirecta de energía solar, puesto que el sol, al calentar las masas de aire, produce un desplazamiento de estas masa a menor presión, así se da origen a los vientos. Este desplazamiento de masas de aire se utiliza para generar movimiento y luego en electricidad. Es una energía limpia, pero depende de condiciones atmosféricas por lo tanto su condición es variable y aleatoria.
- f) **Energía Biomasa.**- Es un conjunto de materia orgánica renovable de origen vegetal, animal o procedente de la transformación natural o artificial de la misma. Se obtiene la energía de su quema directa o su procesamiento para conseguir otro tipo de combustible. De allí la mecánica de convertirlo en electricidad es equivalente al de

combustibles fósiles Ejm. La extracción de energía de residuos de licor, cortezas: también la extracción de biogas de vertederos de basura.

- g) Energía Geotérmica.-** El conjunto de técnicas utilizadas para la exploración, evaluación y explotación de energía interna de la tierra se conoce como geotermia. La energía geotérmica corresponde a la energía calorífica contenida en el interior de la tierra, que se transmite por conducción térmica hacia la superficie, la cual es un recurso parcialmente renovable y de alta disponibilidad. El calor recibido se transforma en electricidad por ejemplo, creando vapor de agua a presión, luego en movimiento y finalmente en electricidad.

3.3.2 Características de la infraestructura eléctrica

Se hace algunos comentarios a las características principales de los equipos que componen las instalaciones eléctricas de un sistema eléctrico.

En la infraestructura de un sistema eléctrico, se identifica tres partes:, elementos para la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

- a) Para la generación de energía.-** Se requiere infraestructura para transformar los recursos primarios en energía eléctrica, para posteriormente conectarlos y conducirlos por subestaciones y redes eléctricas (actividad de transmisión). Se describe solamente las tecnologías de mayor uso en esta actividad, y son las siguientes:

- **Plantas hidroeléctricas.-** Estas plantas aprovechan la energía hidráulica y se pueden clasificar por el nivel de salto o altura de caída del agua; como centrales de alta caída, media caída, baja caída. Para la conversión básicamente participan las turbinas (Pelton, Francis o Kaplan) y el generador.

Un componente adicional de la planta, es el reservorio de regulación de agua, que le permite usar el agua almacenado de acuerdo a su tipo: Reservorio estacional, Reservorios semanal, Reservorio de regulación horaria.

Las centrales que no tienen reservorios se conoce como centrales de pasada, en donde la producción depende exclusivamente del caudal del río; si el caudal que se usa en la central es menor que el caudal del río, el agua sobrante se desaprovecha.

- Plantas termoeléctricas con combustibles fósiles.- Estas plantas tiene como fuente de energía almacenada a los combustibles. Por combustión se produce calor, y este se convierte en energía mecánica en las turbinas o motores . La energía mecánica se convierte en eléctrica al igual que en las plantas hidroeléctricas.

Las tecnologías más comunes para transformación y sus características se describen en el cuadro N° 4, de ello se resalta lo siguiente :

- 1) Las turbinas a vapor: a diferencia de las otras centrales térmicas, no quema el combustible para crear reacción de impulso en la turbina o motor, si no para elevar la temperatura del agua y generar vapor a presión, luego mover las turbinas. Por ello puede utilizar diversos tipos de combustibles variando solo la cámara de combustión. Son adecuados para ser utilizados con combustibles de baja calidad como el carbón ,el petróleo residual y el bagazo. Por lo general tienen alto tiempos de operación, toma carga lentamente y el costo de arranque es alto.
- 2) Las turbinas a gas: son unidades mucho mas ligeras que las de vapor, usan combustibles de buena calidad como el petróleo destilado o gas natural. Normalmente tienen bajos tiempos de operación, toma carga rápidamente y el costo de arranque es bajo (con gas natural).
- 3) El ciclo combinado: es una combinación de turbinas a gas con turbinas a vapor. Aproximadamente la potencia de la turbina a vapor es el 50% de la potencia de las turbinas a gas. Su tiempo de operación y arranque esta limitado por la turbina de vapor.
- 4) Los motores diesel, tienen mismo principio de operación de los motores de vehículos de 4 tiempos. Hay dos tipos básicos : a petróleo destilado D2 y a petróleo residual. Suele tener bajos tiempos de operación, tomar carga lentamente y el costo de arranque puede ser alto.

Cuadro N° 4 : Características principales de las centrales térmicas

| TURBINAS A VAPOR | TURBINAS A GAS | CICLO COMBINADO | MOTORES DIESEL |
|--|--|---|---|
| <p>CARACTERÍSTICAS</p> <ul style="list-style-type: none"> • Usan el vapor de agua como elemento intermedio para convertir calor en energía mecánica en las turbinas. • Se construyen plantas de diversos tamaños, llegando incluso a unidades de mas de 1000 MW. • Se puede usar diversos tipos de combustibles (carbón petróleo, gas, bagazo), variando solo la cámara de combustión. • Son adecuados para ser utilizados con combustibles de baja calidad como el carbón ,el petróleo residual y el bagazo | <p>CARACTERÍSTICAS</p> <ul style="list-style-type: none"> • Son unidades mucho mas ligeras que las de vapor, usan combustibles de buena calidad como el petróleo destilado o gas natural. • El aire con los residuos de la combustión, a baja presión pero aun a alta temperatura es expulsado al medio ambiente. • En el mercado existe 2 tipos básicos: <ul style="list-style-type: none"> - Tipo Industrial : diseño especial paran generación eléctrica. - Tipo Jet : diseño original para aviones a reacción. Adaptados a generación eléctrica (son mas compactos y versátiles). | <p>CARACTERÍSTICAS</p> <ul style="list-style-type: none"> • Es una combinación de turbinas a gas con turbinas a vapor; en ella se aprovecha el calor de los gases de escape de la turbina a gas, para producir vapor y generar en la unidad a vapor. • Aproximadamente la potencia de la turbina a vapor es el 50% de la potencia de las turbinas a gas. • Una combinación común es poner dos turbinas a gas y una de vapor de potencias similares. | <p>CARACTERÍSTICAS</p> <ul style="list-style-type: none"> • El principio de operación es el mismo de los motores de vehículos de 4 tiempos. Los cuatro tiempos son: compresión ,expansión, escape y admisión. La combustión se realiza en el cilindro en la etapa de compresión. • Hay dos tipos básicos : a petróleo destilado D2 y a petróleo residual. |
| <p>VENTAJAS</p> <ul style="list-style-type: none"> • Usan combustibles baratos • Buena eficiencia térmica • Unidades de gran tamaño • Capacidad para trabajo continuo(24 Horas) • Puede usarse el vapor a baja presión para usos industriales o aprovecharse el calor residual para calefacción <p>DESVENTAJAS</p> <ul style="list-style-type: none"> • Contaminación por residuos por combustión • Requieren mucho tiempo para arrancar y parar la unidad • No son versátiles para variar la carga ,por lo que no pueden ser usados como unidades de punta • Alto costo de instalación | <p>VENTAJAS</p> <ul style="list-style-type: none"> • Son equipos compactos económicos .actualmente se venden como paquetes modulares completos • Tiempo de instalación corto • Arrancan y paran en muy poco tiempo (minutos) por lo que se puede arrancar y parar mas de una vez al día • Son muy versátiles para variar su carga • Excelentes para operaren punta o como reserva de emergencia • Se pueden instalar prácticamente en cualquier sitio. <p>DESVENTAJAS</p> <ul style="list-style-type: none"> • Usan combustibles finos: petróleo destilado o gas natural, por lo tanto su costo de producción es alto • Tienen menor eficiencia térmica que las otras tecnologías • Baja su potencia y rendimiento con la altura sobre el nivel del mar • Requieren de mayor mantenimiento • En general tiene menor vida útil que las turbinas a vapor. | <p>VENTAJAS</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se usa el calor que se estaba desperdiciando, con lo cual se mejora la eficiencia de uso del combustible .Se puede llegar a mas del 50% de eficiencia <p>DESVENTAJAS</p> <ul style="list-style-type: none"> • El costo de la unidad a vapor es mayor que el de las unidades a gas , por tanto el costo por KW instalado es mayor que en las turbina a gas de ciclo abierto • Usa combustibles refinados • La unidad a vapor no permite arranques y paradas rápidas ni es muy versátil para variar la carga , por lo que no se puede usar como planta de punta. | <p>VENTAJAS</p> <ul style="list-style-type: none"> • Son unidades de arranque y parada rápido • Tienen una muy buena eficiencia térmica • Son adaptables a cualquier ubicación • Tienen un costo de instalación intermedio. Son mas baratas las unidades a diesel 2 <p>DESVENTAJAS</p> <ul style="list-style-type: none"> • No se fabrican unidades de gran potencia . Los tamaños normales son de hasta 15 MW |

Fuente: Curso de Regulación de los servicios públicos - OSINERG

- Central Nuclear.- Tiene como componente principal al reactor nuclear, donde se controla la absorción de neutrones del combustible nuclear (uranio o plutonio) por fisión; la energía liberada se manifiesta en calor y se extrae por transferencia a un refrigerante como el agua para convertirlo en vapor a alta presión, así mover las turbinas acopladas a generadores eléctricos.

b) **Para la transmisión de energía .-** Es el sistema de redes (involucra el uso de redes eléctricas y subestaciones de enlace, maniobra o transformación que se interconectan) que se encarga de transmitir la energía eléctrica entre los centro de producción y los centros de consumo; por lo general son de alta tensión. Algunos usuarios industriales se abastecen a través de líneas en alta tensión.

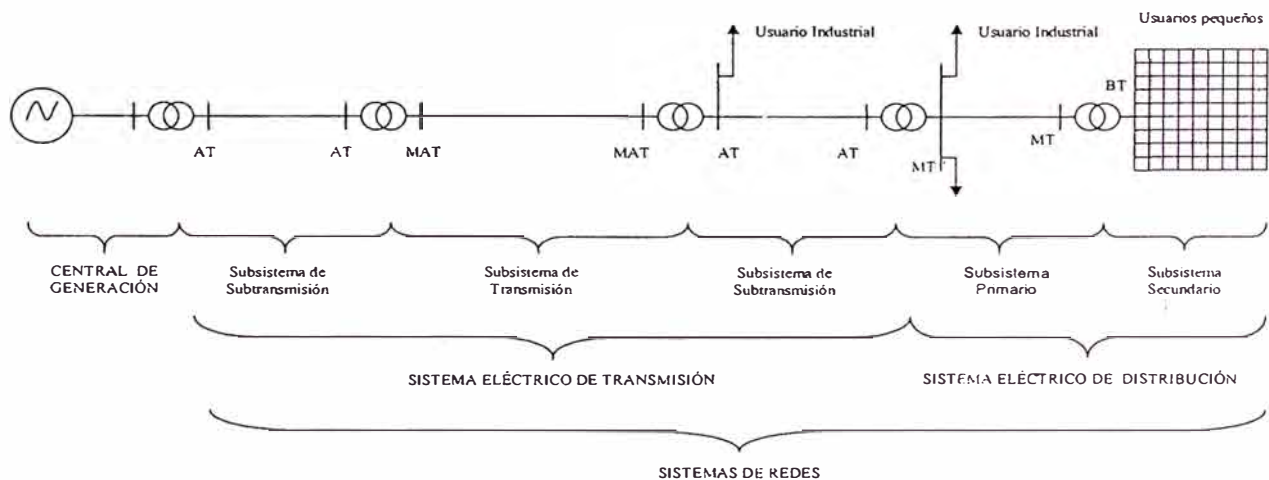
Los sistemas de transmisión se pueden clasificar en subsistemas, denominado subsistemas de subtransmisión y transmisión. La subtransmisión es el enlace de los centros de producción con el extremo de entrada de la transmisión y también el enlace entre el extremo de salida del subsistema de transmisión con el extremo de entrada del sistema de distribución; es decir tienen un alcance local o regional. Ver el gráfico N° 8

c) **Para la distribución de energía** .- Es el sistema de redes, que se encarga de distribuir la energía eléctrica hasta el consumidor final. El sistema de distribución se clasifica en sistema de distribución primaria (media tensión) y sistema de distribución secundaria (baja tensión). El primero distribuye la energía hacia las subestaciones de transformación (MT/BT), para luego distribuirse por la línea secundaria hasta los suministros de baja tensión del cliente final. Algunos clientes finales se abastecen en suministros de media tensión.

Con el fin de garantizar la confiabilidad, en las ciudades o centros de consumos importantes, los sistemas de transmisión o distribución pueden tener configuraciones en anillos o circuitos en paralelo. Pero en zonas de bajo consumo, como las zonas rurales, las redes son comúnmente del tipo radial.

El siguiente gráfico muestra la clasificación de las redes y ubicación de los centros de generación.

Gráfico N° 8: Clasificación de los sistemas eléctricos



Fuente : Elaboración propia

La actividad de comercialización no posee infraestructura eléctrica, porque se refiere a las funciones de facturación, medición y administración de los servicios de demanda, es decir el servicio directo al cliente final.

3.3.3 Operación, eficiencia, calidad y normalización

La electricidad involucra aspectos de operación, niveles de eficiencia y calidad. El conjunto garantiza un buen servicio para el usuario y protección de las instalaciones y equipos eléctricos que se encuentran conectados entre sí. La deficiencia en estos aspectos podrá ocasionar molestias hasta los retrocesos en la cadena productiva en una industria que, finalmente se traduce en pérdidas económicas.

Otro aspecto fundamental es la Normalización, tanto a nivel operativo, técnico como de materiales relacionados a la industria eléctrica. Existen normas internacionales ya establecidos, pero un país debe adecuarlo a su propia realidad (características geográficas, recursos naturales ambientales, posibilidades económicas, etc.).

Los principales temas que se deben tener en cuenta, están ligados entre sí y son:

a) **Despacho y servicios complementarios** .- El despacho consiste en la asignación de operación de las centrales de generación de distinta tecnología, cuya producción de energía deberá estar sincronizada con la demanda de energía, porque una característica de esta electricidad generada es que no puede almacenarse. También debe considerarse las bondades o limitaciones técnicas, físicas o operativas de los generadores y de la red de transmisión (ejm. Congestión por falta de capacidad), gran parte de esto lo conforma los servicios complementarios, para asegurar la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico.

Cada país tiene su propia definición de servicios complementarios, y son los países desarrollados aquellos que han logrado regular y tarifcar estos servicios; algunos países lo enmarcan en la reglamentos de calidad de servicio más que en los servicios complementarios.

Algunas características de los servicios complementarios son:

- Pueden ser divididos según su necesidad, para: seguridad, confiabilidad, calidad de servicio, eficiencia operacional.
- Los proveedores pueden ser los generadores, transmisores o distribuidores dependiendo del país.
- Clasificados según el tiempo de uso; servicios que se utilizan en segundos, minutos, días, meses o años.
- Clasificado el costos de los servicios auxiliares: Costos Altos (alto capital de inversión y operación), Costos Medios (no requieren tanta inversión) y Costos Bajos (necesitan sólo uno pocos mecanismos de control)
- Según su designación (varía en cada país), como: Servicio obligatorio, Servicio necesario (para el sistema) y Servicio comercial (proveído adicionalmente).

Los servicios complementarios son diversos y debido a su complejidad, solo se mencionan algunos: Reserva operacional, reserva de giro (operacional, regulatoria), regulación de frecuencia, control de carga en la red, control de voltaje y despacho de potencia reactiva, provisión de equipamiento para eliminar armónicas, incrementar la confiabilidad, etc.

b) Control de la electricidad.- Nos referimos básicamente a la operación de los sistemas de generación y transmisión. En la operación de los sistema eléctricos existen dos relaciones fundamentales :

POTENCIA ACTIVA → FRECUENCIA
 POTENCIA REACTIVA → TENSIÓN

1. Relación potencia activa y frecuencia.- Indica que el sistema debe mantener un equilibrio producción – consumo para que la frecuencia se mantenga constante. Debido a la fluctuación del consumo a lo largo del día, no todas las unidades deben estar en operación las 24 horas, por ello algunas unidades solo se conectan en las horas en que se incrementa el consumo. Si hay exceso de producción sube la frecuencia, al contrario si hay exceso de consumo baja la frecuencia; los mecanismos para corregir el balance son :

- Los gobernadores de velocidad: de manera automática e instantánea modifican la potencia producida de todas las unidades que están conectadas a la red para recuperar el equilibrio carga – generación.
- Control de carga manual mediante la acción de los operadores. Puede ser por telemando. Los operadores modifican la asignación de potencia de cada unidad (despacho) variando la curva potencia- frecuencia de los gobernadores.
- Los sistemas de control digital tienen incorporadas algunas funciones que modifican la asignación de la producción en la forma automática según ciertas reglas o parámetros.

2. Relación potencia reactiva y tensión.- La potencia reactiva (Q) es una variable propia de los sistemas eléctricos en corriente alterna y aunque se denomina potencia, no está asociada a la capacidad de efectuar el trabajo. Su presencia en las redes eléctricas se debe a la capacidad de almacenar energía electromagnética que tienen los diferentes elementos de las instalaciones eléctricas, incluidos los aparatos de consumo final, por ejemplo motores, equipos fluorescentes.

Su principal efecto en los sistemas eléctricos, a todo nivel es que producen caída de tensión y pérdidas de energía.

El “consumo” de potencia reactiva está asociado al consumo de potencia activa de los usuarios finales; pero también diversos componentes del sistema son “Consumidores” de potencia reactiva.

La fuente de producción principal de Q son los generadores eléctricos. Otras formas de producir Q es en los bancos de capacitores.

Como el transporte de potencia reactiva causa problemas de calidad de tensión y pérdidas, se instalan capacitores en las proximidades de los centros de consumo.

Como se dijo antes la transmisión de Q da lugar a caída de tensión, por tanto, cuando se instala condensadores cerca de las cargas o al final de las líneas de transmisión, al reducirse la transmisión de Q se reduce la caída de tensión, es decir se mejora la calidad de la tensión.

Casos principales:

- Peligro de sobretensión.- Cuando la generación de Q es mayor que lo necesario (exceso de Q) se produce una sobre tensión, lo cual también es perjudicial para las instalaciones eléctricas. Esta condición de exceso de Q se presenta por ejemplo en las horas de baja demanda, en que el consumo de Q por los usuarios disminuye, por lo tanto en los bancos de condensadores se instalan sistemas de control automático de conexión y desconexión.
- Sobretensiones por efectos de las líneas de poca carga.- Las líneas de transmisión tiene tanto un efecto de consumo de Q , que es función de la potencia que transportan , y producción de Q que es función de la tensión . Este efecto es mayor en líneas largas y de la alta tensión.

A mayor corriente el consumo (pérdidas) de Q es mayor y por lo tanto supera a la producción. Cuando la líneas transporta poca corriente o esta sin carga (en vacío) el consumo es menor que la producción por lo que hay excedentes netos de Q . Si hay excedentes de Q las tensiones se elevan (problemas de sobres tensiones). El exceso de Q se corrige instalando reactores (consumidores de Q).

c) Confiabilidad de las redes eléctricas.- La capacidad de absorber problemas de fallas en la líneas, es la confiabilidad. Debido a su longitud de recorrido, las líneas están expuestas a fallas o perturbaciones de distinto tipo:

- Debido al medio ambiente : rayos ,contaminación ambiental severa, terremotos ,huaycos.
- Fallas propias: rotura de conductores, falla en los aisladores, falla en los equipos de maniobra, fallas en las estructuras.
- Fallas humanas :accidentes durante la operación o el mantenimiento de las líneas, o fallas en la operación técnica descrita en el punto b).
- Actos de Vandalismo : rotura de aisladores, corto circuitos provocados, sabotaje, robo de conductores
- Accidentes diversos.

Por esta razón, el diseño de los sistemas deben considerar las contingencias posibles y garantizar mediante circuitos en anillo o líneas en paralelo que el sistema se mantendrá operativo ante la eventualidad de cualquier disturbio. Los disturbios pueden comprometer no solo a la línea que falla sino al resto del sistema y llegar a ocasionar el colapso total.

d) Calidad de los servicios eléctricos.- En general los servicios de calidad se pueden dividir de la siguiente manera:

1. Calidad del producto.- Esto tiene lugar en los propios procesos de producción, transporte y distribución, así como en su utilización por determinados tipos de receptores. Son por lo tanto inevitables, pero se requiere establecer límites. Los principales parámetros de medición son: Tensión, Frecuencia, Perturbaciones.

Por ejemplo, la calidad de energía, es cada vez más común y necesario, y adquiere mayor importancia debido a la proliferación de equipos electrónicos cada vez más sofisticados. Sin embargo, resulta complejo que el suministro de energía mantenga condiciones de tensión con curva senoidal perfecta y frecuencia constante debido a las perturbaciones en el sistema y a que se requieren tomar medidas minuciosas para mantener el voltaje dentro del rango considerado. Además de afectar significativamente la calidad de la energía, estos problemas podrán causar daños colaterales muy costosos, tales como: Dañar y provocar fallas en los procesadores de datos y equipos de control; ocasionar cortes en el suministro; afectar la velocidad de los motores eléctricos; causar sobrecalentamiento en capacitores y motores de inducción, entre otros.

2. Calidad de suministro (interrupciones).- Esta ligado al nivel de confiabilidad que ofrece los sistemas eléctricos en las redes de distribución. La nivel de la interrupción se mide en tiempo de horas, minutos y segundos.

3. Alumbrado Público.- Básicamente se refiere a tener un adecuado nivel de luminancia.

4. Calidad del servicio comercial.- Es parte de los servicios de comercialización, trato y atención de reclamos al cliente, precisión de la medición.

e) Normalización .- En términos generales establece disposiciones dirigidas a la obtención de un nivel óptimo de orden, respecto a problemas actuales o potenciales. La norma es una especificación técnica o de gestión, es un documento preciso y autorizado con los criterios necesarios para asegurar que un material, producto o procedimiento es conforme con el propósito con el que fue concebido. Se basa en los resultados de la experiencia y el desarrollo tecnológico.

Los contundentes beneficios son:

- Para el país: Mejora la calidad y aumenta la productividad, facilita las ventas en los mercados internacionales, mejora la economía en general, simplifica la elaboración de textos legales, previene las barreras comerciales, facilita el establecimiento de políticas de calidad, medioambientales y de seguridad.
- Para el fabricante o productor: Facilita el uso racional de los recursos, reduce desperdicios y rechazos, disminuye el volumen de existencias en almacén y los costes de producción, racionaliza variedades y tipos de productos, mejora la gestión y el diseño, facilita la comercialización de los productos y su exportación, simplifica la gestión de compras, facilita una sana competencia.
- Para el consumidor: Facilita la información de pedidos, establece niveles de calidad y de seguridad de los productos y servicios, facilita la información de las características de productos y servicios, permite la comparación de diferentes productos y servicios.

Existen varios tipos de normas, clasificados según su contenido en

- Normas de terminología: Referidas a términos y sus definiciones, con notas e ilustraciones (ejm, referidas a la calidad, medio ambiente, etc).
- Normas de Ensayo: Referidas a métodos de ensayo, algunas veces complementadas a disposiciones como muestreo, métodos estadísticos y secuencias de ensayo.
- Normas de Producto: Especifican los requisitos que debe cumplir el producto, para establecer su aptitud para el uso.

- Normas de Servicio: Normas que especifican los requisitos que debe cumplir un servicio, para establecer su aptitud para el uso.
- Normas Básicas: Normas que se aplican en varios campos, productos o de actividades, como las que definen el Sistema Métrico (metro, kelvin, etc); los límites y tolerancias aplicados en campos de la ingeniería eléctrica y mecánica.
- Normas de Métodos: Comprenden los pasos para realizar distintas operaciones – métodos de medida – métodos de verificación muestreo y análisis.
- Normas de Especificaciones: En las que se recogen un conjunto de requisitos de un material, que un proceso o un producto debe satisfacer, indicando los procedimientos para verificar su cumplimiento.
- Normas de Seguridad: Dirigido a la gestión del personal, su función es recomendar el uso de buenas prácticas aceptadas y seguidas por organizaciones competentes, algunas obtenidas de las propias experiencias; de esta manera evitar accidentes que lleguen a producir pérdidas humanas o producir incapacidades por lesión.

Clasificaciones de acuerdo al organismo que lo haya elaborado :

- Normas Nacionales: Elaboradas y sometidas a un periodo de información pública y sancionadas por un organismo reconocido legalmente.
- Normas Regionales: Elaboradas por un organismo de normalización regional, normalmente de ámbito continental, que agrupa a organismos nacionales acreditadas y preparadas por representantes acreditados en todos los países miembros.
- Normas Internacionales: Con características similares a las regionales en cuanto a su elaboración, pero se distinguen de ellas, en que su ámbito es mundial.(Ejm. IEC, ITU, ISO).

La Normalización se desarrolla por áreas sectoriales en Comités Técnicos de Normalización, de los que forman parte todas las entidades y agentes implicados e interesados en los trabajos del comité (fabricantes, consumidores y usuarios, administración, laboratorios, centros de investigación, etc.)

3.4 Afinidades con los Estudios Económicos

La liberalización de los mercados de servicios públicos, no implica necesariamente que estos funcionen automáticamente de manera competitiva (sobre todo los sectores denominados monopolio naturales no podrían funcionar de manera apropiada). En consecuencia se plantean problemas económicos derivados de la formación de los precios, del grado efectivo de competencia, de la calidad de los servicios y de la información existente, etc. A continuación se desea dar un alcance de los temas de estudio económico que giran entorno al subsector eléctrico.

3.4.1 Fundamentos teóricos de mercado

Las teorías económicas, han sido los modelos usados para encontrar una manera de estudiar el fenómeno de los mercados, este análisis se presenta en tres partes:

- a) **Estructura de los mercados y análisis de precios.**- Uno de los criterios más utilizados para clasificar teóricamente los mercados, es basándose en el comportamiento de demandantes y oferentes, es decir si tienen o no PODER DE MERCADO (capacidad de un consumidor o de una empresa para influir en el precio de mercado). Partiendo de esto, también hay que tener en cuenta el número de empresas que actúan en el mercado, si el producto que ofertan es un bien estandarizado o no, y si en el mercado existen facilidades o dificultades para que entren nuevas empresas en la industria. Así nace, la COMPETENCIA PERFECTA, cuando ningún agente tiene poder de mercado

(es lo ideal); y la COMPETENCIA IMPERFECTA, que puede ser el monopolio u oligopolio, según las características que se muestra en el cuadro N° 5.

Cuadro N° 5 : Estructuras del Mercado

| | | a. N° Oferentes y demandantes | b. Sobre el producto | c. Control sobre el precio | d. Control de cantidades y ventas | e. Barreras de entrada y salida | f. Información perfecta |
|------------------|----|-------------------------------|----------------------|----------------------------|-----------------------------------|---------------------------------|-------------------------|
| Poder de Mercado | NO | Compencia Perfecta | Muchos (Atomizado) | Ninguno | Si | Ninguno | Si |
| | SI | Compencia Imperfecta | Un único vendedor | Si, con poder de mercado | Si | Si y fuertes | ---- |
| | | | OLIGOPOLIO | Algun control | Si | Si y fuertes | ---- |

Notas:

| | |
|-----------------------------------|--|
| a. N° oferentes y demandantes | Es un mercado muy atomizado. En él, tanto vendedores como compradores, han de ser lo suficientemente numerosos para que ninguno de ellos pueda influir sobre el precio. Las empresas son precio – aceptante. |
| b. Sobre el Producto | Es homogéneo, todas las empresas producen el mismo producto. |
| c. Control sobre el precio | No tiene influencia sobre el precio del mercado. Por lo tanto ninguno sobre el poder del mercado. |
| d. Control de cantidades y ventas | Como no pueden actuar sobre el precio, opcionalmente son libres ante la decisión de que cantidades producir. |
| e. Barreras de entrada y salida | No hay barreras, es un Mercado Libre, con libertad de entrada y salida del negocio. |
| f. Información Perfecta | Todos los compradores y vendedores tienen información perfecta del mercado; conocen el precio que el mercado fija libremente. |

Fuente: Materiales de Economía – www.ub.es

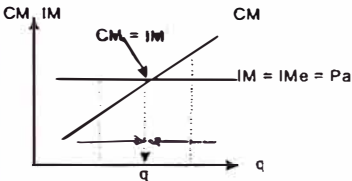
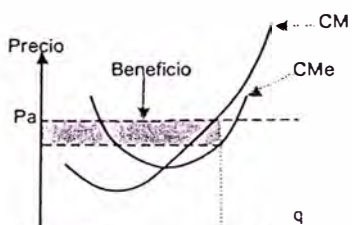
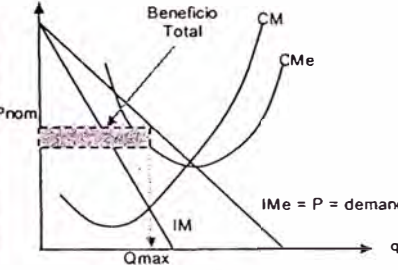
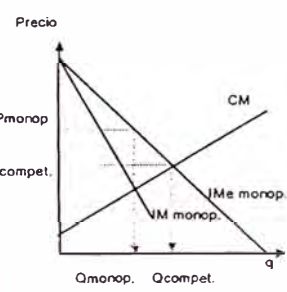
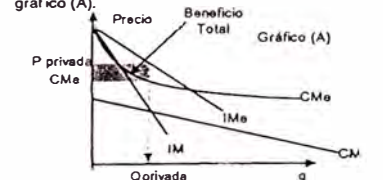

Una caso particular es el monopolio natural, que por la naturaleza del proceso productivo, una única empresa puede ofrecer un bien o servicio, con menores costos que dos o mas empresas; es decir es más eficiente la existencia de una sola empresa. Esto sucede cuando el negocio requiere una inversión elevada de costos fijos para que halla beneficios, ya que son costos hundidos, como el caso de los servicios públicos: el agua, la luz y la telefonía fija. Ejm: Para ofrecer electricidad y captar un cliente, una nueva empresa tendría que tender líneas eléctricas paralelas a las existentes pertenecientes a otra empresa.

La decisión de una empresa de que cantidad (q) deberá producir lo determina por el beneficio que espera obtener, siendo su objetivo que este sea máximo:

$$\text{Máximizsar (Beneficio total)} = \text{Maximizar (Ingreso Total - Costo Total)}$$

Por ello esta decisión se analiza en términos marginales: comparación entre ingreso marginal y coste marginal. La teoría económica demuestra que *la competencia es el mecanismo para alcanzar una asignación eficiente de recursos*, este análisis se muestra resumida en el cuadro N° 6.

Cuadro N° 6 : Análisis y comparación de precios en los tipo de mercado

| MERCADO DE COMPETENCIA PERFECTA | MONOPOLIO | MONOPOLIO vs COMPETENCIA | MONOPOLIO NATURAL |
|--|---|--|--|
| <p>• La empresa individual no tiene poder de mercado, por ello no puede modificar el precio del mercado (tenemos un precio aceptante "Pa"), el precio es independiente a la cantidad vendida. Según esto el ingreso marginal es igual al ingreso medio y por lo tanto igual al precio (el precio de demanda es una recta horizontal).</p> <p>• La empresa maximizará su beneficio, produciendo una cantidad "q", que le permita tener un ingreso marginal igual al coste marginal (pendiente positiva).</p> <p>• Es decir, una empresa estará interesada en incrementar su producción, mientras que lo que le cueste producir una unidad adicional (Costo Marginal), sea menor que el precio que percibe por ella (ingreso marginal).</p>  <p>• Para la cantidad "q", se comprueba que la empresa tiene beneficios, por que su costo medio es menor que el costo marginal.</p>  | <p>• Es el único que vende el producto o servicio, por ello su venta es la misma demanda. Hay poder de mercado por ello puede fijar o controlar el precio. Además puede ajustar la cantidad producida, siendo ello también un mecanismo para ajustar el precio.</p> <p>• El ingreso medio al igual que en competencia perfecta es igual al precio ($IMe = P$). Pero es una pendiente negativa: si la empresa quiere vender más debe bajar el precio, porque sus demandantes consumen y a una cantidad establecida y compraran más a medida que les alcance, y eso solo pueden hacer si el precio baja. Esta es la curva de demanda que representa las cantidades que puede vender a los diferentes precios.</p> <p>• El ingreso marginal tiene una pendiente mas negativa, porque toda las unidades que antes vendía, ya no lo hará al precio anterior, sino a un precio inferior.</p> <p>• La empresa terminará ajustando su producción hasta que produzca una cantidad (Q_{max}) para la cual el ingreso marginal es igual al coste marginal (Equilibrio del Monopolio) y por lo tanto allí maximiza su beneficio.</p> <p>• Ahora para saber si, el precio del monopolio genera beneficios, se grafica la curva de costo total medio. En el gráfico se observa, el beneficio total.</p>  | <p>• Para observar la consecuencias para la sociedad de que un determinado bien se produzca en un mercado competitivo o en un mercado monopolico, se grafica la demanda (ingreso medio IMe), el ingreso marginal (IM) y la curva de costos marginales (CM).</p> <p>• Se puede concluir que desde el punto de vista de la sociedad es más eficiente una situación de competencia que una de monopolio.</p> <p>• En efecto, <i>en el caso del monopolio el precio es superior y la cantidad que reciben los consumidores es inferior a que resultaría de una situación de competencia.</i></p> <p>• Por lo tanto la competencia es el mejor mecanismo para alcanzar una eficiente asignación de recursos.</p> <p style="text-align: center;">$P_{monopolio} > P_{competencia}$ P: Precio</p>  | <p>El monopolio natural surge cuando una única empresa puede ofrecer un bien o servicio a todo un mercado, con menores costes que dos más empresas.</p> <p>A diferencia de la curva de coste total medio habitual en forma de "U", en este monopolio el coste total medio disminuye conforme aumenta la escala de producción.</p> <p>El precio del bien, estará ligado a dos tipos de gestiones:</p> <p>Gestión privada: busca la maximización del beneficio, como en cualquier monopolio. Esto se logra produciendo la cantidad para el cual el ingreso marginal es igual al coste marginal. Ver gráfico (A).</p>  <p>Gestión eficiente: sabemos que el monopolio provoca que se produzca una cantidad menor a un precio mayor que en competencia perfecta. Ante esta ineficiencia, el Estado interviene actuando con el criterio de máxima eficiencia. Es decir, que produzca aquella cantidad para la cual el precio es igual al coste marginal. Gráfico (B)</p> <p>El resultado es que la empresa tendrá pérdidas, y la única forma de que siga produciendo es que el Estado subvencione lo equivalente a estas pérdidas hasta alcanzar el costo medio.</p>  |

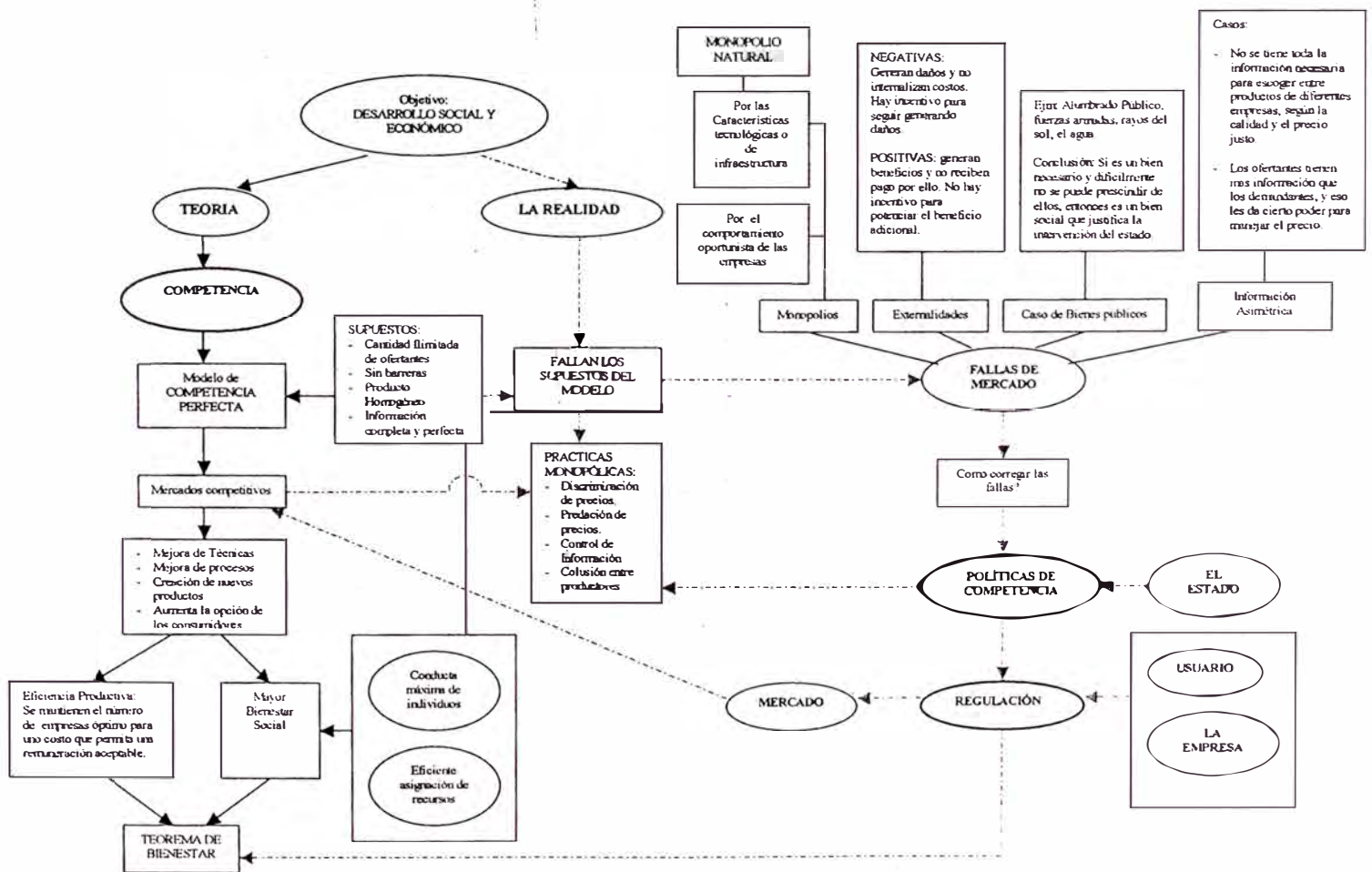
Fuente: Materiales de Economía – Dr. Jaime Rodríguez Pascua (Universidad de Barcelona)

b) **Competencia, la regulación y políticas de competencia.**- La competencia perfecta es solo una teoría, que se desestima por la existencia de fallas de mercado y la conducta anticompetitiva de las empresas; lo cual conlleva a ejercer sistemas de regulación y establecer políticas de competencia. El gráfico N° 9, muestra la evolución de estos aspectos y se explica de la siguiente manera:

- El objetivo general es el desarrollo social y económico, en bien de los usuarios y el mercado sostenible. Como se concluyó anteriormente, la competencia perfecta era el modelo que permite la eficiencia productiva y el mayor bienestar social, porque incentiva a mejorar técnicas, procesos y crea nuevos productos, etc.

- Pero los supuestos del modelo fallan por la existencia de monopolios (naturales o producto de prácticas anticompetitivas), externalidades, casos de bienes públicos y sobretodo por la información asimétrica o incompleta.
- Para corregir estas fallas, el estado se encuentra en la necesidad de establecer políticas de competencia y sistemas de regulación. El objetivo es orientar al mercado a un ambiente que sea lo mas cercano a la competencia perfecta. Para que esto resulte es necesario la convergencia de ideas y propuestas de las partes involucradas, el ofertante y el demandante (empresa y usuario) y una entidad reguladora neutral.

Gráfico N° 9 : Origen de la competencia, la regulación y políticas de competencia



Fuente : Elaboración propia

Las fallas de mercado son:

1. Externalidades positivas o negativas: Son aquellas situaciones donde las decisiones de un individuo para producir o consumir son afectadas por el comportamiento y las decisiones de otro, lo cual puede beneficiar al individuo o perjudicarlo. Ejm: Los desechos de una mina es una externalidad negativa para los pobladores de la zona.
2. Monopolios y poder de mercado: Es opuesto a la competencia, puede deberse a características tecnológicas o comportamientos oportunistas de las empresas. Es el caso que ilustra mejor porque la información es incompleta o se distribuye desigualmente, es decir el monopolio conservará información relevante tanto tiempo como fuera necesario o pueda hacerlo. Los monopolios incluso buscarán evadir las regulaciones económicas que los obligan a proporcionar información.
3. Bienes Públicos: tiene la siguiente característica: 1) No cuesta nada que una persona más disfrute de un bien público; y, 2) es difícil o imposible impedir que se disfrute de un bien público. En tales casos, la intervención del estado se justifica porque son bienes necesarios generalmente a un nivel social y difícilmente se puede prescindir de ellos. Ejm: rayos del sol, alumbrado público, fuerzas armadas, etc.
4. Información incompleta y asimétrica: En el primer caso, los precios del mercado no proporcionan la información necesaria para realizar una transacción. En el segundo caso, existe una distribución desigual de la información sobre los bienes y servicios existentes en el mercado.

En la actualidad la regulación, no se aplica como un medio para obstaculizar el libre desarrollo de los mercados. Por el contrario, la regulación es en sí misma una política de competencia, cuyo objetivo es incentivar la actuación de los agentes económicos para que éstos con su desempeño desarrollen la competencia brindando con ello bienestar a la sociedad.

Por otra parte, la política de competencia es un complemento necesario de la privatización, la desregulación, la apertura comercial y sin lugar a dudas, de la regulación en búsqueda de mercados competitivos.

La política de competencia puede ser malinterpretado como mecanismos que interfieren en la forma de hacer negocios, cuando por el contrario tiene un carácter neutral, en tanto no busca la defensa de los intereses de ningún agente.

c) Clasificación, Enfoques de Regulación y Competencia.- Para corregir las fallas de mercado, se establecen diferentes medidas regulatorias o políticas de competencia, considerando las fortalezas y debilidades de cada alternativa o de posibles combinaciones. Las medidas se pueden clasificar en:

- **Regulación ex ante (“antes de”) :** Establecimiento de condiciones de entrada de productos o de funcionamiento de empresas al mercado. Normalmente involucra estudios previos sobre impactos sociales, ambientales o de estrategia nacional, antes de concederle la entrada. Incluye políticas de competencia como la de antimonopolio u oligopolio.
- **Regulación ex post (“ después de”)** : Sanción y fiscalización a través de normas, una vez se realice la práctica. Esta inmerso la supervisión, regulación de precios y tarifas, control de calidad, etc.

También se clasifica, de acuerdo al tipo de regulación adecuado a la intensidad de fallas en la industria:

- **Regulación Indirecta - baja intensidad:** Se orienta a vigilar que se cumplan las reglas de la libre competencia y del marco legal vigente, utilizando para ello un marco legal sancionador y políticas de competencia.
- **Regulación Directa - alta intensidad:** Sistema de regulación económica de determinación y ajuste de precios, que se orienta a determinar los principales conductas de las empresas reguladas, con la finalidad de dirigir dicha conducta hacia una situación que se aproxime al ideal de libre mercado, es el caso de la regulación de servicios públicos (monopolios naturales): agua, electricidad, telefonía

fija local, gas, transporte urbano. Las regulaciones directas son de nivel económico, y presentan diferentes enfoques, que debido a su complejidad no se ampliará en este informe, pero se muestra una breve descripción el siguiente cuadro:

Cuadro N° 7 : Enfoques de regulación económica

| Enfoques de regulación | Descripción |
|--|--|
| REGULACIÓN POR DISCRIMINACIÓN DE PRECIOS E INCENTIVOS | |
| Discriminación de precios (Pigou), para casos de información incompleta de la demanda. Se trata de separar mercados o consumidores, ejm. según su capacidad de compra. | <ul style="list-style-type: none"> • Discriminación de 2do Grado: Por precio, calidad, por intensidad de consumo, etc. • Discriminación de 3er Grado (Ramsey y Boiteaux): <ul style="list-style-type: none"> ➢ Peak and Load Pricing: Discriminación entre consumidores de demanda alta y baja. El costo fijo lo financia el de mayor consumo (Aplicable a servicios públicos de electricidad y transporte). ➢ Tarifas Ramsey y Boiteaux (Por elasticidad): Precios diferenciados entre consumidores de distintas elasticidades precio de demanda |
| Regulación por incentivos, con tasa de retorno | <ul style="list-style-type: none"> • Otorgamiento de un retorno competitivo en las inversiones, asegura la inversión e incentiva el uso de capital. |
| Regulación por incentivos, con Precios tope (Price caps): Precio $\leq \pi - x$ | <ul style="list-style-type: none"> • Los precios no pueden exceder al incremento de la inflación (π) menos un Factor de productividad (x) aumenta en cada fijación; si la empresa realiza rápidamente innovaciones que minimicen costos, obtendrá beneficios hasta que se vuelve a fijar el factor). |
| COMPETENCIA POR COMPARACIÓN, PARA CASOS DE INFORMACIÓN ASIMETRICA | |
| Yardstick Competition | <ul style="list-style-type: none"> • Para casos de fuerte limitación de información. Se comparan los costos entre empresas para obtener un estándar y sobre ello se determinan la regulación para todas las empresas. |
| Empresa Modelo Eficiente | <ul style="list-style-type: none"> • Para motivar la reducción de costos y mejora de calidad. Se reconstruye a los componentes de costos de una empresa teórica capaz de prestar el mismo servicio en la industria de manera técnicamente eficiente, así se estima el costo total de prestar el servicio. Las empresas competirán con esta empresa teórica. |

Fuente: Curso Regulación de los Servicios Públicos – OSINERG, TRANSFORMA – Publicación mensual CRE de México, otros varios

Es importante distinguir, entre 4 diferentes tipos de competencia:

- a) Competencia por el mercado, o competencia producto mercado, la cual es la forma típica de competencia para la mayoría de los productos que utilizamos en la vida diaria, como ropa.
- b) Disputa (“contestability”) ocurre cuando un monopolio tiene amenaza de competencia y actúa como si hiciere frente a una competencia real.
- c) Competencia por el mercado, se enfoca en la competencia por la proveeduría de insumos.

- d) Competencia comparativa (“benchmarking”). Se enfoca a tomar como parámetro los costos que el mejor competidor nacional o internacional tenga para competir y mejorarlos.

3.4.2 Análisis y diseño de los mercados eléctricos

Para aplicar los conceptos de mercado en la industria eléctrica, se analiza sus características principales y se procede a describir las tendencias regulatorias que son producto de la convergencia de métodos aplicados en otros países:

a) **Atributos especiales de la electricidad.**- A diferencia de otros servicios públicos o productos comerciales, la electricidad tiene la siguiente característica:

- La demanda de energía eléctrica es inelástica (el incremento de consumo no hace variar relativamente el precio), pero la energía y potencia cobra mayor importancia y valor en la punta.
- La electricidad no tiene sustituto en el corto plazo por lo que la discontinuidad es intolerable.
- La electricidad no se puede almacenar y en consecuencia el equilibrio entre la oferta y la demanda se debe dar en tiempo real, para mantener la integridad física de la red; para ello se requiere de un operador o coordinador, que use complejos sistemas de adquisición de datos, monitoreo y control.
- Los oferentes y demandantes están conectados físicamente a una red de transmisión, las decisiones de cualquiera puede afectar a todo el resto de los agentes conectados a la red.
- Los electrones siguen la ley física de kirchoff, sin que exista posibilidad de asignar el producto de una planta específica a un consumidor final.
- Las externalidades de un consumidor o productor en la red también se reflejan en la calidad (frecuencia, voltaje, estabilidad) de la electricidad y en consecuencia de la

oferta y demanda. Debe darse un cierto estándar de calidad para lo cual son cruciales los servicios auxiliares que prestan los generadores y que garantizan que se cumplan los estándares predefinidos. Asimismo, en caso de pérdida de carga o caídas del sistema, requieren procedimientos especiales para restaurar el servicio de manera segura.

b) **Reestructuración de los mercados eléctricos.-** Las características mencionadas anteriormente, sumadas a la economía de escala en algunos segmentos de la cadena productiva – generación, transmisión y distribución – llevaron a los gobiernos de distintos países a mantener el sector eléctrico en manos del Estado o en manos privadas como monopolios regulados. Sin embargo, el avance tecnológico ha reducido las economías de escala en la generación, a diferencia de lo que ocurre en la transmisión y distribución (solo se podría implementar mecanismos regulatorios), haciendo posible hoy día la convivencia de plantas generadoras de distintos tamaños. Estos cambios tecnológicos, junto con razones políticas económicas, llevaron a iniciar un proceso de reestructuración del subsector eléctrico en distintos lugares del mundo con el objetivo común de introducir mayor competencia, bajar los precios y mejorar la calidad del servicio.

El concepto detrás de la reestructuración es la posibilidad de “distinguir la venta de energía como un producto, de su transmisión y distribución como un servicio”.

Características en las actividades segmentadas, su tipo de mercado y posibles soluciones, en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 8 : Estructura de los Mercado Eléctricos y características

| ACTIVIDAD | CARACTERÍSTICAS | CONCLUSIONES Y ACCIONES PERTINENTES |
|------------------|---|--|
| Generación | <ul style="list-style-type: none"> Restricciones tecnológicas para almacenamiento de energía. Diversidad de fuentes de generación.- Centrales térmicas (gas, vapor, diesel), hidroeléctricas, nucleares, eólicas. Recursos hidráulicos estocásticos. No hay economía de escala. | <p>POTENCIALMENTE COMPETITIVO:</p> <ul style="list-style-type: none"> Como son potencialmente competitivos, no pueden estar sujetas a regulación económica. Debe permitirse cierto grado de elegibilidad. Pueden estar sujetos a régimen de permisos, autorizaciones, etc. Prevenir el poder de mercado, tal que ningún generador individual o en grupo debe poder influir en el precio (Reglas de operación del mercado). Protección de intereses del usuario. Los generadores que controlan activos o redes de transmisión tienen un fuerte incentivo para aprovechar este control en su beneficio. Debe separarse la generación de la transmisión. |
| Transmisión | <ul style="list-style-type: none"> Economías de sistemas interconectados. Es base para la competencia. Necesidad de remunerar grandes inversiones. Externalidades negativas (congestión) y positivas por economías de escala significativas (Ud es afectado si los flujos de otro causan congestión; Ud se beneficia si la inversión de algún otro elimina la congestión) Líneas, transformadores, subestaciones de gran potencia y envergadura. Costos hundidos. | <p>MONOPOLIO NATURAL:</p> <ul style="list-style-type: none"> Es mas conveniente que una sola empresa opere en un mercado relevante, por su alta economía de escala. Son actividades no competitivas por lo que generalmente están sujetas a una regulación económica para simular condiciones de competencia. Se requiere concesión para instalar sistemas de transmisión (pasan por terrenos públicos y privados). Debe implementarse mecanismos claros y equitativos para promover y garantizar la expansión de las redes. Debe definirse el tipo de separación de la red. Es posible implementar un regulación de calidad del servicio y energía, a través de estándares. Debe eliminarse prácticas anticompetitivas, mediante la regulación con incentivos. Se debe garantizar el libre acceso, no discriminatorio y a precios competitivos. mediante un cobro por peaje u otros medios. |
| Distribución | <ul style="list-style-type: none"> Desarrollo en compartimentos geográficos. Los consumidores de una zona son necesariamente servidos por la empresa propietaria de las redes de distribución. Economías de ámbito o densidad. Gran número de usuarios pequeños, baja elasticidad. Oportunidad de estandarizar las redes e incentivar la reducción de costos. Líneas, transformadores, subestaciones de media y baja tensión. Costos hundidos. | <p>MONOPOLIO NATURAL:</p> <ul style="list-style-type: none"> Es mas conveniente que una sola empresa opere en un mercado geográfico relevante, por su economía de ámbito, y debería haber una cierta obligación de servicio. Son actividades no competitivas por lo que generalmente están sujetas a una regulación económica para simular condiciones de competencia. Se requiere concesión para instalar sistemas de distribución (pasan por terrenos públicos y privados). Establecer un estructura tarifaria adecuada para promover y garantizar la expansión de las redes, así como la eficiencia en la prestación del servicio. Es posible implementar un regulación de calidad del servicio y energía, a través de estándares. Debe eliminarse prácticas anticompetitivas, mediante la regulación con incentivos en el sistema de precios. Se debe garantizar el libre acceso, no discriminatorio y a precios competitivos. Esto posibilita la existencia de sus cercanos competidores, los comercializadores. |
| Comercialización | <ul style="list-style-type: none"> Es producto del acceso libre a redes de distribución. Negocia la compra de energía (precio) para clientes consumidores. No esta atado a ningún activo físico, es libre de escoger y cambiar a su antojo el mejor arreglo que le reporte mayor utilidad. Sacan provecho de las ineficiencias del sistema en que operan; compran barato y cobran caro, sacando provecho de la diferencia. Por lo tanto se encargan de la facturación y medición. Pueden dar valor agregado, brindando servicio adicionales o preferencias para el consumidor (ejm : calidad de energía). | <p>POTENCIALMENTE COMPETITIVO:</p> <ul style="list-style-type: none"> Como son potencialmente competitivos, no pueden estar sujetas a regulación económica. Pueden estar sujetos a régimen de permisos, autorizaciones, etc. Permitir un cierto grado de elegibilidad. Debe permitir que la sociedad se beneficie con mejores precios y calidades iguales o mejores. Debe permitir que los consumidores suscriban contratos, por medio de los cuales los clientes obtienen una forma de manejar sus riesgos. |

Fuente: Tendencia de la Regulación Eléctrica – CRE, Diseño de Mercado Eléctricos Competitivos – BID, otros varios.

Para garantizar la equidad, transparencia y fomentar la competencia; se contemplaron, restricciones a la integración vertical y horizontal, el primero podría aplicarse mediante el cambio de propiedad o una separación jurídica contable en las actividades susceptibles de competencia (generación y comercialización) y los monopolios naturales (transmisión y distribución), el segundo para reducir la participación en el mercado de las empresas dominantes (particularmente en la generación).

Los modelos de reforma que involucran diferentes grados de separación vertical y horizontal de la industria, requieren la introducción de nuevas estructuras de mercado y sistemas de precios

La solución para ejecutar las acciones pertinentes, se basa en la designación de un operador y organismos reguladores.(tarifas, concesión, fiscalización, etc).

c) **Tendencias de organismos reguladores.-** La reforma en muchos países ha sido acompañada del establecimiento de nuevos sistemas regulatorios independientes. Diseñados para terminar con la interferencia política en las decisiones de precios y tarifas, en lugar de determinar precios para asegurar la viabilidad financiera de la industria, lo que reduciría riesgos a los inversionistas y haría factible la inversión privada en el sector y con ello reducir los costos. Algunos recomendaciones son:

- La experiencia internacional muestra que debe existir una congruencia entre la estructura organizacional y su marco legal ya que la regulación difícilmente podrá suplir eventuales deficiencias en la estructura de éstas.
- Independientemente del modelo de organización industrial que se adopte, los organismos a cargo de la regulación deben ser dotados de funciones y atribuciones suficientes para regular de manera eficiente las actividades que incluyan la nueva organización industrial. Su estructura deberá permitir la adaptación a los retos cambiantes de las industrias eléctricas.
- Los entes reguladores cuentan con elementos comunes, como: Cierta grado de independencia, procedimiento basados en la apertura, transparencia y consultas públicas, regulación económica.
- Los órganos reguladores tienden a ser más fuertes en países, donde su marco regulatorio contempla la separación de las actividades. Sin embargo la estructura de cada regulador estará en función de los aspectos legales y de su entorno nacional.

d) **Tendencia en los diseños de operación y del mercado.-** El diseño de mercados eléctricos competitivos consiste en:

- Establecer el número, tamaño y restricciones de actuar simultáneamente en actividades reguladas y desreguladas.
- Establecer reglas para determinar los ingresos que reciba cada agente, de manera que con las acciones combinadas de cada participante, actuando a su propio

interés, produzca tan cercanamente como sea posible los resultados buscados por el diseñador.

Dentro de la arquitectura de los mercados de electricidad existen tres componentes principales de diseño:

- ***El diseño del mercado mayorista:*** Estructura o medio principal a través de la cual se compra y vende grandes bloques o cantidades de energía; el objetivo es que se realice de manera competitiva. Existen modelos centralizados, descentralizados e híbridos de acuerdo a las responsabilidades asignadas al manejo de los sistemas eléctricos y de las transacciones comerciales.
- ***Procedimiento para el manejo de la transmisión:*** Contiene reglas para el manejo de la congestión que cubra las necesidades de acceso libre a todos los participantes, así como el pago de los servicios de transmisión que garanticen la expansión adecuada del sistema.
- ***Los procedimientos para el manejo de los servicios auxiliares:*** Son el conjunto de reglas (o mercado) que garantizarán la operación adecuada y segura del sistema (continuidad y confiabilidad) – programa de mantenimiento de unidades y la provisión de servicios complementarios que garanticen la estabilidad de la red.

No existe dos mercados de electricidad totalmente iguales en el mundo, porque depende de las condiciones económicas, políticas, sociales y culturales. Pero se pueden distinguir tres modelos conocidos para el mercado mayorista, cuyas características se muestran en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 9 : Cuadro comparativo de las modelos para el Mercado Mayorista

| Modelo centralizado (Pool) | Modelo descentralizado (ISO - PX) | Modelo Híbrido |
|---|--|--|
| <p>Participantes y método:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Un solo operador que controla la operación del mercado y el sistema. • Utiliza herramientas de despacho económico de potencia eléctrica (que utilizan los sistemas verticalmente integrados), se realiza una optimización centralizada y detallada de los recursos de generación para satisfacer la demanda de electricidad de la manera más económica posible. • Finalmente determina el orden de despacho, sincronizadas al sistema de transmisión, dentro de las limitaciones físicas y operativas de los generadores y de la red de transmisión. <p>Observaciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tiene la ventaja de tener menores costos de transición y una operación confiable del sistema. • A pesar de ello, se dice que no permite una operación transparente del mercado por las sofisticaciones matemáticas que representa la determinación del mercado y los precios correspondientes. • A pesar de que el modelo Pool Co, además cumple las funciones de coordinación económica, no puede llegar a los niveles e instrumentos de mercado que se desarrollan en un Power Exchange (PX). Para compensar esto el operador se conforma de órganos de decisión, que pueden ser los agentes del mercado. | <p>Participantes y método:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se conforma de dos operadores: • Operador del Mercado (Power Exchange).- subasta la postura de oferta de potencia (disposición a vender a cada hora del día) y la demanda (postura del precio dispuesto a pagar), según ello establece un primer modelo de despacho y los pasa al ISO. • Operador del Sistema (Independent System Operate).- determina si son factibles o no a la congestión de la transmisión. Si no lo devuelve y el PX, que se encarga de redefinir los precios finales. <p>Observaciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Nace de la fuerte crítica al modelo centralizado, por tener un solo operador; y con el objetivo de crear una bolsa transparente de energía se creó el modelo descentralizado. | <p>Participantes y método:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Un solo operador que controla la operación del mercado y el sistema. • Este modelo a diferencia del modelo centralizado, toma en cuenta la demanda. Ejecuta un subasta del mercado mayorista utilizando modelos de despacho económico restringido (modelos lineales de flujos óptimos), y con esta metodología la subasta de energía genera resultados factibles a las red de transmisión y permite la generación de precios nodales de la energía <p>Algunas características:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Utilizan modelos de la red eléctrica en la subasta para generar soluciones factibles y precios nodales / regionales de energía. • Inclusión de ciertas restricciones en la generación de energía (especialmente en restricciones de rampa). • Manejo de contratos bilaterales y posible ejecución paralela para servicios auxiliares, especialmente en reserva. |

Fuente : INDECOPI

El modelo Pool Co, además cumple las funciones de coordinación económica, pero no puede llegar a los niveles e instrumentos de mercado que se desarrollan en un Power Exchange (PX). El operador se conforma de órganos de decisión y el alcance de los agentes que lo componen, determina el tipo de directorio, sus características de comparan en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 10 : Cuadro comparativo de las diferentes formas de organización de los órganos de decisión de los Centros de Despacho

| Directorio con representación de diferentes agentes del mercado (Multiclass Stakeholder Board) | Directorio si representación de diferentes agentes del mercado (Non Stakeholder Board) | Directorio conformado por un único tipo de agente del mercado (Single Class Board) | Despacho a cargo de una empresa con fines de lucro no vinculada a los agentes del mercado (For Profit Corporation) | Conformación Simultanea con personas independientes y con agentes de mercado (Two Tier Approach of Governace) |
|--|--|---|--|---|
| <p>Conformado por varios tipo de agentes privados y públicos que participan en el mercado.</p> <p>Los agentes en este caso pueden ser: generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores, usuarios y otras instituciones públicas relacionadas al sector.</p> | <p>No participan agentes relacionados al sector eléctrico, sino individuos a quienes se le prohíbe mantener vínculos financieros con agentes del sector.</p> <p>En este modelo hay problemas para elegir a los integrantes, sobretodo con los requisitos profesionales y las restricciones de vinculación financiera.</p> <p>Caso:</p> <p>Despacho Australiano, con la diferencia que de nueve, cuatro si tiene vinculación con el sector.</p> | <p>En este modelo, la toma de decisiones esta controlado por un solo tipo de agente del mercado.</p> <p>Tradicionalmente, el Centro de Despacho estaba conformado por los generadores quienes tenían un mayor conocimiento de la oferta disponible y la demanda del sistema a través de sus contratos.</p> <p>Casos:</p> <p>Perú y Chile, con la variación que también incluyen a las transmisoras.</p> | <p>En este modelo el despacho lo realiza una empresa con fines de lucro, alejándose del modelo tradicional de institución sin fines de lucro.</p> <p>Casos:</p> <p>Pool de Noruega (Nord Pool S.A.), Colombia (ISA que además es propietaria de la transmisión).</p> | <p>Esta última propuesta consituiría la forma óptima de organizar un despacho.</p> <p>El centro de Despacho de conforma simultáneamente de personas independientes y con agentes del mercado.</p> <p>Para ello se recomienda estructurar un directorio como organismo máximo integrado por personas no relacionadas con agentes del mercado (independientes) y uno o varios comités subordinados al Directorio, integrados directamente por agentes del mercado, encargados de la operación técnica del sistema</p> |

Fuente : INDECOPI

e) **Clasificación de los clientes.**- Según la intensidad de consumo, existen clientes grandes compuestos por industrias mineras, grandes manufactureras, etc; y los usuarios pequeños representados por residencias, pequeños comercios, etc. Inclusive se podría rescatar un nivel intermedio como aquellos usuarios que son medianas industrias manufacturas o centros comerciales. Algunas características de pequeños y grandes usuarios, son:

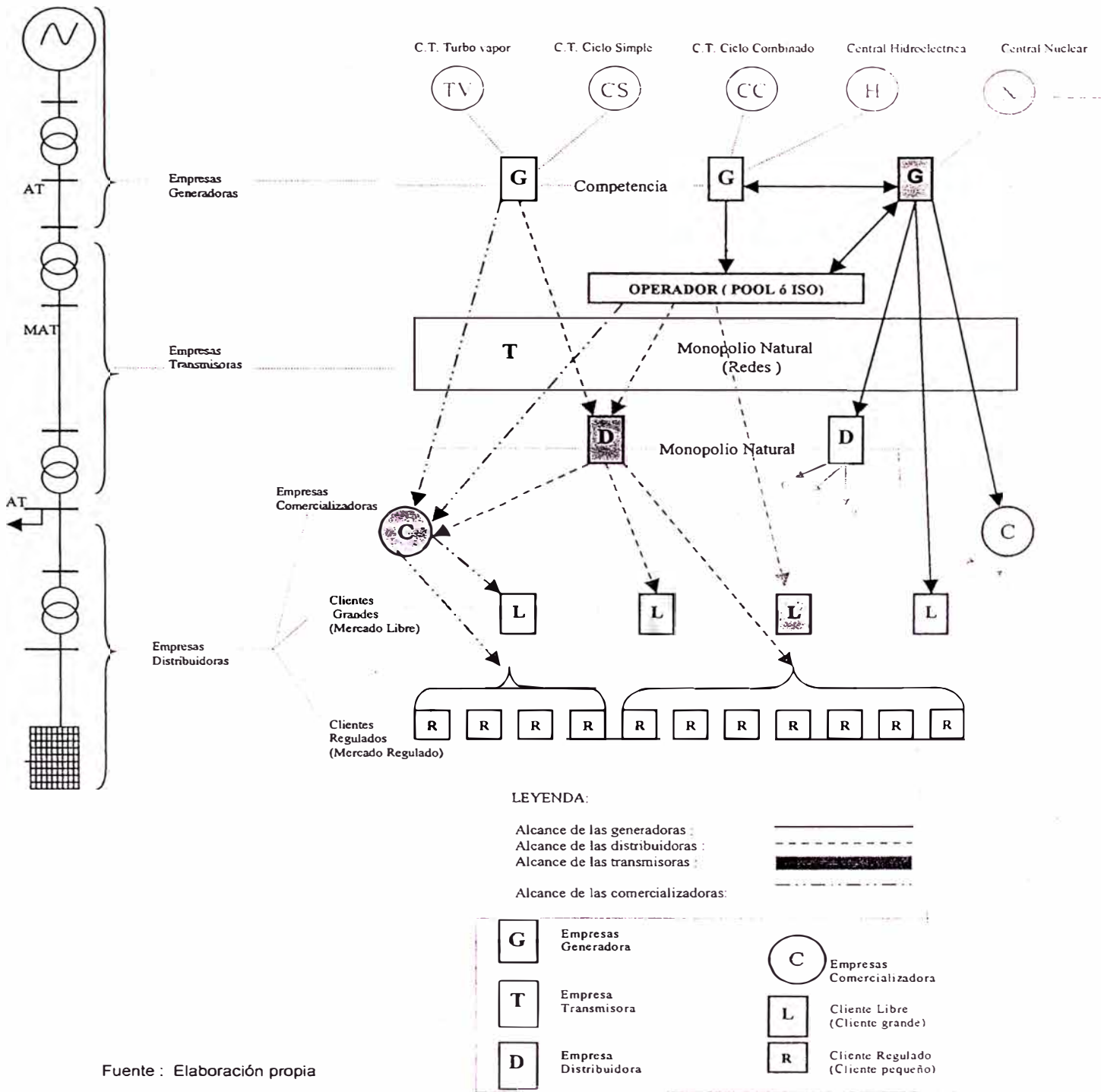
- Los pequeños usuarios o clientes pequeños tienen las siguientes características:
 - Son de mayor cantidad y se encuentran geográficamente concentradas en urbanizaciones cubiertas por instalaciones eléctricas pertenecientes a empresas distribuidoras. Es un monopolio para la distribuidora, por ello son llamados "Cliente cautivos".

- o Por lo general a los usuarios pequeños se les ofrece una tarifa regulada que considere los costos del servicio, es decir son parte del “servicio público” que existe en un monopolio. Estos usuarios también son llamados por esta razón “clientes regulados” y por la menor cantidad de energía que consumen se entiende que compran en el mercado minorista.
 - Los grandes usuarios o clientes grandes tienen las siguientes características más comunes:
 - o Son de menor cantidad; debido a sus grandes instalaciones se encuentran afuera de las zonas urbanas, sobretodo los de mayor consumo están ubicadas fuera del alcance de las distribuidoras. Además por la característica de su consumo, requieren de suministros en alta tensión disponibles en los trayectos de sistemas de transmisión.
 - o Reportan mayor facturación por el servicio, esto implica que pueda negociar el precio con distintas concesionarias y por ello algunas legislaciones le otorgan libertad de negociarlo, por ello son llamados “clientes libres”. Estos incentivan la competencia entre sus posibles suministradores (generadoras, distribuidoras o comercializadores) dentro del mercado mayorista.
- f) **Transacciones en el mercado mayorista y minorista.-** El gráfico N° 10 se plantea un marco de transacciones que muestra los posibles comercios de energía en el mercado eléctrico, desde la perspectiva de cada agente, y se traduce de la siguiente manera:
- En primer lugar se puede diferenciar tres actividades según su infraestructura: 1) Generación (centrales de fuerza); 2) transmisión (enlazan las centrales con centros de consumo) y 3) distribución (instalación que permite suministrar energía al cliente final dentro de un centro de consumo). Por último la actividad sin dotes de infraestructura eléctrica se encarga de comercializar la energía.
 - Una generadora “G”, a nivel mayorista puede vender o comprar energía vía transferencias, con otras empresas generadoras o a través de la bolsa que gestiona el operador. Puede tener contratos de venta con una distribuidora, comercializadora o directamente hacer trato con el cliente final, que suele ser gran usuario.

- Una distribuidora “D” en el mercado mayorista, puede comprar energía a un generador o a la bolsa del operador. Luego puede vender la energía a un comercializador, o directamente a clientes finales grandes o pequeños.
- Un comercializador “C”, puede comprar energía a un generador, a la bolsa del operador o a una distribuidora. Luego podría venderla a clientes grandes o clientes pequeños que no necesariamente se encuentren dentro de la concesión de la distribuidora. El comercializador es solo un intermediario que nace de claras reglas para el acceso abierto para las redes de distribución y mayor número de clientes en el mercado libre. Es como un corredor de bolsa, porque negocia el precio de los suministros.
- Un cliente grande “L” que suele ser cliente libre, podría comprar energía directamente a la bolsa del operador, aparte de las otras posibilidades ya mencionadas como comprar a una distribuidora, generadora o comercializadora. Es decir pertenece al mercado libre.
- Un cliente pequeño “R” puede ser cliente exclusivo de una distribuidora, o si existe comercializadores, comprar por intermedio de ellas a otras distribuidoras, sin importar su ubicación geográfica, pero para ello debería existir reglas claras de acceso abierto a las redes de distribución.

Los precios de referencia para realizar contratos de compra y venta, son establecidos por el organismo regulador en función a regímenes tarifarios o sistemas de precios costos, que son calculados en función a varios factores técnicos y económicos, como ejemplo se verá en el caso descriptivo para el Perú en el siguiente capítulo.

Gráfico N° 10 : Esquema de transacciones ideales sin restricciones de tipo económico



Fuente : Elaboración propia

Las restricciones para el acceso al mercado mayorista y exclusividad zonal varía entre países, porque están adecuados a características propias de su mercado. Pero existen las siguientes razones por la cual, por ejemplo las transacciones en el Pool y el acceso al mercado libre es limitado:

- El operador, en el modelo Pool, tiene un precio de generación llamado precio Spot, el cual será muy volátil o variable, porque el despacho se realiza para la operación más económica y eficiente (al costo marginal de la última central despachada; de un juego entre diferentes tipos centrales térmicas, hidroeléctricas, nucleares, etc).
- Ante esta variación del precio en el spot, una distribuidora, comercializadora o cliente deben tener la capacidad de asumir el riesgo o desistir de este mercado. Por ello algunas legislaciones limitan su acceso como medida de protección al mercado.
- Debido al riesgo del precio Spot, el cliente pequeño no se consideró como posible cliente del mercado Pool, inclusive ni de un generador, porque solo grandes consumos de energía y montos altos de venta le incentivarían fijar precios por contrato, que le ayudaría a manejar el riesgo, además de la complejidad por dar servicios mantenimiento, lectura, facturación, etc.
- En cambio las generadoras están sujetos al precio spot, opcionalmente pueden realizar contratos de venta con las distribuidoras y comercializadoras.
- Las distribuidoras tiene en cartera clientes grandes o una gran cantidad de clientes pequeños a precio regulado (precio que cubre el costo total de las red y servicios).
- La competitividad del mercado depende de reglas claras del libre acceso en la distribución, manejo eficiente de la congestión en transmisión, un gran desarrollo de intercambios de información, un precio spot menos volátil; así se sustentaría un proceso de desregulación de precios. Algunos procesos de reforma desregulan el mercado, disminuyendo el nivel de potencia de suministro para ser considerados clientes libres y así ampliar el número de ellas. La actividad de comercialización, también intensifica la competencia.
- Para obtener un mercado en competencia, se requiere entre otras cosas, de un sistema eléctrico tecnológicamente bien dotado, una intensiva demanda y dinámica respuesta de la demanda.

El modelo ISO – PX, es un mercado bastante liberado; no hay precios regulados porque el mercado minorista (comercializadores y distribuidoras) asumen los riesgos de los precios subastados en el PX.

- g) **La respuesta de la demanda.-** Para reducir los efectos de la volatilidad de los mercados de energía se han desarrollado varios instrumentos, entre los que destacan los precios “tope”, los contratos bilaterales y la respuesta de la demanda. Este último instrumento, no obstante esta ganando terreno en el ámbito académico pues varios autores concluyen que al fomentarse la respuesta de la demanda, los consumidores tendrían los incentivos adecuados para reducir su consumo de energía en cuanto los precios se incrementaran.

Cuando un consumidor responde a la variación de los precios, reduce la posibilidad de enfrentar volatilidad en los mercados, de tener que pagar precios “pico” y, en los casos en los que existe cierta escasez, de sufrir cortes repentinos del flujo eléctrico o “apagones”.

La incapacidad de respuesta de los usuarios a los precios de electricidad, se representa con la inelasticidad de la demanda. Combinado con los bajos niveles de reservas, congestiones, etc. puede generar volatilidad en los precios.

Ante esto, el diseño del mercado debe tener en cuenta:

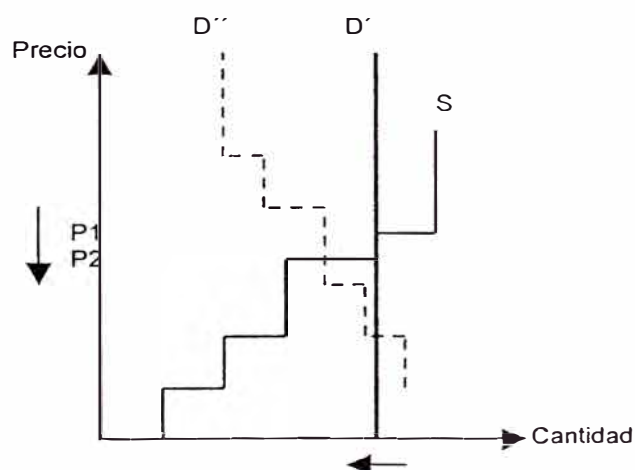
- Una estructura tarifaria que provea información a los consumidores sobre el costo real de la electricidad que consumen, para que tengan la capacidad de modificar su patrón de consumo ante los cambios de los precios.
- Que las industrias, comercios o residencias cuenten con sistemas para administrar el uso de la energía; por ejemplo podrían reducir el uso del alumbrado y del aire acondicionado durante la horas pico. Algunas líneas de producción, procesos agrícolas, operaciones mineras y demás usos industriales podrían adelantarse (o atrasarse) una o dos horas en vez de llevarse a cabo en las horas pico.

Algunos elementos que garantizan la respuesta de la demanda son:

- Que los consumidores tengan instalados medidores en tiempo real que les permitan observar el detalle de su consumo, al tiempo en el que los precios de venta sean establecidos.
- Que la competencia en el mercado de energía se fomente de tal manera que no favorezca a las compañías de distribución, ni a ninguna de sus compañías filiales.
- Que la regulación del sector continúe protegiendo los intereses de los consumidores y que favorezca su capacidad para beneficiarse de una participación más activa en el mercado de energía.

La respuesta de la demanda ocurre básicamente cuando los consumidores reducen o modifican su patrón de uso en respuesta a señales o programas diseñados para tal propósito. Como puede apreciarse en la siguiente gráfica, la respuesta de la demanda (que cambia de D' a D'') contribuye a reducir el precio (a $P2$) y la cantidad de la energía que se consume.

Gráfico N° 11 : Respuesta de la demanda



Fuente : TRANSFORMA – Publicación mensual CRE de México

En términos generales los beneficios de lograr respuesta de la demanda, son:

- **Confiabilidad en el sistema:** La respuesta de la demanda puede contribuir a incrementar la confiabilidad del sistema al reducir su utilización durante condiciones de emergencia.
- **Reducción de costos:** La respuesta de la demanda permite a los consumidores y compañías de distribución eliminar costos de generación, transmisión y distribución, incluyendo costos de capacidad, pérdidas de transmisión y cargos de congestión. La respuesta de la demanda también permitiría al consumidor reducir sus costos indirectamente al reducir los precios finales de venta y reducir la volatilidad del mercado.
- **Eficiencia en la utilización de recursos:** Cuando los consumidores reciben las señales de precios y los incentivos adecuados, el uso de la energía se alinea a los costos. En tanto los consumidores modifiquen o reduzcan su consumo en las horas pico, se obtiene como resultado un uso más eficiente del sistema eléctrico.
- **Administración de riesgos:** Las compañías de distribución adquieren la electricidad en el mercado a precios que pueden variar de un momento a otro. Estas compañías pueden utilizar la respuesta de la demanda para reducir su propio riesgo y el de sus clientes.
- **Medio Ambiente:** La respuesta de la demanda puede contribuir a reducir la operación de las plantas de generación que son responsables de gran parte de la contaminación ambiental. De la misma manera, la respuesta de la demanda puede diferir no sólo la construcción de plantas de generación, sino también la renovación de las instalaciones de transmisión y distribución.
- **Reducción de poder de mercado:** La respuesta de la demanda contribuiría a reducir el poder de mercado de ciertos generadores, especialmente siesta coincide con escasez de agua en las presas o durante restricciones de la red de transmisión.

- **Márgenes de Reserva:** La reducción del consumo en horas pico podría contribuir a incrementar los márgenes de reserva y aplazar la inversión en obras de infraestructura. En algunos países ha utilizado estos tipos de mecanismo para reducir sus márgenes de reserva.

No solo es importante mencionar los beneficios del mercado, si no cuantificarlos, respecto a ello se comenta:

- Con la reducción de los costos de la tecnología y telecomunicaciones, la infraestructura necesaria para fomentar la respuesta de la demanda podría ser llevada a los consumidores. Se requiere que los medidores de tiempo real estén instalados en la mitad o más de los consumidores de energía para que los efectos positivos comiencen a surtir efectos.
- Los resultados podrían provenir de varias fuentes: de los ahorros por la reducción de los precios de venta de la energía, de los ahorros provenientes del menor costo de las coberturas financieras y de los ahorros provenientes de un menor número de “apagones”.

Los principios elementales para obtener el máximo beneficio de la respuesta de la demanda en un mercado, son los siguientes:

- **Un bien o servicio:** De un mercado de electricidad podría medirse en términos cuantitativos como la cantidad de energía provista, la calidad de servicio, la reducción de energía consumida o el incremento de la capacidad del sistema derivada de la reducción de la demanda.
- **Los Precios:** Por su parte, podría expresarse en términos de tiempo de uso o tiempo real. El bien o servicio intercambiado es la electricidad medida en términos cuantitativos, tiempo de uso y dentro de esquemas tarifarios predeterminados. El precio final que pagan los usuarios, idealmente, debe concluir y diferenciar la tarifa por el uso de líneas de transmisión y distribución,. A su vez, esta tarifa debe reflejar los costos de añadir líneas en el largo plazo o darle mantenimiento a las existentes.

- Lugar de intercambio; otro elemento esencial es la manera en que el producto llega a los usuarios finales. A diferencia de los mercados de bienes y servicios comunes, el de electricidad no contaría con un lugar específico para su intercambio. En vez de esto, los usuarios elegirían a su proveedor.
- Promoción: Debido a que los usuarios posiblemente no conozcan los beneficios de la demanda, otros participantes del mercado podría promover su puesta en marcha. La promoción de estos mecanismos es importante para que la reestructuración del mercado sea exitosa, sobretodo en etapas de transición.
- Regulación: Las reglas que permita el gobierno a través de sus agencias reguladoras también deberían observarse, para así garantizar el buen funcionamiento del mercado, pues estarían encaminadas a ordenar las actividades que se lleven a cabo en un mercado de electricidad.
- Medición: Los sistemas de medición entrarían como un elemento adicional en un mercado de electricidad pues contribuirían a que los usuarios finales respondan a los precios de electricidad y a que, a la larga , la inversión en este tipo de tecnología se vuelva más rentable.

3.5 Afinidad con propuestas y asuntos externos

Esta última afinidad, contiene una variedad de aspectos (políticos, tecnológicos y económicos) expuestos en afinidades anteriores, pero se plantea como un efecto externo, producto del intenso proceso de integración mundial que marca la globalización en las últimas décadas.

3.5.1 Influencia Económica

A parte del riesgo país, se refiere a incidencias de los agentes económicos o variables económicas de nivel internacional:

- a) **Precio de la electricidad.-** La oferta de electricidad, en parte, esta vinculada aún directamente al consumo de petróleo. El precio del petróleo, se determina en los mercados internacionales y es muy vulnerable ante diversos problemas, sobretodo si son disputas donde participan los países de mayor consumo, producción y reserva a nivel mundial. En conclusión, los ajustes a los precios de electricidad dependen de este tema, e inciden en cierto grado en su volatilidad.
- b) **Concentración del Poder de Mercado.-** La protección de la competencia, entre las empresas eléctricas con accionistas extranjeros, se hace más compleja ante la dinámica de las fusiones y alianzas estratégicas de los grupos económicos.

1.5.2 Compromisos externos

Son propuestas de nivel técnico, que involucran acuerdos entre países para su ejecución:

- a) **Interconexión Internacional.-** Es una propuesta, dirigido a los sistemas eléctricos en Latinoamérica, para realizar un intercambio intracomunitario de energía eléctrica. Cuyos beneficios para cada país, son más contundentes en el largo plazo, por ejemplo para lograr una mejor utilización de recursos naturales, y ligados al cuidado del ambiente. Pero se debe armonizar los marcos reguladores normativos, para asegurar la fluidez y el comercio de la energía eléctrica.
- b) **Control Ambiental.-** Regular, en mejor de los casos cerrar el uso de recursos muy contaminantes al ambiente (como el carbón) , para cumplir con los compromisos internacionales como el de Kioto, que compromete a los países miembros para disminuir la emisión de tóxicos en determinados periodos de tiempo. También se observa a las instalaciones como centrales hidroeléctricas, que afectan al ecosistema, en este caso al estado natural del agua.

1.5.3 Propuestas técnicas o tecnológicas

Esta referido a la incidencia del progreso tecnológico y factibilidad de nuevos desarrollos alternativos.

a) Convergencia Tecnológica.- El avance tecnológico en redes de telecomunicación, propone una administración convergente de tecnologías en infraestructura compartida.

Un caso concreto es el uso de fibra óptica sobre las instalaciones de red eléctrica, para la transmisión de voz, imagen, video y datos. Otras forma mucho más sorprendente es la telecomunicación a través del mismo material de cobre de la red, con ondas de alta frecuencia.

Esto es un salto tecnológico para los operadores de redes eléctricas, y les abre un nuevo mercado, que debe ser normado y regulado, para aprovechar sus ventajas y evitar los conflictos de competencia. Las instalaciones eléctricas ahora cuentan potencialmente con un mayor valor.

b) Nuevas tecnologías para uso de otras fuentes.- La necesidad de no depender de recursos naturales con alta vulnerabilidad económica, hace cobrar importancia al desarrollo de nuevas tecnologías energéticas. Por ejemplo, el uso del vector hidrógeno, se acerca hoy en día como la opción más deseable, por la siguientes razones:

- Es el elemento más simple y común en el universo, sería una solución integral a los problemas ambientales, aunque siempre se encuentra combinado con otros elementos como el carbón y el oxígeno, pero una vez que se separa obtiene un gran potencial. Pero aún no existe suficiente infraestructura para su producción, transporte y almacenamiento, actualmente se consume más en la industria química.
- Tiene dos veces el contenido energético del Gas Natural.
- Puede generar energía eléctrica eficientemente en combustión a través de turbinas de gas y microturbinas, inclusive puede combinarse con el gas natural.

- Otra tecnología es con el uso de celdas de hidrógeno, donde se obtiene directamente flujo de electrones.

c) Generación distribuida.- Considerada como cualquier fuente de generación que se encuentra integrada a dentro de un sistema de distribución. Tiene como elemento importante su interfase con el sistema eléctrico, ya que consiste en pequeñas fuentes de generación dentro de las cargas que podrían llegar a afectar la operación del sistema eléctrico global. Esta interfase garantiza la generación distribuida la cual pueda ser continua o intermitente, no ponga en riesgo la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico. Paralelamente es importante el desarrollo de normas y estándares para normalizar la interfase de estos sistemas, así como su operación.

Algunas experiencias concluyen que:

- Proporciona otras opciones para la introducción de nueva capacidad de generación aminorando la responsabilidad de las compañías eléctricas tradicionales.
- Proporcionan beneficios para la coordinación de potencia reactiva considerando que su interfase con el sistema sea adecuada. Además, los usuarios pueden recibir un servicio que cuente con condiciones específicas que se adapte a sus necesidades, así considerar estándares muy elevados de calidad de energía y servicios adicionales.

En conclusión proporciona beneficios importantes para los sistemas eléctricos en general y para los usuarios en lo particular.

d) Automatización .- El desarrollo competitivo de los mercados eléctricos (por ejemplo para interconexiones internacionales), exigen eficiencia y calidad, cuya dinámica solo puede ser satisfecha con mayor rapidez de respuesta - en tiempo real - por parte de todos lo componentes interconectados en el sistema eléctrico, esta cualidad lo ofrece un aito nivel de automatización en el control y medición a grandes distancias y supervisión de los elementos eléctricos tanto de mayor potencia como sistemas de transmisión, como los de menor potencia en distribución.

e) **Mejoramiento de equipos y componentes tradicionales.**- Los investigadores vienen modelando equipos y componentes de mayor eficiencia, cuyo limitación al mercado esta supeditada a la continua reducción de sus costos, por ejemplo:

- Diseño de superconductores de alta temperatura, con materiales que para conducir energía eléctrica sin presentar pérdidas o con un nivel muy bajo. Es el uso de conductores eléctricos a base de mercurio cuya capacidad de conducción lo obtiene a bajas temperaturas (aprox.-177°C), pero su aplicación es factible acompañado de una cubierta de nitrógeno líquido. Estos conductores podrían conducir 100 veces más energía eléctrica que un conductor común de cobre.
- Microturbinas, con eficiencias similares a los esquemas de cogeneración, ampliando el rango de usuarios usando recursos energéticos primarios o de los derivados de sus procesos de producción. El eje entre la turbina y el generador esta suspendidas en cojinetes de aire que eliminan la fricción y reducen la necesidad de mantenimiento. Finalmente su operación es silenciosa y es de tamaño compacto. Esta tecnología abre un nicho de mercado importante que le permitirá a los usuarios contar con una solución mucho más competitiva de suministro de energía eléctrica, por ejemplo los usuarios potenciales pueden ser hoteles, restaurantes, edificios corporativos, etc.

Capítulo 4

DESCRIPCIÓN ACTUAL DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO PERUANO

4.1 Estructura legal principal y organizacional

El capítulo anterior mostró que un país establece necesariamente un cierto nivel de control y protección para las actividades productivas y comerciales, en especial de aquellas que utilizan los recursos de la nación. Ello se desarrolla a partir de principios de constitucionalidad, que es suprema referencial sobre cualquier ley o norma.

4.1.1 Bases legales para la industria eléctrica

Desde la constitución, leyes orgánicas y decretos se forma un conjunto de reglas, que son deberes y derechos de los que participan de la actividad eléctrica. Por ejemplo:

- a) **Respaldo de la constitución.**- Las políticas, leyes o normas que son base de las medidas adoptadas por el gobierno para el subsector eléctrico, se encuentran respaldados en la constitución:

- **Formación de Empresas eléctricas:** En el artículo 60° “ ...sustenta la coexistencia de diversas formas de propiedad y de empresa.....el estado puede realizar subsidiariamente actividad empresarial....por interés público o conveniencia nacional”
 - **Ley antimonopolio u oligopolio:** El artículo 61° “...El estado facilita y vigila libre competencia. Combate toda práctica de abusos dominantes o monopólicos....”
 - **Protección al consumidor:** En el artículo 65° “El estado defiende el interés de los consumidores y usuarios.... Asimismo vela, en particular por la salud y la seguridad de la población”.
 - **Referido a la Ley de concesiones :** En el artículo 66° “ Los recursos naturales, son patrimonio de la Nación..Por Ley orgánica se fijan las condiciones de su utilización y su otorgamiento”
 - **Ley marco de Organismos reguladores:** En el artículo 119° “ La gestión y dirección de los servicios públicos está confiada al consejo de ministros y a cada Ministro en los asuntos que competen a la cartera a su cargo..”
- b) **Alcances del poder ejecutivo.-** Como lo refiere el artículo ° 119, así se emitió el decreto legislativo N° 560, que en relación al subsector eléctrico corresponde principalmente al Ministerio de Energía y Minas; el artículo 31° indica que “Corresponde al Ministerio de Energía y Minas formular, evaluar las políticas de alcance nacional en materia energética y minera...”
- c) **Alcances del Sector Energía y Minas.-** El decreto ley N° 25962 y reglamento, establece el alcance de sus funciones del MEM, estructura, dependencias, cuales son sus órganos técnicos, consultivos, etc. Entre ellos se encuentra los que participan especialmente en el subsector eléctrico, como el órgano consultivo técnico que es la Dirección General de Electricidad (DGE) y un órgano dependiente que es la Dirección Ejecutiva de Proyectos (DEP).

Cabe mencionar que entre las instituciones descentralizadas del MEM se encuentran: Instituto Peruano de Energía Nuclear (IPEN), Instituto Geológico Minero Metalúrgico (INGEMMET), Registro Público de Minería, etc.

Existen otras leyes y decretos que son cruciales para la actividad eléctrica, como aquella que designa la función de supervisar, fiscalizar y regular, representado por el OSINERG, además actualmente la ley a fortalecido sus funciones dándole mayor nivel de decisión. Otra ley fundamental es aquella para la vigilar la libre competencia y combatir prácticas monopólicas en forma particular para el mercado eléctrico que fue asumido por el INDECOPI. Posteriormente se dará más detalles al respecto.

d) **Alcance de la Ley de Concesiones Eléctricas** .- Aprobado con decreto ley 25844 (Noviembre 1992 y su reglamento en Febrero de 1993) contiene disposiciones que norman las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica. Según las últimas disposiciones correspondientes esta compuesto por once (11) títulos y un anexo. Se menciona los principales aspectos del contenido de las 10 primeros:

1.- Disposiciones generales: Principalmente contiene lo siguiente:

- Expresa que el Ministerio de Energía y Minas y el OSINERG en representación del estado son los encargados de velar por su cumplimiento.
- Define el término servicio público.
- Requisitos generales para concesión o autorización en las tres actividades.
- Alcances de los regímenes de precios y contratos de venta.

2.- Comisión de tarifas de energía (CTE): Hace referencia que esta función es absorbida por el OSINERG, entre otras contiene el alcance de sus funciones o responsabilidades, miembros que lo conforman y fuentes de presupuesto.

- 3.- Concesiones y Autorizaciones: Detallan los plazos, requisitos, obligaciones *ex post* y *ex ante* para obtener concesión o autorización en las tres actividades: e generación, transmisión ó distribución.
- 4.- Comité de Operación Económica del Sistema (COES): Respecto a sus condiciones de coordinar el sistema interconectado nacional y funciones básicas.
- 5.- Sistema de Precios de Electricidad: Determina las transacciones comerciales de electricidad que están sujetos a regulación. Separadas en:
- Precios Máximos de Generador a Distribuidor de Servicio Público: Indica que el modo de las ventas, fijaciones y ajustes de tarifa son en barras de referencia (tarifa en barra). Además establece su plazos y variables de ajuste entre ellas esta la tasa de actualización.
 - Precios Máximos de Transmisión: Define a los sistemas principales y secundarios, su modo de compensación (Ingreso tarifario y peaje de conexión) y criterios para cubrir sus costos. Las variables que se consideran en los costos, entre ellas la tasa de actualización y el Valor Nuevo de Reemplazo.
 - Precios Máximos de Distribución: Composición de las tarifas de distribución, y criterio de determinación de costos (Modelo eficiente y sistema económicamente adaptado) para acercarlo a un modo particular de competencia. Vigencia de las tarifas y sus fórmulas de reajuste. Entre las variables de ajuste considera la tasa de actualización y el Valor Nuevo de Reemplazo.
 - Disposiciones diversas sobre tarifas: Contempla principalmente lo siguiente:
 - Plazos y modos de Interposición de recursos de consideración a las resoluciones.
 - Definición y plazos de actualización del Valor Nuevo de Reemplazo.
 - Tasa de actualización de la presente ley es 12% de renta anual, y no puede diferir de mas de 2 puntos porcentuales. Solo podría se

modificada por el MEM, según estudios previos en el que se determine que esta tasa difiere de la Tasa libre de riesgo más el premio por riesgo en el País.

- o Casos de sistemas aislados pueden tener una sola empresa que realice las tres actividades pero en contabilidades separadas.

6.- Prestación de Servicio Público de Electricidad: Hace referencia a los derechos y deberes del usuario del servicio público de electricidad y el concesionario, en cuanto a dotación de suministros, ejecución de instalaciones, reclamos, etc. Que los estudios, proyectos y obras para la prestación de este servicio deben cumplir con el Código Nacional de Electricidad y demás Normas Técnicas.

7.- Fiscalización: Que son materia del OSINERG, fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones del concesionario con la ley, reglamento y contratos de concesión, el cumplimiento de funciones del COES y los aspectos relacionados al servicio público de electricidad.

8.- Garantías y medidas de promoción de la inversión: Casos de caducidad de una concesión, derechos de los concesionarios, retribución por el uso de los recursos naturales (hidráulicas y geotérmicas).

9.- Uso de bienes de Servicio Público y de Terceros: Contempla principalmente lo siguiente:

- Administración del recurso hidráulico.
- Alcances de los concesionarios sobre sus áreas concesión.
- Casos de servidumbres para la ocupación de bienes públicos y privados (Acueductos, embalses, electroductos, subestaciones, para sistemas de telecomunicaciones, vías de acceso, etc).
- Fijación de indemnización por derecho de establecer servidumbre.

10. Disposiciones complementarias: Principalmente contiene la siguientes políticas de competencia:

- Las actividades de generación y/o transmisión pertenecientes al sistema principal y/o distribución de energía eléctrica, no podrá efectuarse por un mismo titular o por quien ejerza directamente el control de éste.
- Están excluidos de dicha prohibición, los actos de concentración de tipo vertical u horizontal que se produzcan en cualquiera de las actividades, que no impliquen daño o restricción de la competencia en los mercados relacionados.

e) **Otros dispositivos.-** Algunos dispositivos complementarios a la ley y su reglamento, que contempla el marco legal vigente para la regulación del subsector son los siguientes:

- Reglamento de comercialización de electricidad en un régimen de libertad de precios (Aprobado por D.S. 017-2000 EM)
- Ley 27332, Ley Marco de los organismos reguladores, julio 2000.
- Reglamento del OSINERG, aprobado por DS N° 054-2001-PCM, mayo 2001.

De acuerdo al alcance de los leyes, decretos o resoluciones, el Anexo N°1 presenta la normatividad que se ha publicado para el subsector y afines.

4.1.2 Organización actual de los agentes

Desde el inicio de la reforma en 1992, a la actualidad, el subsector eléctrico ha evolucionado, creándose nuevas instituciones y fortaleciendo las existentes; algunas no están mencionadas en Ley, pero sirven para dar viabilidad a sus propósitos. Los agentes que participan en el subsector se describen a continuación:

a) **Clientes.-** Un cliente o usuario final, es un suministro de electricidad. Parte de las reformas fue establecer un mercado de clientes libres compuesto por usuarios que demandan más

de 1MW de potencia. Los clientes con demandas inferiores a 1MW, pasaron a conformar un mercado regulado (servicio público), por lo tanto son denominados clientes regulados.

- b) **Empresas Eléctricas.**- Con la reforma, se desintegraron verticalmente las actividades, así se dividieron según la actividad principal de su concesión: Empresas Generadoras, Transmisoras y Distribuidoras. Las empresas estatales o privadas solo deben cubrir una actividad en el mercado eléctrico. En caso que la empresa opere en sistemas eléctricos aislados, se le permite cubrir las tres actividades.

Existe otro tipo de agentes que no participan del mercado eléctrico, porque producen su propia energía, ellos son denominados autoproductores o empresas generadoras para uso propio, pero sus instalaciones de generación también están sujetos a las normas de funcionamiento que establece la ley.

- c) **Comité de Operación Económica del Sistema (COES).**- Paralelamente a la constitución de los mercados, se estableció un sistema de despacho centralizado de las unidades de generación, institucionalizado por el COES. A través de los programas de operación y mantenimiento de centrales elaborado por el COES, las centrales son convocadas a producir en función a sus costos variables de operación (Costo marginal) independientemente de la propiedad que las controla y los contratos que las empresas que las conforman puedan mantener con sus clientes.

El objetivo del COES es coordinar su operación a mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. En la actualidad esta conformado por representantes de las empresas generadoras y transmisoras que participan en el sistema interconectado.

- d) **Ministerio de Energía y Minas (MEM).**- Esta a cargo del sector de energía y minas, es el organismo central de todas las actividades vinculadas a los recursos energéticos y mineros, así como todas las actividades destinadas al aprovechamiento de tales recursos. Esta encargado de formular en armonía con la política general y los planes del gobierno, las

políticas de alcance nacional en materia de electricidad, hidrocarburos y minería, supervisando y evaluando su cumplimiento. Participa en el subsector eléctrico a través de la Dirección General de Electricidad (DGE) y la Dirección Ejecutiva de Proyectos (DEP), este último permite ejecutar parte del rol subsidiario del estado necesario para la ampliación del servicio.

- e) **La Dirección General de Electricidad (DGE).**- Órgano consultivo, técnico y normativo del Ministerio de Energía y Minas (MEM), se encarga del cumplimiento del marco legal vigente y conducir las políticas energéticas de mediano y largo plazo en materia del subsector eléctrico. Propone también la política, normas técnicas y legales. En su rol concedente, otorga las concesiones y autorizaciones para realizar la actividades eléctricas en el País. Antes de la reforma absorbía gran parte de los roles, inclusive llegó a tener decisión sobre la regulación tarifaria. Con la creación de la OSINERG, las funciones de la DGE se centraron en el otorgamiento de concesiones y promulgaciones normativas de carácter general sobre el subsector.
- f) **Organismo Supervisor de Inversión en Energía (OSINERG).**- Creado el 30/12/1996, es el responsable de la fiscalización y supervisión de entidades que realizan actividades relacionadas a los subsectores de electricidad e hidrocarburos. Posteriormente (Mayo 2001) absorbió las funciones de regulación de tarifas de la Comisión de Tarifas de Energía (CTE). OSINERG cuenta con personería jurídica de derecho público interno, patrimonio propio y autonomía administrativa, funcional, técnica, económica y financiera. Vela por la calidad, seguridad y eficiencia del servicio, ello de acuerdo a la norma técnica y legal establecida, así como las referidas a la conservación y protección del medio ambiente. Participa en la solución de controversias que se originan en el transcurso de su actividad.

- g) **Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de la OSINERG – GART (Ex CTE o Comisión de Tarifas de Energía).**- Cumple la función de regulación del OSINERG, en relación a fijación de tarifas de precios regulados del servicio eléctrico, de acuerdo a los criterios establecidos en la ley y normas aplicables al subsector. Asimismo desde el año 1999 (como CTE), es responsable de fijar las tarifas de transporte de hidrocarburos líquidos y de gas natural por ductos y de la distribución de gas natural.
- h) **El Instituto de Defensa de la Libre Competencia y de la Propiedad Intelectual (INDECOPI).**- Organismo adscrito a la Presidencia del Consejo de Ministros, con autonomía técnica y administrativa. Además de sus funciones de control ex post de conductas contrarias a la libre y leal competencia, en el año 1997 con la Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico, se le adicionó la función de autorizar o desautorizar las operaciones de concentración de tipo vertical u horizontal que tengan lugar en el sector eléctrico, previa evaluación del impacto que pudieran tener sobre la competencia.
- i) **Dirección Ejecutiva de Proyectos (DEP).**- El Estado en su rol subsidiario, ejecuta a través de la DEP, los proyectos de electrificación rural ampliando la cobertura del servicio eléctrico a las zonas mas alejadas del país. Para ello dispone de fuentes de financiamiento internas y externas, como por ejemplo del MEF (a través del FONAFE) y convenios (Perú y Japón). Luego de ejecutadas las obras, transfieren la infraestructura a ADINELSA, empresa del estado que se encarga de mantener y operar las instalaciones. Parte de estas instalaciones ADINELSA también las transfiere a las empresas regionales de electricidad que pertenecen al estado.

Otros agentes o instituciones que inciden en el subsector eléctrico son:

- j) **Fondo de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE).**- Se creó en 1986, para recoger los recursos que el Estado asignaba a las empresas ya sean como

aportes, transferencias de otra índole y las utilidades que las empresas estaban obligadas a entregar al Estado.

El 27 de diciembre de 1999, se promulga una Ley que establece que, el FONAFE es una Empresa de derecho Público adscrita al Sector Economía y Finanzas, encargada de normar y dirigir la actividad empresarial del Estado.

El 9 de julio de 2000, se aprueba el reglamento de la Ley del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (Ley del FONAFE), con ello se convierte en la empresa matriz de todas las empresa estatales existentes, pasando a ser estas sus subsidiarias. Siendo también la responsable de participar en representación del Estado, en las empresas del sector privado, en las que mantiene participación accionarial.

- k) La Agencia de Promoción de la Inversión Privada de Perú (PROINVERSIÓN).**- Está encargado de formular, proponer y ejecutar la política nacional de tratamiento a la inversión privada, en concordancia con los planes económicos y la política de integración; lleva un registro de la inversión extranjera; tramita y suscribe los convenios de estabilidad jurídica; y, coordina y negocia los convenios internacionales de inversión. El objetivo es impulsar la competitividad del Perú y su desarrollo sostenible para mejorar el bienestar de la población.

Existen algunas instituciones o gremios conformados por las empresas e industrias, que están pendientes del desarrollo del subsector y actualmente tienen un grado importante de promoción y opinión. Esta en ella la Sociedad de Minería, Petróleo y Energía, la Sociedad Nacional de Industrias, etc.

En el siguiente cuadro se muestra la estructura de la participación del estado a través de sus órganos de regulación; mayor explicación se encuentra en los ítems siguientes del presente capítulo.

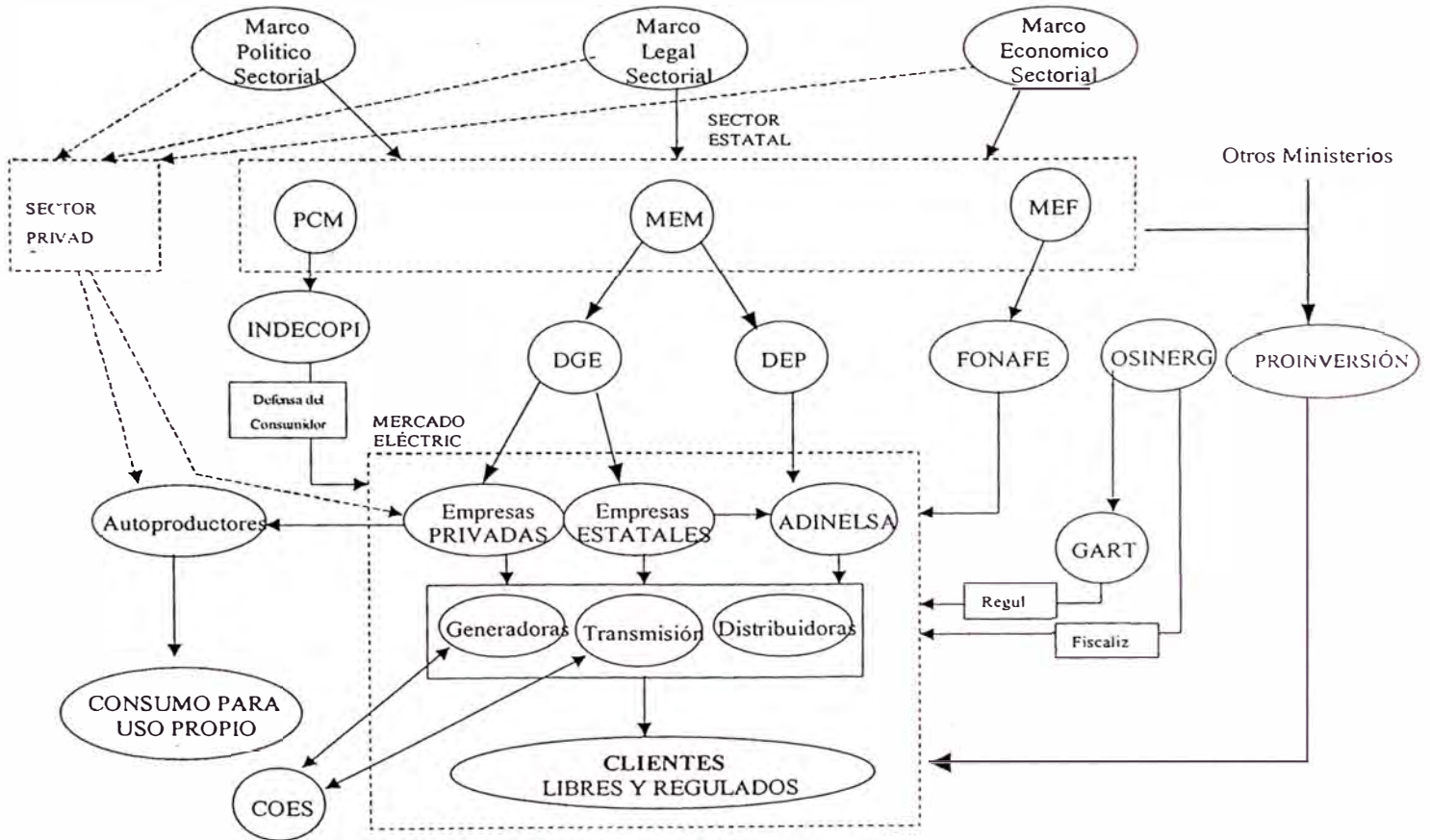
Cuadro N° 11: Participación de las instituciones en las actividades eléctricas

| ROL | GENERACIÓN | TRANSMISIÓN | DISTRIBUCIÓN |
|---|----------------|----------------|----------------|
| Normatividad General, Concesiones y Autorizaciones, Planeamiento | MEM - DGE | MEM - DGE | MEM - DGE |
| Control de Concentración del Mercado | INDECOPI | | INDECOPI |
| Regulador Económico (Regulación Tarifaria), normas de su competencia | OSINERG - GART | OSINERG - GART | OSINERG - GART |
| Supervisión, Fiscalización, Sancionador normas de su competencia, solución de controversias | OSINERG | OSINERG | OSINERG |
| Rol Subsidiario del estado | MEM - DPE | MEM - DEP | MEM - DEP |
| Operador del Sistema y Mercado Mayorista | COES | COES | |

Fuente: MEM / OSINERG / COES / INDECOPI

En el siguiente gráfico se muestra la interacción principal de los agentes en el ámbito del subsector eléctrico.

Gráfico N° 12 : Interacción entre los agentes del subsector



Fuente: MEM - DGE

4.2 Criterios y bases del modelo regulatorio

El proceso de reforma seguido por el Perú y los diferentes países de América Latina ha sido bastante similar, aunque las formas institucionales varían de país en país. El postulado básico de la nueva regulación es que puede y es deseable separar los segmentos en donde es posible la introducción de la competencia de aquellos segmentos que, por ser considerados monopolios naturales, deben permanecer bajo condiciones más estrictas de regulación. Así se reestructuró y desintegró de la industria eléctrica el negocio de la generación, de las actividades de red (transmisión y distribución). La comercialización no se ha desarrollado, por lo que está inmersa dentro de la actividad de distribución.

4.2.1 Mecanismos generales de regulación

A continuación se presenta los componentes principales que regulan el subsector para alcanzar los objetivos de eficiencia económica, competencia, inversión y cobertura, que fueron el espíritu de la reforma de 1992:

a) Concesiones y autorizaciones.- Esta función que lo ejerce el MEM, a través de la DGE, establece 3 niveles de exigencia en los requerimientos para realizar actividad eléctrica, en orden de mayor a menor son: Concesión, autorización y solo informante.

La generación contempla requisitos para uso de recursos hidráulicos y geotérmicos; a parte se especifica los requerimientos para uso centrales termoeléctricas. Para la transmisión es de mayor relevancia obtener servidumbre para las líneas, torres, etc, ubicadas sobre bienes del estado o terceros. Para la distribución se considera de mayor importancia regular los sistemas eléctricos con demanda mayor a 0.5 MW.

Cuadro N° 12 : Alcances de los requerimientos de concesión y autorización

| Requiere de: | Actividad de Generación | | Actividad de Transmisión | Actividad de Distribución |
|--|--|--------------------------------------|---|---------------------------|
| | Recurso o tipo de generación | Capacidad Instalada (P) | Caso | Demanda (D) |
| Concesión | Con uso de recurso Hidráulico o geotérmico | $P > 10\text{MW}$ | Para imposición de servidumbre y hacer uso de bienes del estado o de terceros | $D > 0,5\text{ MW}$ |
| Autorización | Con uso de recurso Hidráulico o geotérmico | $0,5\text{ MW} < P \leq 10\text{MW}$ | | |
| | Generación termoeléctrica (independiente del recurso primario) | $P \Rightarrow 0.5\text{MW}$ | | |
| Informar el inicio de operación | En general por la actividad | $P < 0,5\text{ MW}$ | | $D < 0,5\text{ MW}$ |

Fuente: MEM - DGE

b) Control de la competencia.- Función asumida por INDECOPI, somete a control previo las concentraciones o fusiones, y establece límites a la integración horizontal y vertical con el fin de evitar actos que disminuyan, dañen o impidan la competencia. Esto se realiza mediante una notificación presentada por aquellas empresas cuando se da los siguientes casos:

- **Concentración Horizontal:** Porcentaje igual o mayor a 15 % del mercado; de operaciones en que se encuentran involucradas empresas que desarrollan una sola de las actividades.
- **Concentración Vertical:** Porcentaje igual o mayor a 5% del mercado; de operaciones en que se encuentran involucradas empresas que desarrollan más de una de las actividades.

c) Normas Eléctricas.- Función asumida por la DGE en coordinación con el OSINERG y empresas concesionarias, establecen normas que faciliten la tecnificación y la estandarización en apoyo a la promoción de inversiones para un desarrollo sostenible. Para tales objetivos se tiene los siguientes documentos:

- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

- Norma Técnica de Operación en Tiempo Real
- Código Nacional de Electricidad

Existen otras normas más específicas, para los casos de electrificación rural, seguridad eléctrica, etc. También INDECOPI, tiene la responsabilidad de participar en la elaboración de normas que inciden sobre los productos eléctricos, materiales, etc. OSINERG, dicta normas sobre asuntos de su competencia, ejm: procedimiento de cálculo de sistemas tarifarios o mecanismos para su aplicación, reglas para procedimiento para reclamo de usuarios o solución de controversias, cláusulas de contratación para suministros, etc.

d) Diseño y modelo para el mercado eléctrico.- Este aspecto incluye la opción escogida de desintegrar la industria eléctrica en tres actividades y la consecuencia de que a mayor desintegración, mayor es la aplicación del libre acceso a las redes. Además el modelo regulación contempla lo siguiente:

- Mecanismo de operación económica del sistema y coordinación del mercado, así como de su organización.
- Modelo de acceso a usuarios calificados al mercado mayorista
- Regímenes tarifarios de precios y costos.
- Organización de un mercado mayorista y el minorista

e) Supervisión, fiscalización .- Como se mencionó en el ítem anterior esta función lo cumple el OSINERG, además de solucionar controversias y normar en aspectos que sirvan de apoyo a sus funciones, como establecer una escala de multas, procedimientos para audiencias públicas, etc.

4.2.2 Mecanismo de operación del sistema y coordinación del mercado

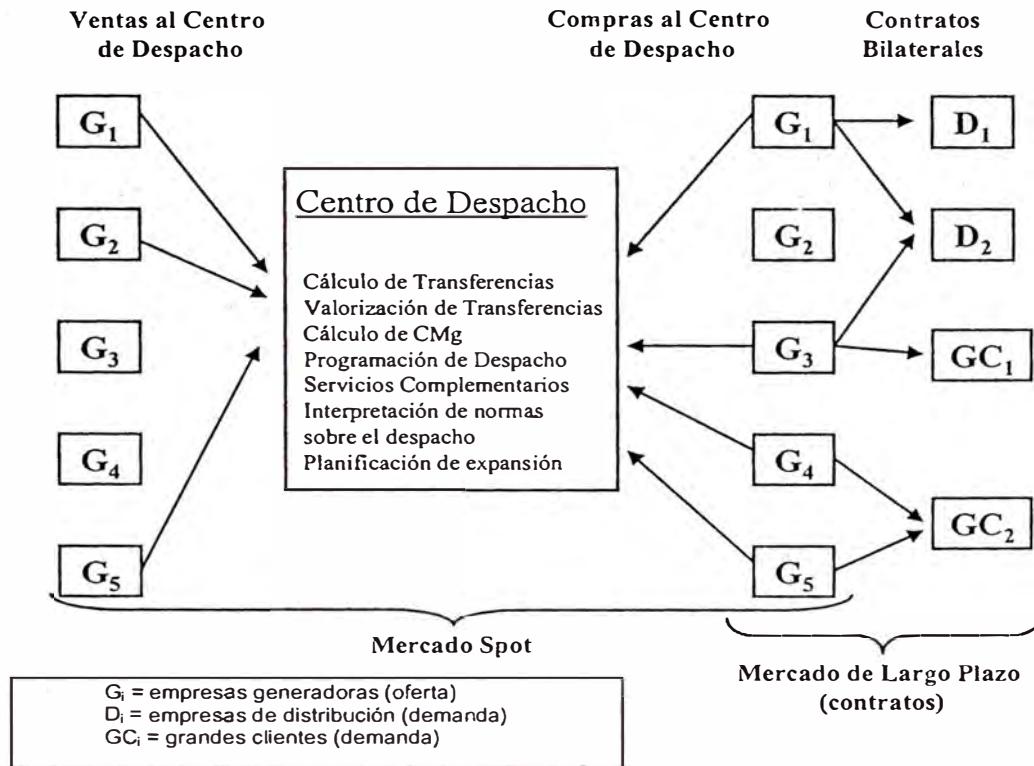
El modelo peruano es centralizado, como el modelo Pool, es decir se encarga de la operación de técnica y económica del sistema, y la coordinación del mercado. En el primer caso, se refiere

a la planificación, programación del despacho de centrales de generación, reprogramación por congestión en transmisión y control de servicios auxiliares. En el segundo caso, garantiza la compra y venta de energía entre generadores o la venta contratada con sus clientes, según la valorización de las operaciones a costo marginal, es decir del precio Spot del mercado mayorista.

El organismo encargado es el COES; antes de octubre de 2000 habían dos sistemas que operaban con controles de despacho separados (COES SUR y COES SICN). Luego de la interconexión ambos sistemas se mantuvo el mismo modelo, pero la operación del sistema se mostró mas compleja; y hubo la necesidad de contar con un único control de despacho. Se introdujo las modificaciones a la ley, que determinarían los requisitos para participar del despacho, integrar el Directorio y de los agentes que conformarían los órganos de decisión. El resultado fue el siguiente:

- El directorio estará conformado por representantes empresas generadoras y transmisoras (semejante a la forma de organización Single Class Board), de acuerdo a la cantidad de empresas que puedan integrar el COES.
- Para integrar al COES, las empresas generadoras deben tener una potencia efectiva superior al 1% de la potencia efectiva total del SEIN y deben comercializar mas del 15% de la energía producida. Por su lado, las empresas transmisoras deben operar parte del sistema principal de transmisión.
- Actualmente el COES esta conformado por 5 representantes de las empresas generadoras y 3 de las transmisoras.

Gráfico N° 13: Centro de Despacho dentro de un modelo Pool



Fuente : INDECOPi

4.2.3 Modelo de acceso a usuarios calificados al mercado mayorista

Es una característica común de los modelos regulatorios en procesos de reforma y es indicador del nivel de liberalización del mercado. Los usuarios calificados son llamados también clientes libres y el modelo consiste en reconocer a aquellos clientes con capacidad de contratar suministro en forma independiente, pactar contratos a precios acordados libremente y por lo tanto tener acceso libre al mercado mayorista, aún cuando este ubicado dentro de una zona de concesión de distribución.

En el Perú, se estableció lo siguiente según la ley de concesiones:

- o Clientes libres.- Aquellos con demanda mayor a 1MW, cuya determinación es automática y no opcional. Se determinó que a tal demanda (que presume un gran consumo de energía) sería ventajoso para los clientes negociar libremente el precio de su suministro con empresas generadoras o distribuidoras, además sería un precio nacido de la competencia. Se pensó también que los precios libres que se establecieran, servirían de referencia para los precios regulados calculados según el modelo de sistema de precios; modelo que se detallará en el siguiente ítem sobre régimen tarifario.
- o Clientes regulados.- Son suministros con demanda menor o igual a 1MW. Se determinó que a este nivel de potencia, solo deben acceder a un tarifas reguladas, con distintas opciones tarifarias que puedan escoger de acuerdo a su tipo de consumo. Este sistema permite proteger a un número masivo de pequeños clientes que no tiene capacidad de respuesta ante la variación de precios que nace desde la generación. El servicio eléctrico a clientes regulados es llamado también el Servicio Público de Electricidad.

Entre los límites contemplados en el modelo, se tiene que:

- o Los clientes libres, pueden negociar su suministro con una o más empresas distribuidoras o generadoras. Si el cliente libre se encuentra dentro del área de concesión de una distribuidora, la generadora deberá compensar el uso de las redes de la empresa distribuidora para suministrar a de dicho cliente.
- o Los clientes regulados, dentro del área de concesión de una empresa distribuidora solo puede comprar energía exclusivamente a éste último.

4.2.4 Regímenes tarifario de precios y costos

El régimen tarifario establece los precios regulados para la compra y venta de electricidad dirigida al servicio público de electricidad (mercado regulado), considerando las características propias de cada actividad (competencia o monopolio) y los costos que debería cubrir dicha tarifa

como el retorno de la inversión, operación, mantenimiento. Los criterios y metodologías se muestran en el cuadro N°13.

Cuadro N°13 : Criterios y Metodología para los precios regulados

| Actividad | Mercado Disponible | Característica de la actividad | Criterio tarifario y periodo de regulación | FORMACIÓN DE PRECIOS | | | |
|------------------|--|--|---|--|---|---|---|
| | | | | Metodología | Componentes de Tarifa final | Tarifa Final | |
| Generación | Mercado Intergeneradores: Transferencia de energía entre generadores | Actividad competitiva entre generadores: Térmica, Hidroeléctrica | Se toma costos marginales de la operación mas económica. Periodo de regulación : Las tarifas máximas se regulan cada 6 meses (Noviembre y Mayo). | Costo de energía total = costo de energía de la última central despachada | Precio Básico de Energía: Promedio ponderado de los costos variables auditados mínimos de abastecimiento de la demanda proyectada para los próximos 4 años considerando la oferta esperada en el futuro y condiciones hidrológicas promedio. El objetivo es cubrir los costos variables de operación y mantenimiento. | TARIFA EN BARRA REGULADA; es también referencia para límites del precio en barra libre. PR=(+/- 10%) PL | TARIFA REGULADA PARA CLIENTES REGULADOS |
| | Mercado Libre: venta de energía a clientes finales libres (Mayor de 1 MW) o venta a distribuidoras a precio libre en barra. | | | | Precio Básico de Potencia: corresponde a la anualidad de la inversión de la central que abastezca la demanda punta, usando una tasa de descuento de 12% con un periodo de vida útil de 30 años. El objetivo es cubrir los costos de inversión de las centrales. | | |
| | Mercado Regulado: Venta a empresas distribuidoras a precio barra regulada. | | | | Costo de potencia = costo de potencia de la unidad generadora es más económica para abastecer la potencia adicional en la hora de máxima demanda (turbina a gas) | | |
| Transmisión | Sin Mercado. | Monopolio Natural: Economía de escala Costos Hundidos | Costo Medio eficiente de un sistema económicamente adaptado. Período de regulación: Se regula cada año (En Mayo). | Sistema Principal : es la red común entre generadores y es pagada Sistema Secundario: Es pagado por los usuarios particulares de las instalaciones. | Costos de Transmisión: El objetivo es cubrir la anualidad de la inversión descontada al 12%, más los costos de operación y mantenimiento. Para esto se establece un costo por PEAJE y otro por INGRESO TARIFARIO. | | |
| Distribución | Mercado Libre : venta por contrato a cliente final libre (Mayor de 1 MW), con la energía comprada a la generadora a precio en barra libre. | Monopolio Natural: Economía de escala | Costo medio eficiente para empresas modelo (Yardstick competition). Período de regulación: Se regula cada 4 años (En Mayo) | Valor agregado de distribución (VAD). | Costos fijos para el usuario: Costos de facturación, operación y mantenimiento del suministro. | VAD | |
| | Mercado regulado : venta a clientes finales a precio regulado con la energía comprada a los generadores a precio en barra regulada. | Costos Hundidos | Perdida estándar de energía y potencia: cubre los costos de energía por pérdidas físicas de energía y potencia de una empresa modelo. Anualidad de VNR: cubre el costo estándar de la inversión, pero de las instalaciones eficientes de una empresa modelo. También se actualiza cada 4 años. | | | | |
| Comercialización | | Actividad competitiva: No tiene infraestructura | Aun es actividad esta incluida en las otras. | | | | |

Fuente: Elaboración Propia

PR: Precio en barra regulado
PL: Precio en barra libre
VNR : Valor nuevo de reemplazo.

Como esta establecido en la ley, el sistema de precios máximos de electricidad define: 1) Precios máximos de generador a distribuidor de servicio público: Regulación de tarifas en barra, 2) Precios máximos en transmisión: Compensación o precio regulado por uso de la transmisión principal y secundaria, 3) Precios máximos de distribución: Regulación de tarifas de servicio público.

Se evalúa para cada actividad la metodología establecida en el cuadro anterior y la relación con los términos dados en la ley:

- a) **Generación.-** Esta actividad es potencialmente competitivo, por las características propias de cada fuente de generación y cada central por ejemplo, eficiencia, rapidez, capacidad, el costo variable de operación, tasa de recuperación de costo fijo de la inversión. Pero se ha establecido que la operación de las centrales se realicen en mérito a sus costos variables o marginal, el cual esta relacionado al valor de agua en caso de hidráulicas y costo de combustible en el caso de térmicas, y a la vez estas variables son directamente proporcionales a la energía producida. Es así que la central más barata produce primero (Hidroeléctricas), aunque las térmicas tienen más ventajas cualitativas como el arranque rápido para cargas en hora punta.

Para la formación del precio regulado, la generación solicita que le reconozcan dos componentes: 1) El costo fijo, y 2) El costo variable. Estos costos serán parte del precio regulado final.

En el mercado de competencia, el costo variable se reconoce con el costo de la energía, que es el costo marginal, de la última central despachada. El precio regulado comprenderá un precio básico de energía (PBE), que es el promedio ponderado de los costos marginales de energía esperados en el corto plazo (48 meses). Para ello se necesita:

- La proyección de la demanda para los próximos 48 meses y determina un plan de obras de generación y transmisión factibles de entrar en dicho periodo, considerando las que se encuentran en construcción y aquellas que estén contempladas en el Plan Referencial elaborado por el Ministerio de Energía y Minas.
- El programa la operación para el período de estudio, que minimice el costo actualizado (12%) del programa de operación, considerando: La hidrología, los embalses, los costos de combustible, etc.

El costo fijo se reconoce a través del precio por potencia, pero de la central más eficiente que cubriría la máxima demanda. Para el precio regulado, el costo fijo es representado por el precio básico de potencia (PBP), que se calcula con los siguientes datos:

- Anualidad del costo de inversión, del tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante la hora de demanda máxima anual.

Con estos valores se obtiene el precio básico de energía y de potencia, que sumado representa el “Precio a nivel de Generación” o costo total de generación (CTG).

$$\boxed{\text{CTG} = \text{PBE} + \text{PBP} = \text{CMg promedio proyectado} + \text{Anualidad de Inversión}}$$

La venta de generador a distribuidor se efectúa a tarifas en barra (precios máximos), que se calcula sumando al PBE y PBP, los cargos por conexión al sistema secundario y principal respectivamente. Así se obtiene la tarifa en barra de referencia en energía y potencia, y para obtener la tarifa para cada **barra del sistema eléctrico**, se multiplica a estos últimos resultados, los factores de pérdidas marginal de energía y potencia del sistema de transmisión.

Las tarifas en barra y sus respectiva fórmulas de reajuste se fijan semestralmente en los meses de mayo y noviembre de cada año. Este lapso es adecuado por la alta variabilidad de los componentes de sus costos y de la estacionalidad hidrológica. En el gráfico del anexo N°2, se muestra la variabilidad del costo marginal frente al la tarifa en barra regulada.

b) **Transmisión.-** Actividad en la que se reconoce sus características de monopolio natural y están completamente reguladas. Se fija un segundo mejor (precio igual a costo medio):

- Se identifica al sistema principal , permite al generador comercializar potencia y energía en cualquier barra de este sistema. Los generadores conectados a este sistema abonan al propietario de esta línea principal una compensación para cubrir el costo total de transmisión (CTT)

- Se califica al sistema secundario, que permite al generador conectarse al sistema principal o comercializar potencia y energía en cualquier barra de estos sistemas.
- El CTT comprende la anualidad de la inversión, costos estándares de operación y mantenimiento del Sistema Económicamente Adaptado (COyM adaptado). Esta anualidad se calcula considerando el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), vida útil y la tasa de actualización (12%).

$$\text{CTT} = \text{Anualidad de Inversión} + \text{COyM adaptado} = \text{Ingreso Tarifario} + \text{Peaje}$$

- El peaje por conexión es uno de los componentes que comprende el abono al CTT, además del ingreso tarifario que es la valorización de la energía y potencia en determinada barra. Este peaje es fijado anualmente (cada mes de mayo) por la moderada variabilidad de los componentes de sus costos.
- Como se mencionó anteriormente, los cargos por peaje están inmersos dentro de la tarifa en barra, de tal manera que el sistema principal es pagada por todos los clientes y las líneas secundarias son pagadas solo por los usuarios beneficiarios de estos tramos de líneas en proporción a la potencia.
- El objetivo del VNR es corregir el problema de sobrecapitalización que ocasiona el esquema de tasa de retorno (12%), usando los costos estándares y la noción de sistema económicamente adaptado.
- En algunos casos como los contratos BOOT (build, own, operate and transfer) se han usado esquemas de subastas reconociendo en las tarifas el menor costo de inversión ofertado por el operador ganador (Trasnmantaro, Redesur).
- En el caso de la concesión de ETECEN y ETESUR se optó por garantizar un flujo de ingresos durante 30 años (RAG). El ganador viene a ser aquel que pague el mayor monto por esa concesión.

En el cuadro del anexo N°3 y gráfico del anexo N°4 se muestra las barras de referencia publicadas en la última regulación y el diagrama unifilar del SEIN que muestra su ubicación respectivamente.

La tarifa en barra es doblemente regulada, por que se consideró que debe estar dentro del rango de +/- 10% de los precios libres de referencia, producto de los contratos libres con el cliente final, o de los contratos por energía y potencia que son destinados a los clientes libres finales a través de las distribuidoras.

- c) **Distribución.-** También se reconoce su característica de monopolio natural y las tarifas se fijan en base al costo medio (VAD). Se reduce los problemas de sobre capitalización utilizando el criterio mas convencional de competencia por comparación (“Yardstick Competition”) contra una “empresa modelo” con “sistemas eléctricos económicamente adaptados”, es decir una empresa con costos de inversión, operación y mantenimiento eficientes. Estos sistemas eléctricos modelos se construyen a partir de diferentes sistemas típicos de distribución de distintas empresas. Actualmente ha definido 4 sectores típicos, como muestra el siguiente cuadro utilizado en la última regulación tarifaria del 2001:

Cuadro N°14 : Sistemas Eléctricos Típicos de Distribución

| Sector Típico | Densidad | Sistema Eléctrico Escogido |
|---------------|----------------|------------------------------------|
| 1 | Alta | Sistema Lima Norte (EDELNOR) |
| 2 | Media Densidad | Sistema Tacna (Electro Sur) |
| 3 | Urbano Rural | Sistema Cupaca (Electrocentro) |
| 4 | Rural | Sistema Huayucachi (Electrocentro) |

Fuente : OSINERG - GART

Nota: La calificación del sector típico considera: Consumo anual promedio por cliente, Potencia instalada en subestaciones de distribución en relación con la longitud de la red de media tensión, longitud de red de baja tensión por cada cliente atendido en baja tensión, longitud de red de media y baja tensión en relación con el consumo anual de energía de los clientes.

El VAD incluye los tres elementos básicos que forman parte de los costos del negocio propio de distribución (CTD):

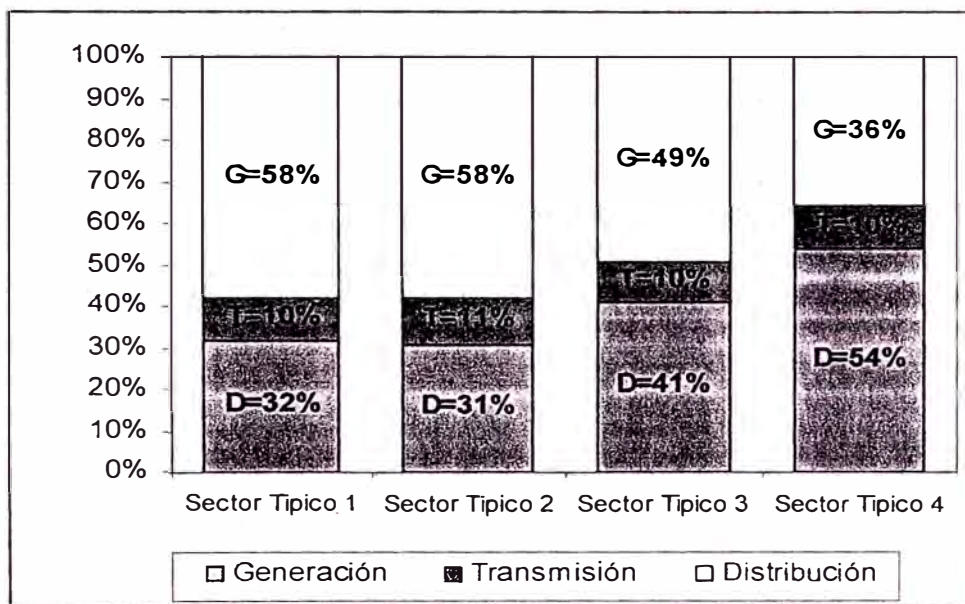
- Costos fijos asociados al usuario (CF), independientes de su demanda de potencia y energía, es decir costos unitarios de facturación: Lectura, el procesamiento y emisión de la misma, su distribución y la comisión de cobranza, considerando una gestión empresarial eficiente.
- Pérdidas estándares (PS) de distribución en potencia y energía (Pérdidas físicas y comerciales): Las pérdidas físicas son las resultantes del cálculo efectuado considerando la caída de tensión máxima, especificada en la norma de calidad. Por otra parte, se dispone que las pérdidas comerciales a reconocer no podrán ser superiores al 50% de las pérdidas físicas.
- Costos estándares de inversión, mantenimiento y operación (CIOyM) asociados a distribución, por unidad de potencia suministrada:
 - o Los costos de operación y mantenimiento se definen sobre la base de aquellos necesarios por una empresa modelo eficiente que opera en el mismo mercado de la concesión bajo análisis.
 - o El reconocimiento de los costos de operación y mantenimiento y de las pérdidas técnicas y no técnicas, pretenden dar cobertura a los costos reales de las empresas, siempre y cuando las mismas operen con un nivel razonable de eficiencia.
 - o Con respecto al costo de inversión, la LCE dispone que será la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) del Sistema Económicamente Adaptado, considerando su vida útil y una tasa de actualización fijado por la ley en 12% real anual. El VNR tiene como objetivo calcular “el costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes”.

$$\text{CTD} = \text{VAD} = \text{CF} + \text{PS} + \text{VNR}$$

El VAD y sus formulas de reajuste mensual se fijan cada cuatro (4) años, por la escasa variabilidad de los componentes de sus costos.

Las tarifas reguladas en distribución, contemplan el pago por los servicios de generación, transmisión y distribución para los diferentes sectores típicos como en el siguiente gráfico.

Gráfico N° 14: Composición de las tarifas de distribución

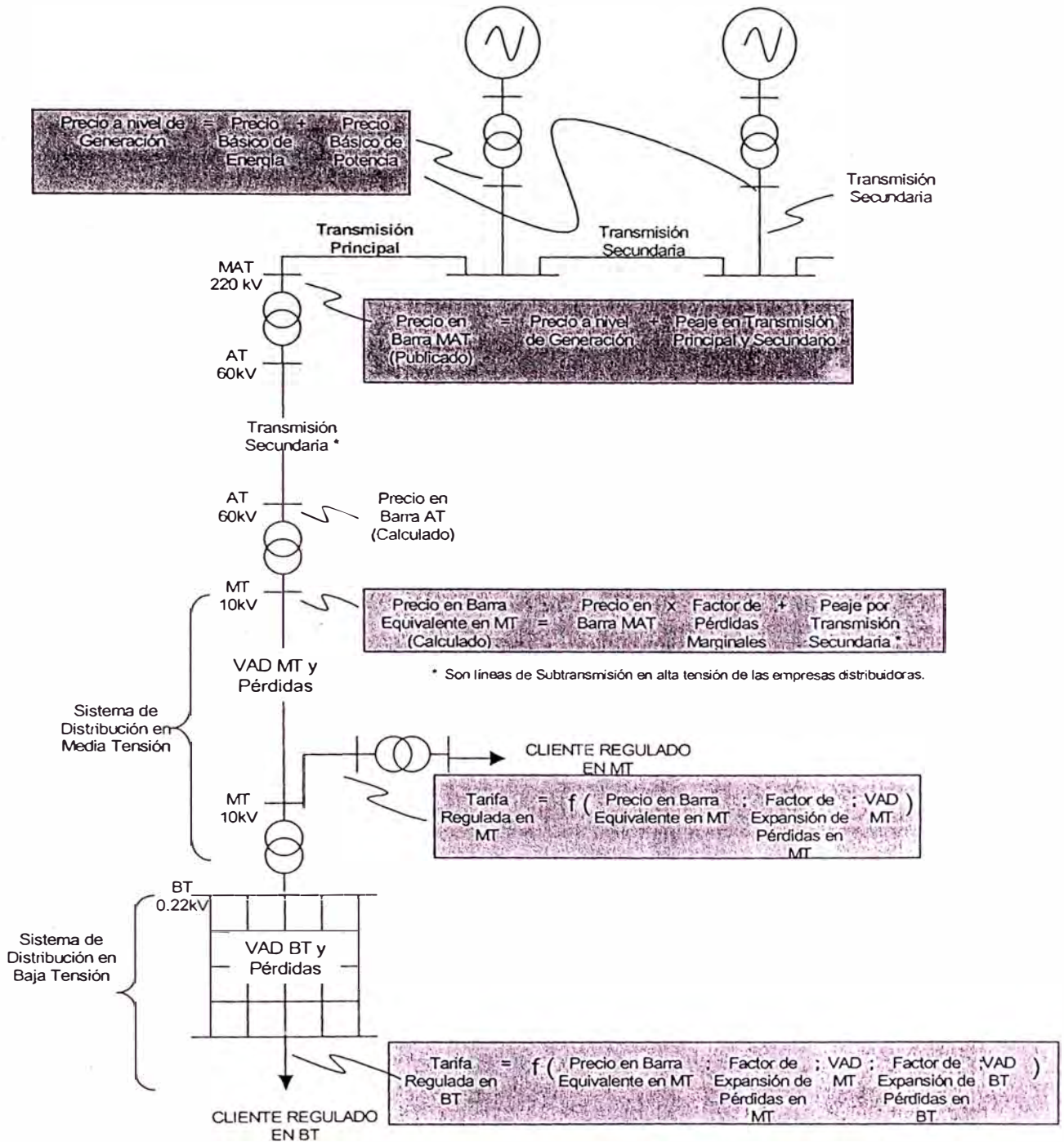


Fuente : OSINERG - GART

Finalmente la tarifa regulada para los clientes regulados (usuario final) de distribución, contempla la suma de los costos de generación y transmisión, trasladados a las barras de referencia en media tensión, más el valor de VAD de cada sector típico de distribución. Por ejemplo los factores de cada actividad que forman las tarifas MT2 y BT2, se muestra en el cuadro del anexo N° 5.

El gráfico N° 14 , muestra una "cascada" de cálculo de precios y factores que forman a las tarifas en barra, seguidamente las tarifas finales que consideran los costos inmersos en todas las actividades:

Gráfico N° 14 : Segmentos de la tarifa por actividad



Fuente : MEM - DGE

En resumen, el sistema de precios en el país define tarifas completamente reguladas para la venta al servicio público de electricidad, y precios libres para venta destinada a usuarios libres donde el único componente libre es el perteneciente a la actividad de generación.

Cuadro N° 15 : Sistema de Precios

| Actividades | Componentes del precio para: | |
|--------------|------------------------------|---|
| | Usuarios Libres * | Usuarios de Servicio Público de Electricidad ** |
| Generación | Libre | Regulado (+/- 10% Libres) |
| Transmisión | Regulado | Regulado |
| Distribución | Regulado | Regulado |

* 185 Clientes libres (demanda mayor a 1 000 kW); 48% del consumo de energía en el mercado eléctrico.

** 3,3 millones de clientes regulados; 52% del consumo de energía en el mercado eléctrico.

Fuente : MEM - DGE

4.2.5 Organización de un mercado mayorista y el minorista

Dependiendo del volumen de potencia y energía que se transe, el mercado se puede dividir en:

- a) **Mercado Mayorista** .- Esta conformado por un mercado Spot y un mercado de contratos:
- **Mercado Spot.**- Como se puede apreciar en el gráfico N°13, para el modelo peruano participan solamente los generadores, para comprar o vender las diferencias entre su generación real y la comprometida en contratos, a **costo marginal** de la bolsa de energía. Este mercado es un "pool" de generadores, a diferencia de en otros países donde participan tanto los productores como los compradores y consumidores.
 - **Mercado de contratos mayoristas.**- Mercado donde se transan grandes cantidades de energía, entre actores que pueden competir. Es parte de los contratos bilaterales que se observa en el mismo gráfico. Dentro de este mercado se presenta:
 - o Los contratos de venta de generadores a clientes libres no son objeto de regulación de precios.

- o Los contratos de venta de generadores a los distribuidores para el suministro de clientes libres.

b) Mercado Minorista.- Contratos minoristas, donde se transan pequeñas cantidades de energía, que serían entre actores que no pueden competir, como son los casos de la transmisión y distribución, así como aquellos clientes con demandas menores al límite establecido en la Ley (Clientes regulados). Estos contratos son regulados por OSINERG e incluyen los siguientes elementos:

- Las tarifas y compensaciones a titulares de Sistemas de Transmisión y Distribución;
- Las ventas de energía de generadores a concesionarios de distribución destinadas al Servicio Público de Electricidad;
- Las ventas a usuarios del Servicio Público de Electricidad (6) por parte de las empresas distribuidoras.

4.2.6 Alcance de transacciones y otros tipos de mercado

Los mercado expuestos anteriormente operan a través de contratos de suministro de electricidad, que se realicen entre los actores participantes del Sector Eléctrico (Ver Gráfico N° 16), los cuales pueden ser:

- ✓ Contratos de compra - venta de energía entre generadores (1) (2)
- ✓ Contratos de suministro de energía de generador a cliente (4)
- ✓ Contratos de suministro de energía de generador a distribuidor (3)
- ✓ Contratos de suministro de energía de distribuidor a cliente (5) y (6)

En el mismo gráfico se puede describir las transacciones permitidas según el modelo actual, y describen según perspectivas diferentes y términos diferentes de la siguiente manera:

a) **Otros tipos de Mercado.**- Actualmente, se han dado diferentes transacciones en el mercado eléctrico, entre las que destacan los siguientes mercados:

- **Mercado Intergeneradores (2).**- Es el mercado spot, que está conformado por las negociaciones entre empresas generadoras integrantes de un COES, producto del despacho de carga y las transferencias resultantes de la operación real.
- **Mercados de Oportunidad (1).**- Funciona para transacciones de corto plazo entre generadores a fin de cubrir las desviaciones entre la energía contratada y la energía realmente demandada a mínimo costo. Las condiciones de contratación son libres entre las partes sin intervención del Estado. Este tipo de mercado no está definido de forma explícita en los instrumentos que regulan el sector.
- **Mercado de Libre (8) .-** Para las transacciones entre clientes libres (grandes o mayores), y las empresas suministradoras de electricidad que puedan ser generadoras o distribuidoras. El precio, volumen y condiciones a transar son libres y sin intervención del Estado a través de contratos. Los contratos, sin embargo, son conocidos por OSINERG bajo términos de confidencialidad.
- **Mercado de Servicio Público (9) .-** Es el mercado regulados destinado actualmente a clientes con consumos menores a 1MW (Clientes regulados). Adicionalmente, se considerarán en este grupo a aquellos clientes con una demanda superior a 1MW, cuando sus suministros sean abastecidos mediante un sistema eléctrico que no pertenezca al COES. Los precios máximos son fijados por OSINERG, a partir del costo marginal de corto plazo de la generación y el valor agregado de transmisión y distribución de los correspondientes sistemas económicamente adaptados.

b) Respecto a las generadoras.- Presentan las siguientes opciones modos de transacción:

1.- A modo de venta directa existen las alternativas de:

- **Vender a las distribuidoras (3)** .- Las generadoras, pueden negociar sus contratos de venta con una o más empresas distribuidoras (contratos bilaterales) en barra libre o en barra regulada, para su postventa a clientes libres y regulados.
- **Vender a los clientes libres (4).**- Las generadoras pueden vender a directamente a uno o más clientes libres (contratos bilaterales). En caso de querer vender a un cliente que se encuentra físicamente dentro de un área de concesión de otra empresa (como una distribuidora), debe pagar los costos por uso de las redes de transmisión, subtransmisión o de distribución.

2.- A modo de transferencia entre generadores, que se refiere al comercio o transferencia de energía entre las generadoras; puede ser a través del mercado spot (costo marginal) del Modelo Pool ó por contrato libre:

- **Transferencia por el Mercado Spot (2)** .- Las generadores venden o compran energía o potencia a precio del mercado Spot, pero está supeditado a los resultados de despacho dirigido por el COES (opera el sistema y el mercado spot). Se beneficia por tasación de transferencias a costo marginal, de la siguiente manera:

Luego de efectuarse el balance de participación en el despacho dirigido por el COES; se evalúa la compensación a precio del Mercado Spot o costo marginal, por las transferencias de energía entre algunas generadoras que no produjeron toda la energía que consumieron sus clientes (déficit) y recibieron de otras que produjeron más de lo que sus clientes consumieron (superávit). Para la compensación los resultados deben indicar que empresas generadoras compraron energía por el spot (y a que generadora) o en otra forma que empresas generadoras han vendido por el spot (y a que generadora).

Algunas empresas generadoras sin contrato alguno con alguna distribuidora o cliente libre, pueden llegar a vender toda su energía o potencia en el Mercado Spot. Ver el caso del generador G_2 en el gráfico N° 13.

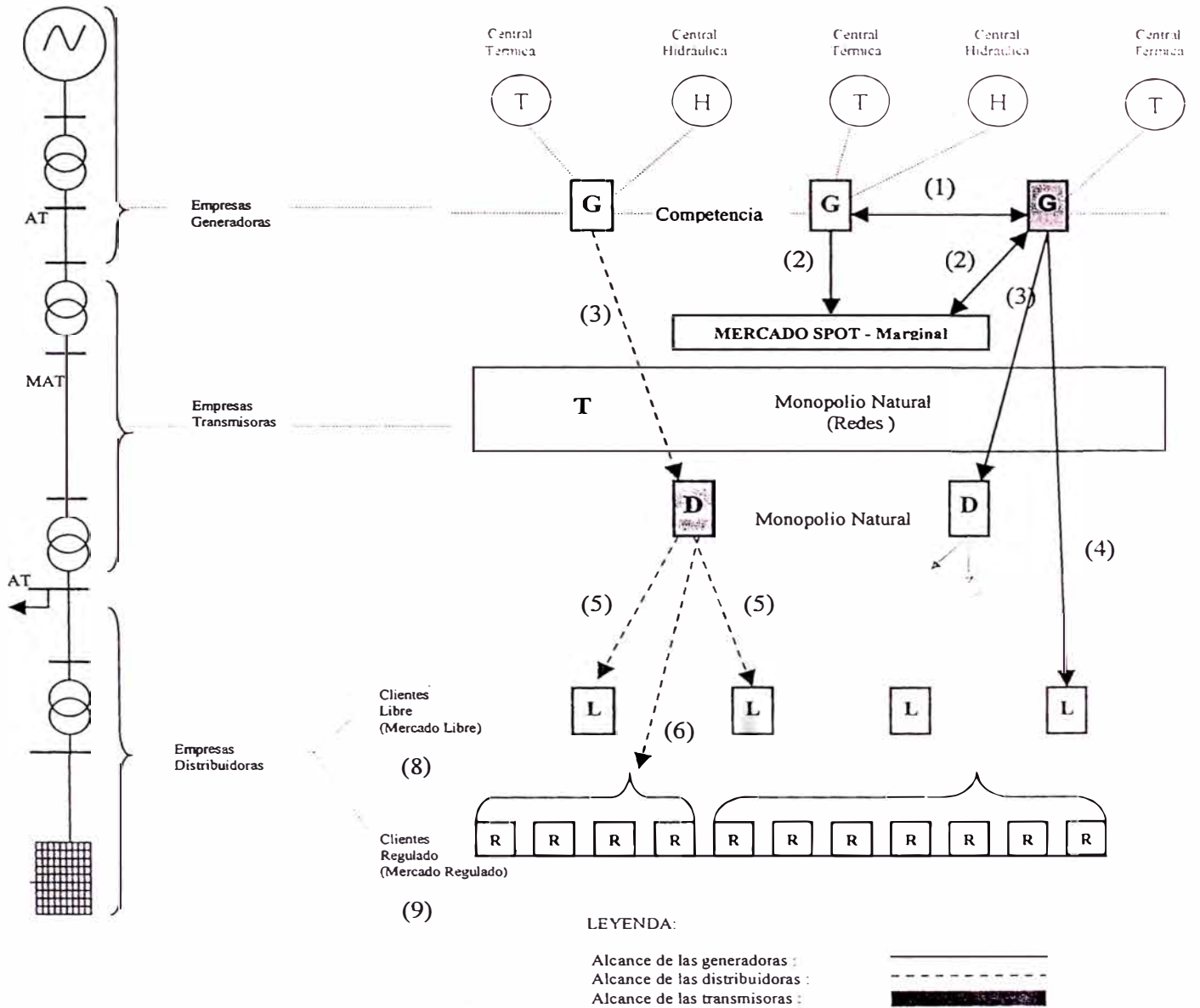
- **Contrato libre(1)** .- La transferencia de energía no se realiza a través del Mercado Spot, si no por contrato libre directo entre las generadoras.

c) **Respecto a las empresas distribuidoras.**- realizan las siguientes transacciones:

- **Comprar a las generadoras (3)** .- Las distribuidoras únicamente pueden comprar energía directamente a una o más empresas generadoras a precio de barra libre o regulada, para su postventa a clientes libres y regulados respectivamente.
- **Vender a clientes libres (5).**- Las distribuidoras pueden establecer venta por contratos libres, siendo los precios de referencia las tarifas en barra publicadas
- **Vender a clientes regulados (6)** .- Las distribuidoras venden a los clientes regulados a tarifa regulada establecida por el ente regulador (OSINERG-GART).

d) **Las empresas transmisoras:** No tiene un mercado, están obligadas a dar libre acceso a sus redes, las compensaciones por su uso lo establece el COES, y estos contratos están definidos como minoristas.

Gráfico N° 16 : Esquema de transacciones según el modelo peruano actual



Fuente : Elaboración propia

4.2.7 Simulación elemental de la operación del sistema y el mercado eléctrico

Los puntos que se describen a continuación corresponden a la operación de los agentes que participan del mercado eléctrico en las tres actividades:

a) **Generación.-** Los generadores compiten entre ellos por los contratos con las distribuidoras y compiten a la vez con las distribuidoras por el mercado libre.

- 1) El COES define, planea y ordena la entrada en operación de las centrales eléctricas en el orden de menor a mayor costo de producción o costo marginal (Ver gráfico N° 17). La producción que va hacia una “bolsa de energía del sistema interconectado”, para abastecer la demanda de las cargas conectadas y que siempre están monitoreadas. Las centrales hidroeléctricas y térmicas a vapor abastecen la demanda base del diagrama de carga, y las centrales térmicas a gas el resto de la demanda, así se cumple el postulado “... Una operación económica que se realiza con una adecuada utilización de recursos”
- 2) Las empresas generadoras reciben los beneficios por la venta y facturación a sus clientes (finales libres o distribuidoras) según el contrato de venta a precio en barra.
- 3) La energía vendida por las empresas generadoras normalmente no ha correspondido a la operación de sus centrales, porque el retiro de energía se hizo de la “bolsa de energía”. En algunos casos para cumplir con sus ventas contractuales, una empresa generadora habrá utilizado la energía producida por otra o al contrario habrá contribuido para que otra empresa cumpla con los suyos. Por esta razón el COES, determina el monto que correspondiente a cada empresa por las transferencias de energía ocurridas en el sistema.

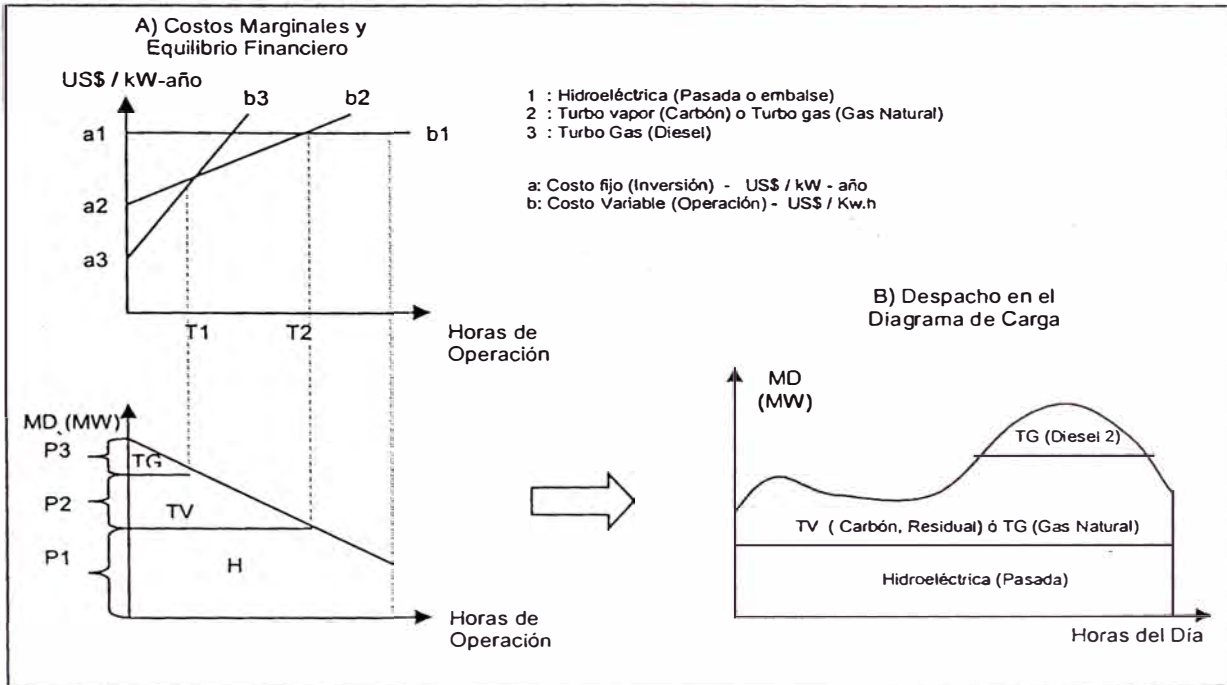
b) Transmisión

- 1) Las empresas transmisoras tienen líneas principales y secundarias en 220kV , 138kV y algunas en 60kV. Que están definidas como se puede ver en el gráfico N° 18.
- 2) Las empresas generadoras que usan el sistema secundario de las empresas transmisoras para llegar al sistema principal, pagan por este concepto. Si son varias empresas se aplica la proporcionalidad.
- 3) El COES, es el medio por el cual las empresas generadoras remuneran a las empresas transmisoras por el uso del sistema principal de transmisión.

c) Distribución

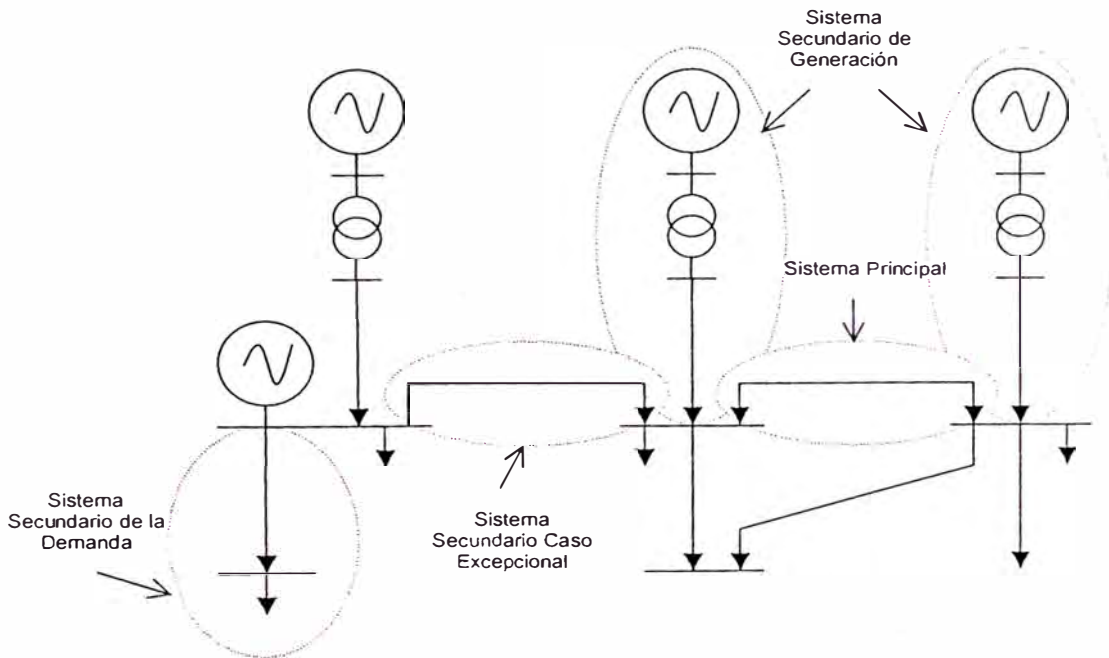
- 1) La compra de energía es por contrato con las empresas generadoras, el retiro es en las barras principales, a precio en barra libre o regulado. Ver el gráfico N° 19.
- 2) Las distribuidoras venden la energía por contrato libre a clientes libres y a precios regulados a clientes regulados.
- 3) Los precios regulados contemplan los costos de generación, transmisión y distribución por los conceptos de operación, mantenimiento, recuperación de inversión, etc. Como se expuso anteriormente, a las distribuidoras le corresponde el VAD, aquello se clasifica en 4 sectores típicos de acuerdo al tipo de densidad que presenta el sistema de distribución.
- 4) El cuadro N° 16, muestra las distintas tarifas que pueden elegir los usuarios según mas le convenga al tipo de actividad que realiza. Las características propias de cada tarifa se describe en el cuadro del anexo N° 6.

Gráfico N° 17 : Operación de despacho diario y mensual



Fuente : MEM - DGE

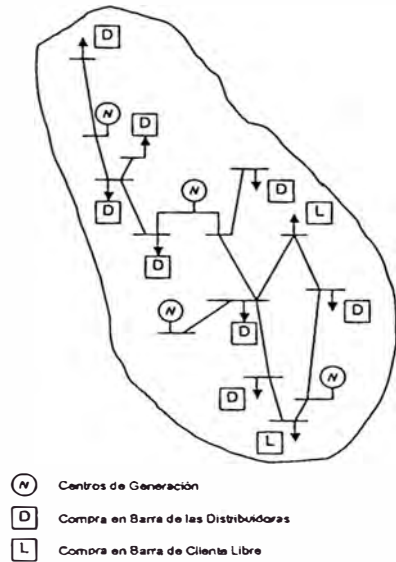
Gráfico N° 18 : Asignación del uso del sistema principal y secundario



Fuente : OSINERG - GART

Gráfico N° 19 : Compra en barra

COMPRA EN BARRA



Fuente : Elaboración propia

Cuadro N° 16 : Opciones tarifarias

OPCIONES TARIFARIAS PARA EL CLIENTE FINAL REGULADO

Media Tensión

- MT2 : 2E2P
- MT3 : 2E1P – Calificación p y fp
- MT4 : 1E1P – Calificación p y fp

Baja Tensión

- BT2 : 2E2P
- BT3 : 2E1P – Calificación p y fp
- BT4 : 1E1P – Calificación p y fp
- BT5 : 1E
- BT6 : 1P

E: Medición de energía

P: Medición o contratación de potencia

p: Cliente presente en horas de punta

fp: Cliente presente en horas fuera de punta

Fuente : OSINERG - GART

4.3 Clasificación y ubicación de las empresas eléctricas

En el Perú, no solo participan las grandes empresas eléctricas de gran cobertura, capacidad o extensión de mercado; existen también en forma aislada pequeños centros de producción y distribución para uso particular.

4.3.1 Empresas que generan

Las empresas que generan energía eléctrica en el Perú, pueden no ser empresas eléctricas propiamente dicho, también pueden ser entidades municipales, empresas mineras, etc. Por ello se ha clasificado a las empresas como se muestra el gráfico N° 20. El primer nivel de

clasificación divide a las empresas que generan para el mercado eléctrico y empresas industriales que generan para uso propio de sus actividades (autoprodutores):

a) Empresas que generan para el mercado eléctrico .- Estas empresas o agentes generadores ,se pueden dividir a la vez, de la siguiente manera:

1. Empresas COES.- Con centrales eléctricas que son coordinadas por el COES, están interconectadas al SEIN y se observan dos casos en las empresas propietarias:
 - o Empresas, que mantienen obligatoriamente una sola actividad. A nivel de empresa la potencia y su producción de la suma de sus centrales cumplen con las características necesarias para operar en el despacho, además tienen contratos de venta de energía a distribuidoras o clientes libres. Ejm: Electroperu, Edegel, Enersur, etc.
 - o Empresas asociadas, que tienen actividades distintas al Negocio Eléctrico (Mineras, Manufactureras), pero se asocian a una Empresa COES, para que su central sea considerado en el despacho. Por este medio reciben los beneficios del mercado spot. Ejm: Trupal, Bhp Tintaya, Minsur.
2. Empresas NO COES.- Son empresas que no pertenecen al COES, pero sus centrales están conectadas al SEIN, se observan los siguientes casos:
 - o Empresas que venden energía a determinados clientes grandes (libres), como Sinersa, Gen. Elect. Atocongo.
 - o Algunas empresas distribuidoras que tienen un tipo de generación distribuida para sus sistemas eléctricos de distribución, como complemento a la compra de energía por el SEIN. Ejm: Electrocentro, Electro Sur Este, etc.
3. Empresas con centrales aisladas.- Utilizan unidades generadoras para abastecer a sus sistemas eléctricos aislados (no interconectados al SEIN). Se observan los casos siguientes:

- Empresas distribuidoras que abastecen a zonas de su concesión, que aún no tienen alcance al sistema interconectado SEIN. En el sistema aislado mantiene las actividades verticalmente integradas pero según la ley deben mantener las contabilidades separadas. Ejm: Electro Oriente, Electroucayali, Edelnor, Electrocentro, etc.
- Algunas municipalidades tienen pequeños grupos de generación (administrados por ADINELSA), para satisfacer los requerimientos de energía de su localidad.

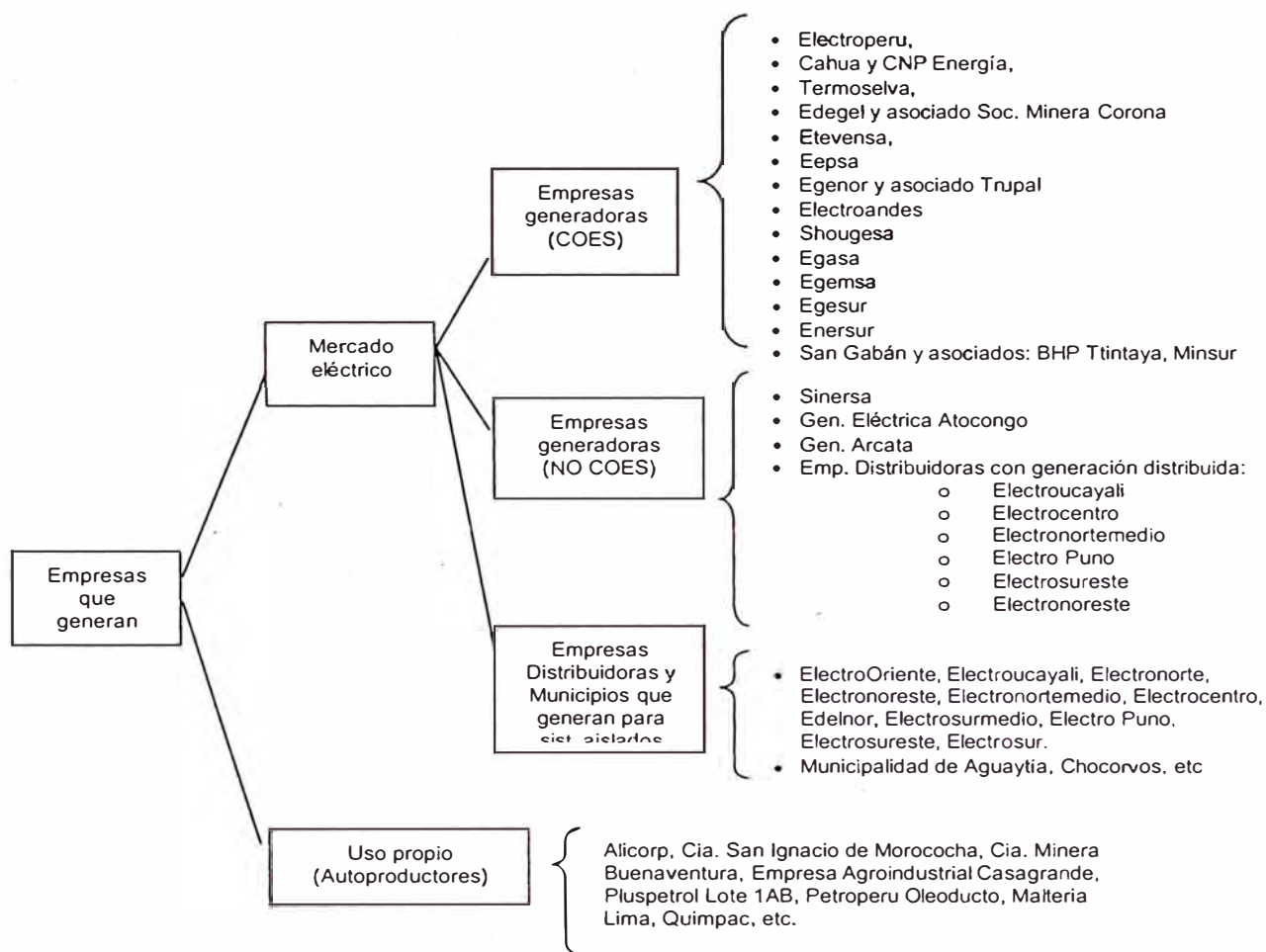
Las empresas COES, a fines del año 2002, tuvieron representación del 89% en la producción nacional y 79% de la capacidad instalada a nivel nacional.

En el gráfico del anexo N° 7, se muestra la ubicación de las principales centrales eléctricas y empresas generadoras del país (aunque Electro Oriente y Electro Ucayali tienen como actividad principal la distribución, actualmente poseen centrales térmicas de gran capacidad).

- b) Empresas que generan para uso propio de sus actividades (autoproductoras).**- Las empresas autoproductoras, generan su propia electricidad para actividades productivas mineras, manufactureras, etc. Su existencia se explica por las siguientes razones:
- 1) Empresas autoproductoras que utilizan solamente la energía producida por su central, manteniéndose como un pequeño sistema eléctrico aislado. Ello es debido a que no pueden acceder técnicamente a un sistema eléctrico interconectado, ya que la línea que conectaría a su punto de suministro no sería económicamente rentable.
 - 2) Empresas que utilizan la energía auto producida, para una parte de sus actividades, la otra parte es abastecida con la compra de energía en el mercado eléctrico a una empresa distribuidora o generadora, es decir también son clientes libres o regulados que reciben energía a través del sistema eléctrico interconectado.

- 3) Algunas industrias, que tienen centrales de generación solo de emergencia, muy válidos en la épocas que sufrió el país por desabastecimiento y continuas cortes de energía.

Gráfico N°20: Clasificación de las empresas que generan



Fuente : Elaboración propia

4.3.2 Empresas transmisoras

Las empresas transmisoras operan líneas de transmisión que unen centros de generación con centros de consumo, es decir enlazan las actividades de generación y distribución en el mercado eléctrico. Son líneas interconectadas del SEIN principales y secundarias de 220kV, 138kV y 60kV.

A fines de 2002, existen 4 empresas Transmisoras (Rep, Isa, Transmataro, Redesur) que coordinan con el COES la operación del sistema, por ejemplo para tratar la disponibilidad de la red principal y control de fallas. Otras empresas transmisoras se formaron con el otorgamiento de concesión, dada a empresas con actividades mineras, para interconectarse al SEIN, como el caso de Conenhua y Trasandina.

Debe indicarse que no todas aquellas líneas de alta tensión, son operadas por empresas transmisoras, porque otras forman parte del sistema de subtransmisión de algunas empresas distribuidoras, por ejemplo Edelnor, Luz del Sur, Electrocentro, etc.

El gráfico del anexo N° 8, muestra en un mapa, el alcance de las líneas de transmisión a nivel nacional, la ubicación de las principales empresas transmisoras y las nuevas líneas que se han propuesto a futuro (dibujadas en líneas discontinuas).

En el presente cuadro las líneas calificadas como principales a fines de 2002.

Cuadro N° 17 : Líneas de transmisión principal del SEIN DE 2002

| Zona | Línea * | Titular | Tensión nominal (kV) | Número de ternas | Longitud (km) |
|---------------|---|--------------|----------------------|------------------|----------------|
| Norte | S.E. Malácas (Talara) - S.E. Piura Oeste | REP | 220 | 1 | 103,8 |
| | S.E. Chiclayo Oeste - S.E. Guadalupe 1 | REP | 220 | 1 | 83,7 |
| | S.E. Guadalupe 1 - S.E. Trujillo Norte | REP | 220 | 1 | 103,4 |
| | S.E. Chimbote 1 - S.E. Paramonga Nueva | REP | 220 | 1 | 220,3 |
| | S.E. Paramonga Nueva - S.E. Vizcarra | ETESÉLVA | 220 | 1 | 145,3 |
| | S.E. Paramonga Nueva - S.E. Huacho | REP | 220 | 1 | 55,6 |
| | S.E. Chavarría - S.E. Santa Rosa | REP | 220 | 2 | 8,5 |
| | S.E. Paragsha II - S.E. Huánuco | REP | 138 | 1 | 86,2 |
| | S.E. Huánuco - S.E. Tingo María | REP | 138 | 1 | 88,2 |
| Interconexión | S.E. Campo Armiño (Mantaro) - S.E. Cotaruse | TRANSMANTARO | 220 | 2 | 292,1 |
| | S.E. Cotaruse - S.E. Socabaya | TRANSMANTARO | 220 | 2 | 310,9 |
| Sur | S.E. Cerro Verde - S.E. Repartición | REP | 138 | 1 | 30,0 |
| | S.E. Repartición - S.E. Mollendo | REP | 138 | 1 | 55,0 |
| | S.E. Quencoro - S.E. Dolorespata | REP | 138 | 1 | 8,4 |
| | S.E. Tintaya - S.E. Ayaviri | REP | 138 | 1 | 82,5 |
| | S.E. Ayaviri - S.E. Azángaro | REP | 138 | 1 | 42,4 |
| | S.E. Socabaya - S.E. Moquegua (Montalvo) | REDESUR | 220 | 2 | 106,7 |
| | S.E. Moquegua (Montalvo) - S.E. Tacna | REDESUR | 220 | 1 | 124,4 |
| | S.E. Moquegua (Montalvo) - S.E. Puno | REDESUR | 220 | 1 | 196,6 |
| Total | | | | | 2 144,0 |

Fuente : MEM - DGE

4.3.3 Empresas distribuidoras

Tienen como objetivo expandir las redes eléctricas sobre centros de consumo de las zonas establecidas de su concesión, manteniendo la eficiencia y calidad del servicio.

En el Perú, algunas empresas distribuidoras no solo operan redes eléctricas de sistemas de distribución (Baja tensión y Media tensión), como se mencionó en el ítem anterior, poseen redes de subtransmisión (Alta y muy alta tensión) que les permite retirar energía de las barras del Sistema Interconectado (SEIN) para vender a sus sistemas eléctricos.

Es decir, las distribuidoras poseen sistemas eléctricos interconectados y sistemas eléctricos aislados (no conectados al SEIN), pero las ventas de energía en el primer caso abarca el 96% del total y los aislados solo el 4%.

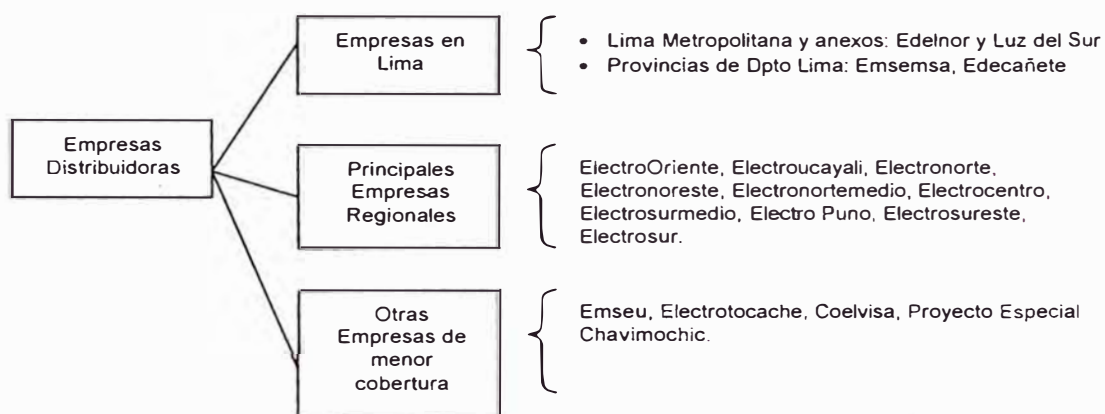
Gráfico N° 21: Participación de las ventas por sistema



Fuente : MEM - DGE

A fines de 2002 existen 12 empresas distribuidoras representativas, y se ha clasificado de la siguiente manera, ver el siguiente gráfico:

Gráfico N° 22: Empresas representativas de distribución



Fuente : Elaboración propia

Las municipalidades que generan energía eléctrica, realizan también actividades de distribución en sus propias localidades; y son sistema aislados con un reducido número de clientes de bajo consumo.

La ubicación de las principales empresas distribuidoras del país y sus respectivos sistemas eléctricos interconectados a diciembre del 2002, se muestran en el gráfico del anexo N° 9.

4.4 Participación de las empresas estatales y privadas en el negocio eléctrico

A continuación se muestra la participación de las empresas eléctricas más representativas del país a nivel de Mercado Eléctrico, para ello se utilizará los principales indicadores técnicos que se manejan en el subsector.

4.4.1 Oferta de capacidad y producción de energía eléctrica

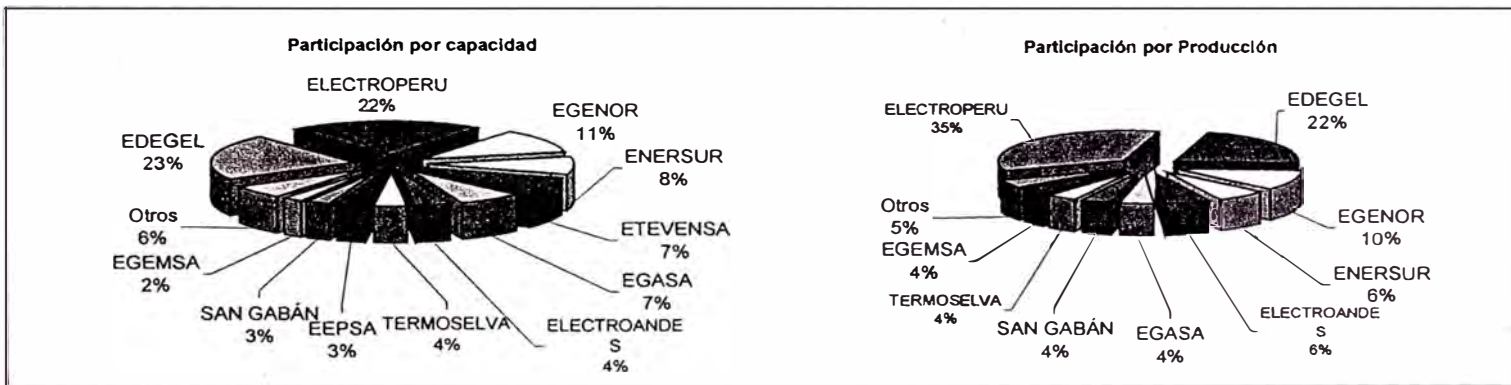
Solo en el COES (empresas generadoras COES) la potencia instalada a fines de 2002 fue de 4 705 MW y la producción de energía fue de 19 657 GW.h, en ella los grupos económicos privados de mayor representatividad son Endesa y Duke. El estado peruano también tiene una importante participación con 35% y 47% de la potencia y producción respectivamente, debido a que opera la empresa Electroperú, por si solo abarca el 22% y 35% de los mismos indicadores.

Cuadro N° 18 : Grupos Económicos en el COES - 2002

| Operador | Grupos Económicos | Empresas Eléctricas | % P. Instalada | % Producción | |
|----------|--------------------|-------------------------------------|---|--------------|-----|
| Privado | Endesa | Edegel, Eepsa, Etevensa | 32% | 23% | |
| | Duke | Egenor | 11% | 10% | |
| | Tractebel | Enersur | 8% | 6% | |
| | Pseg Global | Electroandes | 4% | 6% | |
| | Maple Duke y otros | Termoselva | 4% | 4% | |
| | NRG Energy | Cahua y Epacasmayo | 2% | 2% | |
| | Shougang | Shougesa | 1% | 0% | |
| | Emp. Asociadas | Corona, Minsur, Bhp Tintaya, Trupal | 1% | 0% | |
| | Estatal | Estado Peruano | Electroperu, Egasa, Egemsa, Egesur, San Gabán | 35% | 47% |

La empresas eléctricas más representativas en estos dos indicadores fueron Edegel, Electroperú, Egenor y Enersur que cubrieron el 63% de la capacidad del COES y 74% del despacho en el 2002.

Gráfico N° 23 : Empresas Generadoras más representativas en el COES - 2002



Fuente : MEM - DGE

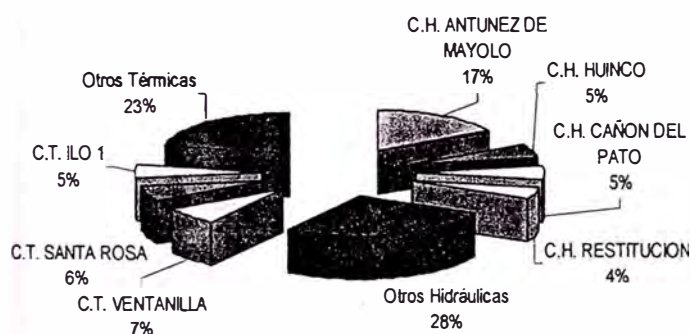
Las centrales eléctricas con más del 4% de la capacidad instalada en el COES son por parte del estado, la C.H. Antúnez de Mayolo (17%) por amplio margen y C.H. Restitución (4,5%) pertenecientes a Electroperú. Por operadores privados: la C.H. Cañón del Pato (5,2%) de Egenor, C.H. Huinco (5,5%) y la C.T. Santa Rosa (6%) de Edegel, CT. ILO 1 (5,5%) de Enersur y C.T. Ventanilla (7,2%) de Etevensa; esta última casi no opera pero significa una alta reserva de capacidad para el sistema, y para abastecer grandes cargas súbitas, aún así Etevensa mantiene un nivel de ventas a Luz del Sur porque se abastece comprando todo al Mercado Spot..

Las centrales que produjeron energía eléctrica en más del 4% del despacho dirigido por el COES, fueron las siguientes por el estado: C.H. Antúnez de Mayolo (26,3%) por amplio margen y C.H. Restitución (8,5%) de Electroperú. Por operadores privados : C.H. Cañón del Pato (7,3%)

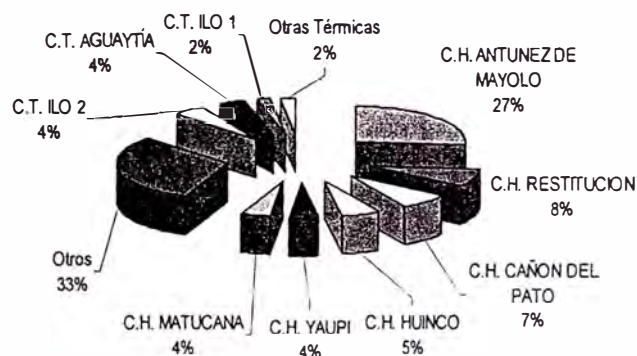
de Egenor, C.H. Huinco (5,5%) y C.H. Matucana (4,2%) de Edegel, C.H. Yaupi de Electroandes (4,3%), y finalmente por C.T. ILO 2 (4,3%) de Enersur.

Gráfico N° 24 : Centrales Eléctricas más representativas en el COES - 2002

Centrales Representativas en el COES por Capacidad



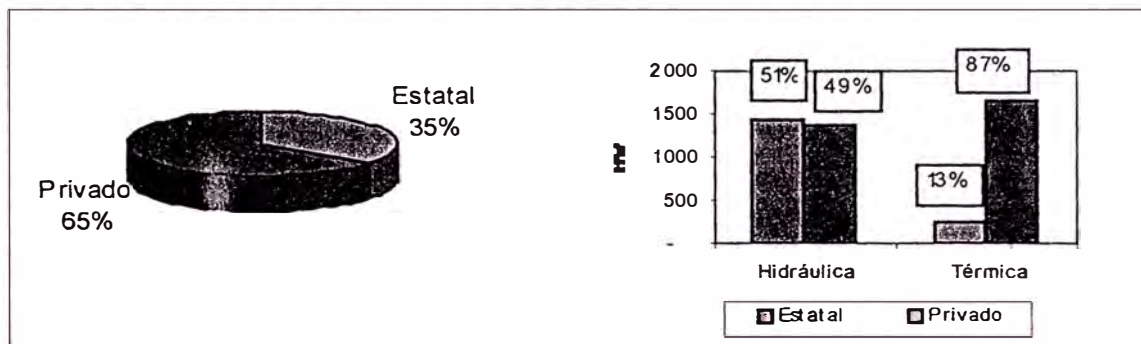
Centrales representativas en el COES, por Producción de Energía en el 2002



Fuente : MEM - DGE

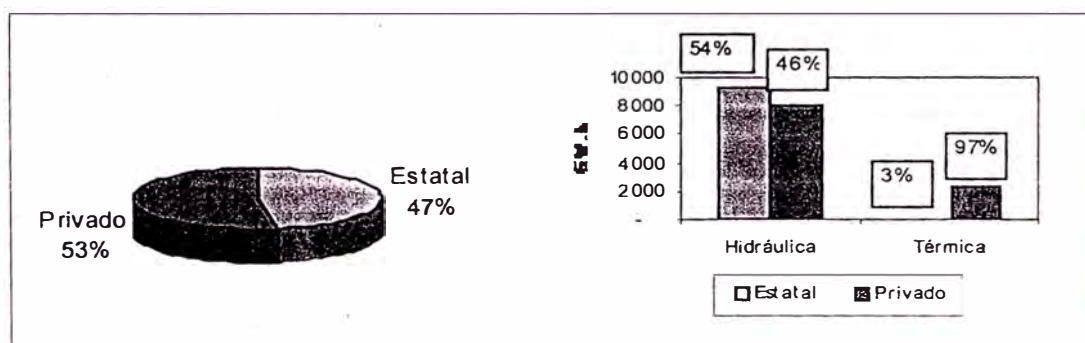
En resumen, en el COES las empresas privadas tienen a su disposición mayor capacidad instalada que el estado (65% del total), porque aunque en centrales hidráulicas casi se tiene la misma capacidad, las privadas poseen mayores y grandes unidades térmicas inclusive en suma ligeramente mayor que sus hidráulicas (Ver gráfico N° 25). En el despacho del periodo 2002, la producción de energía eléctrica fue mayor por parte de centrales operadas por privadas (53% del total), pero el estado tuvo mayor producción de origen hidráulica (Ver gráfico N° 26); como se puede observar las térmicas tienen poca participación por tener el costo de producción alto, y son operadas principalmente por privados.

Gráfico N° 25 : Participación según la potencia instalada



Fuente : MEM - DGE

Gráfico N° 26 : Participación según el despacho producción de energía



Fuente : MEM - DGE

En los cuadros del anexo N°10 y N°11, muestra el detalle de la participación de las empresas mencionadas y de las principales centrales eléctricas del país, también aquellas que se encuentran conectadas al sistema, pero no son consideradas por el COES (NO COES) por las características particulares de su conexión a la red; en ella se encuentra: La C.T. DIESEL de Electroucayali, C.T. Atocongo de Gen. Elec.. Atocongo, C.H. Curumuy de Sinersa, entre otras, también algunas distribuidoras que abastecen parte de sus localidades interconectadas.

Finalmente, para completar el circuito del mercado eléctrico, están las centrales que se encuentran aisladas, por lo general son de empresas distribuidoras que abastecen su sistemas eléctricos aislados; de ellas sobresale la C.T. Iquitos de 33MW, operado por Electroriente. La

producción total de estas centrales aisladas es apenas 2,5% del total generado en el mercado eléctrico y 4,4% respecto a la capacidad.

4.4.2 Oferta eléctrica en transmisión

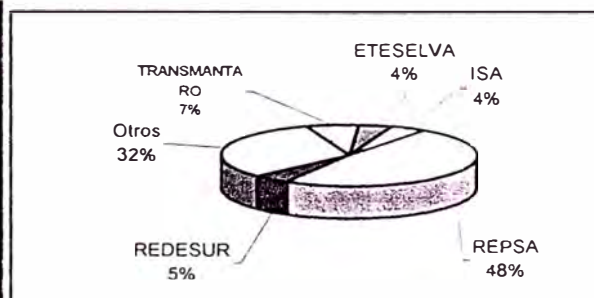
Actualmente las empresas transmisoras son todas privadas, luego de la concesión otorgada a REP, para el control de los sistemas pertenecientes a Etecen y Etesur.

La oferta a nivel de líneas de transmisión en líneas de muy alta tensión (220kV y 138 kV) sobre el territorio nacional, se muestra por empresa en el cuadro N° 18 . Donde se destaca solo a aquellas empresas cuya actividad principal es la transmisión en el SEIN, el rubro "Otros" son otras empresas que cuentan con concesión de transmisión para la realización de sus actividades propias, como distribuidoras, empresas mineras, etc.

La empresa REP representa el 48% de 8 890 km, porque opera los sistemas que pertenecían a las empresas Etecen y Etesur, sistemas interconectados del norte y sur. La empresa Transmantaro, representa solo la interconexión de lo sistemas antes mencionados. Luego Redesur con 5%, opera las líneas que refuerzan el sistema del sur, así como Eteselva con 4% extiende al SEIN hacia el oriente e ISA (4%) refuerza el centro hasta el oriente medio.

Cuadro N° 19: Longitud de líneas de transmisión de 220 y 138 kV a nivel nacional

| Empresa | Longitud (km) | | |
|--------------|---------------|--------------|--------------|
| | 220 | 138 | Total |
| TRANSMANTARO | 603 | | 603 |
| ETESELVA | 392 | | 392 |
| ISA | 263 | 131 | 394 |
| REPSA | 3 018 | 1 238 | 4 256 |
| REDESUR | 428 | | 428 |
| Otros | 854 | 1 963 | 2 817 |
| Total | 5 559 | 3 331 | 8 890 |

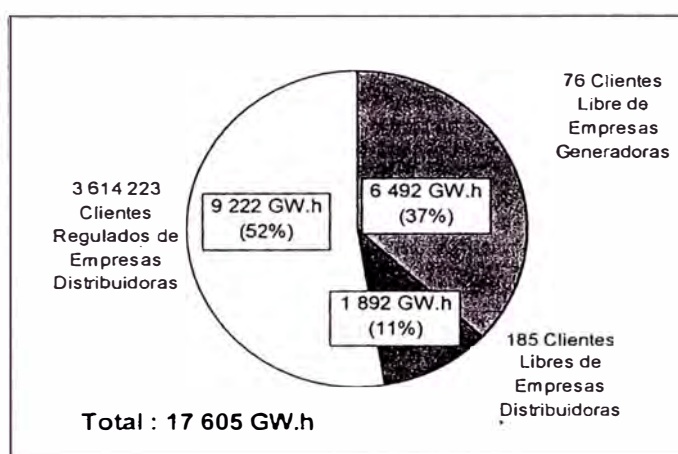


Fuente : MEM - DGE

4.4.3 Venta de energía eléctrica a cliente final en el mercado eléctrico

En cuanto a la venta de energía a cliente final, compiten las empresas generadoras y distribuidoras por los clientes libres, porque el mercado regulado (Servicio Público de electricidad) es un monopolio de las distribuidoras. A pesar del menor número de clientes libres el volumen de consumo es mayor, tal como muestra el gráfico siguiente en el reparto de los clientes y ventas.

Gráfico N° 27 : Venta de energía a cliente final por mercado y tipo de empresa en el 2002 (GW.h)



Fuente : MEM - DGE

En este mercado se encuentran algunos grupos económicos de mayor cobertura, como muestra el cuadro N° 20. Entre los operadores privados el grupo Endesa y Pseg Global cubren casi el 60% de la ventas finales, el 44% de los clientes regulados y 63% de los clientes libres, esto es debido principalmente a que tienen a su cargo respectivamente las empresas concesionarias de Lima Metropolitana Edelnor y Luz del Sur, además las generadoras tienen entre sus clientes libres a empresas mineras de gran consumo. El estado peruano a través de sus empresas regionales de distribución y sus empresas generadoras alcanzan también una importante

participación, con el 25% de las ventas finales y el 52% de los clientes regulados. Como se puede apreciar la relación venta/cliente es menor debido al menor consumo en las provincias fuera del departamento de Lima.

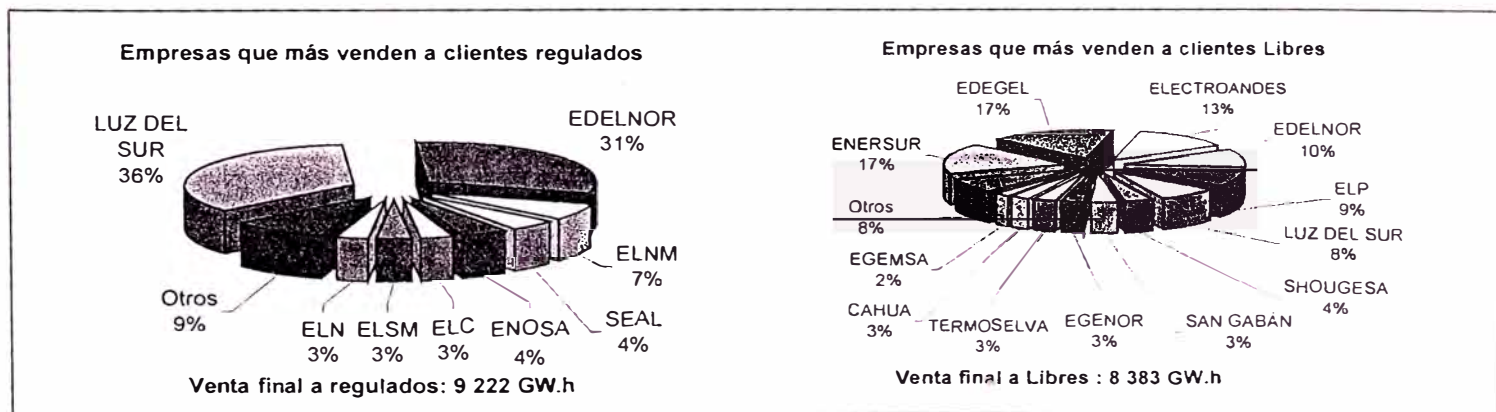
Cuadro N° 20 : Grupos Económicos en el Mercado de Venta Final - 2002

| Operador | Grupos Económicos | Empresas Distribuidoras | Empresas Generadoras | % Venta Energía | % Número de Clientes Regulados | % Número de Clientes Libres |
|----------------|--------------------|---|--|-----------------|--------------------------------|-----------------------------|
| Privado | Endesa | Edelnor | Edegel, Eepsa, Elevenza | 29% | 24% | 38% |
| | Pseq Global | Luz del Sur, Edecañete | Electroandes | 29% | 20% | 25% |
| | Hica | Elism | | 2% | 3% | 6% |
| | Otros | Epangoa, Coelvisa, Sersa, Emsemsa, Emseu, Tocache | Atocongo, Egepsa, Arcata, Conenhua | 1% | 1% | 2% |
| | Duke | | Egenor | 1% | | 7% |
| | Tractebel | | Enersur | 8% | | 0% |
| | Maple Duke y otros | | Temoselva | 1% | | 2% |
| | NRG Energy | | Cahua y Epacasmayo | 1% | | 1% |
| | Shougang | | Shougesa | 2% | | 0% |
| Emp. Asociadas | | Corona | 0% | | 1% | |
| Estatad | Estado Peruano | Elnm Elc, Seal, Enosa, Else, Eln, Elor, Elpu, Els, Elu, Chavimochic | Electroperu, Egasa, Egemsa, Egesur, San Gabán. | 25% | 52% | 18% |

Fuente : MEM - DGE

Edelnor y Luz del Sur cubren casi el 37% y 31 % de las ventas al mercado regulado, en menor magnitud siguen las distribuidoras regionales Elnm (7%), Seal (4%), Enosa (4%), etc. En el mercado libre las generadoras tienen mayor nivel de venta de energía, en su mayoría clientes con actividad minera, de las distribuidoras solo Edelnor y Luz del Sur son las más representativas.

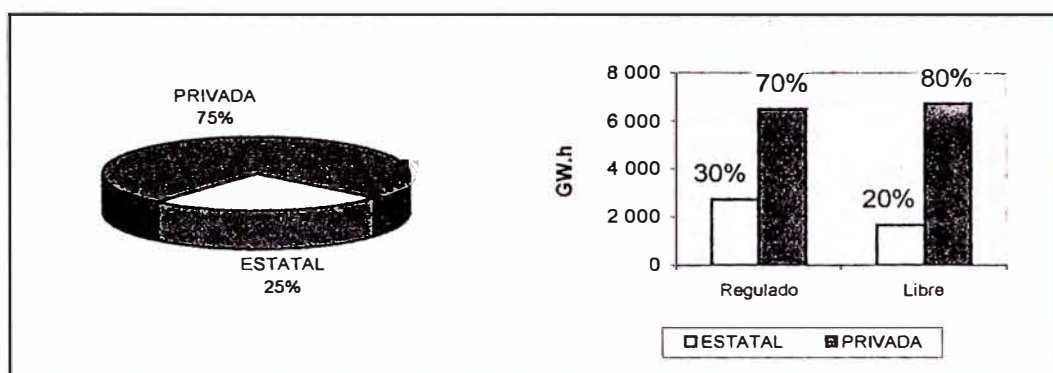
Gráfico N° 28: Participación de las empresas en la venta de energía a cliente final 2002



Fuente : MEM - DGE

En resumen, como se muestra en el siguiente gráfico, la participación privada en función a las ventas de energía es mayor con el 75% del total; de la misma manera dentro del mercado regulado abarcan el 70% y del dentro del mercado libre el 80%.

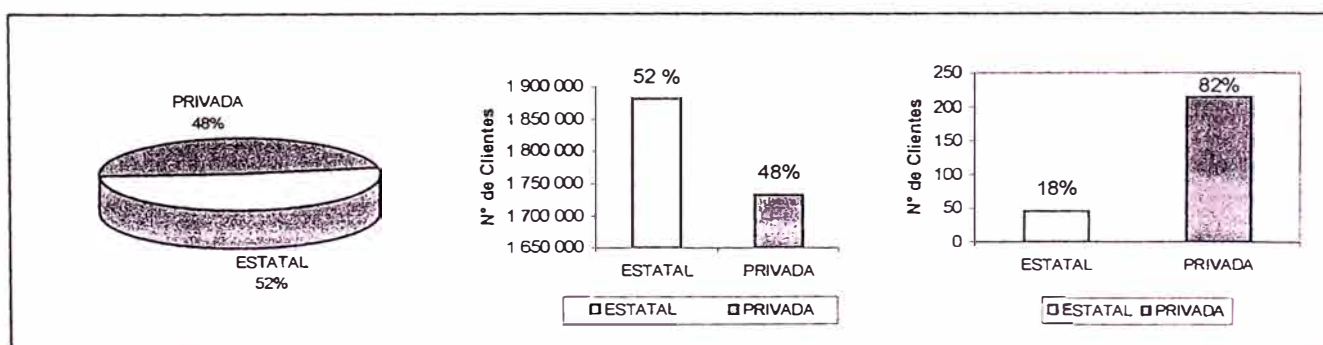
Gráfico N° 29 : Participación según la venta de energía a clientes final



Fuente : MEM - DGE

En cuanto al número de clientes, es todo lo contrario; la participación estatal es mayor con el 52% del total y dentro del mercado regulado se mantiene la proporción porque los clientes regulados están en el orden de millones. Pero en número de clientes libres la privadas tienen el 82% (215 Clientes).

Gráfico N° 30 : Participación según el número de clientes

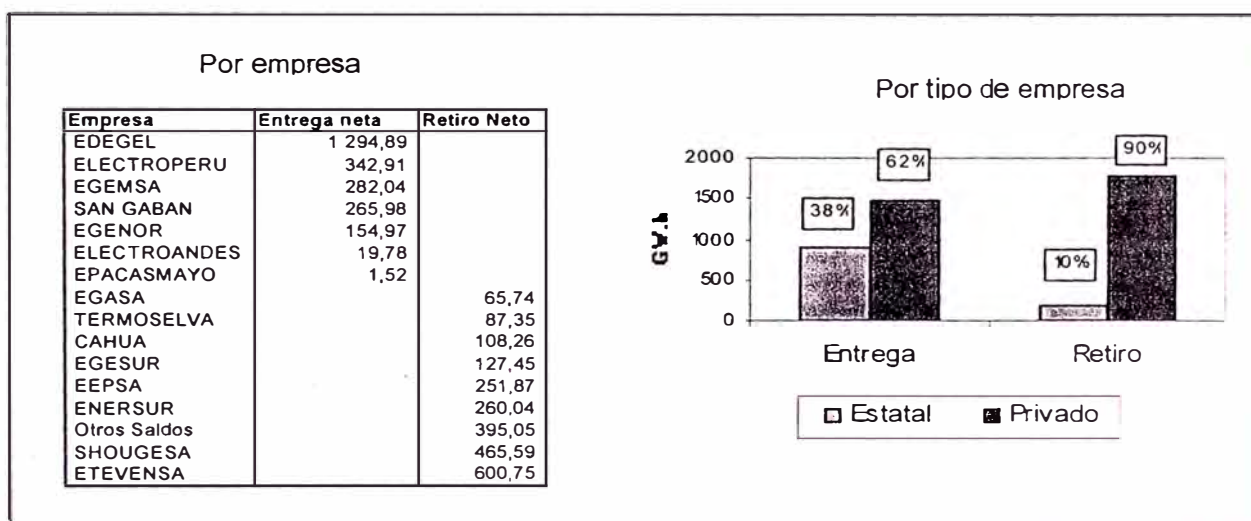


Fuente : MEM - DGE

4.4.4 Transferencias en el Spot y ventas a distribuidor

Otra parte de las transacciones, es la transferencias de energía en el Spot, en el año 2002, la empresa que más se ha beneficiado en este mercado es Edegel, según la entrega neta que muestra el siguiente gráfico, a la vez la empresa Etevensa fue la que más retiró del Spot para cumplir con sus contratos de venta, seguido de Shougesa.

Gráfico N° 31 : Transferencia de energía en el Spot



Fuente : MEM - DGE

El siguiente cuadro muestra el alcance de las ventas a distribuidor realizadas en el año 2002, a través del sistema interconectado SEIN la generadoras ubicadas en distinta zona geográfica abastecen a las empresas distribuidoras. Electroperú, Egenor y Edegel han vendido el 47%, 13% y 12% del total a distribución. Se destaca que las principales abastecedoras de Edelnor y Luz del Sur son Electroperú y Edegel, luego Egasa en Arequipa suministra en mayor proporción en zona centro a la distribuidora Electrocentro, Egenor en el norte abastece también a Edelnor en Lima.

Cuadro N° 21 : Alcance de las empresas generadoras a distribuidoras

| Operador | Grupo Económico | Empresa | Venta a empresas distribuidoras | | |
|--------------|---------------------|--------------|--|------------------|-------------|
| | | | Distribuidoras compradoras (% de compra) | Energía (GW.h) | Partic. (%) |
| ESTADO | FONAFE | ELP | LUZ DEL SUR (47), EDELNOR (37), ELNM(6%), ELSM(5%), ENOSA(2%), EDECAÑETE(1%), UCAYALI (1%), ELC (0,04%). | 5 511,27 | 47% |
| | | EGASA | SEAL (65%), ELC (35%). | 829,83 | 7% |
| | | EGEMSA | ELSE (96%), COELVISA (4%) | 192,75 | 2% |
| | | EGESUR | ELS (100%) | 182,93 | 2% |
| | | SAN GABÁN | ELPUNO (76%), ENOSA (24%) | 168,09 | 1% |
| PRIVADO | ENDESA | EDEGEL | EDELNOR (67%), LUZ DE SUR (31%), COELVISA (2%) . | 1 415,94 | 12% |
| | | EEPSA | EDELNOR (72%), LUZ DEL SUR (28%) | 442,37 | 4% |
| | PSEG GLOBAL | ETEVENSA | LUZ DEL SUR (100%) | 610,16 | 5% |
| | | ELECTROANDES | ELC (80%), Comunidad Campesina Quipparacra (20%) | 3,33 | 0% |
| | TRACTEBEL | ENERSUR | ---- | | |
| | DUKE | EGENOR | EDELNOR (40%), ELNM(19%), ELN (18%), ENOSA(16%), LUZ DEL SUR (6%) | 1 532,04 | 13% |
| | NRG Energy | CAHUA | EDELNOR (76%), ELNM(19%), Emp. Serv. Elect. Huanchay (15%), EMSEMSA(4%), Pueblo (1%) | 169,99 | 1% |
| | | EPACASMAYO | EOELNOR (68%), ELNM (32%) | 12,94 | 0% |
| | MAPLE DUKE y otros. | TERMOSELVA | LUZ DEL SUR (67%), ELNM(22%), ELC (10%), TOCACHE(1%) | 555,73 | 5% |
| | SHOUGANG | SHOUGESA | ELSM (99%), Municip. San Juan de Marcona (1%) | 136,13 | 1% |
| TOTAL | | | | 11 763,54 | |

Fuente : MEM - DGE

4.5 Recursos energéticos

El territorio peruano actualmente se ve favorecido actualmente por contar con dos recursos potencialmente aprovechables en gran escala, que es el gas natural de Camisea y los ríos con caídas de agua, embalses y ríos que nacen de las altas cumbres de la sierra.

4.5.1 Reserva y Potencial de las fuentes energéticas

Según las fuentes renovables disponibles, se tiene estimado lo siguiente:

a) **Hidroenergía** .- En la actualidad, las instalaciones eléctricas instaladas, en construcción y en proyecto proporcionan una reserva de 1.3 GW.h a producirse en 50 años.

Respecto al potencial; en el año 1973, como parte de la formulación de un Plan Energético Nacional, se evaluó el potencial hidroeléctrico del País con la finalidad de formular los proyectos técnicamente factibles de todas las cuencas fluviales del Perú. De esta manera se estimó lo siguiente :

- **Potencial Hidrológico Teórico o Bruto:** este concepto considera que todo el agua es capaz de generar electricidad en razón de su elevación natural y con 100% de eficiencia, según ello se estimó en el país algo más de 200 000 MW.
 - **Potencial Técnico:** es una medida de los recursos que podrían ser explotados por medio de desarrollos existentes o posibles, sujeto a las correspondientes limitaciones técnicas. Las tecnologías de esa época posibilitaba a países desarrollados obtener un Potencial Técnico aproximadamente igual al 30% del potencial teórico. Se analizaron 800 proyectos, de ellos se eliminó una serie de proyectos puesto que no eran factibles por topografía, geología, hidrología y por no cumplir con los requerimientos de potencia mínima. De ello se obtuvo 548 proyectos, que dan un total de 2192 alternativas a nivel de prediseño, dimensionamiento hidráulico y funcional. De ellas 328 conformaron una cadena óptima (desarrollo de un sistema hidroeléctrico, conjunto de ríos que pueden estar interconectados hidráulicamente para generar electricidad), de centrales hidroeléctricas que pueden ser construidos siendo compatibles entre sí. Ello hace una potencia instalada de 58 937 MW y una energía anual acumulada de 395 118 GW.h. Comparado con la potencia instalada y producción hidráulica del país en el periodo 2002, solo se aprovecha el 5,1% y 4,6% respectivamente, y comparado con el total (hidráulico y térmico) representa el 10,1% y 5,6% respectivamente.
- b) **Energía solar.**- El Perú cuenta con un gran potencial de energía solar, gracias a sus características geográficas y climatológicas. Estudios muestran que la incidencia diaria promedio anual de energía solar es mayor en el sur del país (Arequipa, Moquegua y Tacna), en esa zona puede llegar a 7 kW.h/m^2 . El gráfico del anexo N° 12, muestra el mapa solar del Perú, según el proyecto de medición realizado por el SENAMHI y el MEM.

c) **Energía Eólica.-** El territorio nacional posee algunas zonas de mayor intensidad de viento, pero por el momento no se ha hecho un nuevo estudio sobre este recurso. Aunque si se cuenta con dos pequeñas centrales eólicas que están en fase experimental. C.E. Malabrigo en La Libertad y C.E. Marcona en Malabrigo.

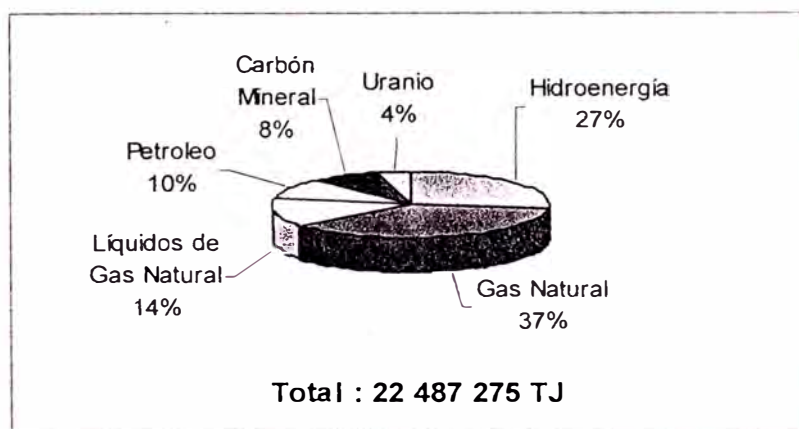
Según las fuentes no renovables disponibles, se tiene registrado a la actualidad:

- d) **Gas natural .-** En 1987 se incorpora el Gas de Camisea y a diciembre de 1999 se prueba adicionalmente reservas en la zona de Pagoreli. A fines del año 2002, se tiene probados $247.1 \times 10^9 \text{ m}^3$ de gas natural, de las cuales el 93% pertenecen a Camisea (Selva Sur), el 3% al yacimiento de Aguaytía (Selva Central), y el 4% restante se localiza en la Costa Norte (Talara) y el Zócalo continental. El gráfico del anexo N°13, muestra la ubicación de estas fuentes.
- e) **Gas natural seco.-** El gas natural seco esta conformado por la corriente gaseosa resultante de los procesos de separación del gas asociado y no asociado; y se compone básicamente por Metano (CH_4), es precisamente este gas el que se utiliza para la generación de energía eléctrica.
- f) **Líquidos de gas natural.-** A fines de 2002, las reservas probadas de Gas Natural son del orden de $92.2 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($579.8 \times 10^6 \text{ bbl}$), de los cuales $90.1 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($566.5 \times 10^6 \text{ bbl}$) pertenecen a camisea.
- g) **Petróleo.-** Las reservas probadas de petróleo crudo a fines de 2002 fueron del orden de $63,5 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($399,6 \times 10^6 \text{ bbl}$).
- h) **Carbón Mineral.-** Las reservas probadas de carbón mineral a fines de 2002 fueron cercanas a las $58.7 \times 10^6 \text{ t}$, correspondiendo en cerca de un 97% a carbón de tipo antracita y el resto a carbón bituminoso. El departamento de la libertad posee las mayores reservas de carbón existentes, representando alrededor del 87% del total nacional.

- i) **Uranio.**- Las reservas probadas de uranio son del orden de 1800 t y están localizadas en la parte nor occidental del área de distribución de los volcánicos de la formación Quenamari, distrito de Corani, provincia de Carabaya, departamento de Puno. Tales reservas fueron obtenidas mediante el "prospecto uranífero Chapi" entre 1984 – 1986 y confirmadas mediante el inventario de reservas probadas de 1989, año después del cual no se realizaron más actividades exploratorias.

Realizando un balance entre las energías comerciales (no incluye la solar y eólica) como el gráfico siguiente, se obtiene que entre las reservas probadas, el gas natural es la más representativa en el territorio con el 37% del total, seguido la hidroenergía (27%) y líquidos de gas natural (14%). En cuanto a la hidroenergía solo se considera la reserva disponible y no el potencial para obtener un balance más realista.

Gráfico N° 32 : Reservas probadas de energía comercial



Fuente : MEM - OTERG

Los energéticos tienen varias aplicaciones, a parte de la generación de energía eléctrica, por ejemplo el gas natural como materia prima en la petroquímica o reducción directa del hierro, en los recursos hídricos el uso de embalses para irrigación, el carbón para la fabricación de ladrillos, etc. Ver el siguiente cuadro resumen:

Cuadro N° 22 : Reserva energética y otras aplicaciones de uso

| Recurso | Reserva | Ubicación | Alcances principales de uso |
|-------------------------|--|--|---|
| Hidroenergía | Potencial : 395 118 GW.año (58 937 MW) Reserva: 1.3x10 ⁶ GW.h | Ríos considerados en el potencial hidrológico: Santiago, Maraón, Utcubamba, Huallaga, Mayo, Perené, Urubamba, Apurímac, Inambari, Tambo, | Multiuso de los embalses: energía eléctrica, irrigación |
| Energía Solar | Promedio: (4 a 7) kW.h / m ² | Zonas de mayor radiación a lo largo del país | Energía eléctrica con uso de celdas fotovoltaicas, y calentamiento con uso de colectores |
| Gas natural | 247 100 x10 ⁶ m ³ | 93% Camisea, 3% aguaytía, 4% Talara | Transformación: Generación de energía eléctrica, aplicaciones residenciales e industriales ; Materia Prima: Petroquímica, Reducción directa de hierro, Gas Natural licuado para exportación, de gas a líquidos. |
| Líquidos de Gas Natural | 92,2 x 10 ⁶ m ³ | 97% Camisea, 3% Verdún y Aguaytía | |
| Petróleo * | 63,5 x 10 ⁶ m ³ | Zonas: Noroeste, Zócalo, Selva | Transformación: Generación de energía eléctrica, transporte, aplicaciones residenciales e industriales ; Materia Prima: Petroquímica. |
| Carbón Mineral * | 58,7 x 10 ⁶ ton. | 97% Antracita y 3% Bituminoso. - El 87% esta en el dpto. La Libertad | Uso minero metalúrgico, industria de cementos y ladrilleras, pesquera, granjas avícola, otros. |
| Uranio | 1 800 ton. | En Puno, area volcánica de Quenamari | Energía eléctrica. Medicina-Terapia, industrias conservadoras de alimentos, esterilizantes, etc |

* La reservas nacionales de estos combustibles no contienen en su mayoría la calidad para utilizarlos en actividades industriales que lo exigen. Por ejemplo, en el caso de derivados del petróleo, para la industria automotriz o motores que requieren buena calidad de combustible, o para la petroquímica. En el segundo caso del carbón mineral no contiene las características adecuadas para los motores de combustión. En ambos casos se importa estos combustibles y se exporta combustibles de baja calidad que son también solicitados en algunas industrias nacionales e internacionales.

Fuente : MEM – OTERG, otros varios

Si comparamos las reservas actuales y la oferta bruta interna nacional de energía del 2002, sucede que ese año se ha ofertado solo el 2% de las reservas de energía, aunque esta oferta incluye el balance de recursos importados y exportados.

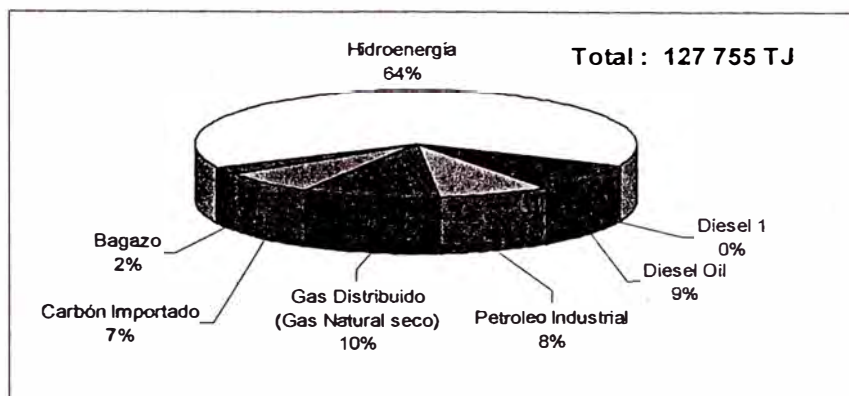
4.5.2 Consumo actual de energéticos para electricidad

El consumo de energéticos para electricidad en el país, es variada como se muestra en el cuadro siguiente. Comparando a las mismas unidades de energía, destaca como recursos de energía primaria, la hidroenergía con amplio margen de 64%, luego el carbón importado (7%) y el bagazo (2%). En cuanto a energías secundarias, destaca el Gas Natural (10%), el Diesel oil (9%) y Petróleo industrial (8%).

Cuadro N° 23 : Consumo de recursos energéticos para electricidad

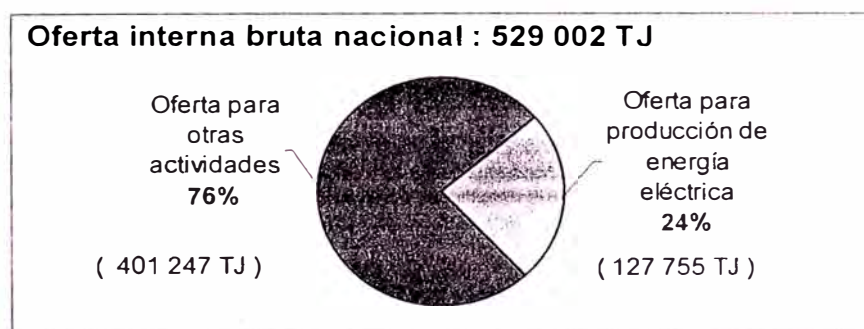
| Unidades | Energía Primaria | | | Energía Secundaria | | | | Energía bruta requerida | Pérdidas por Transformación | Energía útil (energía eléctrica producida) |
|------------------|-------------------------|-------------------------|--------------|-----------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------|-----------------------------|--|
| | Carbón Importado | Bagazo | Hidroenergía | Diesel 1 | Diesel Oil | Petróleo Industrial | Gas Distribuido (Gas Natural seco) | | | |
| Propias Unidades | 308 x10 ⁶ kg | 427 x10 ⁶ kg | 18 040 GW.h | 2 x10 ³ m ³ | 306 x10 ³ m ³ | 276 x10 ³ m ³ | 368 x10 ³ m ³ | | | 21 982 GW.h |
| Terajoules (TJ) | 9 397 7% | 2 679 2% | 81 141 64% | 55 0% | 11 109 9% | 10 665 8% | 12 709 10% | 127 755 100% | 48 657 38% | 79 098 62% |

Fuente : MEM - OTERG

Gráfico N° 33 : Participación de recursos en el consumo energético

Fuente : MEM - OTERG

El cuadro del anexo N°14, detalla la participación de los recursos usados para generar energía eléctrica, respecto a la oferta bruta interna a nivel nacional de todos los recursos primarios y secundarios; según esto el año 2002 las centrales eléctricas de generación utilizaron el 24% de los recursos ofertados tanto nacionales como importados.

Gráfico N° 34 : Oferta bruta interna de energía a nivel nacional

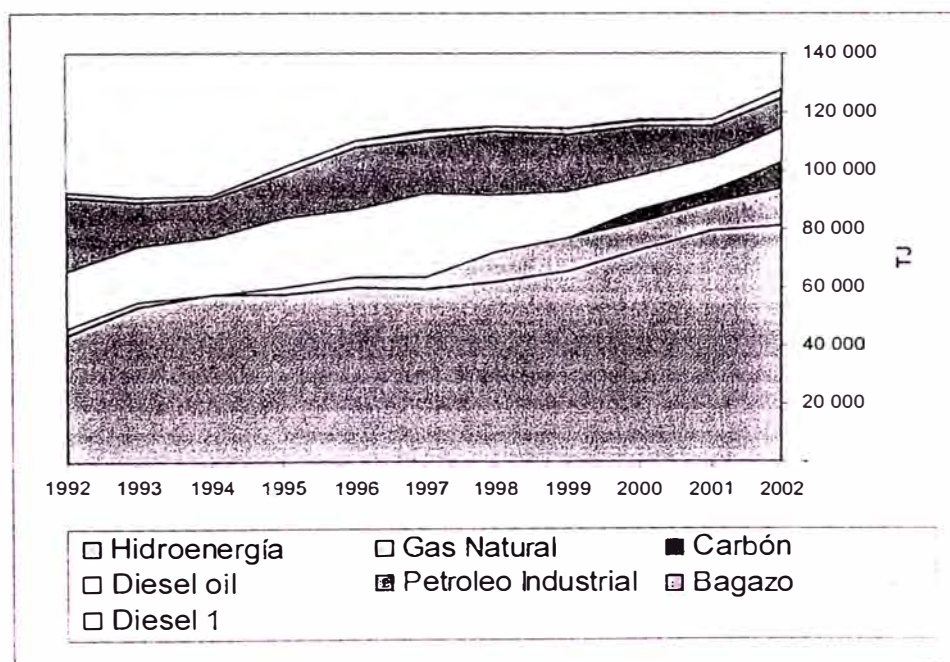
Fuente : MEM - OTERG

Si se analiza el consumo requerido para el mercado eléctrico y los requerido para uso propio, se obtiene que en el mercado eléctrico su principal componente es la hidroenergía, en cambio para uso propio se utiliza más el diesel oil (Cuadro del anexo N°15). Esto es debido a que la generación para el mercado eléctrico se efectúa con los recursos de menor costo de operación.

En cuanto a los recursos hidrológicos, el Río Mantaro abastece a la C.H. Antúnez de Mayolo de 798 MW (la más grande del Perú ubicada en el Mantaro perteneciente a Electroperú). En el norte, el río Santa abastece a la C.H. Cañon del Pato de 247 MW, luego en el sur el río San Gabán a la C.H. San Gabán de 110 MW. Es importante resaltar los recursos de lagos como el de Junín (que aprovechan las centrales del Mantaro), las lagunas de Edegel y la laguna Aricota de Egesur. Ver el cuadro del anexo N° 16.

Respecto a los combustibles fósiles, a lo largo de la evolución histórica se han utilizado más los hidrocarburos líquidos (Diesel 2 y petróleo residual), sin embargo en los últimos años ha disminuido, debido a la presencia del gas natural y el carbón en la generación, esto se demuestra con el gráfico siguiente.

Gráfico N° 35: Evolución de oferta de energía para la producción de energía eléctrica



Fuente : MEM - OTERG

Es el mercado eléctrico, donde recientemente se impulsó el uso del gas natural y el carbón, al respecto los siguientes comentarios:

- El combustible que se utiliza con mayor incidencia es el diesel y ligeramente inferior el petróleo industrial, mientras que el gas natural cuenta con una participación importante a pesar de contar con solo dos centrales: C.T Malacas (Eepsa) y C.T Aguaytia (Termoselva).
- El uso del carbón mineral en la generación de energía eléctrica se inicia en junio del año 2000 con la participación privada a través de Enersur, la central térmica a vapor Ilo 2 de 135 MW de potencia instalada es la única que utiliza esta fuente de energía. En su central Ilo 1, utiliza alternadamente otros combustibles como diesel y residuales.
- En el 2001 se estableció la modalidad del ajuste de los precios de gas de Aguaytía y Talara de tal manera que estos precios ya no están referidos a los del petróleo, sino que comienza a estar a los precios del gas del Perú, teniendo como horizonte Camisea. Los precios de Talara y Aguaytía irán disminuyendo progresivamente en los próximos 4 años hasta que se alcance el nivel de precios de Camisea.

4.5.3 Las ventajas del Gas Natural en los costos de producción

Aunque el recurso hidrológico es el recurso renovable de mayor potencial en el país, es necesario la mayor flexibilidad que ofrecen las centrales térmicas a pesar de que su combustible es caro (por ser no renovable y porque en algunos casos se requiere de muy buena calidad). Pero esta figura se vuelve más alentadora con el uso del Gas Natural, lo que se demostrará en con el análisis de costos de producción para cada tecnología disponible y tipo de combustible. Estos costos se agrupan en dos tipos, costo fijo y costo variable:

- a) **Costo Variable.-** Es proporcional a la producción de energía; en centrales hidroeléctricas este costo esta casi cero porque el agua es su fuente principal. En centrales termoeléctricas esta constituido por costos variables de combustible y no combustible. Se debe tener en cuenta la característica del combustible y la tecnología empleada, ver los siguientes cuadros:

Cuadro N° 24 : Característica del combustible no renovable

| Tipo de combustible | Costo de combustible ¹ | | | Poder Calorífico ² |
|---------------------|-----------------------------------|-------------------|---------------------|-------------------------------|
| | Precio (S/. Gln) | Densidad (kg/gal) | Precio * (US\$/ton) | |
| Diesel N° 2 | 3,4 | 3,248 | 299,0 | 40,53 MBTU / kg |
| Residual N° 6 | 2,6 | 3,612 | 205,7 | 39,14 MBTU / kg |
| Carbón | | | 38,0 | 27,34 MBTU / kg |
| Gas Natural | | | 1,8 ** | 1,00 MBTU / pc |

¹El precio utilizado para los combustibles considera el costo de abastecimiento en el mercado peruano. Lo presentado es solo una lista posible.

²Cantidad de calor que se requiere para la completa combustión de una cantidad unitaria de combustible bajo condiciones específicas.

* Tipo de cambio = 3,5 S/. US\$; precio del gas natural en US\$ / MMBtu

** Precio de gas natural calculado sobre la base de contratos.

Fuente : OSINERG - GART

Cuadro N° 25 : Características de las tecnologías termoeléctricas

| Tipo de tecnología | Rendimiento ¹ | Consumo Calorífico (MBTU / kW.h) | Costo Variable No combustible ² ((US\$ / MW.h) |
|--------------------|--------------------------|----------------------------------|---|
| TG Ciclo Simple | 32% | 10,66 | 2,5 - 4,5 |
| Grupos Diesel | 34% | 10,04 | 4,0 - 11,0 |
| TV a Carbón | 36% | 9,48 | 1,0 - 3,0 |
| TG Ciclo Combinado | 55% | 6,20 | 1,5 - 3,5 |

¹El rendimiento térmico de una máquina depende del tipo de tecnología empleada en su diseño además de otros factores de fabricación.

² Comprende básicamente los costos del lubricante y del mantenimiento preventivo (incluyendo repuestos) a que se somete la unidad de generación durante periodos determinados de tiempo y regímenes de operación (potencia media, arranques y paradas anuales y horas media de operación entre arranques).

Fuente : OSINERG - GART

Por ejemplo, haciendo uso de los datos mostrados, procedemos a calcular el consumo variable de combustible, como producto del consumo específico de la unidad por el costo del combustible. Ver el cuadro siguiente:

Cuadro N° 26 : Comparación del costo variable de producción en centrales eléctricas

| Tipo de tecnología | Tipo de combustible | Costo Variable de Combustible (US\$ / MW.h) |
|--------------------|---------------------|---|
| TG Ciclo Simple | Diesel N° 2 | 78,64 |
| Grupos Diesel | Residual N° 6 | 52,86 |
| TG Ciclo Simple | Gas Natural | 19,19 |
| TV a Carbón | Carbón | 13,19 |
| TG Ciclo Combinado | Gas Natural | 11,16 |
| Hidroeléctrica * | Agua | 0 |

* Las centrales hidroeléctricas, tienen costos variables no que se aproximan a 0,2 US\$ / MW.h

Fuente : OSINERG - GART

El sistema tarifario peruano, permite cubrir los costos de producción con el cobro por energía. El costo de la energía eléctrica se determina por costos marginales (al costo de energía igual al costo variable de la central que cubre la punta de demanda), como el orden de despacho de térmicas es de menor a mayor costo variable, todas la centrales térmicas que ingresen cubrirán sus costos variables de producción.

- b) **Costo Fijo** .- Se asocia indirectamente al costo por uso de los recursos, debido al monto de inversión requerida en su infraestructura, operación y mantenimiento. La inversión nominal por tipo de tecnología (Ver cuadro N°27), muestra que las hidroeléctricas son más caras. Para determinar el costo fijo anual, se debe tener en cuenta los siguientes variables: inversión según capacidad, vida económica, tiempo de construcción, intereses, tasa de descuento.

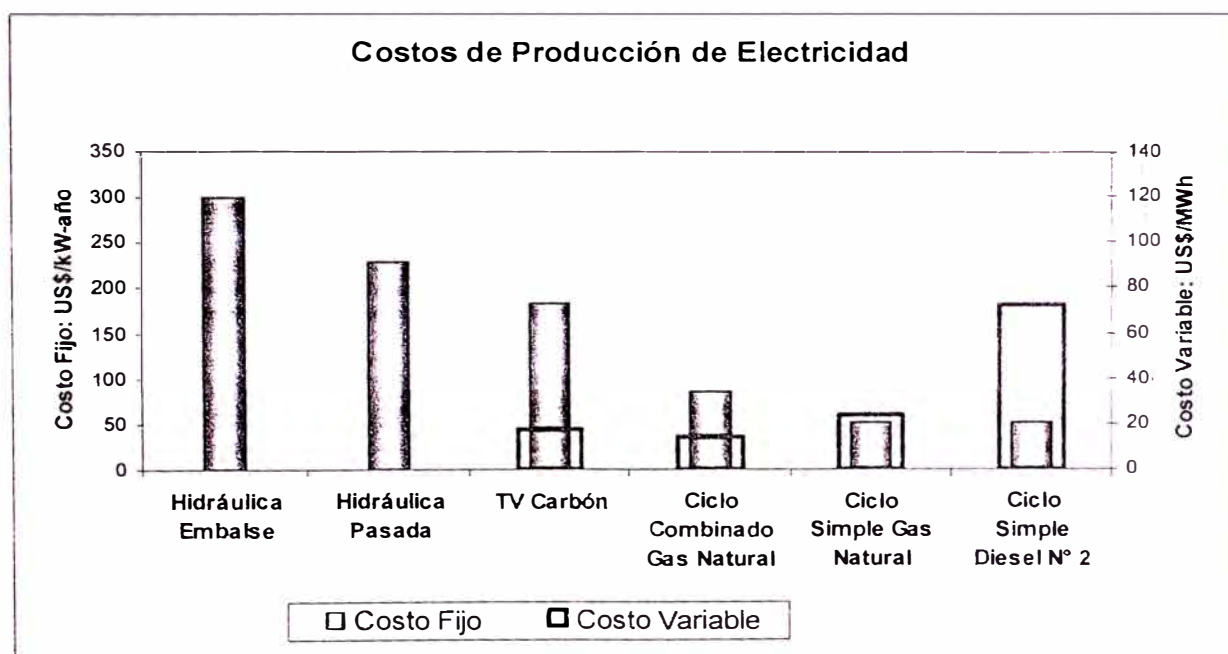
Cuadro N° 27 : Comparación de costos de inversión

| Tipo de tecnología | Costo de Inversión (US\$ / kW) |
|----------------------------|----------------------------------|
| Térmica Ciclo Simple | 300 |
| Térmica Ciclo Combinado | 525 |
| Térmica a Carbón | 1 000 |
| Hidroeléctrica de pasada | 1 200 |
| Hidroeléctrica con embalse | 1 500 |

Fuente : OSINERG - GART

En el cuadro del anexo N°17, se ha determinado los parámetros, para comparación de costo fijos y variables en cada tipo tecnología, considerando similares características como de potencia, factor de planta, energía producida y tasa de descuento (12%). El resultado se observa en el siguiente gráfico:

Gráfico N° 26 : Costos de fijos y variables por tipo de recurso y tecnología



Fuente : OSINERG - GART

Según gráfico, la producción por gas natural en ciclo combinado será una excelente alternativa que permitirá cubrir la demanda, y dada la característica de esta central deberá cubrir una demanda base; por otra parte el ciclo simple con gas natural es la adecuada para cubrir demandas pico, la producción de origen hidráulica participa principalmente en la demanda base. Debe recalcar que el sistema marginalista de precios que usa el Perú y en otros países de América Latina sólo funciona con gas natural, ya que es esta fuente como se pudo comprobar compite en términos reales con las centrales hidráulicas y además elimina la volatilidad de precios spot del COES, con lo cuales disminuye el riesgo del negocio, que permitiría abrir el mercado mayorista a los distribuidores y consumidores, por lo tanto mejoraría la competitividad y se ampliaría las posibilidades de atraer nuevas inversiones.

4.6 Características particulares y operaciones del 2002

A continuación se presenta el resumen de la operaciones efectuadas en el 2002, luego una descripción variada sobre las características que se presentan en la configuración de la oferta y demanda del subsector, además de algunas comparaciones relevantes.

4.6.1 Resumen de operaciones en el 2002

A nivel de generación, el país alcanzó 5 936MW de capacidad instalada y produjo 21 982 GW.h, correspondiendo al mercado eléctrico el 85% y 93% del total respectivamente. Debido a que los sistemas aislados, han tendido a disminuir en el mercado eléctrico, con la continua interconexión de estos al sistema interconectado nacional (en expansión), los sistemas aislados en el mercado eléctrico solo representan el 4% en capacidad y 3% en producción de energía

eléctrica. Caso contrario sucede en uso propio, porque su indicativo como interconectado es solo una particularidad de su conexión (se abastece opcionalmente del SEIN) y son pocas situaciones.

Cuadro Nº 28 : Potencia instalada y producción nacional por sistema en el 2002

| Tipo Servicio | POTENCIA INSTALADA | | | | | PRODUCCIÓN | | | | |
|----------------------|--------------------|------------|------------|------------|--------------|---------------|------------|--------------|-----------|---------------|
| | SEIN | % Part | SA | % Part | Total | SEIN | % Part | SA | % Part | Total |
| Mercado Eléctrico | 4 842 | 96% | 226 | 4% | 5 068 | 19 906 | 97% | 513 | 3% | 20 420 |
| Uso Propio | 132 | 15% | 736 | 85% | 867 | 112 | 7% | 1 451 | 93% | 1 563 |
| Total general | 4 974 | 84% | 962 | 16% | 5 936 | 20 018 | 91% | 1 964 | 9% | 21 982 |

Fuente: MEM – DGE

El año 2002, la venta de energía en el mercado eléctrico fue de 17 605 GW.h, donde el 98% fue vendido por medio de sistemas eléctricos interconectados y solo el 2% en sistemas aislados. La venta sumada a la uso de energía por autoproducción, alcanza los 19 137 GW.h, de esta demanda total los sistemas aislados solo representan el 10%.

Cuadro Nº 29 : Demanda nacional de energía eléctrica por sistema en el 2002

| Empresa | SEIN | | | | SA | | | | Total General |
|-----------------------------------|--------------|--------------|---------------|------------|--------------|------------|--------------|------------|---------------|
| | Libre | Regulado | Total | % Part | Libre | Regulado | Total | % Part | |
| Generadora | 6 491 | | 6 491 | 100% | 0,3 | | 0 | 0% | 6 492 |
| Distribuidora ¹ | 1 892 | 8 854 | 10 745 | 97% | | 368 | 368 | 3% | 11 114 |
| Venta al mercado eléctrico | 8 383 | 8 854 | 17 237 | 98% | 0,3 | 368 | 369 | 2% | 17 605 |
| Uso Propio ² | 81 | | 81 | 5% | 1 451 | | 1 451 | 95% | 1 532 |
| Demanda total nacional | 8 464 | 8 854 | 17 317 | 90% | 1 451 | 368 | 1 820 | 10% | 19 137 |

¹ Solo empresas informantes

² Municipalidades y empresas con actividades industriales, que generan para uso propio. Representa la generación bruta, no considera pérdidas de transmisión y distribución.

Fuente: MEM – DGE

4.6.2 Parque de generación y comportamiento mensual según hidrología

El parque de generación del mercado eléctrico tiene dispersos varias centrales eléctricas hidroeléctricas y termoeléctricas a nivel nacional. Según el cuadro siguiente 51 centrales

eléctricas mayores de 10MW, produjeron el 96% de la energía total y son el 95% de la capacidad instalada. Solo existe una central que sobre pasa los 400MW (C.H. Santiago Antunez de Mayolo de 798MW) y produjo en el 2002 la cuarta parte de energía total; por otro lado la producción de las 15 centrales entre 100 a 400 MW fue 50% del total, y de las 35 centrales en el rango de 10 y 100MW el 21%, el resto menores a 10MW solo aportaron el 4%.

Cuadro N°30 : Número de centrales para el Mercado Eléctrico

| Rango | Hidroeléctricas | | | Térmicas | | | Total | | | | | |
|---------------------------------|---------------------|-------------------------|-------------------|---------------------|--------------------|--------------|---------------------|-------------------------|-------------------|-----|---------------|-----|
| | Número de Centrales | Potencia Instalada (MW) | Producción (GW.h) | Número de Centrales | Potencia Instalada | Producción | Número de Centrales | Potencia Instalada (MW) | Producción (GW.h) | | | |
| Mas de 400 MW | 1 | 798 | 5 176 | | | | 1 | 0% | 798 | 16% | 5 176 | 25% |
| Entre 100 y 400 MW | 8 | 1 351 | 7 985 | 7 | 1 449 | 2 306 | 15 | 4% | 2 800 | 55% | 10 291 | 50% |
| Entre 50 y 100 MW | 5 | 381 | 2 648 | 4 | 237 | 47 | 9 | 2% | 619 | 12% | 2 694 | 13% |
| Entre 10 y 50 MW | 10 | 251 | 1 260 | 16 | 326 | 349 | 26 | 6% | 577 | 11% | 1 609 | 8% |
| Entre 0,5 y 10 MW | 55 | 116 | 512 | 53 | 111 | 55 | 108 | 25% | 227 | 4% | 566 | 3% |
| Menos de 0,5 MW | 57 | 11 | 26 | 83 | 15 | 2 | 140 | 33% | 26 | 1% | 28 | 0% |
| No informantes * (Pot. < 0,5MW) | 51 | 9 | 31 | 74 | 11 | 22 | 125 | 29% | 21 | 0% | 53 | 0% |
| TOTAL | 187 | 2 918 | 17 638 | 237 | 2 150 | 2 780 | 424 | | 5 067 | | 20 418 | |

* Estimado

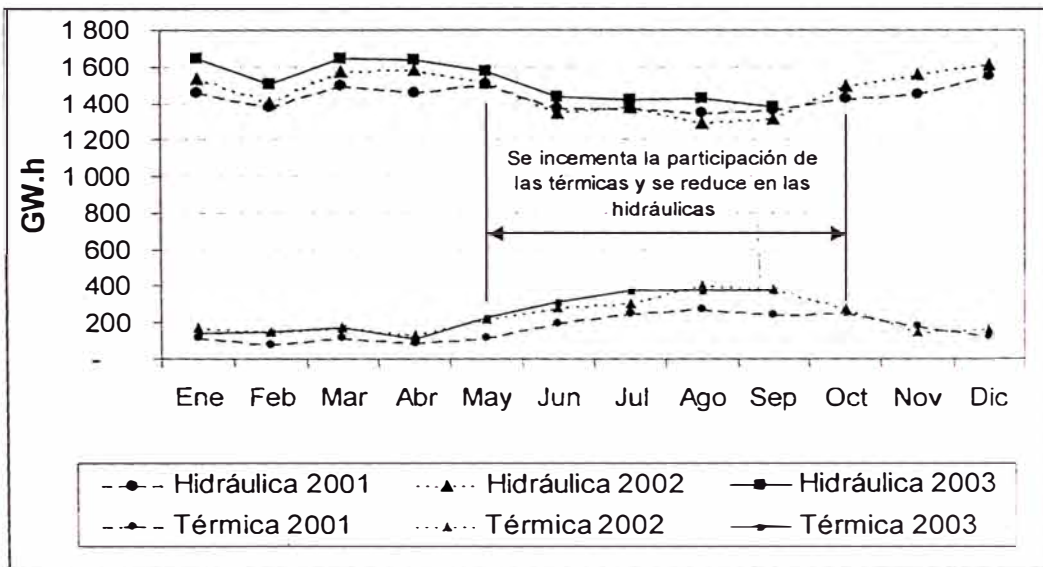
Fuente : MEM - DGE

En cuanto a instalaciones de fuente no convencional, Adinelsa administra actualmente dos centrales eólicas, la C.E. Malabrigo (La Libertad) de 0.25 MW y C.E. Marcona (Ica) de 0.45MW, también desde el 2001, administra paneles solares ubicadas en las zonas alejadas del Perú, que han sido ejecutadas por la DEP. El anexo N°18, muestra el avance que se ha tenido en este tipo de instalaciones a nivel nacional.

Una característica de las centrales hidroeléctricas es que disminuyen su participación normal en la producción energía eléctrica, entre los meses de Mayo hasta el mes de octubre. Como se observa en el gráfico N°27, son apoyadas por la producción de centrales de origen térmico disponibles en ese lapso. Esto se explica por las condiciones hidrológicas que ocasionan la disminución en el caudal de los ríos desde el mes de Mayo, como ejemplo se aprecia en el gráfico N° 28, que desde esa fecha el lago Junín disminuye su volumen útil para compensar la deficiencia de caudal del Río Mantaro, a partir del mes de noviembre el caudal del río Mantaro

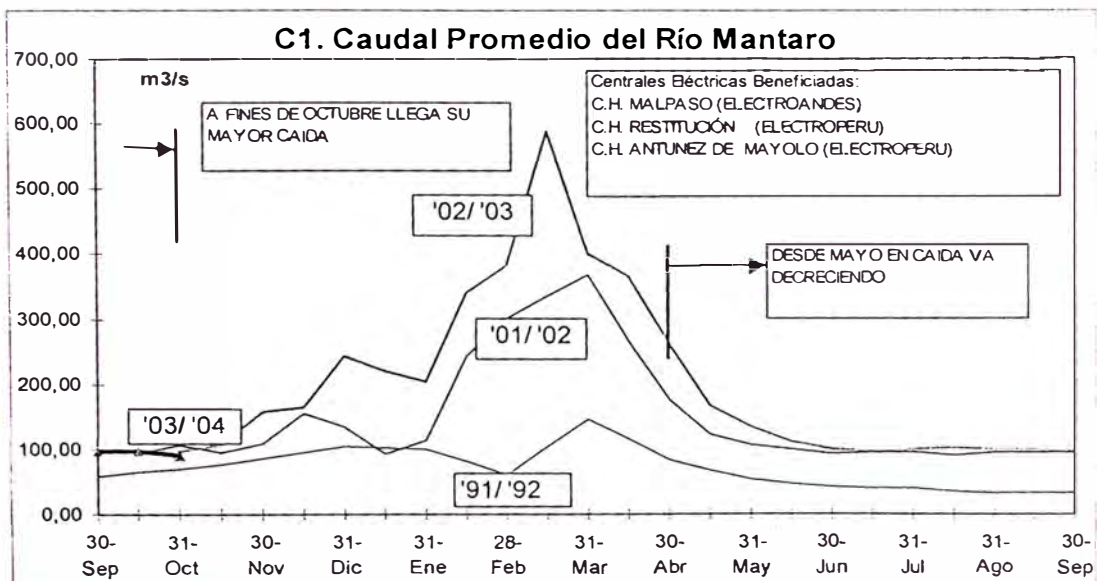
recupera sus condiciones y el lago Junín cesa progresivamente el derrame, mientras recupera su mayor volumen útil. Cabe mencionar que el año hidrológico en el Perú inicia en el mes de octubre y finaliza en setiembre, es decir, inicia un poco antes de la época de avenida (diciembre a mayo) y finaliza aproximadamente para épocas de estiaje (de junio a noviembre).

Gráfica N°27 : Evolución mensual de la producción en el Mercado Eléctrico



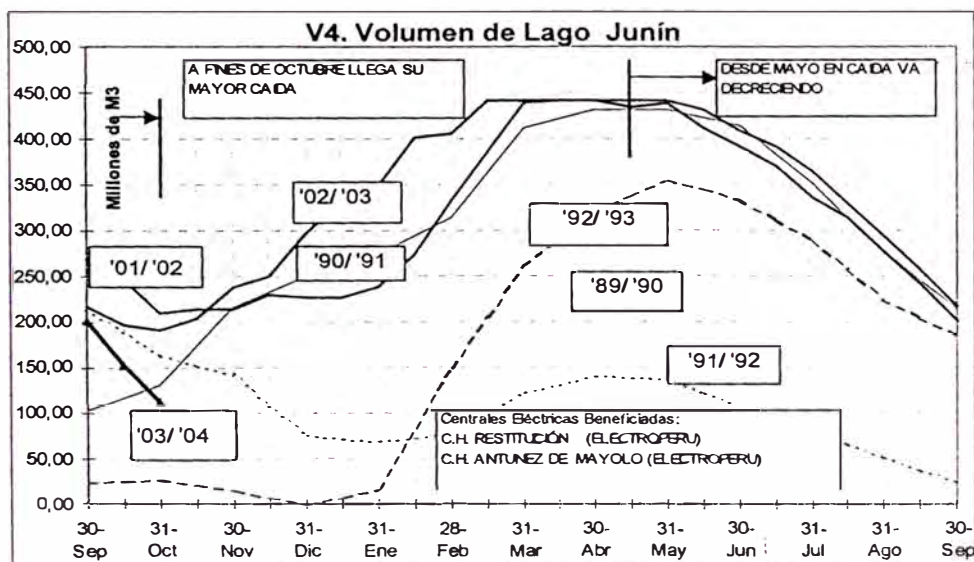
Fuente : MEM - DGE

Gráfica N°28 : Evolución mensual del Caudal en los ríos



Fuente : COES - SINAC

Gráfica N°29 : Evolución mensual del Volumen útil de los lagos y embalses



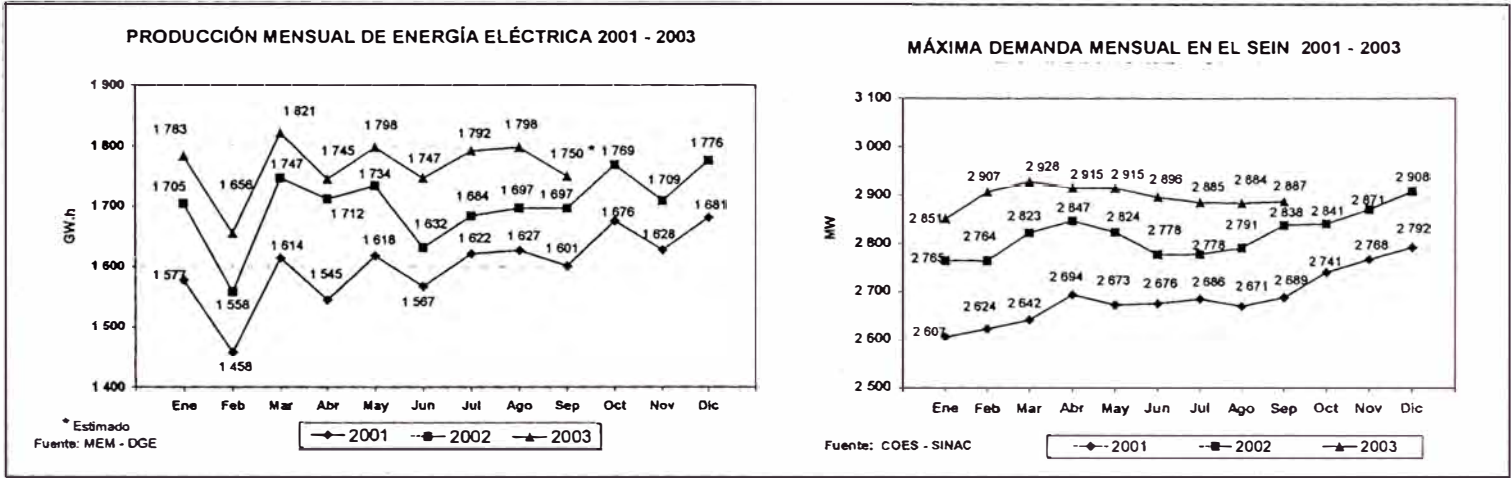
Fuente : COES - SINAC

En los gráficos del anexo N°19, se aprecia que la evolución mensual de los caudales mantienen aproximadamente las mismas épocas de avenida y estiaje, y los gráficos del anexo N°20 muestran similar intervención de los embalses. En las figuras anteriores puede apreciarse la sequía ocurrida entre los años 1991 y 1992, curva que ahora es una referencia denominada como año hidrológico seco.

4.6.3 Característica de la demanda eléctrica y configuración del sistema

Debe tenerse en cuenta que cada mes la producción de energía es siempre mayor respecto año anterior, igual que la máxima demanda de potencia que se caracteriza por tender a su valor máximo el mes de diciembre (Ver el gráfico N°30), cabe mencionar que la evolución de la venta de energía mantiene una evolución similar a la producción, por ello el parque generador debe prever nuevas centrales y un margen de reserva adecuado que permita hacer frente a un caso extremo como el año seco.

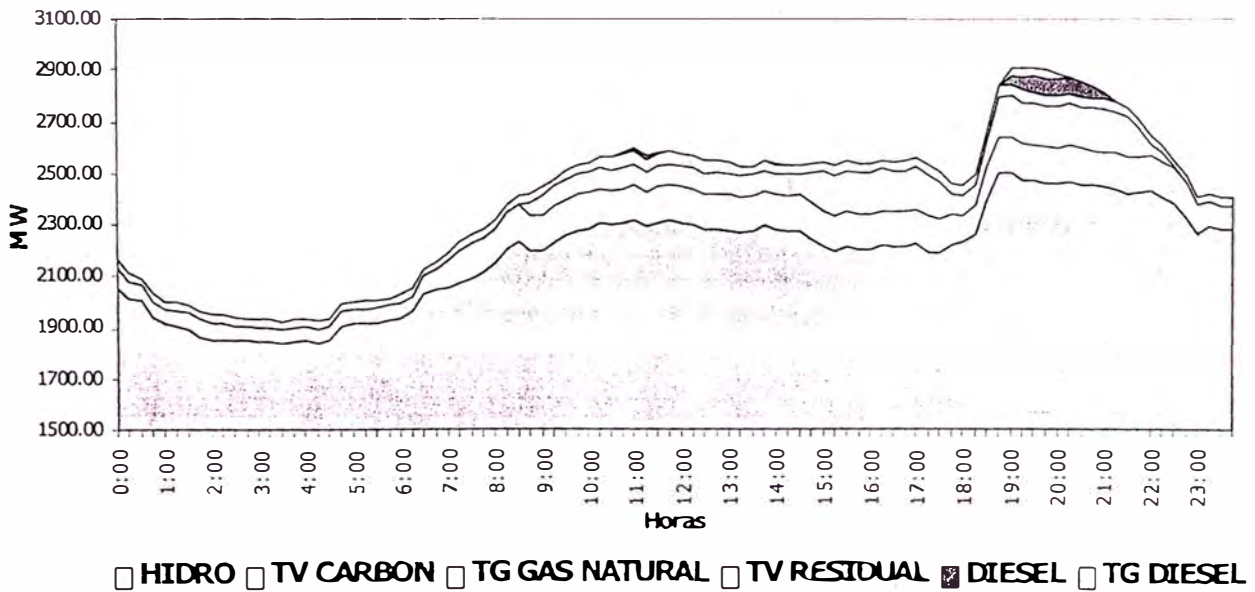
Gráfico N°30 : Evolución mensual del mercado eléctrico



Fuente: MEM - DGE

En el año 2002, el factor de carga del sistema fue de 0.772, debido a la característica propia de la curva diaria de demanda del país, que para el día de máxima demanda mostró la siguiente forma del gráfico N°31, también se puede apreciar la secuencia de fuentes y tecnologías de generación que cubrieron cada minuto de la demanda durante el día.

Gráfico N°31 : Curva diaria de demanda y despacho en la generación



Fuente : COES - SINAC

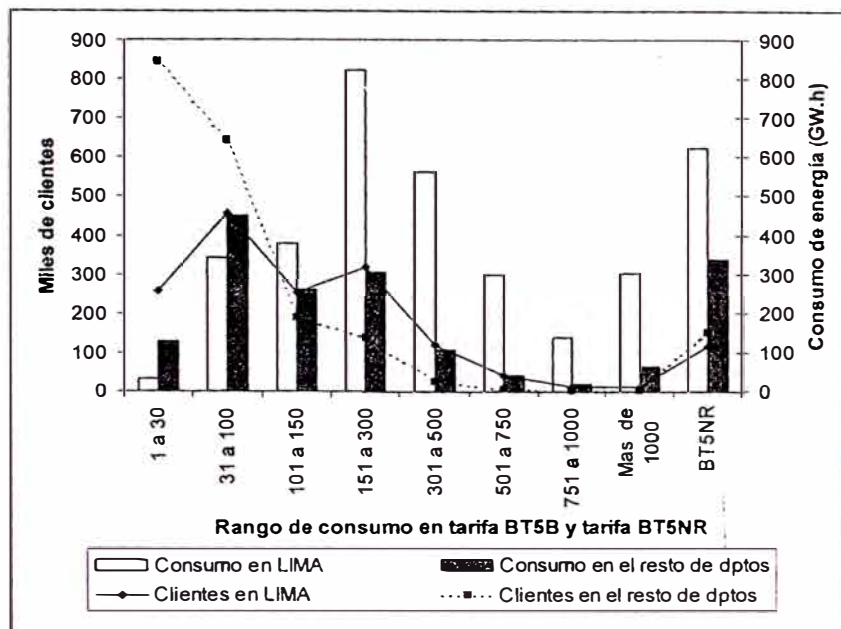
En cuanto a la configuración del sistema, el SEIN presenta un forma radial en el norte, mallada en el centro y anillado en el sur (Ver anexo N° 7), esto permite asimilar las cargas y demandas de la mejor forma posible.

4.6.4 Clientes masivos, subsidio del estado y norma de calidad

Los clientes masivos en el mercado eléctrico, es referido los clientes en tarifa BT5B R que son usuarios residenciales y la BT5B NR, no residenciales (se puede asumir comerciales), de allí que la mayor cantidad de clientes esta conformado por estos clientes BT5B, tal es así que a nivel nacional son 3,6 millones y cada rango de consumo de esta tarifa sobrepasa los 15 000 clientes; en el resto de tarifas son menos de 4 000 según información a diciembre de 2002. En gráfico N° 32, se muestra el gran consumo BT5B que centraliza el departamento de Lima, sobretodo en el rango de 151 a 300 kW.h, y que su mayor número de clientes esta entre 31 a 100 kW.h, mientras que en el resto de departamentos existen mas clientes en el rango de 1 a 30 kW.h.

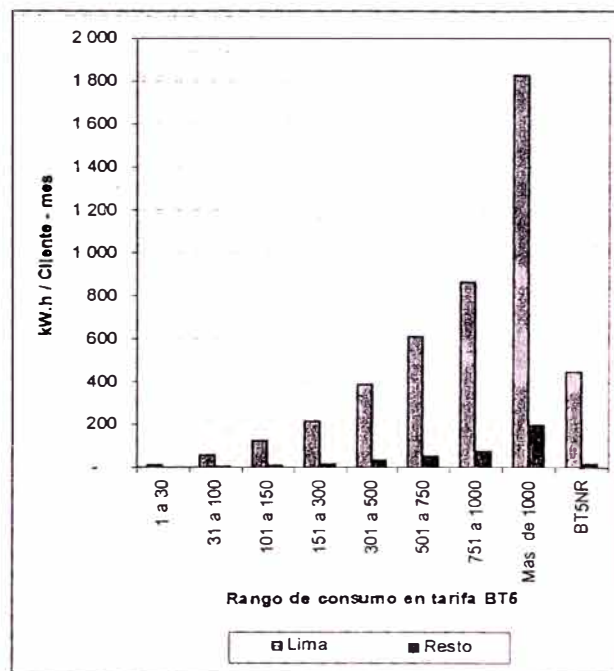
Además de este desbalance de consumo y clientes en el país, se observa en el gráfico N° 33 , que los clientes de Lima supera en promedio 10 veces el consumo de cada cliente residencial en los demás departamentos.

Gráfica N° 32 :
Venta en la tarifa BT5 (Monómica) Lima
vs Resto de departamentos



Fuente: MEM - DGE

Gráfica N°33 :
Consumo BT5 por cliente – mes
Lima vs Resto de departamentos



Fuente: MEM - DGE

El año 2001, el estado en un afán de subsidio a las familias de menores recursos, determinó que los clientes menores de 100kW.h representaban este grupo, por ello estableció un mecanismo de subsidio cruzado a favor de estos, donde los aportantes serían el resto de los clientes de servicio público, es decir, clientes con opciones tarifarias BT5 que consumen más de 100kW.h, tarifas BT2, BT3, BT4, MT2, MT3, MT4, y AT2. Este mecanismo de subsidio se denomina FOSE (Fondo de Compensación Social Eléctrica) y se aplicó según el siguiente cuadro:

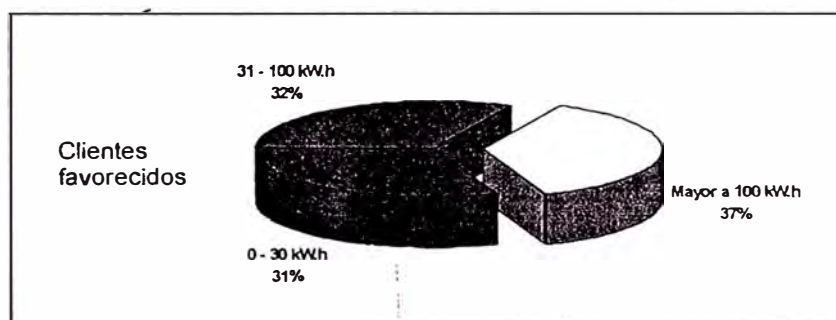
Cuadro N°31 : Descuento aplicado por el FOSE

| Tipo de Usuario | Descuento para usuarios con consumos menores a 30 kW.h | Descuento para usuarios con consumos de 31 kW.h a 100 kW.h |
|------------------------|--|--|
| Sistema Interconectado | 25% del costo de energía | 7.5 kW.h por mes |
| Sistemas Aislados | 50% del costo de energía | 15.0 kW.h por mes |

Fuente: MEM - DGE

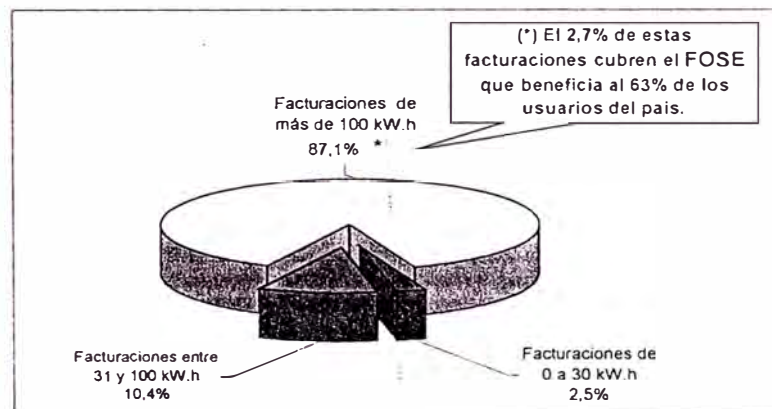
En función al número de clientes, el año 2002 fueron favorecidos el 63% del total de clientes de servicio público, y si calculáramos a nivel de facturación, solo el 2,7% del monto que corresponde a los consumidores de mas de 100kW.h puede cubrir el descuento a los clientes FOSE.

Gráfico N° 34 : Estructura de número de clientes por rango de consumo mensual



Fuente: MEM - DGE

Gráfico N° 35 : Estructura de facturación por rango de consumo mensual

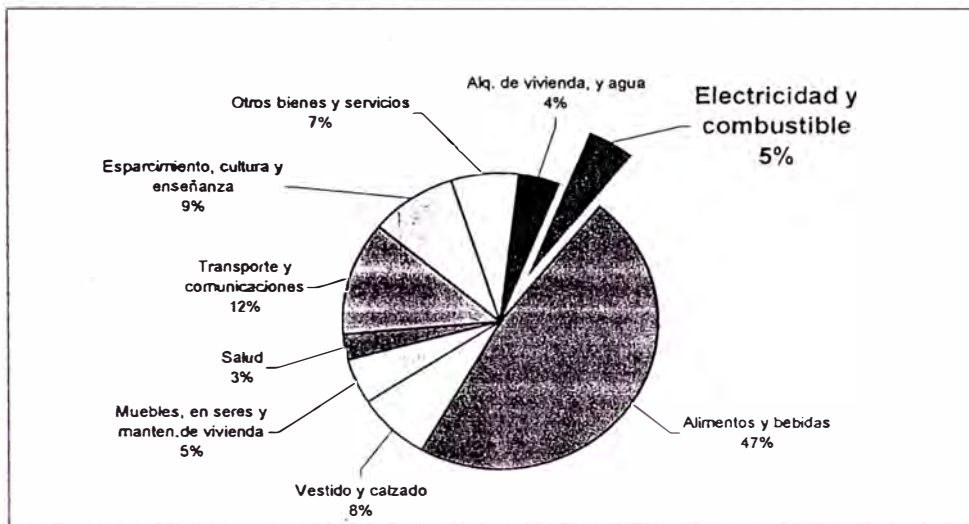


Fuente: MEM - DGE

Si se analiza el impacto por cliente, en el primer rango un cliente aislado que consume 16kW.h/mes habrá reducido su facturación de S/. 14.00 nuevos soles a S/. 9.00, es decir una disminución de 36%. El impacto será menor en un cliente interconectado, aproximadamente 16%.

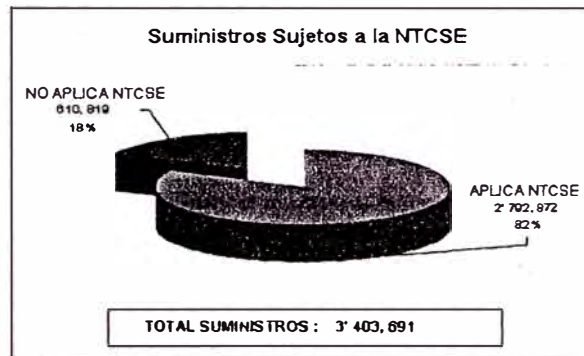
Debe tenerse en cuenta que en promedio, la electricidad y otros combustibles de consumo, significan solo el 5% de la canasta familiar y por lo tanto es relativo el impacto de este tipo de subsidio, pero no deja de ser beneficiosos para las familias de muy menores recursos económicos.

Gráfico N°36 : Estructura de la canasta familiar



Fuente : INEI actualizado a octubre 2003 (Base dic.2002)

En cuanto a la calidad eléctrica, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios eléctricos (NTCSE) publicada en octubre de 1997, ha sido ejecutada por la OSINERG, a través de campañas de medición e información hacia los usuarios para que adquieran conocimiento de sus derechos por calidad de producto, de suministro y calidad comercial, de tal manera que los reclamos dinamicen la aplicación. En la actualidad debido a una modificatoria en Julio de 2001, la Norma se aplica solo a ciudades importantes del país que cumplen con determinadas características (Sectores típicos 1 y 2 – con demanda inferior a 500 kW), el porcentaje de la población que esta comprendida dentro de la NTCSE es el 82%. El detalle por empresa se muestra en el anexo N°21.

Gráfico N°37 : Suministros sujetos a la NTCSE

Fuente : OSINERG – Gerencia de Fiscalización Eléctrica

Según esto, las estadísticas muestran que 21% de los suministros tiene mala calidad por interrupciones fuera del rango permitido; las mediciones efectuadas como muestra indican que el 23% tienen mala calidad de tensión y 6.5% imprecisión en los medidores. Al primer semestre de 2002 existieron 9.3 reclamos por cada 1000 clientes, ver el cuadro siguiente:

Cuadro N°32 : Impacto de aplicación de la NTCSE

| Descripción | Porcentaje con Mala Calidad |
|--|-----------------------------|
| Calidad de Suministro | 21,0% |
| Calidad de Tensión | 23,0% |
| Calidad de Servicio (Precisión de Medidores) | 6,5% |

| Descripción | Medios | | | Total |
|--------------------|----------|----------|-------------|--------|
| | Verbales | Escritos | Telefónicos | |
| Número de Reclamos | 17 799 | 7 891 | 6 247 | 31 937 |

Fuente : OSINERG – Gerencia de Fiscalización Eléctrica

4.6.5 Oferta y demanda eléctrica por departamento

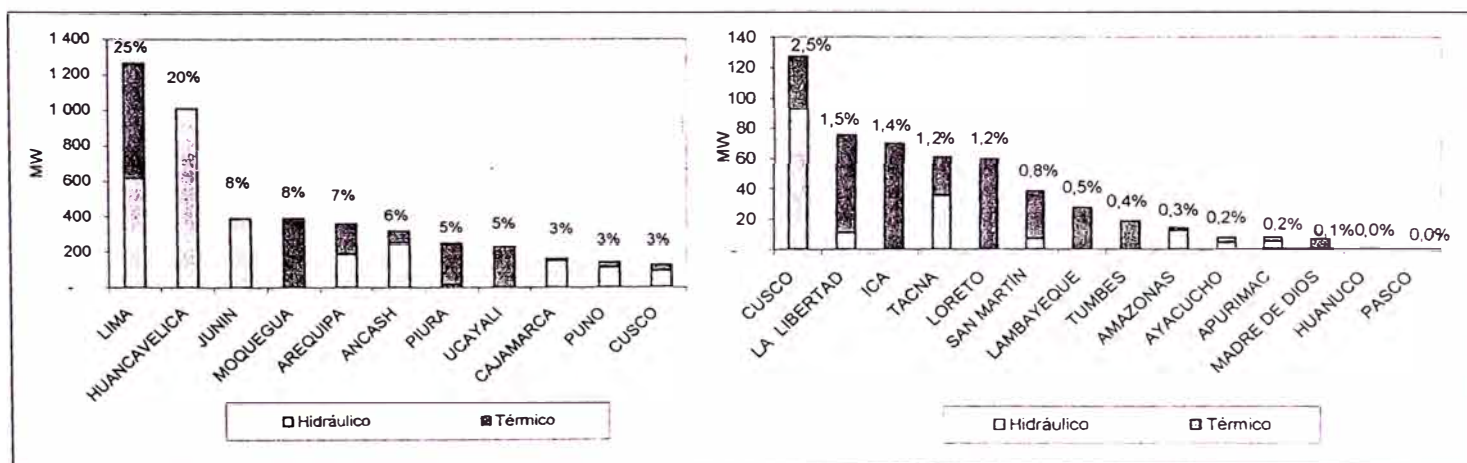
En el Perú suele no existir para un departamento una correspondencia entre la intensidad de producción de energía in situ y su nivel de consumo, debido a que los centros de producción de energía se encuentran ubicados en otras zonas, que le permite tener acceso a los recursos primarios, como es el caso de las centrales hidroeléctricas. Las figuras del anexo N°22,

demuestran lo descrito, y esto se debe a que el sistema interconectado SEIN, es aquel medio que permite la transmisión de energía entre grandes distancias o departamentos.

En cuanto a la capacidad instalada para el mercado eléctrico, el departamento de Lima, es la más representativa porque posee casi en la misma proporción, gran capacidad térmica e hidroeléctrica; destacan la C.T. Ventanilla (340MW) de Etevensa, la C.T. Santa Rosa (281 MW) de Edegel y sus centrales hidroeléctricas C.H. Huinco (258MW) y C.H. Matucana (120MW). Luego le sigue el departamento de Huancavelica que es cubierto en su totalidad por las centrales hidroeléctricas de Electroperú, la C.H. Antunez de Mayolo (798 MW) y la C.H. Restitución (210MW).

Los departamentos que aprovechan mayores recursos hídricos son Huancavelica, Lima y Junín, en cambio Moquegua, Piura y Ucayali son zonas que tiene establecidos centrales térmicas de gran capacidad, siendo correspondientemente la C.T. Ilo 1 y 2 (258 y 135 MW) de Enersur, la C.T. Malacas (155 MW) de Eepsa y la C.T. Aguaytía (173 MW) de Termoselva.

Gráfico N°38 : Potencia Instalada para el mercado eléctrico por departamento

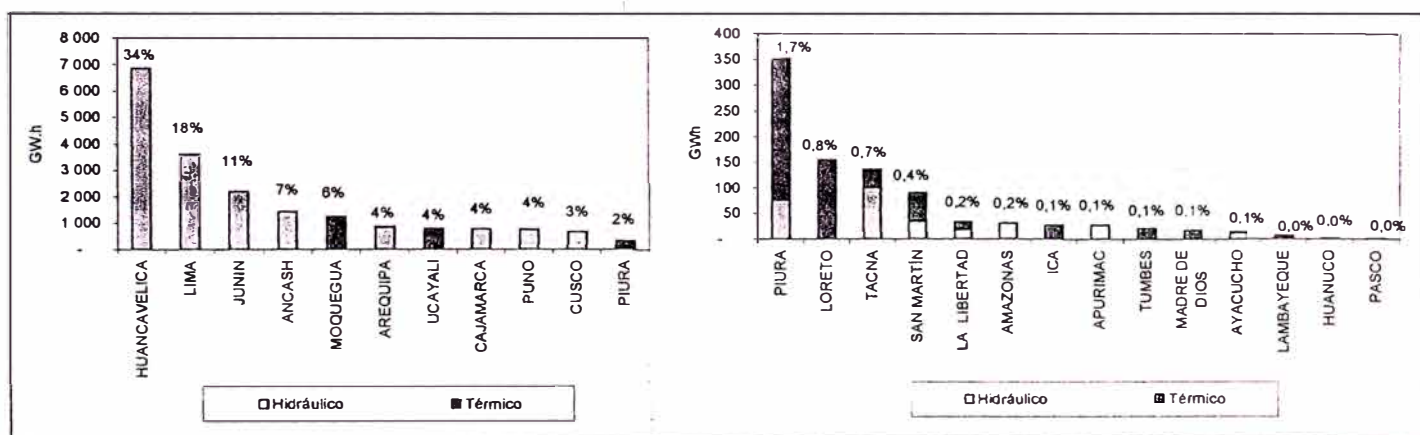


Fuente: MEM - DGE

El caso anterior se revierte con la producción de energía eléctrica, porque por diseño del despacho favorece a la operación de las hidroeléctricas, así las centrales de Electroperú elevan a Huancavelica al primer lugar con el 34% de la producción total para el mercado eléctrico, mientras Lima y Junín alcanzan solo el 18% y 11% respectivamente.

La razón por la que Moquegua y Ucayali sobresalen en producción térmica es por el uso de combustibles baratos, como el carbón y residuales en la C.T. Ilo 1 y 2; y el gas natural en la C.T. Aguaytía.

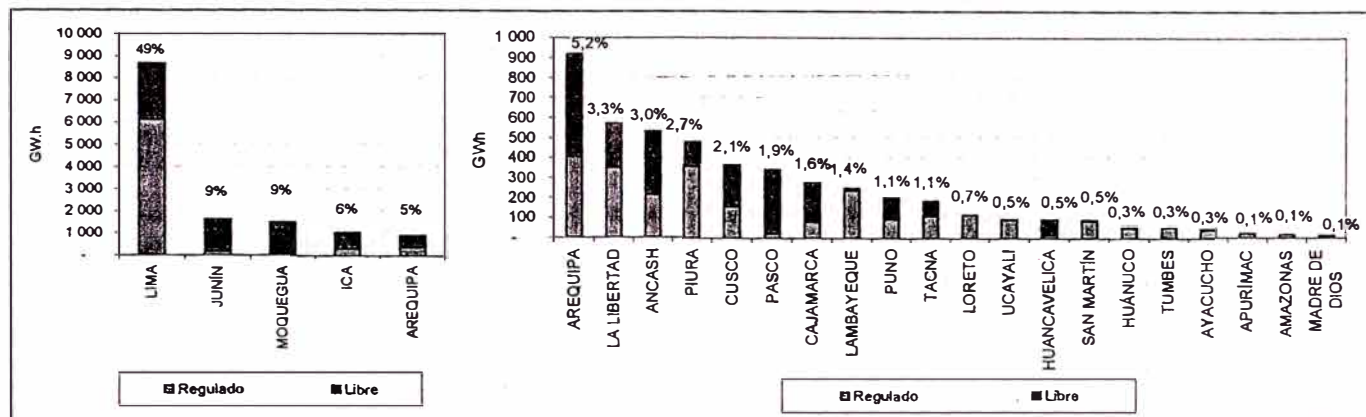
Gráfico N° 39 : Producción para el mercado eléctrico por departamento



Fuente : MEM - DGE

Por el lado de la venta de energía eléctrica, Lima lidera en amplio margen (49%) por la mayor densidad de consumo tanto a nivel de clientes libres como regulados; los siguientes departamentos como Junín (9%) y Moquegua (9%), guardan cierta representatividad por cobijar grandes clientes mineros con contratos libres de suministro. A nivel de regulados, después de Lima, solo destacan Arequipa, La Libertad, Ica y Piura.

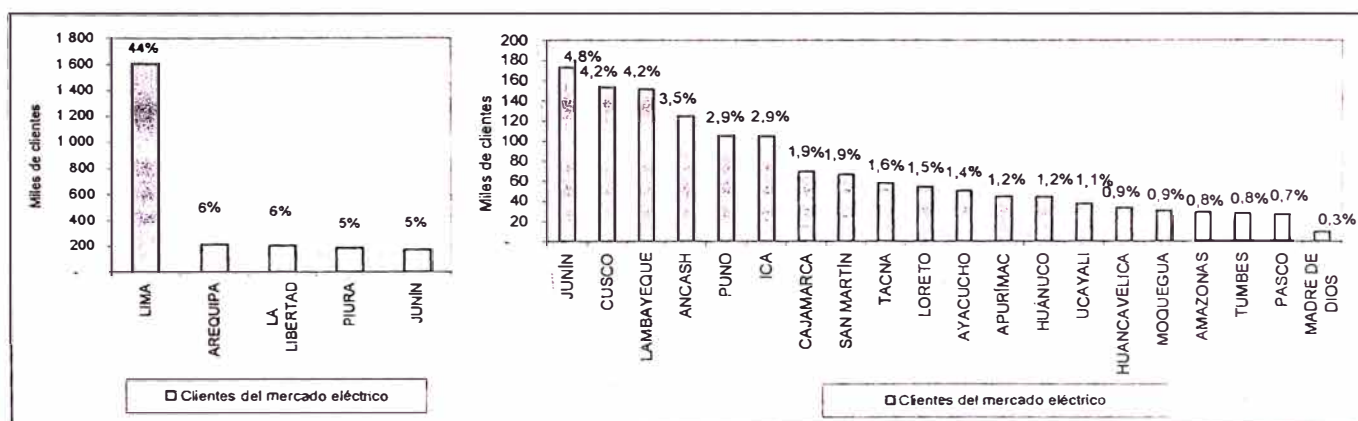
Gráfico N°40 : Venta de energía para el mercado eléctrico por departamento



Fuente: MEM - DGE

Respecto a los número de clientes, sobresalen las mismas empresas anteriores con mayor venta a nivel de regulados; excepto por Junín, lo que demuestra que en tal departamento la intensidad de consumo por cliente regulado es muy bajo.

Gráfico N°41 : Número de clientes en el mercado eléctrico, por departamento

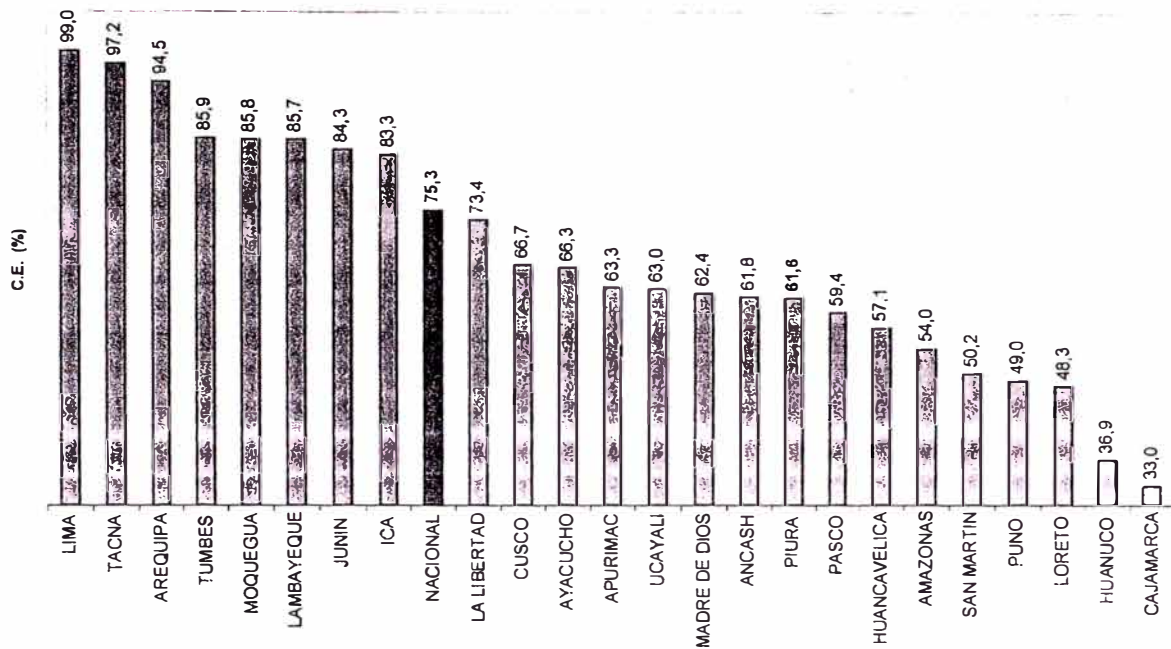


Fuente : MEM - DGE

Según el MEM -DEP, el coeficiente de electrificación al 2002 mayores de 90% en el departamento de Lima (99%), Tacna (97,2) y Arequipa (94,5%) . Por otro lado los

departamentos que presentan menor cobertura son Cajamarca y Huanuco con 33% y 37% respectivamente. A nivel nacional el coeficiente alcanzó el 75,3%.

Gráfico N°42 : Coeficiente de electrificación por departamento (%)

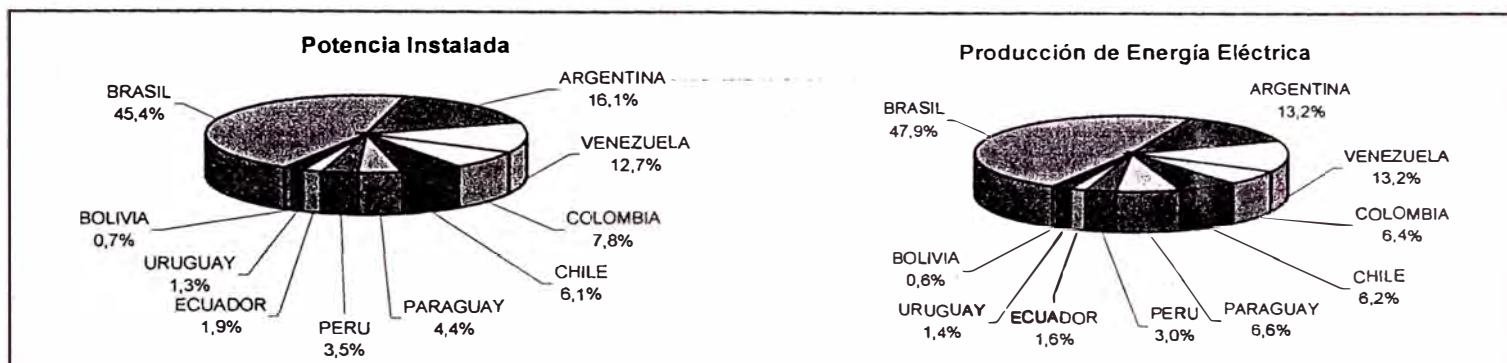


Fuente: MEM - DGE

4.6.6 Comparación del subsector a nivel de Latinoamérica y el mundo

Entre los países latinoamericanos mostrados en el gráfico siguiente, el Perú ocupa sexto lugar a nivel de capacidad Instalada y producción de energía eléctrica, mientras Brasil casi representa el 50% del total, esto hace suponer que en ese país los proyectos de inversión en generación para cubrir su crecimiento anual es de mayores proporciones, aproximadamente cada año, un cuarto de la potencia total del Perú.

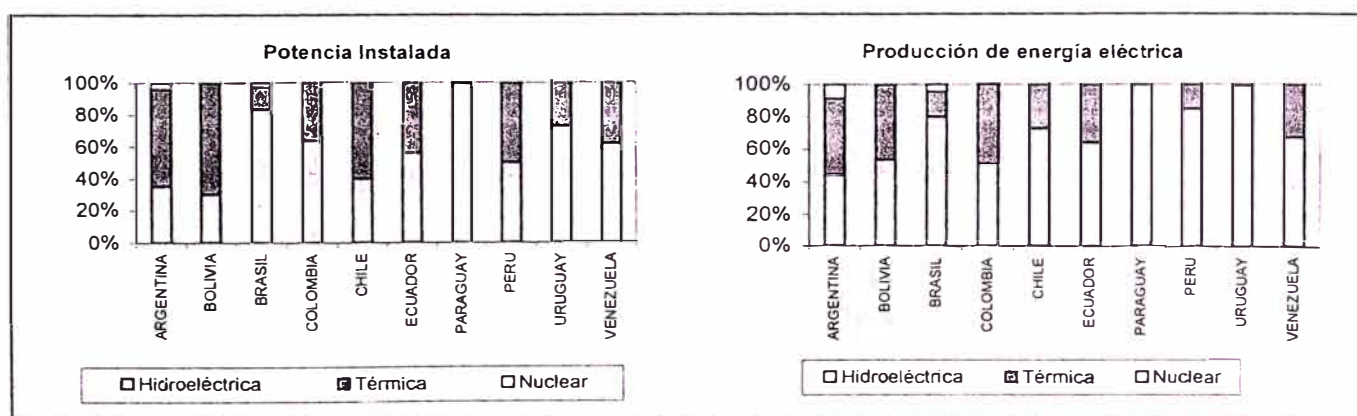
Gráfico N°43 : Participación por capacidad y producción en Latinoamérica



Fuente : OLADE, CIER (Datos de 2001)

Debe destacarse que en la mayoría de estos países de Sudamérica se utiliza en mayor proporción el recurso hidráulico (67% en capacidad y 73% en producción), por ese lado Paraguay es el mas representativo a nivel de proporciones. El caso contrario es Bolivia y Argentina, que tienen mayor reserva térmica, pero en Bolivia la producción es equitativa con la hidráulica. En ese sentido Perú y Chile guardan mayor similitud, mientras que Brasil y Argentina utilizan fuentes nucleares y grandes consumos totales.

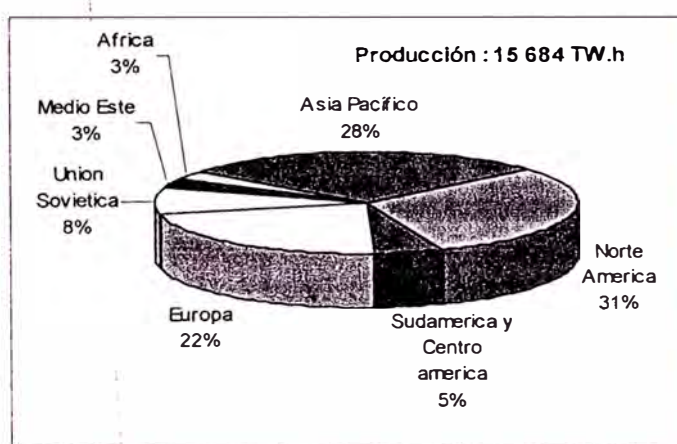
Gráfico N°44 : Proporción de recursos utilizados para generación en Latinoamérica



Fuente : OLADE, CIER (Datos de 2001)

A nivel mundial, entre los países de Centro América y Sudamérica solo se alcanza el 5% del total, mientras entre las grupos de mayor consumo de energía eléctrica se encuentra liderado por Norte América (31%), seguido por Asia Pacífico (28%) y Europa (22%). Esto se debe al alto grado de industrialización alcanzada, la capacidad adquisitiva de los clientes masivos (consumismo) y tipos de consumo propios de cada país, como por ejemplo el uso continuo y necesario de aire acondicionado en países con climas muy variantes, con grados de calor y frío muy intensos.

Gráfico N°45 : Producción de energía eléctrica a nivel mundial



Fuente : BP Statistical Review of World Energy June 2002 (Datos de 2001)

Capítulo 5

EVOLUCIÓN DE INDICADORES

5.1 Evolución histórica de las inversiones al 2002

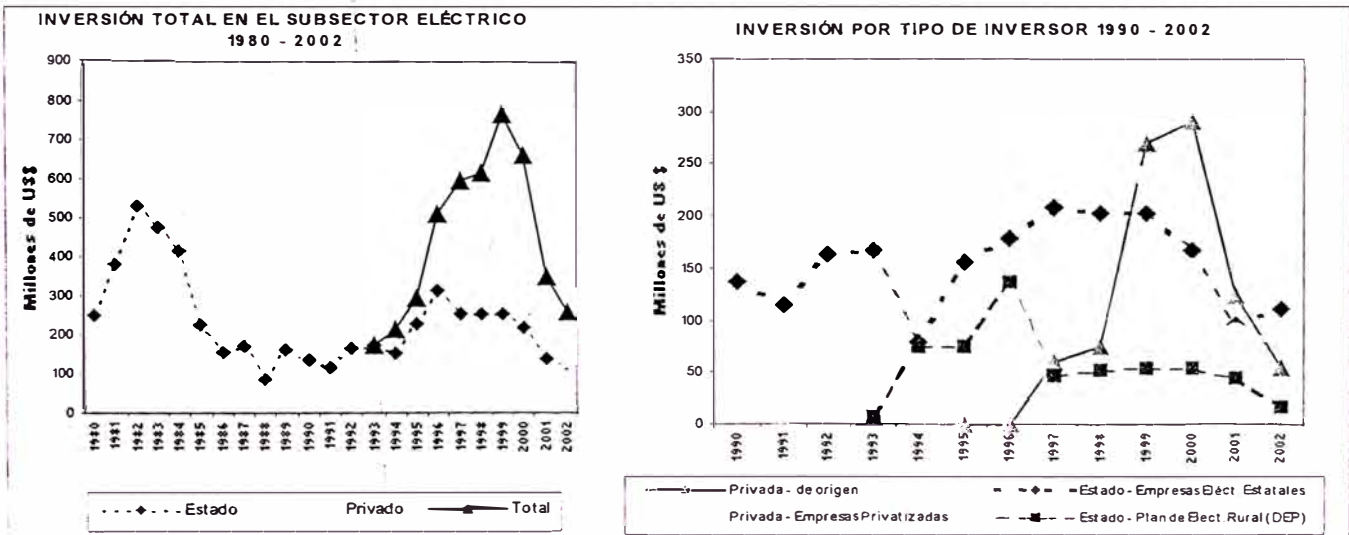
En el periodo 1980 a 1990, el financiamiento de las inversiones es constituida por el endeudamiento interno y externo (convenio con corporaciones del estado, financiamiento por convenios con organismos internacionales), y ejecutadas por el estado a través de ELECTROPERU, siendo el periodo de mayor inversión entre 1980 y 1985.

Desde 1990, años previos a la privatización, la inversión seguía siendo realizada, casi exclusivamente, por el sector público, puesto que el Estado, dada la concepción de su rol, actuaba como empresario y operador de las actividades energéticas.

Como se muestra en el siguiente gráfico, desde el año 1994, en que se inició el proceso de privatización del sector eléctrico, las empresas que se desincorporaron del estado para ser transferidas a manos privadas - Empresas Privatizadas - tuvieron la mayor intensidad de inversión entre los años 1996 y 2000 aquello favoreció la mejora de varios índices de técnicos

de crecimiento y calidad (cobertura, potencia instalada, pérdidas de energía, eficiencia y calidad del servicio) en todas las actividades excepto transmisión, cuya privatización es reciente y aún la inversión no es significativa. Luego hasta la actualidad ha decrecido con una gran pendiente negativa; esta estrepitosa caída se debió al estancamiento de inversión en la generación, por parte de las mayores participantes en la etapa anterior como Edegel, Etevensa, Egenor, ya que las distribuidoras (principalmente Edelnor y Luz del Sur) han mantenido un ritmo casi constante.

Gráfico N° 46: Comparación de inversiones entre empresas estatales y privada



Fuente: MEM - DGE

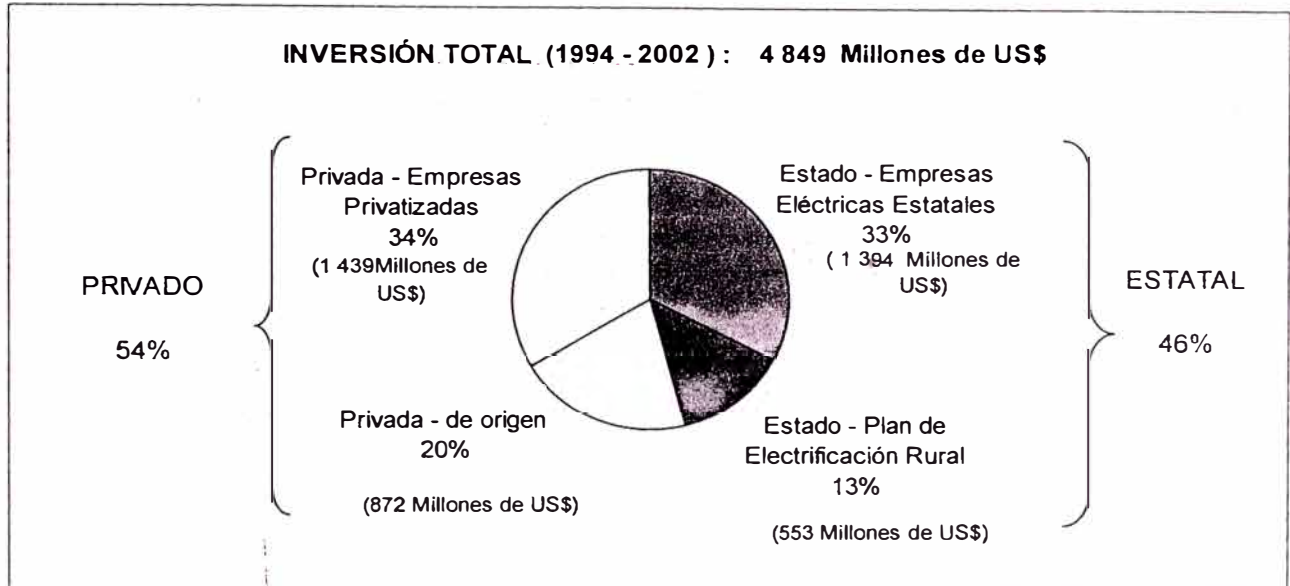
La empresas regionales manejadas por el estado, también han mostrado un gran nivel técnico y empresarial, incentivado sobretodo por la competencia del mercado y las normas regulatorias; en total su mayor inversión fue durante el periodo de 1995 a 2000, y se debió a la ejecución de varios proyectos de las empresas de generación, principalmente en San Gabán, Egasa, Electroperú, Egecen. Las empresas distribuidoras sumado a la ejecución de proyectos rurales de electrificación tuvieron un gran ascenso desde 1992 hasta 1996. Luego de ello existió una

gran caída por parte de las empresas distribuidoras cuya recuperación se ha iniciado el año 2002.

Otro grupo de inversores son las empresas privadas de origen, que en total coincidieron entre 1999 y 2000 sus mayores aportes. Esto se debe a la mayores inversiones en generación por parte de Enersur y en la transmisión por Repsa y Redesur. Otros proyectos fueron ejecutados por EPacasmayo y Atocongo (entre 1997 y 2000), para afianzar también el parque térmico. Recientemente Huanchor Hydro, hizo un desembolsó mayor en el 2001, para finalizar una obra hidráulica ahora operada por Corona. En distribución, resalta un grupo de empresas regionales que fueron operadas por privados en el periodo de 1998 y 2001 y sus mayores inversiones fueron en el 2000 y 2001, luego pasaría a ser operadas nuevamente por el estado.

En resumen, la generación es aquella que tenido mayor intensidad de inversión, seguido de la distribución y transmisión. Desde el inicio de la privatización en 1994, se ha invertido en el subsector eléctrico 4 894 millones US\$. Donde las empresas estatales y privatizadas han tenido casi el mismo aporte (33% y 34% respectivamente). Las empresas originalmente privadas ha aportado el 20%, en total las empresas privadas cubrieron el 54% de las inversiones. El estado en su rol subsidiario a través de la Dirección Ejecutiva de Proyectos – DEP, ha desembolsado el 13% del total, para continuar con el plan de electrificación rural . El detalle de las inversiones mencionadas se muestran en el anexo N° 23, el siguiente gráfico es el resumen de las inversiones realizadas de 1994 a 2002.

Gráfico N° 47: Comparación de inversiones entre empresas estatales y privada



Fuente : MEM - DGE

5.2 Evolución de la oferta de energía eléctrica

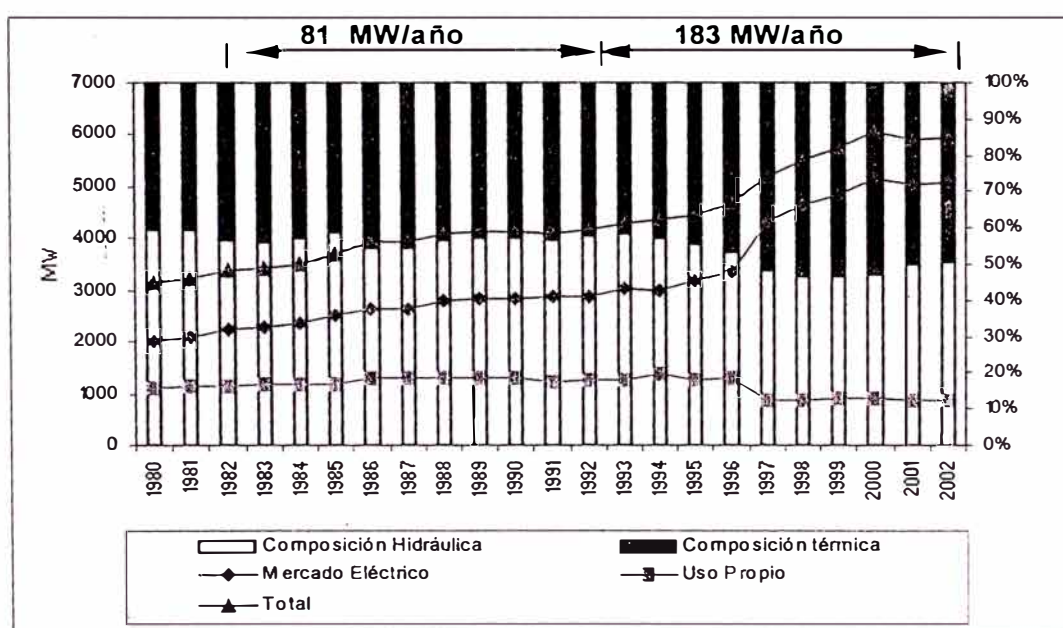
El desarrollo del subsector eléctrico, fue marcado por las distintas situaciones económicas, políticas, sociales y climatológicas que vivía el país en diferentes periodos. Se dio un alcance de los sucesos acontecidos en el capítulo 2 del informe, el cual será de mucha ayuda para relacionarlo con la evolución de los principales indicadores que se muestran en los siguiente items.

5.2.1 Potencia instalada

Los principales proyectos ejecutados en la última década se muestran en el anexo N° 24. A continuación se hace un análisis a la evolución de la oferta a nivel nacional, en su composición por tipo de empresa y central:

- a) **A nivel nacional.-** La potencia instalada, ha evolucionado en el periodo de 1982 a 2002 de 3 337 MW a 5 936 MW. El incremento de capacidad del parque generador nacional, fue mayor en la última década con un promedio de 183 MW/año.

Gráfico N° 48 : Capacidad instalada nacional y composición

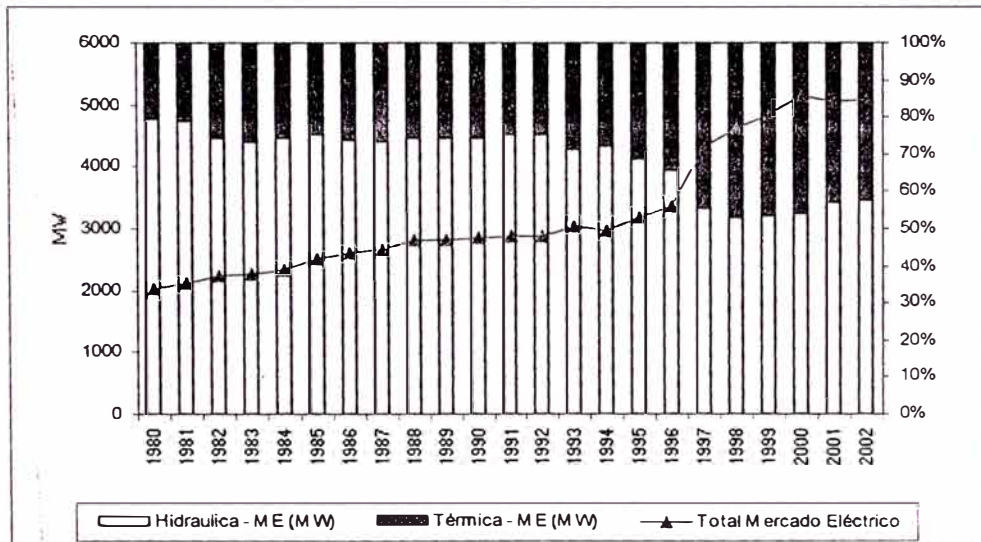


Fuente: MEM - DGE

La composición por tipo de fuente varió, de ser 59% hidráulica en 1992 a un reparto equitativo con las térmicas de 50%, así hasta la actualidad. En el periodo de 1980 - 1996, la capacidad de las generadoras para uso propio era significativa, en promedio un poco más del 30% del total nacional. Esto cambió con la incorporación de sus centrales más importantes al negocio eléctrico en el año 1997, destacan de las empresas Centromin Perú, Shougang Hierro Perú y Southern Perú Copper Corporation. En el año 2002, la generación para uso propio solo representa el 15%.

b) **En el Mercado Eléctrico.-** Hasta inicios de la última década su composición hidráulica era de 75%, luego de las experiencias de desabastecimiento hidráulico por fenómenos del niño y otros, se da apertura a proyectos térmicos, además con centrales de uso propio incorporadas (gran porcentaje térmico), resulta actualmente en el 2002, con 58% hidráulico y 42% térmico. Cabe mencionar que las centrales térmicas no operan continuamente porque son caras para el despacho, son en mayoría capacidades de reserva.

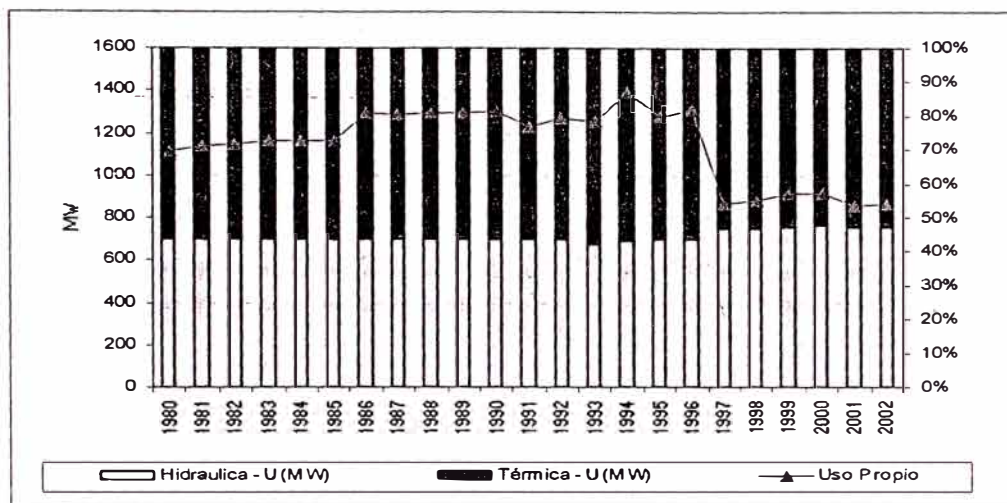
Gráfico N° 49: Capacidad instalada para el Mercado Eléctrico y composición



Fuente : MEM - DGE

c) **En Uso Propio.-** En este caso, siempre la composición térmica ha sido dominante, dado la facilidad para instalarse; en años pasados su adquisición era necesaria para no depender de las interrupciones de energía ocasionadas por los sucesos ya conocidos. En el año 2002, el 91% es térmico y 9% es hidráulico.

Gráfico N° 50 : Capacidad instalada para uso propio y composición



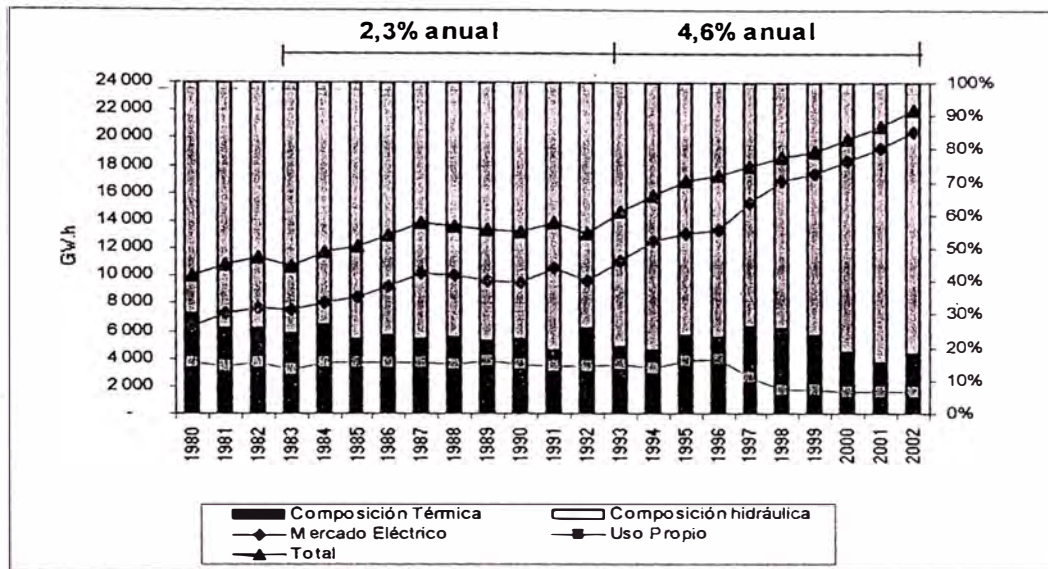
Fuente : MEM - DGE

5.2.2 Producción de energía

La producción de energía eléctrica a nivel nacional es un reflejo de la demanda, cuya diferencia es solo las pérdidas de energía eléctrica, por lo tanto la evolución de los márgenes de crecimiento de la producción son aproximadamente igual a la demanda.

- a) **A nivel nacional.-** La producción de energía, evaluado por décadas, ha evolucionado en el periodo de 1982 a 2002 de 11 350 GW.h a 21 892 GW.h. La tasa de crecimiento anual durante los periodos 1983 – 1992 y 1993 – 2002 fueron 2,3% y 4,6% respectivamente.

Gráfico N° 51: Producción nacional y composición



Fuente : MEM - DGE

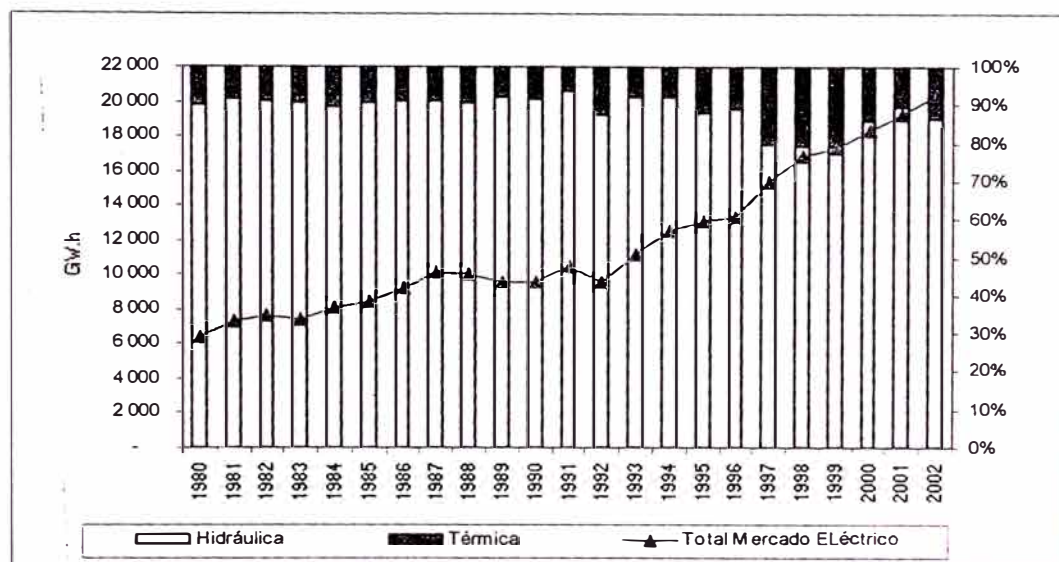
Se puede mencionar además, lo siguiente:

- La producción de energía ha sido irregular, fueron contracciones o caídas observadas en los años 1983, 1988, 1989, 1990 y 1992 que tuvieron causas de índole climatológico y social, como el fenómeno del niño y el terrorismo.
- La producción de energía en el Perú ha sido básicamente de origen hidráulico, y con tendencia a incrementarse por tener costos bajos de operación, por ejemplo de 1980 a 1990 paso de 70% a 77%, actualmente aporta el 85% del total.
- La producción para el mercado eléctrico siempre ha sido en incremento como la demanda, hasta 1997 era de 77%, siguieron grandes saltos en 1997 (85%) y 1998 (90%), por la incorporación de centrales que eran para uso propio al negocio eléctrico y nuevos proyectos térmicos, de allí hasta la actualidad ha aumentado en promedio un punto cada año, en el 2002 fue de 93%.

b) **En el Mercado Eléctrico.-** Entre 1980 y 1994, el aporte hidráulico era en promedio el 91% del total para el mercado eléctrico, la mayor participación fue de 94% en 1991. A partir de

1995, fue decayendo por la apertura a la operación de centrales térmicas en el sur y sobretodo la participación de las centrales a gas, esta figura siguió inclusive entre 1997 y 1999 que se mantuvo en promedio 80%. Con la interconexión nacional (octubre de 2000) se optimizó la eficiencia en la asignación de recursos, ello ayudo a hidráulica llegar a participar hasta el 89% en el 2001; en el 2002 fue de 86% del total. Esta caída es una señal de otra caída a futuro, por la promoción en el uso intensivo del gas de Camisea.

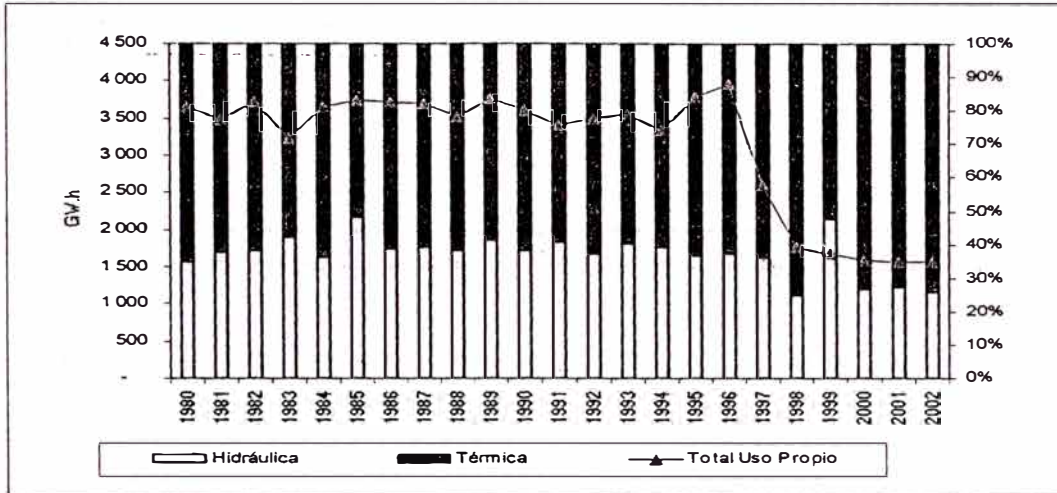
Gráfico N° 52 :Producción para el mercado eléctrico y composición



Fuente : MEM - DGE

- c) **En uso propio.-** Contrario a la capacidad, las centrales térmicas han producido en promedio un poco mas de la tercera parte del total para uso propio. En la última década esto a disminuido progresivamente, en el 2002 fue de 27%. Las empresas de uso propio disminuirán en la medida que la oferta del mercado eléctrico se expanda a nivel nacional con el sistema interconectado.

Gráfico N° 53 :Producción para uso propio y composición

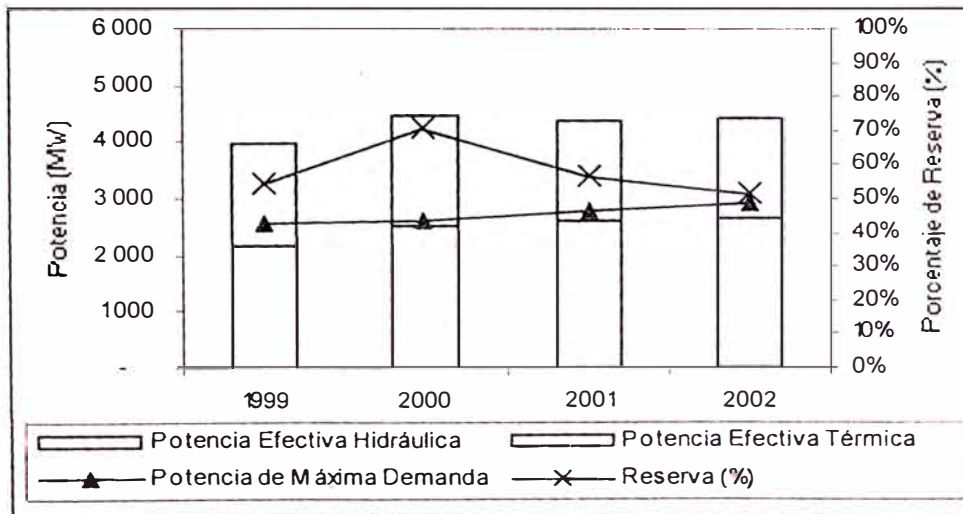


Fuente : MEM - DGE

5.2.3 Potencia efectiva y reserva vs máxima demanda

La reserva es un indicador de sobre equipamiento, expresado como el porcentaje respecto de la máxima demanda que representa el exceso de capacidad real o efectiva (también respecto a esta máxima demanda). La reserva se debe prever de acuerdo a criterios de confiabilidad y actualmente el COES lo determina con los datos disponibles de las centrales eléctricas que lo conforman.

Gráfico N° 54 : Evolución la Potencia Efectiva, Máxima Demanda y la Reserva



Fuente : MEM - DGE

Se puede observar que existe un margen de reserva elevado, debido al sobre equipamiento resultado de compromisos de inversión en las privatizaciones de empresas generadoras y otras por propia iniciativa privada, además porque la máxima demanda creció menos de lo esperado. La reserva actual esta muy por encima de los estándares internacionales. Pero si tomamos en cuenta la obsolescencia del parque térmico, la reserva podría ser poco mas baja.

Como se muestra en el gráfico del anexo N°25, el sistema interconectado ha incursionado en la utilización de centrales térmicas con nuevas fuentes como el gas natural y el carbón, y muestra que las reservas se ha mantienen altas desde 1997, donde centrales eléctricas de uso propio pertenecientes a empresas mineras pasaron a formar parte del mercado eléctrico, interconectándose al sistema.

5.2.4 Expansión en transmisión de muy alta tensión

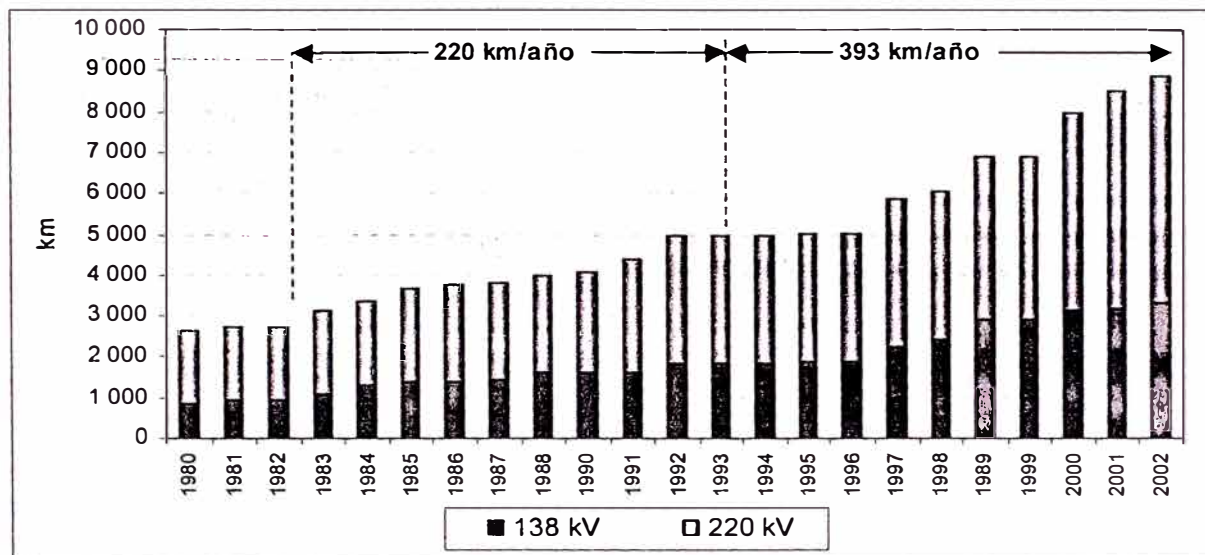
En cuanto a la expansión en transmisión, la dos últimas décadas se manifestado un crecimiento medio anual de 6,7% en líneas de muy alta tensión y ha mantenido en promedio 63% en 220kV y el 37% en 138kV. Pero el avance del último periodo fue de 393 km/año, contra 220km/año dado antes de la LCE, además destaca principalmente la consolidación en la interconexión de los sistemas eléctricos a nivel nacional:

- En el año 1992, se tenían tres sistemas interconectados: El sistema Interconectado Centro Norte (SICN) que abarcaba desde Marcona (Ica) en el Sur hasta Piura en el Norte y por el Oriente hasta Tingo María; el sistema Interconectado Sur Este que unía eléctricamente los departamentos de Cusco y Puno; y el Sistema Interconectado Sur Oeste que comprendía los departamentos de Arequipa, Moquegua y Tacna.
- En 1997 se interconectaron los sistemas Interconectados Sur Este y Sur Oeste formando el Sistema Interconectado Sur (SIS) mediante la operación de la línea Tintaya

- Santuario en 138kV, además se puso en operación la línea de transmisión Piura – Talara en 220kV en el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN). La empresa Etesur operaba el SIS y Etecen el SICN.
- A fines de 1997, se pone en operación la línea Paramonga – Vizcarra – TingoMaria – Aguaytia de 220 kV perteneciente a la empresas Eteselva.
 - En 1999 y 2000, empresas generadoras pusieron en operación líneas de transmisión en 138kV, San Gabán – Azangaro; San Gabán – San Rafael – Azangaro a fin de evacuar la energía producida por la C.H. San Gabán II y las líneas en 220kV Pachachaca – Yanango y Yanango – Chimay para inyectar al sistema la energía producida por las centrales hidráulicas Chimay y Yanango.
 - También en octubre de 2000, se puso en operación la línea Mantaro – Socabaya de 220kV perteneciente a la empresa Transmantaro, logrando interconectar los sistemas SICN y SICN, formándose el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).
 - La empresa Redesur, invirtió en el reforzamiento del sistema sur en octubre de 2000 con la línea Socabaya – Moquegua, y en marzo de 2001 con Tacna – Moquegua – Puno, en 220kV.
 - En el año 2002, la empresa ISA invirtió en la expansión del sistema hacia el oriente medio, ya que en agosto se inició la operación de la línea Aguaytia – Pucallpa de 138kV, y en setiembre la línea Oroya – Carhuamayo – Paragsha – Vizcarra de 220 kV, además adquirió la línea Pachachaca – Oroya Nueva (Centromin) de 220 kV.

Mayores detalles se muestran en el anexo N°24.

Gráfico N° 55 : Evolución en longitud de líneas de transmisión de 220kV y 138kV



Fuente : MEM - DGE

5.3 Evolución de la demanda de energía eléctrica

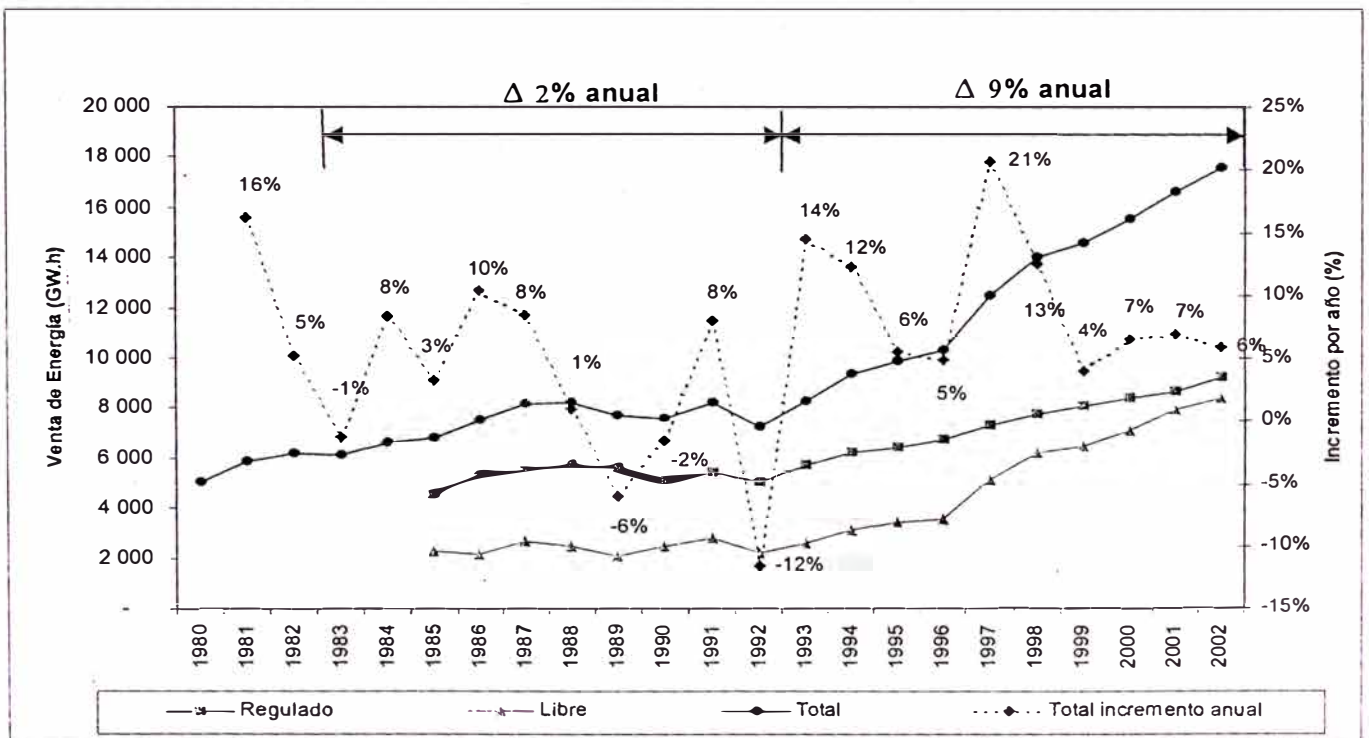
La demanda de energía en el país, esta compuesto por la venta de energía de las empresas generadoras y distribuidoras a cliente final y el consumo de las empresas que generan para uso propio. A continuación se analiza la demanda, como resultado de las reformas de 1992

5.3.1 Venta de energía al mercado eléctrico

La venta de energía, evaluado por décadas, ha evolucionado en el periodo de 1982 a 2002 de 6 181 GW.h a 17 605 GW.h. La tasa media de crecimiento anual durante los periodos 1982 – 1992 y 1992 – 2002 fueron 2% y 9% respectivamente, sin embargo en este último periodo el indicador de crecimiento no es real como consumo, porque incluye la venta de energía a empresas mineras (mercado libre) cuyas centrales de autoproducción solo se incorporaron al mercado eléctrico desde 1997, esto se detallará seguidamente.

Como muestra el gráfico siguiente, las irregularidades de crecimiento de venta de energía en los años 1983 (-1%), 1989 (-6%), 1990 (-2%) y 1992 (-12%), tuvieron las mismas causas que la producción.

Gráfico N° 56 : Venta de energía por tipo de mercado e incrementos



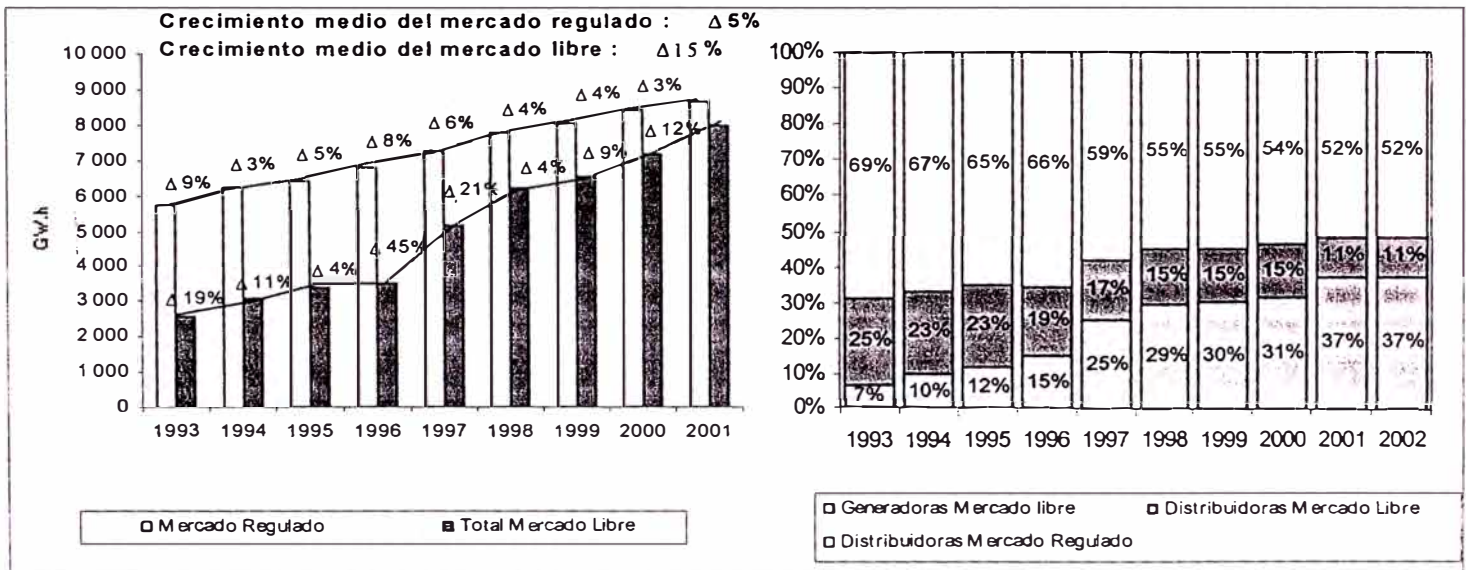
Fuente: MEM - DGE

La aplicación de los esquemas establecidos para el mercado eléctrico, respondieron de la siguiente manera, en el periodo de 1993 a 2002:

La venta al mercado libre (clientes mayores a 1kW), tuvo un crecimiento medio de 15%, mientras que el mercado regulado solo de 5%. Las empresas generadoras, tuvieron gradualmente mayor representación en el mercado libre de 7% a 37%, pero su gran salto en energía fue debido a la incorporación de empresas generadoras para uso propio al mercado

eléctrico (en 1997), de esta manera con nueva razón social la empresa generadora se vendía así mismo por contrato libre y a la vez aportaba el excedente al mercado spot. (Ejm: La gran minera Southern Peru paso a ser ENERSUR y Shougang Hierro Peru a Shougesa).

Gráfico N° 57: Crecimiento y participación de ventas de energía al mercado eléctrico.

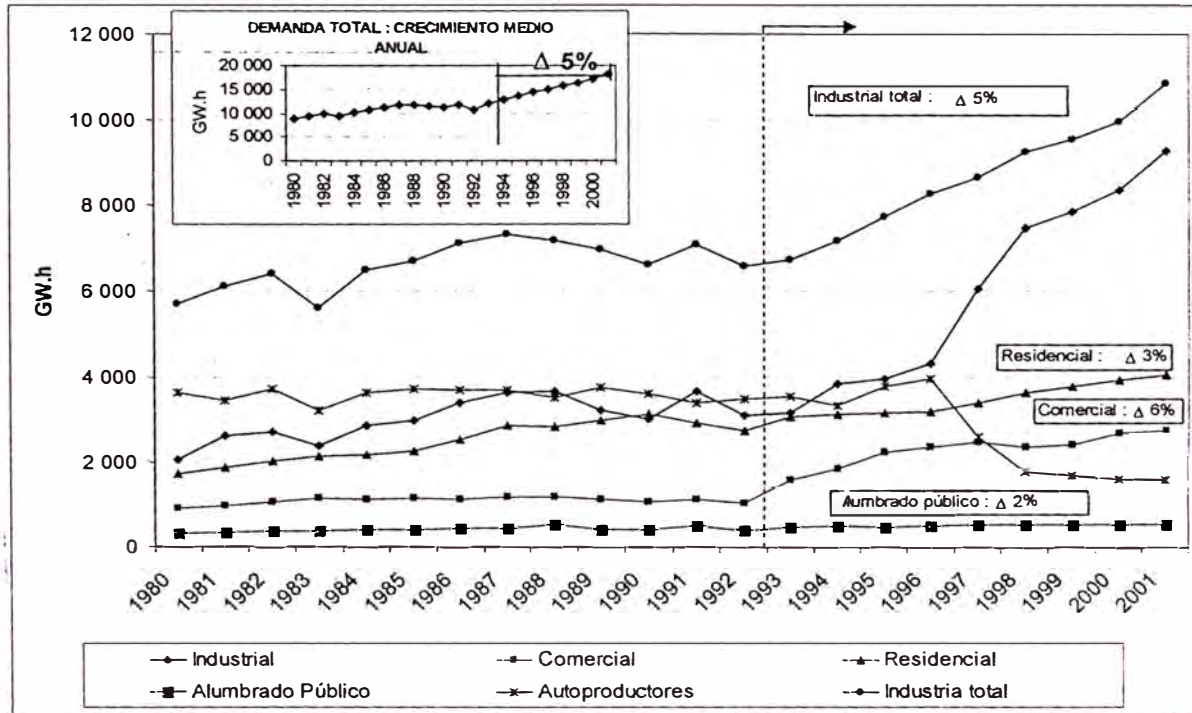


Fuente : MEM - DGE

5.3.2 Demanda total de energía eléctrica

La evolución de la demanda de energía total si da una señal del crecimiento del consumo total de energía a nivel nacional. En el periodo de 1993 a 2002, la demanda total en el país ha tenido un crecimiento medio de 5%, y desagregada por el tipo de uso, el consumo industrial total (considerada como la suma de la venta de energía a clientes industriales y la energía autogenerada - generación para uso propio) creció a una tasa media anual de 5%; el consumo residencial a 3%, el comercial 6% y el alumbrado público a 2% anual. Ver el gráfico siguiente.

Gráfico N° 58 : Demanda de energía eléctrica a nivel nacional por tipo de uso

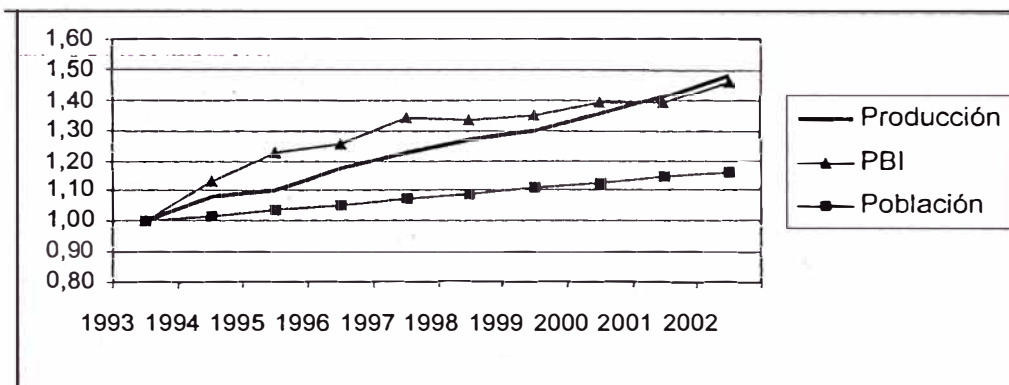


Fuente : MEM - DGE

5.3.3 Otros indicadores afines a la demanda

Existen otros indicadores interesantes relacionados con la demanda, que muestran también el avance logrado estos últimos años luego de la aplicación de la ley de concesiones:

- a) **PBI, Población y producción.**- Los estudios económicos relacionan el incremento de la producción, con el incremento del Producto Bruto Interno (PBI) y la población. La última década en el Perú, la producción de energía se incrementó en 4,6%, el PBI en 4,3% y la población en 1,7%. El crecimiento de estas variables se muestra en el siguiente gráfico:

Gráfico N° 59 : Crecimiento acumulado del PBI, Población y Producción

Fuente : MEM – DGE

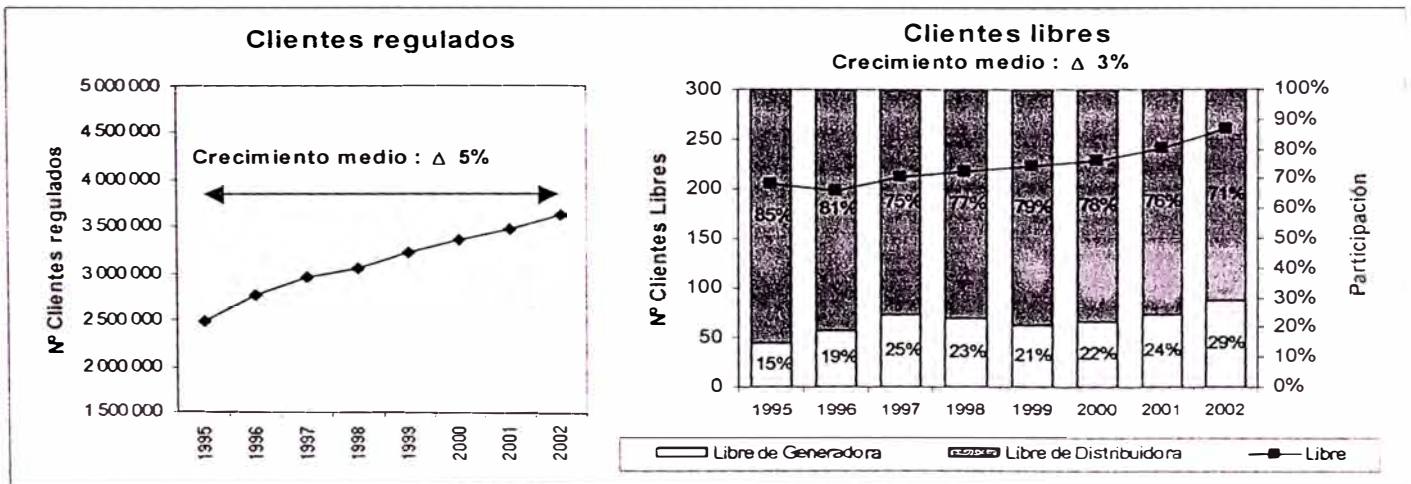
La dependencia de estas variables sirve para elaborar funciones matemáticas que permiten proyectar la demanda de energía eléctrica, por ello también se proyecta cada una de estas variables:

- En cuanto el PBI, debe calcularse no solo cuanto ascendería la inversión, sino también a cuánto llegaría el ahorro interno (privado y público) y el ahorro externo (financiamiento externo). Aún así el crecimiento de la economía esta supeditado en el corto plazo, a elementos exógenos más fácilmente detectado por el lado de la oferta como son los factores climáticos, decisiones empresariales y fenómenos externos (variación en los términos de intercambio, flujo de capitales, inversión extranjera).
- El crecimiento de la población tiene un ritmo constante y mas predecible, aunque no se cuenta con censos nacionales recientes.
- La producción es producto de la demanda, y por ello se evalúa las posibles cargas importantes que abastecería el sistema, según los proyectos de consumo de las principales empresas industriales, sobretodo mineras. Luego se evalúa el crecimiento vegetativo de los pequeños consumos como residenciales, y finalmente

se consolida con el análisis de otros indicadores complementarios como, los clientes, interconexión de sistemas aislados, porcentaje de pérdidas, etc.

b) **Número de Clientes en el Mercado Eléctrico.**- Desde 1995, el número de clientes creció de 2 491 a 3 614 miles de clientes, se incrementó como los regulados, a una tasa media de 5%, mientras que el número de libres creció de 206 a 261 clientes a promedio de 3% anual. Al 2002, las empresas generadoras han logrado cubrir el 29 % del número total de clientes libres, pero en términos de energía esto representa el 77%, porque solo lograron captar los clientes grandes de alta tensión (gran consumo), y casi todas están fuera del área de concesión de las distribuidoras. Esto se debió a que la ley inicial de concesiones, aunque establecía el libre acceso a las redes, no reflejaba un claro sistema de compensación, por ello las distribuidoras tenían el poder de restringir la entrada de los generadores para competir por clientes libres. En la actualidad se intentó mejorar la ley para este fin, pero aún existe dificultades para intensificar la competencia.

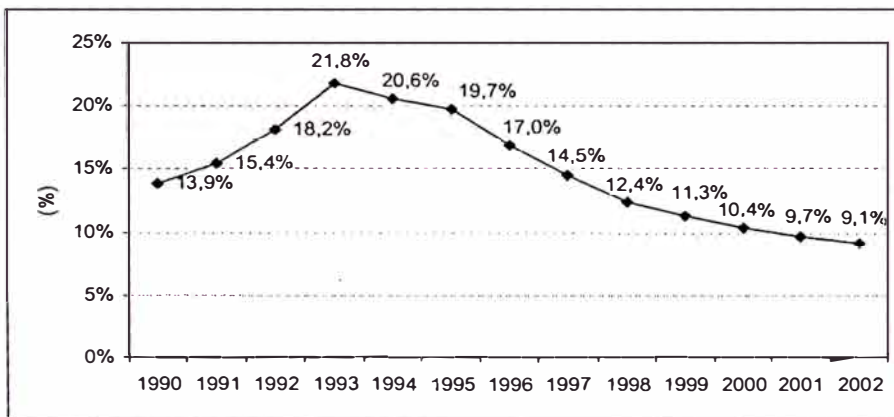
Gráfico N° 60 : Evolución del número de clientes en el mercado eléctrico



Fuente : MEM - DGE

c) **Porcentaje de pérdidas en distribución:** El año 2002 las pérdidas en distribución a nivel nacional registraron su punto mas bajo con 9,1 %. La evolución de las pérdidas, que se aprecia en el gráfico siguiente, muestra que la reducción de pérdidas a nivel de distribución se inicia a partir del año 1994 hasta el presente año; y que las mayores tasas de reducción se presentaron en el periodo 1996 – 1998, debido a las mayores reducciones obtenidas por las empresas como Edelnor, Luz del Sur, Electrocentro, Electronorte, Hidrandina, y Electro Nor Oeste.

Gráfico N° 61 : Evolución del porcentaje de pérdidas en distribución



Fuente : MEM - DGE

También podemos observar que los últimos 4 años ha disminuido el ritmo de reducción, indicando un agotamiento de las medidas de mayor efectividad y que es posible que algunas empresas han alcanzado el límite técnico económico.

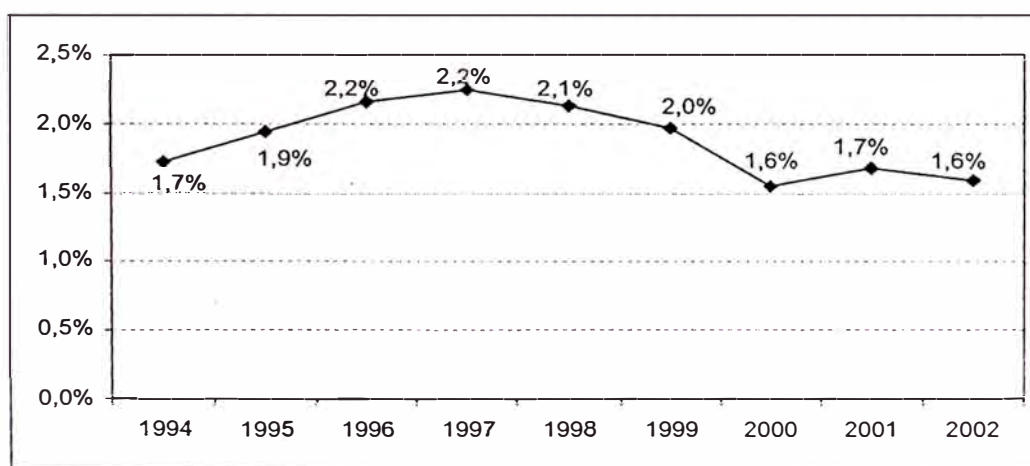
En un ranking por empresa respecto al año 2002, se demuestra que las pérdidas en distribución de las empresas Coelvisa, Luz del Sur, Edelnor y Electro Tocache están por debajo del promedio nacional; además incluye a las dos empresas distribuidoras más importantes del país.

La mayoría de las empresas continúan desarrollando medidas y/o acciones para reducir sus pérdidas con el objetivo de mantenerse dentro de los valores reconocidos por Osinerg – GART para las fijaciones tarifarias.

Las empresas de distribución de mayor mercado, como Edelnor, Luz del Sur, Hidrandina, Electronorte, Electronoroeste, Electrocentro y Electro surmedio, han obtenido los mayores logros en cuanto a reducción de pérdidas.

- d) **Porcentaje de pérdidas en subtransmisión:** El año 2002 las pérdidas en subtransmisión nivel nacional fue 1,59 % de la energía comprada. La evolución de estas pérdidas se visualiza en el gráfico siguiente.

Gráfico N° 62 : Evolución del porcentaje de pérdidas en subtransmisión



Fuente : MEM - DGE

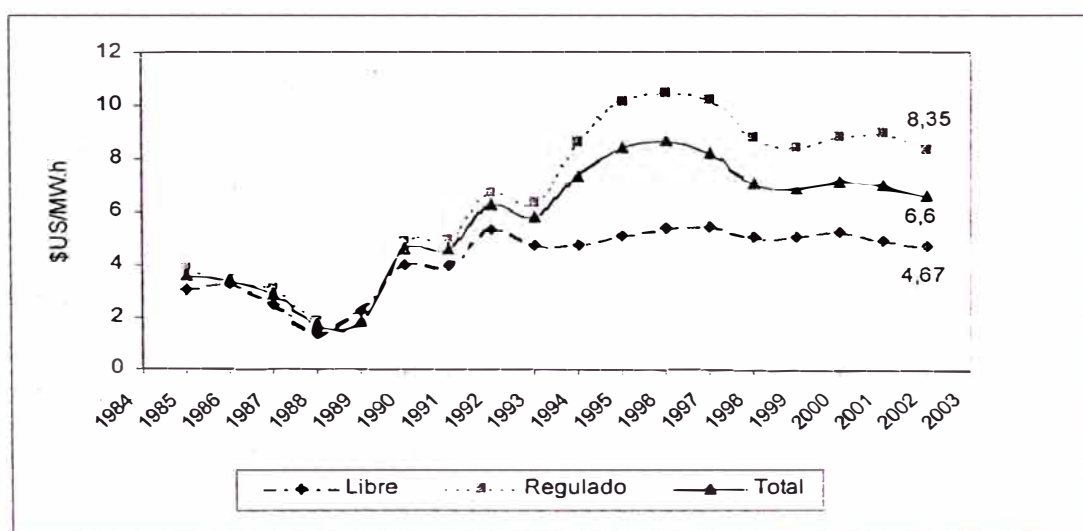
Entre los años 1997 - 2000 se nota una reducción progresiva de las pérdidas a nivel del sistema, esto es consecuencia de las inversiones realizadas por la mayoría de empresas para reforzar, remodelar y reacondicionar sus instalaciones, ampliar su capacidad de transformación e instalar compensación capacitiva y complementando con el mejoramiento de redes.

A partir del año 2001 esta tendencia se revierte, coincidiendo con la reducción de las inversiones en mejoramiento de redes.

e) **Precio Medio.**- El año 2002 el precio medio de venta de energía a cliente final fue de 6,6 ctv US\$/KWh, así también el precio medio en el mercado libre y mercado regulado fueron 4,67 y 8,35 ctv US\$/KWh.

De 1985 a 1989, se observa los precios muy bajos, producto de una política de subsidio que no favorecía la sostenibilidad de la empresas eléctricas. El incremento de los precios a partir de 1990, 1992 hasta 1994, forma parte del sinceramiento de precios antes de la privatización. Luego los métodos de competencia establecidos por la ley de concesiones (1992), propiciaron la tendencia a la reducción de precios a partir de 1996; sin embargo el comportamiento de los precios medios han tenido ligeras oscilaciones.

Gráfico N° 63: Evolución del precio medio por tipo de mercado

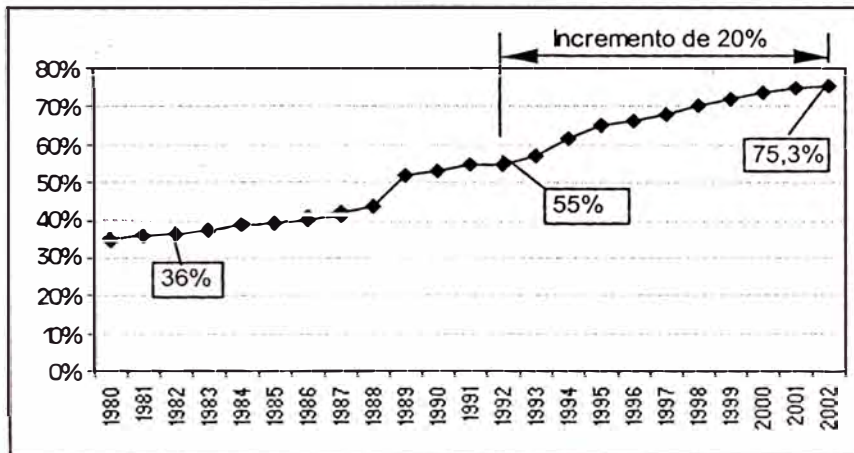


Fuente : MEM - DGE

f) **Coefficiente de Electrificación** .- A partir de la reforma del sector eléctrico se inicia el crecimiento importante en el grado de electrificación nacional, pasando de 55% en 1992 a

75,3% en el 2002. A diferencia de años anteriores, la inversión ha sido compartida entre empresas privadas y del estado, para beneficio de los usuarios.

Gráfico N° 64: Evolución del coeficiente de Electrificación (%)



Fuente : MEM - DGE

Los factores que contribuyeron a este crecimiento fueron los compromisos de inversión asumido como estrategias en los procesos de privatización y por otro lado el compromiso asumido por el estado de ampliar la cobertura eléctrica en las zonas rurales y aisladas del país, beneficiando desde 1993 a aproximadamente 4,6 millones de habitantes.

5.3.4 Factores que explican la demanda del sistema interconectado

En resumen, la evolución de la demanda se explica principalmente por los siguientes factores:

- La extensión física de la red
- La conexión de principales auto-generadores
- La tasa de crecimiento económico a nivel nacional
- El crecimiento poblacional y la mejora en las tasas de conexión
- Disminución de Pérdidas en Distribución y subtransmisión

En la década pasada la tasa de expansión del área de influencia se incrementó. Las expansiones más importantes corresponden a las interconexiones de los sistemas eléctricos de Piura (1992), Talara (1997), Tumbes (2000), Abancay (1999), Pucallpa (2000) y Repartición (2001).

Se interconectaron al sistema los principales autogeneradores del país como Shougesa (1997), Malacas-EEPSA (1998), Southern - Enersur (1997) y Electro Andes (1997).

El comportamiento de la empresa peruana, durante los últimos diez años, o mas, ha sido extremadamente errática. Las tasas de crecimiento, altamente variables han sido influenciadas por diversos factores, tanto naturales como estructurales.

Entre los problemas naturales que han afectado la economía pueden identificarse el Fenómeno del niño en 1982-1983, 1993, 1998 y la severa sequía de 1992.

Los problemas estructurales, de naturaleza directa o indirectamente política incluyen la seguridad interna, la inflación y la carga de la deuda externa

La influencia internacional, caso de los precios deprimidos para los recursos naturales generan un impacto negativo en el crecimiento económico.

Capítulo 6

PROYECTOS, ALTERNATIVAS Y AGENDA PENDIENTE

6.1 Planes de expansión

Actualmente la ejecución de los planes de expansión dependen de las posibilidades económicas, políticas y sociales del país, es decir la capacidad de los agentes para; adecuarse a los ajustes en el precio de la electricidad (respetando los principios de la regulación económica del mercado), disposición para resolver las externalidades negativas y positivas, incentivar a la promoción de inversión extranjera, definir el nivel de subsidio y el mecanismo adecuado.

A continuación se muestra los posibles proyectos factibles de realizarse, y algunas en ejecución, que se basan en las necesidades propias del sistema eléctrico y los compromisos por concesión.

6.1.1 Proyectos para el parque generador del mercado eléctrico

Al margen de los proyectos hidroeléctricos más viables, el incremento del parque generador, actualmente se desarrolla en función del mejor aprovechamiento del gas natural de Camisea con centrales termoeléctricas, debido a la reducción que produce sobre la tarifa al tener bajo costo variable (combustible barato) y pueden adoptar la característica de cubrir cargas que antes solo era posible con centrales térmicas que usan combustible diesel (de alto costo variable), además podrían desplazar a centrales térmicas base como las turbovapor que usen carbón o petróleo residual, a través del uso de centrales de ciclo combinado con gas natural. Esto obliga a los agentes a evaluar la secuencia de proyectos que cubran económicamente la evolución de la demanda y además proporcione un cierto nivel de sostenibilidad al mercado eléctrico dentro del modelo de despacho y regulatorio actual.

Se debe destacar que con el uso de centrales a gas natural, recién se obtiene una real competencia entre centrales hidroeléctricas y térmicas. Entre otras una característica más actual del impacto de Camisea es que, como el cálculo de los precios en barra considera un ponderado de los costos marginales proyectados en 48 meses, los proyectos termoeléctricos a futuro de ciclo simple y ciclo combinado con gas natural, produce la reducción de las tarifas en el presente.

Para la regulación tarifaria de noviembre 2003, se consideró más probables los siguientes proyectos a futuro:

Cuadro N° 33: Proyectos de generación considerados en regulación Nov'2003

| Fecha de Ingreso | | Proyecto | Potencia (MW) | Dpto. | Recurso |
|------------------|-----------|--|---------------|-------|---------------------------------------|
| Año | Mes | | | | |
| 2003 | Octubre | C.T. La Pampilla | 10 | Lima | Río Chira y derivación Quiroz |
| 2004 | Febrero | C.H. Poechos I | 13 | Piura | |
| 2004 | Setiembre | TGN Ciclo Simple (Conversión Ventanilla TG3 y TG4) | 325 | Lima | Ríos Paucartambo y derivación Huachón |
| 2005 | Julio | C.H. Yuncán | 133 | Pasco | |
| 2006 | Junio | TGN Ciclo Combinado (Reconversión Ventanilla TG3) | | Lima | |

Fuente : OSINERG – GART, Plan Referencial 2001

Aunque algunos de estos planteamientos están en ejecución, el tiempo de finalización suele variar de acuerdo por imprevistos de toda índole, sobretodo económica y algunas veces política. Existen otros proyectos hidroeléctricos técnicamente viables, que se muestran en el cuadro siguiente, pero a parte de los problemas de inversión, debe evaluarse su sostenibilidad en competencia con las térmicas a gas natural, ya que se estima que para que la hidroeléctrica compita con la termoeléctrica, debe ser un central que no exceda los 1 000 US\$/MW, entre otros factores técnicos.

Cuadro N° 34 : Proyectos de generación factibles en el corto plazo

| Central | Potencia (MW) | Recursos | Dpto. | Inversión (Mio US\$) |
|-----------------|---------------|--|----------|----------------------|
| C.H. Poechos II | 10 | Río Chira y derivación Quiroz | Piura | 16 |
| C.H. Platanal | 200 | Río Cañete, Laguna Paucarcocha | Lima | 267 |
| C.H. Cheves | 525 | Río Huaura y derivación Checras | Lima | 559 |
| C.H. Huanza | 86 | Río Rímac Santa Eulalia, Cuenca Parcapomacocha (Por Tunel Trasandino) | Lima | 59 |
| C.H. Marañón | 96 | Río Marañón y derivaciones Nupe y Laurico | Huánuco | 79.6 |
| C.H. Quitaracsa | 112 | Río Huaylas | Ancash | 76.5 |
| C.H. Pucara | 130 | | | |
| C.H. Ocoña | 150 | Río Ocoña y derivaciones Chichas y Cotahu | Arequipa | 254 |

Fuente : Plan Referencial de Electricidad 2001 y otros

Lo proyectos del cuadro anterior poseen concesión definitiva por parte del MEM, pero existe más proyectos en concesión temporal.

La DEP, en apoyo a la Electrificación rural, también tiene previsto parques aislados de generación, con pequeñas centrales hidroeléctricas, termoeléctricas, eólicas y módulos fotovoltaicos. El resumen de sus proyectos se encuentra cuantificado en el anexo N°26.

6.1.2 Expansión en la transmisión

La naturaleza monopólica de la actividad de transmisión, es una de las razones por la cual es difícil establecer medios de incentivo a las empresas para invertir en la expansión eléctrica, el reforzamiento y mantenimiento de los sistemas eléctricos.

En el ámbito nacional, la expansión de los sistemas de transmisión, tienen como objetivo:

- Interconectar a sistemas aislados, para ofrecer en barra, precios económicos del mercado, en vez de precios altos que son producto de la generación propia de estos sistemas, en la mayoría de casos de centrales térmicas diesel o petróleo residual.
- Aprovechar mejor los recursos energéticos de menor costo, lejanos geográficamente.
- Ampliar el mercado de transacciones e incentivar la competencia entre más empresas generadoras, distribuidores y clientes grandes.
- El fortalecimiento de los sistemas de transmisión, para mejorar la confiabilidad del sistema, a través de configuraciones en anillo o mallados.

En el ámbito internacional, las interconexiones muestran ventajas similares al expuesto anteriormente, como:

- Reducción de costos de operación considerando la diversidad de condiciones hidrológicas, diferencias horarias, curvas de demanda y variaciones estacionales.

- Se mejora la utilización de recursos naturales que pueden incidir también sobre el mejor cuidado del ambiente.
- Manejo optimizado de los márgenes de reserva de los sistemas de potencia.
- Optimizar los programas de equipamiento eléctrico.
- Incremento de la disponibilidad y confiabilidad de sistemas.
- Base para fortalecer la integración en comunicaciones a nivel regional.
- Posibilita el desarrollo de pueblos fronterizos, de difícil acceso para el sistema de un mismo país.

La regulación tarifaria de noviembre 2003, se consideró más probables los siguientes proyectos a futuro:

Cuadro N° 35 : Proyectos de Transmisión considerados en regulación Nov'2003

| Año | Mes | Proyecto | Empresa |
|------|-----------|--|---------|
| 2003 | Diciembre | Cambio de conductor L.T. Zapallal - Paramonga - Chimbote (220kV) | REP |
| 2004 | Setiembre | Reactor de 30MVAR S.E. Puno | REP |
| 2005 | Julio | L.T. Yuncán - Carhuamayo Nueva 220kV (Doble terna) | Estado |
| 2005 | Julio | Autotransformador 138 / 220 kV Yuncán | Estado |

Fuente : Osinerg – GART, otros

Existen proyectos de expansión nacional previstos a futuro y propuestos por la DEP, además de algunos proyectos que son parte de compromisos de inversión por concesión, como el caso de la empresa REP para la interconexión con el Ecuador.

Cuadro N° 36 : Principales proyectos de expansión

| Proyectos | Objetivo |
|--|---|
| Interconexión de sistemas aislados mayores | |
| El Reposo (Cajamarca) - Caclic - Moyobamba (220kV) | Interconexión del sistema eléctrico Moyobamba - Tarapoto - Bellavista |
| Tocache - Bellavista (138kV) | |
| Carhuaquero - Jaén (138kV) | Interconexión del sistema eléctrico Bagua - Jaén |
| San Gabán - Mazuko - Puerto Maldonado (138kV) | Interconexión del sistema eléctrico Puerto Maldonado |
| Reforzamiento del SEIN | |
| Carhuaquero - Cajamarca (220kV) | Refuerzo en la zona de Cajamarca |
| Vizcarra - Cañon del Pato - Cajamarca (220kV) | Línea troncal de la Sierra |
| Interconexión con Ecuador | |
| Zorritos - Machala (220 kV) | Interconexión. 1era Etapa a culminar en el 2004 |
| Piura - Talara (220 kV) | Reforzamiento con tema adicional |
| Zorritos - Machala (220 kV) | 2era Etapa. Circuito adicional |
| Piura - Chiclayo Oeste (220kV) | Reforzamiento terna adicional |

Fuente : MEM – DGE, MEM - DEP

Como muestra el cuadro anterior, se prevé la conexión al SEIN de los sistemas eléctricos mayores: Bagua-Jaén; Moyobamba – Tarapoto – Bellavista y Puerto Maldonado. En general, se ampliará la frontera eléctrica en distintos departamentos como se muestra en el gráfico del anexo N° 8, de esta manera el costo de suministro será menor y hará posible el desarrollo socioeconómico en esas zonas.

Cuadro N° 37 : Proyectos de expansión de frontera eléctrica nacional

| Tensión (kV) | Proyectos de Líneas de Transmisión |
|--------------|--------------------------------------|
| 138 | Tarapoto - Yurimaguas |
| 138 | Oxapampa - Pichanaki - Satipo y S.E. |
| 138 | Majes - Camana y S.E. Arequipa |
| 60 | Sihuas - Pomabamba |
| 60 | Majes - Coririe - Chuquibamba |
| 60 | Puquio - Coracora |
| 60 | Olmos - La Pampa |
| 60 | Chulucanas - Morropón - Huancabamba |
| 60 | Azangaro - Huancané - Ananea |

Fuente : MEM – DGE, MEM - DEP

Otros proyectos de transmisión, han sido planteados para evacuar la nueva generación de proyectos hidroeléctricos, atender el crecimiento de la demanda minera y para el reforzamiento del sistema de transmisión (incremento de capacidad en subestaciones y líneas de transmisión, compensación reactiva, etc).

En el caso de la interconexión con el Ecuador, este proyecto esta dentro del marco del Acuerdo de Cartagena, en la decisión CAN N°536 suscrita el año 2001, por Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela, en la que se fija los principios y reglas fundamentales para la integración de los mercados de la región Andina, como base para permitir el intercambio de electricidad.

Se ha verificado la existencia de complementariedad hidrológica de los sistemas hidrotérmicos de Ecuador y Perú, además que las diferencias de costos marginales entre los dos países favorecen al Perú para la exportación.

Aún está en desarrollo el reglamento de importación y exportación de electricidad, que especifique el modo de transacción económica para acuerdos comerciales, por ejemplo, sobre temas de contratos, fronteras, activos de transmisión; respecto a la liquidación de energía, servicios asociados a intercambios y cargos de transmisión, garantías, entre otros ver el mecanismo de impuestos, valor de moneda, etc. Por otra parte, debe incorporarse los efectos de la interconexión, a los procedimientos y cálculos de las tarifas en barra, en el actual modelo tarifario.

Dado la ubicación geográfica del Perú en América del Sur, tiene la ventaja de interconectarse con otros países como Brasil, Bolivia y Chile; de esta manera aprovechar sus reservas hidroenergéticas para comercialización de energía eléctrica. Pero debe mejorar sus precios para el mercado internacional y evaluar su capacidad de abastecer grandes demandas.

6.1.3 Expansión en la distribución

Las empresas distribuidoras están obligadas a suministrar a energía a toda instalación o residencia que se encuentre dentro de su área de concesión, por este mecanismo se impulsa la expansión de los sistemas de distribución eléctrica en todo el país, en cuanto a la calidad en general, el modelo regulatorio y la NTCSE se encarga de mantener la eficiencia de estas empresas.

Aunque el departamento de Lima, alcanza un índice de electrificación alto 99%, el bajo promedio nacional se debe a los otros departamentos o regiones más distantes, y que son abastecidos principalmente por empresas estatales (Enosa, Electronorte, Hidrandina, Electroriente, Electroucayali, Electrocentro, Electrosur, Electrosureste). En apoyo a esta situación, el MEM a través de la DEP, ejecuta también sistemas rurales de distribución eléctrica (Ver anexo N° 26), de acuerdo a la factibilidad de proyectos propuestos por los representantes de cada departamento, región o municipalidad. Se espera con la actual política de descentralización, que serán las regiones que evalúen y ejecuten sus propios proyectos.

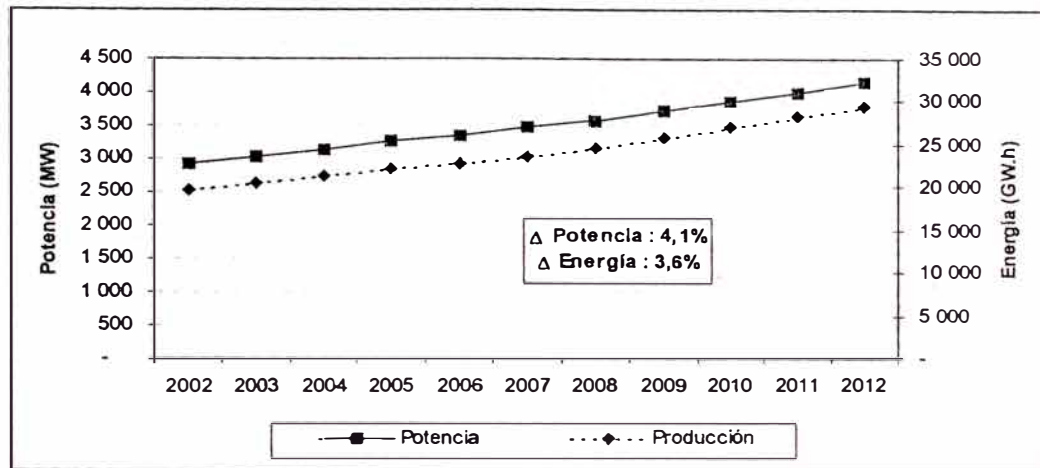
6.1.4 Proyección de la demanda del SEIN

La proyección de la demanda, es la herramienta fundamental para evaluar la secuencia de proyectos a largo plazo.

Según últimos estudios consideran que el año 2012, en un escenario medio anual muy conservador, la demanda de energía del SEIN será de 29 440 GW.h, que representaría desde el año 2002 un crecimiento medio anual de 4,1%. Además la potencia alcanzaría una máxima demanda de 4 157 MW que representaría un crecimiento medio anual de 3,6%.

Se espera cumplir con la interconexión de algunos sistemas aislados existentes (algunos de estos proyectos fueron descritos en los cuadros anteriores de transmisión) y la operación de nuevos proyectos mineros.

Gráfico N° 65 : Expansión de la demanda en el SEIN



Fuente : MEM - DGE

6.2 Segunda reforma de generación

Luego de la reforma realizada en 1992, el modelo peruano ha presentado modificaciones para resolver problemas de competencia, como el libre acceso a redes de distribución para el mercado libre. Con esta experiencia de más de 10 años, y los logros alcanzados, ha surgido la necesidad de realizar modificaciones a la ley, para reformular los mecanismos que mejoren la competencia y resuelva temas cuestionados a la regulación, por distintos agentes del subsector.

a) **Revisión del modelo tarifario.**- En cuanto al modelo tarifario, existen muchos temas de discusión, relacionadas a las variables que participan en la regulación económica, entre ellas:

- Se ha cuestionado el horizonte de cuatro años empleado para la determinación de precios regulados, el mismo que no obedece a consideraciones de tipo técnico o hidrológico.

- La diferencias entre los precios en el mercado spot y los precios regulados, es un indicio de que el modelo de fijación de tarifas debe ser revisado; por ejemplo con la posibilidad de realizar ajustes de precios regulados con los precio spot.
- Inicialmente en la legislación no establecía la regulación de peajes para el uso de redes de distribución, ni la obligatoriedad de diferenciar los distintos componentes del precio final de energía; situaciones que fueron subsanadas con la publicación del Reglamento de Comercialización. Sin embargo los concesionarios han continuado denunciando problemas para acceder a las redes de distribución, en especial en lo relacionado a los puntos de conexión. Por esta parte se requiere de una normativa suficientemente precisa para garantizar el libre acceso de los clientes libres a las redes de los distribuidores, donde estén ubicados, a fin de propiciar la libre competencia de suministros en los generadores, los distribuidores y eventualmente los comercializadores dispuestos.
- Pocas veces el precio libre ha sido inferior al precio regulado, que es contrario a lo que se esperaba ya que el precio libre debe ser menor por ser nacido de la competencia. Lo que muestra escasa competencia en el mercado libre, además solo cuenta con 261 clientes, de los cuales menos del 15% presentan una demanda atractiva para los concesionarios eléctricos. Por ello una propuesta es la reducción del límite de potencia para optar por esta categoría, junto con la creación de la figura del comercializador de energía.
- La posibilidad de pasar de un modelo de costos sustentados empleado tanto para el despacho eléctrico como para la determinación de precios regulados y la posibilidad de transitar hacia un esquema de precios declarados, con un modelo distinto de formación de precios regulados. Es decir, analizar que, si al trasladar el riesgo del mercado a usuarios eléctricos, permitirá la reducción de las tarifas y si los usuarios estarían dispuestos a una menor estabilidad de sus precios.

- Debe tenerse en cuenta, que la desregulación de precios privilegia más la libre competencia, que el modelo actual de costos sustentados, pero el reducido tamaño de mercado, con una demanda de punta que no excede los 3 000 MW y con un escaso número de grupos económicos (cuatro sin incluir al estado), dificulta el cambio.

b) **Diseño de mercado.**- El diseño del mercado, debe evolucionar de tal manera que permita mejorar la competitividad por el mercado libre, a través del precio y la calidad. Se puede mencionar algunos puntos:

- Evaluar la posibilidad de permitir a las empresas distribuidoras de participar en el mercado spot, es decir que puedan comparar energía a precio spot, para ello evaluarse si podrían asumir los riesgos derivados de la variación de precios, para lo cual deberían traspasar parte del riesgo a los nuevos clientes libres, supuesto una reducción del límite actual para acceder a esta categoría.
- Se revisaría la manera más adecuada para que el COES pueda cumplir su función de manejar el sistema a mínimo costo, de una manera estrictamente técnica, por lo que se revisaría su composición, para incluir a las empresas distribuidoras y clientes grandes. En caso contrario contar con un operador de mercado, independiente a la operación del sistema.
- A fin de evaluar el comportamiento de la estructura institucional del sector eléctrico, y específicamente del Ministerio de Energía y Minas – en tanto organismo sectorial encargado de la normatividad- y de OSINERG –en tanto organismo regulador y supervisor- es conveniente se defina con precisión los límites de las funciones normativas de dichos organismos en el Subsector Electricidad.
- Otro temas es la adecuación del mercado a la NTCSE, la cual deberá establecer etapas y aplicaciones afines a las necesidades del usuario y configuración del sistema eléctrico de distribución.

Existen otros temas que se deben resolver, para que el principio de la ley de concesiones, se haga efectivo en el tiempo:

- c) **Discrecionalidad.-** Mejorar procedimientos que permitan disminuir casos para la discrecionalidad del regulador, como la precisión en los criterios y las variables a emplear para determinar los precios regulados.
- d) **Fallas de mercado.-** Mejorar procedimientos para proveer mayor transparencia y reducir la asimetría y falta de información. Por otro lado resolver casos de externalidades tanto positivas como negativas, por ejemplo, el caso de perjuicios al medio ambiental por instalaciones eléctricas de generación, transmisión y distribución, y el caso contrario de algunos beneficios para su uso opcional, por ejemplo, los embalses hídricos para irrigación y la convergencia tecnológica con telecomunicaciones.
- e) **Promoción e inversión.-** Mejorar los procedimientos, evitar muchos vacíos legales, lograr una mayor estabilidad socio económica, que brinde confianza a los capitales extranjeros. A la vez se requiere mayor estudio, preparación y participación de los usuarios, para discutir las propuestas diversas de concesión y privatización, e informar de sus reales ventajas, siendo vital para ello, prever los mecanismos de transparencia del manejo de los fondos recaudados.

6.3 Descripción y análisis final

En el subsector eléctrico no solo se presentan temas de tipo técnico, si no también sociales, económicos y a veces principalmente político, porque este último puede ocasionar cambios sustanciales que logran estar por encima de las perspectivas de los temas anteriores. Sin embargo, bajo la política actual del subsector, se mencionan lo siguiente:

- La electricidad por ser un servicio necesario para el desarrollo nacional, como el agua, requiere de políticas regulatorias, sobretodo si, como con la reforma, ha pasado de ser un servicio a ser un producto transable, cuyo precio depende de un mercado eléctrico (oferta y demanda) donde se desea cubrir la real inversión y además existe el riesgo de conductas monopólicas. Por otro lado, el servicio eléctrico a nivel social, que es de menor intensidad pero masivo y en otros casos rural, siempre ha sido un bien manejado políticamente (promesas políticas) porque su ejecución es difícil (no es rentable). Por esta razón existe intermedios donde se discuten intereses, entre la protección del estado y protección del retorno de inversión privada; temas que marcaron las distintas etapas de la historia del subsector eléctrico, donde el mayor equilibrio y eficiencia se dió con la Ley de Concesiones.
- El Perú, a nivel latinoamericano está entre los países que han consolidado las bases y reglas del negocio eléctrico, cuyo modelo fue en mayor parte similar a la de Chile que fue uno de los pioneros en la reforma eléctrica (1982), pero en esta último década a obtenido su propia identidad.
- Aunque no se ha realizado estudios recientes del potencial hidrológico peruano, el potencial de aproximadamente 60 000 MW, idealmente podría abastecerse la demanda solo con esta fuente por 50 años, considerando un crecimiento promedio anual de 5,5%. En cuanto al uso de centrales termoeléctricas, si solo se cubriera la demanda con recurso térmico, tomando como base la fuente de Gas de Camisea solo para generación eléctrica, se tendría reservas para 40 años. En el transcurso podrían haber avances tecnológicos que permitieran aprovechar con mayor intensidad y menor costo para el usuario, otras fuentes alternativas como la radiación solar, eólico, el Uranio, inclusive el uso de celdas de hidrógeno. El hecho es que cualquier innovación o promoción por el uso de estas fuentes, para el parque generador del subsector, regularse y adecuarse previendo los impactos económicos, sociales, como; incremento

del riesgo de las inversiones, protección ambiental, normas de seguridad, capacitación a los usuarios, etc.

- El uso de los recursos no renovables del país, como el Gas de Camisea, debe tener ser sustentable en el tiempo, de manera tal, que no genere desabastecimiento en el futuro. Por otro lado, debe comercializarse en la forma que convenga más a la sociedad y no poner en riesgo el desabastecimiento, por obtener beneficios de corto plazo.
- Uno de los indicadores de crecimiento del Perú es el PBI, y el subsector eléctrico solo aporta menos del 5% como beneficio directo (tesoro público, impuestos, etc); a pesar de eso, la electricidad es un bien necesario que tiene mayor representatividad en el beneficio indirecto que se traslada a otras actividades que si incidén sobre el PBI en mayor grado como la minería. Por esta razón la demanda de energía es un indicador de crecimiento de la economía del país, porque mayor consumo de energía supone mayor producción en minería, construcción, comercios, etc.
- Pero no todas las actividades que aportan más al PBI, deben depender de gran consumo eléctrico como la minería; por ejemplo, la actividad Turística consume menos recursos energéticos y podría generar grandes recursos para el estado, allí se requeriría solo mayor alcance del suministro eléctrico.
- Debe tenerse en cuenta que Perú actualmente no es un mercado eléctrico comparable con países desarrollados; la inversión privada no somete a esos países a muchas condiciones por riesgo, debido a la gran demanda eléctrica, allí las inversiones o proyectos eléctricos son de mayor magnitud y por lo tanto existe mayor monto en el retorno de su inversión.
- Sin embargo el Perú guarda apreciables posibilidades de ampliar su mercado, a través de la interconexión con otros países, porque posee grandes recursos hidrológicos y ahora el Gas de Camisea, pero estos negocios están más al alcance de capitales privados que poseen mayor capacidad de inversión que el estado.

- La función de planeamiento eléctrico recae actualmente sólo en el estado a través del MEM. A fin de hacer más eficiente y mejor orientado a la inversión en la expansión, sería conveniente establecer un organismo mixto altamente tecnificado y con solvencia económica.
- Actualmente, casi la mitad de los activos eléctricos están en manos del estado, el cual se ha mantenido por la estancamiento de los procesos de privatización. La participación del estado como empresario no es bien visto por inversores privados, ya que en cierta forma compite con sus empresas en el mercado, y se tiene el temor a poca imparcialidad en sus políticas regulatorias (fiscalización, regulación tarifaria, concentración, controversias, etc). A menos que establezca claramente sus procedimientos regulatorios y un ambiente jurídico estable. Es así que se suele, incentivar la mayor independencia de las entidades regulatorias, para no ceder a la presión de ningún agente externo y ceñirse a los procedimientos y tomar imparcialmente los casos de discrecionalidad inevitables.
- Sobre el punto anterior, otra alternativa para el estado es que busque sus propios recursos económicos y sea estricto de manejar sus empresas eléctricas sin dejarse influenciar por el control político (como sucedió en épocas pasadas), ni olvidarse que es un negocio para generar beneficios directos para el estado de manera eficiente (actualmente la empresa generadora del estado más importante es Electroperú).
- La mayor complejidad de la regulación eléctrica, se encuentra en la regulación de tarifas para el servicio público; por el lado matemático ya que están en función de la variabilidad de sus costos y proyecciones a largo plazo, no solo económicos sino de hidrología. Existen en otros países modelos regulatorios menos complejos, y más abiertos al mercado libre, pero esta aplicado a la realidad de su demanda y oferta; sin embargo el mercado eléctrico peruano conforme evolucione a nivel tecnológico y de la respuesta de demanda, tenderá a modelos mas abiertos y mas competitivos, lo que

significará mayor eficiencia del uso de recursos con menor precio de la electricidad afín a las posibilidades económicas de los ciudadanos y de la industria nacional.

- Actualmente, el estado ha suministrado medios complementarios que defiendan los intereses del usuario en caso de los servicios existe mayor apertura, realizando audiencias públicas en cada fecha de regulación, donde participan instituciones y asociaciones diversas, como; la Defensoría del Pueblo; ASPEC, INDECI, asociaciones de pobladores, consultores, y público en general. Por ejemplo la Defensoría del Pueblo tiene atribuciones constitucionales para mediar por el usuario ante reclamos, cobros indebidos, etc, complementando así las funciones de la Osinerg.
- Finalmente, prima la necesidad de impartir mayor conocimiento a los profesionales, académicos, sobre las implicancias del desarrollo del subsector eléctrico para obtener mayor capacidad de respuesta (respuesta de la demanda) ante la dinámica característica de la oferta eléctrica que evoluciona dentro de un ambiente globalizado, y así lograr un desarrollo sostenible en el tiempo.

CONCLUSIONES

Los ámbitos de desarrollo del subsector eléctrico son varias y tienen relación estrecha entre sí, luego de la descripción y análisis desarrollado, obtenemos las siguientes conclusiones:

En el ámbito político...

1. Es claro que, para el desarrollo del subsector se requiere de inversión privada. No sólo por la capacidad económica de los agentes privados para invertir; sino por, la capacidad de adecuarse al rápido desarrollo de la tecnología y las exigencias de calidad o de tipo ambiental, así como también por el “know how” de su experiencia en otros mercados eléctricos internacionales. Por esta razón la política de la inversión privada está bien encaminada, pero últimamente ha tenido deficiencias en su aplicación por parte del estado, al subestimar a la opinión ciudadana, de disconformidad por la condiciones de la privatización que tuvieron fuerte impacto social, debido a la mala experiencia de la primera fase de las privatizaciones, que tuvo que compensar el riesgo país y hacer atractiva la inversión en un país en desarrollo como el nuestro. Debemos tener en cuenta que competimos con otros mercados potenciales de otros países en los cuales la inversión podría resultar más atractiva.
2. El estado aún no define su grado de participación, en el sistema de regulación eléctrica en general y de las empresas eléctricas a su cargo (privatización estancada), lo cual es

necesario para afianzar la confianza de los inversionistas en un esquema de precios equitativo con leal competencia. Además, falta optimizar medios y mecanismos que defiendan los intereses del usuario ante las posibles problemas de fallas de mercado, como conductas monopólicas y externalidades negativas de las empresas eléctricas.

En el ámbito social...

3. A pesar del impulso dado a la inversión privada, el estado ha mantenido una gran participación en la expansión de la distribución eléctrica en las zonas rurales, además todas las empresas regionales han permanecido en manos del estado, debido al bajo atractivo de estos mercados, y a la falta de un mecanismo efectivo que condicione la inversión privada. Sin embargo, ha aplicado otros medios de subsidio cruzado como el FOSE, que realmente sólo beneficia a los más pobres dado que la estructura de su canasta familiar es mas ajustada que el promedio nacional.
4. Los usuarios tienen desconfianza a las políticas de inversión privada, debido a la ausencia de difusión masiva por parte del estado, sobre la transparencia del manejo de fondos obtenidos, sobre una política adecuada para el control de externalidades, entre otros. También existe poco conocimiento sobre los servicios públicos de electricidad, dentro de las especialidades de cada una de las ramas profesionales involucradas; que no forman aún una fuerte y razonable crítica constructiva frente a este tipo de políticas.

En el ámbito técnico y económico...

5. La evolución de indicadores técnicos, muestra que la inversión privada ha sido fundamental, al haberse logrado reducir las pérdidas y al haberse extendido la cobertura eléctrica respecto a la década pasada, anterior a la vigencia de la ley de concesiones eléctricas. Además la estabilidad política, económica y social ha permitido un desarrollo más sostenible. Ahora se requiere mejorar el tema de la calidad en la operación del sistema en tiempo real y del servicio eléctrico.

6. Las empresas eléctricas manejadas por el estado han optimizado sus gestiones técnicas y empresariales, tras haber participado en un ambiente de competencia condicionado por la ley de concesiones.
7. El esquema regulatorio peruano ha variado, adquiriendo su propia identidad de acuerdo con la realidad nacional, respecto a lo que fue el modelo inicial. En la actualidad se encuentra bastante detallado en comparación con las regulaciones de otros países de Sudamérica. La regulación estará en permanente evolución , debido a que los mercados eléctricos son dinámicos, por ello el actual modelo peruano deberá continuar optimizándose a fin de evitar casos de discrecionalidad.
8. El Gas de Camisea, permite hacer más competitivo el mercado eléctrico peruano. Solo con una parte de este recurso, se logrará un buen complemento al gran potencial hídrico del país, para generar electricidad a un precio económico en beneficio de la sociedad y la industria nacional.
9. Las interconexiones internacionales, principalmente - aparte de ofrecer mayor eficiencia en el uso de recursos - significan apertura de mercado y competencia para las empresas generadoras, siempre y cuando los países regulen los efectos de concentraciones de grupos económicos y se evite tendencias monopólicas. La buena competencia implica también menor precio y beneficios para el usuario final.
10. La convergencia tecnológica, logrará llevar las telecomunicaciones en la mejor calidad y menor precio posible a lo largo de todo el eje de transmisión eléctrica. Donde una vez más urge la necesidad de definir en la ley, las condiciones de este mercado paralelo.

BIBLIOGRAFÍA

Documentos oficiales del estado PERUANO

- Compendio de Normas del Subsector Electricidad
- Constitución Política del Perú 1993
- Ley de Concesiones Eléctricas y Reglamentos
- Normatividad Legal Sector Energía y Minas (Versión 2000)

Estudios del MEM

- Estudio: Potencial Hidroenergético del Perú (1972 – 1980)
- Estudio: Proyección de Demanda Eléctrica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) 2013 – 2012
- Estudio: Visión Retrospectiva del Subsector Eléctrico Peruano 1980 – 2000

Análisis del subsector eléctrico peruano

- Apertura del Sector Eléctrico – Perú. Serie de Propuestas. BBVA Bancomer, Junio 2002
- Curso: Política Latinoamericana - ESAN
- Estructura y funcionamiento del Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Peruano. Secretaría Técnica de la Comisión de Libre Competencia INDECOPI. Setiembre 2000
- Perú - Análisis del sector eléctrico. Corporación Andina de Fomento. Caracas. octubre de 2003 Año I, N° 02
- Reforma de Segunda Generación del Marco Regulatorio del Sector Eléctrico. Edelnor, Luz del Sur, Hidrandina. Informe Ejecutivo. octubre 2003
- Sistema Energético Peruano – Futuras Líneas de Acción. Miguel Alegre, Diego Cabrera, Carmen Delgado, Luis Espinoza, Cesar Pareja.
- Solicitud de autorización resultante de la adquisición de Electroandes por parte de PSEG Global Inc., (PSEG) empresa accionista de las empresas de distribución eléctrica Luz del Sur S.A. (Luz del Sur) y Edecañete S.A. (Edecañete), con ocasión de la privatización de Electrandes, en aplicación de lo dispuesto en la ley N° 26876. . Joselyn Olaechea Flores, Santiago Dávila Philippon. Informe N°011-2001-INDECOPI/CLC

Publicaciones de entidades nacionales: anuarios, informativos, estadísticas

- Atlas Minero Energético del Perú. Ministerio de Energía y Minas. www.minem.gob.pe
- Atlas Solar del Perú. Ministerio de Energía y Minas - Dirección Ejecutiva de Proyectos. www.minem.gob.pe
- Balance de Energía 2002. Ministerio de Energía y Minas – OTERG. www.minem.gob.pe
- Informes, estadísticas. OSINERG – GFE (Gerencia de Fiscalización Eléctrica). www.osinerg.org.pe
- Plan Referencial de Electricidad 2001 – 2010. Ministerio de Energía y Minas – OTERG. www.minem.gob.pe
- Publicaciones: Anuario 2002, Informativos, Boletines, Diagramas Unifilares, Resoluciones. OSINERG – GART (Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria). www.cte.org.pe

- Publicaciones: Anuario 2002, Informativos, Boletines, Mapas Estadísticos. Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad – Dirección de Promoción y Estadística. www.minem.gob.pe
- Publicaciones: Anuario 2002, Estadísticas mensuales, anuales, etc. COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN. www.coes.org.pe

Publicaciones y revistas nacionales e internacionales diversas

- BP Statistical Review of World Energy June 2002. www.bp.com
- Revista: CIER - Comisión de Integración Energética Regional. Estudios y publicaciones diversas
- Revista: EIC-Electricidad, Industria y Construcción. Edición Internacional
- Revista: Energía & Negocios. Petróleo – Gas - Electricidad
- Revista: SEMANA económica. Información empresarial, financiera y bursátil. Apoyo Publicaciones.
- TRANSFORMA – Regulación eléctrica: avances y tendencias. Publicación Mensual, 2002 a set 2003. Comisión Reguladora de Energía (CRE) - Unidad de Reestructuración Eléctrica. www.cre.gob.mx

Otros informes nacionales e internacionales

- Crisis Energética en California: Algunas Lecciones para Chile. Juan Pablo Montero y José Miguel Sánchez. I Jornadas de Derecho Eléctrico, Ponencia 3D.
- Dependencia Energética del Mercado Eléctrico Chileno. Hugh Rudnick, Paulo Atienza. Pontificia Universidad Católica de Chile. Mayo 2002
- Disyuntivas en la teoría normativa de la regulación: El caso de los monopolios naturales. José Gallado. Documento de Trabajo. Marzo 1999.
- El sector Energético en el ConoSur. Diagnóstico de Impactos Socioambientales. Gerardo Hunty. Setiembre 2001.
- Evaluación de los servicios complementarios : Regulación de frecuencia y reserva de giro. Vivian Cansado y Miguel Roca O. Curso de Mercados Eléctrico. Pontificia Universidad Católica de Chile.
- La electricidad a nivel mundial: La industria, las empresas y las estructuras. Reagan Scott. Labour and European Research. Londres Marzo 2003.
- La Política de Competencia y el proceso de Regulación, México 1993 – 1998 (Capítulo 1). Ramírez Hernando Fernández. Tesis – Universidad Nacional Autónoma de México
- La sostenibilidad de las reformas del sector eléctrico en América Latina. Las reformas en Honduras. Informe de trabajo BID. Ian Walker, Juan Benavides
- Mercado Minoristas de Energía – Propuesta de implementación en el sector eléctrico Chileno. Ricardo Flores B., Rodrigo Palma B. Departamento de Ingeniería – Universidad de Chile.
- Mercados Eléctricos Mayoristas. Tanya Moreno Coronado, Marcelo Flores Rosales. Universidad Nacional Autónoma de México. Instituto Tecnológico de Morelia
- Reforma del sector eléctrico con Visión de Largo plazo. Alejandro Castañeda Sabido, Luis F. Lopez Calva. El Colegio de México. versión Marzo 2001
- Regulación de los servicios públicos. Hector Huici. Fundación Atlas para una Sociedad Libre. Setiembre 2002.
- Retos y Oportunidades Ambientales en el dinámico mercado de electricidad de América del Norte. Documento de Trabajo. Secretariado de la Comisión para la Cooperación Ambiental. Octubre 2002.
- Seminario Internacional sobre Reestructuración y Regulación del Sector Eléctrico. Ente Nacional Regulador de la Electricidad. Buenos Aires Argentina. Noviembre 1995.

Diapositiva de presentaciones

- Curso: Regulación de los Servicio Públicos. Diversos representantes de entidades regulatorias y empresas eléctricas. Osinerg, Osiptel, Sunass. Enero – Marzo 2002.
- Desregulación y reestructuración del sector eléctrico en América Latina. Hugh Rudnick. IEE Uruguay. octubre 2001
- Diseño de Mercados Eléctricos Competitivos: Aspectos conceptuales. Seminario: Dialogo del Mercado Eléctrico en América Central. Gonzalo Arroyo. Banco Interamericano de Desarrollo. Costa Rica. Marzo 2002.
- Introducción a la regulación del Sector Eléctrico. Grupo de Trabajo en Sep. Aspectos Técnicos – Económicos. www.lie.fing.edu.uy
- Operación de sistemas eléctricos. Hugh Rudnick Van De Wyngard. Pontificia Universidad Católica de Chile. Departamento de Ingeniería Eléctrica
- Tendencias de la Regulación Eléctrica. Francisco de Rosenzweig. Unidad de Reestructuración Eléctrica – CRE. México.

Pequeñas publicaciones en la Web

- ¿Que es el riesgo país?. Economía Ecuatoriana Sep´2002 . www.ide.edu.ec;
- Ganancias y riesgos de la globalización - El caso de América Latina. Enrique Iglesias. www.globalprogress.org
- Geopolítica Energética – Un tema tapado en la globalización. Emilio Menéndez Pérez. profesor Honorífico UPN y UAM. ISTAS
- Globalización de la economía y expansión de las fronteras de las microempresas. Conferencia Anual INFLANET (International Federeation of Library Assocaation and Institution). www.ifla.org.sg
- Integración Económica e Inversión en los mercados internacionales. Giovanni E. Reyes. Director de Desarrollo y Cooperación Regional del SELA. Lanic.utexas.edu
- Introducción al riesgo país y sus consecuencias. www.riesgopais.sm.com
- La Globalización Capitalista. José Iglesias Fernández.
- La Política Energética Argentina: Un Análisis Post-reforma. Hector Pistonesi, CARINA Gozowski, Liliana Caroni, Silvia Morresi
- Petróleo, globalización y medio ambiente: Comer primero luego la moral. Por Alberto Méndez Rocha. www.analítica.com
- Problemas esenciales de la regulación económica y los consumidores en América Latina. Claudia Lara C. . Oficina Regional para América Latina y el Caribe de Consumers International. 1997.
- Reforma y regulación del sector eléctrica. Michael G. Webb – Director de London Economics. Ciudad de México. Agosto 1998.
- Rentabilidad y riego de la Inversión. Pedro Morales. Facultad de Economía de la ULA. Ecunet.unet.edu.ve
- Una calificación de “riesgo país” alternativa. Eduardo Gudynas. www.tercermundoeconomico.org.uy

Otras fuentes de información

- El Sector Eléctrico – Síntesis (Argentina). www.melectrinconet.com.ar
- Materiales de Economía. Dr. Jaime Rodriguez Pascua. www.ub.es
- Museo de la electricidad. www.museoelectri.perucultural.org.pe
- Observatorio Calidade – Normas. www.observatoriocalidade.org
- Sistema de Información Energética SIEE. OLADE – SIEE –Electricidad. www.olade.org.ec

ANEXOS

Anexo N° 1

Aspectos legales afines al Subsector Eléctrico Nacional

1. Promoción a la Inversión Privada

- ✓ **D.Leg. N° 662.** Régimen de estabilidad jurídica a las inversiones extranjeras mediante el reconocimiento de ciertas garantías. (1991-09-02)
- ✓ **D.Leg. N° 668.** Medidas destinadas a garantizar la libertad de comercio exterior e interior como condición fundamental para el desarrollo del país. (1991-09-14)
- ✓ **D.Leg. N° 674.** Ley de promoción de la inversión privada en las empresas del Estado (1991-09-27)
- ✓ **D.Leg. N° 757.** Ley marco para el crecimiento de la inversión privada. (1991-11-13).
- ✓ **D.Leg. N° 758.** Normas para la promoción de las inversiones privadas en la infraestructura de servicios públicos. (1991-11-13)
- ✓ **D.S. N° 162-92-EF.** Reglamento de los regímenes de garantía a la inversión privada. (1992-10-12)
- ✓ **D.S. N° 094-92-PCM.** Reglamento de las disposiciones sobre Seguridad Jurídica en materia administrativa contenidas en la Ley Marco para el crecimiento de la inversión privada. (1993-01-02)
- ✓ **Ley N° 26174.** Regulación de la aplicación del Programa de Migración-Inversión, destinado a facilitar la nacionalización de ciudadanos extranjeros que deseen aportar capital e invertir en el Perú. (1993-03-25)
- ✓ **D.S. N° 009-93-RE.** Reglamento de la Ley N° 26174 que regula el "Programa de Migración-Inversión". (1993-06-15)
- ✓ **R.M. N° 171-94-EM/DEP.** Directiva para la emisión y control de acciones que deben emitir las empresas de servicio público de electricidad por los aportes de capital del Estado. (1994-03-25)
- ✓ **D. Leg. N° 818.** Inicio de operaciones productivas de empresas que suscriban contratos con el Estado para la exploración, desarrollo y/o explotación de recursos naturales. (1996-04-23)
- ✓ **Ley N° 26610.** Precisa cobertura del régimen de recuperación anticipada del Impuesto General a las Ventas a que se refiere el D.Leg. N° 818. (1996-05-16)

- ✓ **D.Leg. N° 839.** Ley de promoción de la inversión privada en obras públicas de infraestructura y de servicios públicos. (1996-08-20)
- ✓ **D.S. N° 059-96-PCM.** Texto Unico Ordenado de las normas con rango de ley que regulan la entrega en concesión al sector privado de las obras públicas de infraestructura y de servicios públicos. (1996-12-27)
- ✓ **D.S. N° 060-96-PCM.** Reglamento del Texto Unico Ordenado de las normas con rango de ley que regulan la entrega en concesión al Sector Privado de las obras públicas de infraestructura y de servicios públicos. (1996-12-28)
- ✓ **Ley N° 26911.** Amplía los alcances del Régimen de Recuperación Anticipada del Impuesto General a las Ventas (IGV) a las empresas que exploten recursos naturales. (1998-01-16)
- ✓ **D.S. N° 084-98-EF.** Nuevo Reglamento del Decreto Legislativo N° 818 que estableció normas aplicables a empresas que suscriban contratos con el Estado para exploración, desarrollo y/o explotación de recursos naturales. (1998-08-14)

2. Marco General Regulatorio de Electricidad

- ✓ **D. Ley N° 25844.** Ley de Concesiones Eléctricas. (1992-11-19)
- ✓ **D.S. N° 009-93-EM.** Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. (1993-02-25)
- ✓ **D.S. N° 02-94-EM.** Modificación del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.(1994-01-11)
- ✓ **D.S. N° 43-94-EM.** Modificación de diversos artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas.(1994-10-28)
- ✓ **R.D. N° 003-95-EM/DGE.** Precisión de diversos artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento. (1995-04-23)
- ✓ **D.S. N° 27-95-ITINCI.** Supuestos de infracción a la libre competencia en las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. (1995-10-19)

- ✓ **D.S. N° 004-96-EM.** Modificación y sustitución de diversos artículos de Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. (1996-01-23)
- ✓ **Ley N° 26848.** Ley Orgánica de Recursos Geotérmicos. (1997-07-29)
- ✓ **D.S. N° 022-97-EM.** Modificación del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. (1997-10-12)
- ✓ **Ley N° 26876.** Ley Antimonopolio y Antioligopolio del sector eléctrico. (1997-11-19)
- ✓ **D.S. N° 006-98-EM.** Modificación de diversos artículos del Decreto Supremo N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. (1998-02-18)
- ✓ **D.S. N° 011-98-EM.** Modificación del artículo 124o del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.(1998-03-28)
- ✓ **Ley N° 26980.** Ley que modifica diversos artículos y definición anexa de la ley de Concesiones Eléctricas. (1998-09-27)
- ✓ **D.S. N° 017-98-ITINCI.** Reglamento de la Ley Antimonopolio y Antioligopolio del sector eléctrico. (1998-10-16)
- ✓ **D.S. N° 004-99-EM.** Modificación del reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. (1999-03-20)
- ✓ **Ley N° 27116.** Ley que crea la Comisión de Tarifas de Energía. (1999-05-17)
- ✓ **Ley N° 27133.** Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural. (1999-06-04)
- ✓ **D.S. N° 033-99-EM.** Modificación del artículo 183° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. (1999-08-23)
- ✓ **D.S. N° 037-99-EM.** Modificación de algunos artículos del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. (1999-09-10)
- ✓ **D.S. N° 040-99-EM.** Reglamento de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural. (1999-09-15)
- ✓ **R.M. N° 629-99-EM/VME.** Establecimiento de disposiciones aplicables para la distribución del aporte a que se refiere el art. 31° de la Ley de Concesiones Eléctricas. (1999-11-12)
- ✓ **Ley N° 27239.** Ley que modifica diversos artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas.(1999-12-22)
- ✓ **Ley N° 27332.** Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos. (2000-07-29).
- ✓ **Ley N° 27345.** Ley de Promoción del uso eficiente de la energía. (2000-09-08)
- ✓ **D.S. N° 017-2000-EM.** Reglamento para la comercialización de electricidad en un régimen de libertad de precios y modificación del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. (2000-09-18)
- ✓ **D.S. N° 018-2000-EM.** Modifican artículos del Reglamento de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural. (2000-10-13)
- ✓ **D.S. 011-2001-EM.** Modifican diversos artículos del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. (2001-02-22)
- ✓ **Ley N° 27435.** Ley de Promoción de Concesiones Hidroeléctricas. (2001-03-16)
- ✓ **R.M. N° 143-2001-EM/VME.** Aprueban procedimientos N°s. 01 al 19 para la optimización de la operación y la valorización de las transferencias de energía del COES-SINAC. (2001-03-31)
- ✓ **D.S. 032-2001-PCM.** Precisan alcances de diversas disposiciones de la Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos. (2001-03-29)
- ✓ **D.S. 054-2001-PCM.** Aprueban el Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía-OSINERG. (2001-05-09)
- ✓ **D.S. N° 032-2001-EM.** Modifican artículo del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (2001-06-21)
- ✓ **D.S. N° 025-2001-EM.** Establecen disposiciones para la aplicación del procedimiento de transición a que se refiere la Ley N° 26980, mediante la cual se modificaron diversos artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas. (2001-05-30)
- ✓ **R.D. N° 009-2001-EM/DGE.** Precisan que el costo de elaboración de estudios para definir los componentes del Valor Agregado de Distribución será asumido por las empresas concesionarias de un determinado sector de distribución. (2001-05-05)
- ✓ **D.S. N° 054-2001-PCM.** Aprueban el Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía-OSINERG. (2001-05-09)
- ✓ **D.S. N° 055-2001-PCM.** Modifican artículos del Reglamento General de OSINERG (2001-05-17)

- ✓ **R.D. N° 007-2001-EM/DGE.** Precisan alcances de resolución respecto a valores de referencia sobre precio del gas para el caso de centrales abastecidas con gas natural no proveniente del yacimiento de Camisea. (2001-04-11)

3. Normas Técnicas de los Servicios Eléctricos

- ✓ **R.M N° 405-96-EM/VME.** Que aprueba la norma DGE 016-T-2/1996 sobre alumbrado de vías públicas. (1996-10-18)
- ✓ **D.S. N° 020-97-EM.** Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos. (1997-10-11)
- ✓ **D.S. N° 009-99-EM.** Disponen suspender aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos en diversos sistemas y modifican el D.S. N° 020-97-EM. (1999-04-11)
- ✓ **R.M. N° 607-99-EM/VME.** Disposiciones que deben seguir empresas de distribución de energía eléctrica para realizar mediciones de Alumbrado de Vías Públicas. (1999-10-28)
- ✓ **D.S. N° 056-99-EM.** Precisión sobre el artículo 10° del D.S. N° 009-99-EM. (1999-11-08)
- ✓ **R.D. N° 049-99-EM/DGE.** Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados. (1999-12-05)
- ✓ **R.D. N° 006-2000-EM/DGE.** Modificación de la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados. (2000-04-15)
- ✓ **D.S. N° 013-2000-EM.** Modificación de diversas disposiciones referidas a la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos – NTCSE. (2000-07-27)
- ✓ Base Metodológica para la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. Versión adecuada al D.S. N° 013-2000-EM. (2000-09-09)
- ✓ **R.M. N° 263-2001-EM/VME.** Aprueban Reglamento de Seguridad e Higiene Ocupacional del Subsector Electricidad (2001-06-21)

4. Normas de Procedimientos

- ✓ **R.M. N° 162-93-EM/VME.** Reglamento interno del registro de concesiones eléctricas (1993-07-17)
- ✓ **D.S. N° 02-94-JUS.** Texto Único Ordenado de la Ley de Normas Generales de Procedimientos Administrativos. (1994-01-31)
- ✓ **R.M. N° 197-94-EM/VME.** Manual de costos para empresas de electricidad concesionarias y/o autorizadas. (1994-04-22)
- ✓ **R.D. N° 017-94-EM/DGE.** Criterios unificados para la correcta aplicación de los montos por concepto de reposición y mantenimiento de las conexiones eléctricas. (1994-09-19)
- ✓ **R.D. N° 011-95-EM/DGE.** Formatos para la elaboración y presentación de la información operativa del subsector eléctrico por las empresas concesionarias y/o autorizadas. (1995-08-03)
- ✓ **R.D. N° 029-95-EM/DGE.** Directiva 002-95-EM/DGE : Cobro de deudas por consumo de energía eléctrica efectuado por persona distinta al propietario. (1995-09-11)
- ✓ **R.M. N° 238-96-EM/VME.** Período y forma de presentar información técnica y estadística por parte de empresas comprendidas dentro de los alcances del D.S. N° 055-96-EF del 96-05- 03. (1996-05-27)
- ✓ **R.M. N° 346-96-EM/VME.** Directiva N° 001-96-EM/DGE: sobre contribuciones reembolsables y su devolución a usuarios. (1996-08-16)
- ✓ **R.D. N° 311-97-EM/DGE.** Directiva 001-97-EM/DGE: “Contrastación de medidores de energía activa y reactiva e indicadores de máxima demanda”. (1997-11-24)
- ✓ **R. N° 056-97/INDECOPI-CRT.** Reglamento para la autorización y supervisión de entidades contrastadoras. (1997-12-16)
- ✓ **R. N° 482-1999-OS/CD.** Directiva N° 001-99-OS-CD sobre normas que regulan el procedimiento administrativo de reclamaciones de usuarios del servicio público de electricidad. (1999-08-04)
- ✓ **R.M. N° 232-2001-EM/VME.** Aprueban y modifican diversos procedimientos técnicos del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC). (2001-06-01)

5. Medio Ambiente

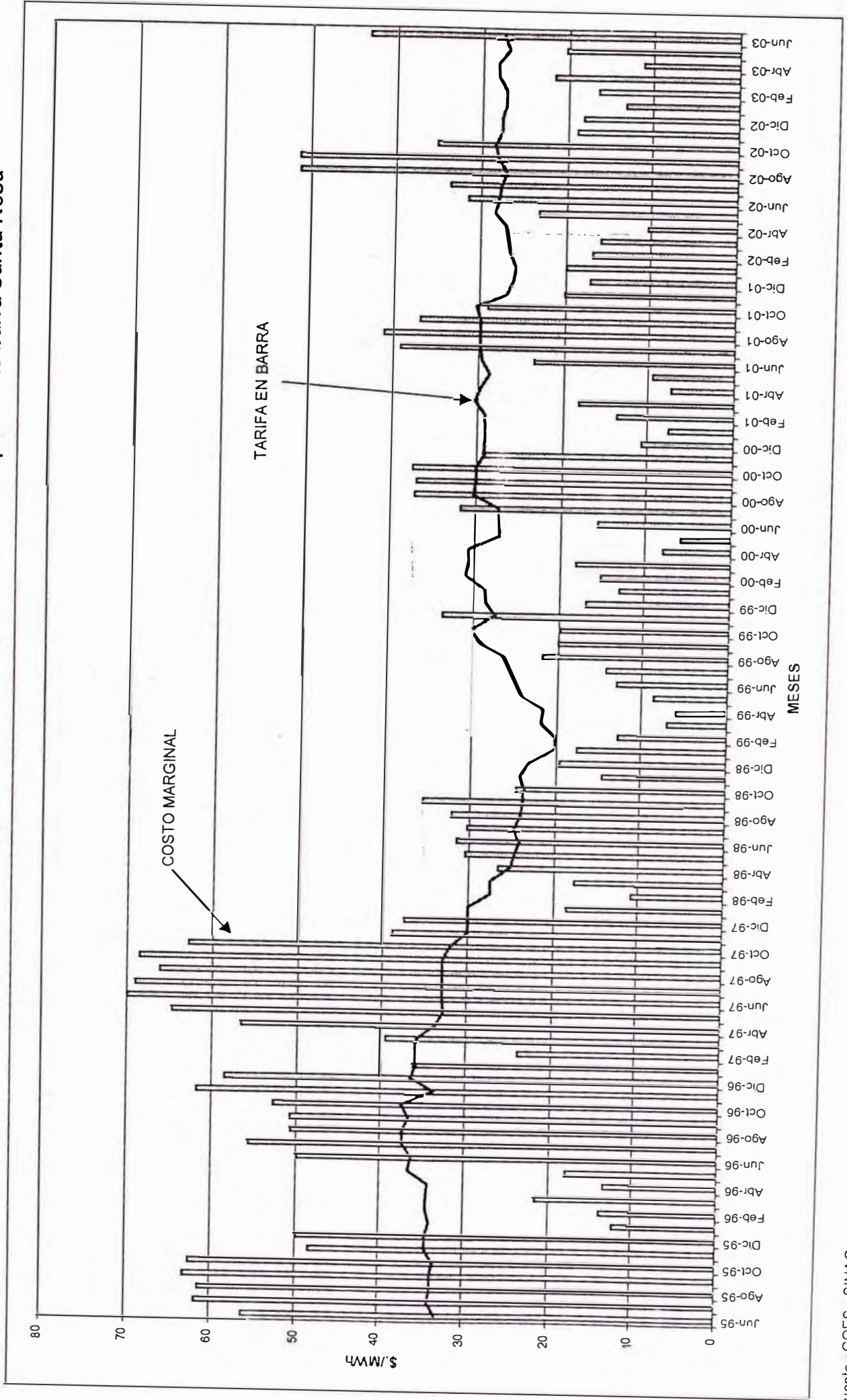
- ✓ **D.S. N° 29-94-EM.** Reglamento de protección ambiental en las actividades eléctricas (1994-06-08)
- ✓ **R.M. N° 391-96-EM/SG.** Exoneración del procedimiento de audiencias públicas a los estudios de impacto ambiental requeridos para el desarrollo de actividades de distribución eléctrica. (1996-10-01)
- ✓ **R.D. N° 008-97-EM/DGAA.** Niveles máximos permisibles para efluentes líquidos producto de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. (1997-03-17)

- ✓ **D.S. N° 056-97-PCM.** Casos en que la aprobación de los estudios de impacto ambiental y programas de adecuación de manejo ambiental requerirán la opinión técnica del Instituto Nacional de Recursos Naturales (INRENA). (1997-11-19)
 - ✓ **Ley N° 26896.** Ley que establece la obligación de presentar, entre otras, un estudio de impacto ambiental en los casos de actividades de generación termoeléctrica cuya potencia instalada supere los 10 MW. (1997-12-12)
 - ✓ **R.M. N° 728-99-EM/VMM.** Reglamento de participación ciudadana en el procedimiento de aprobación de los estudios ambientales presentados al ministerio. (2000-01-09)
 - ✓ **D.S. N° 074-2001-PCM.** Reglamento de estándares nacionales de calidad ambiental del aire (2001-06-24)
- 6. Fiscalización**
- ✓ **Ley N° 26734.** Ley del Organismo Supervisor de Inversión en Energía, OSINERG. (1996-12-31)
 - ✓ **D.S. N° 005-97-EM.** Reglamento de la Ley del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía. (1997-04-18)
 - ✓ **D.S. N° 029-97-EM.** Reglamento de fiscalización de actividades energéticas por terceros. (1997-12-16)
 - ✓ **R. N° 138-98-OS/CD.** Escala de multas y penalidades a aplicarse en casos de incumplimiento al D.S. N° 029-97-EM, Reglamento de fiscalización de las actividades energéticas por terceros. (1998-06-05)
 - ✓ **R.M. N° 176-99-EM/SG.** Escala de multas que aplicará el OSINERG por infracciones a las Leyes de Concesiones Eléctricas y Orgánica de Hidrocarburos y demás normas complementarias. (1999-04-23)
 - ✓ **D.S. N° 011-99-EM.** Ministerio aprobará Escala de Multas y Sanciones que aplica el OSINERG por incumplimiento a leyes de concesiones eléctricas y orgánica de hidrocarburos. (1999-04-24)
 - ✓ **R. N° 268-2000-OS/GG.** Manual sobre fraccionamiento del pago de deudas por sanciones aplicadas por OSINERG. (2000-04-03)
 - ✓ **D.S. N° 056-2000-EF.** Texto Único de Procedimientos Administrativos del OSINERG. (2000-06-23)
- 7. Servidumbres**
- ✓ **D.S. N° 31-95-EM.** Alcances de las servidumbres de embalses de agua para fines energéticos, industriales y mineros. (1995-10-10)
- 8. Otros**
- ✓ **Ley N° 27319.** Ley que aprueba la transferencia de las acciones de la empresa ELECTROPERÚ S.A. al Fondo Nacional de Ahorro Público-FONAHPU. (2000-07-22)
 - ✓ **D.S. N° 016-2000-EM.** Fijan horas de regulación y probabilidad de excedencia mensual de centrales hidráulicas, horas punta del sistema eléctrico y margen de reserva a que se refiere el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. (2000-09-14)
 - ✓ **R.M. N° 166-2001-EM/VME.** Definen línea de transmisión como parte del Sistema Principal de Transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SINAC). (2001-04-11)
 - ✓ **R.M. N° 166-2001-EM/VME.** Definen líneas de transmisión como parte del Sistema Principal de Transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SINAC). (2001-04-11)
 - ✓ **R.M. N° 166-2001-EM/VME.** Redefinen líneas de transmisión como parte del Sistema Secundario de Transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SINAC). (2001-04-11)

Fuente : Plan Referencial de Electricidad 2001 – 2010; MEM

Ane o N° 2

Costo marginal y tarifa en barra promedio mensual SINAC - Costo equivalente barra Santa Rosa



Anexo N° 3

Tarifas en barra en subestaciones de referencia (Nov' 2002)

| Subestaciones Base | Tensión kV | PPM S./kW- mes | PEMP ctm. S./kW.h | PEMF ctm. S./kW.h |
|---|---------------|----------------------|-------------------------|-------------------------|
| SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN) | | | | |
| Talara | 220 | 18,47 | 12,98 | 8,89 |
| Piura Oeste | 220 | 18,76 | 13,15 | 9,02 |
| Chiclayo Oeste | 220 | 18,57 | 12,98 | 8,93 |
| Guadalupe | 220 | 18,63 | 12,99 | 8,94 |
| Guadalupe | 60 | 18,57 | 13 | 8,95 |
| Trujillo Norte | 220 | 18,74 | 13,01 | 8,93 |
| Chimbote 1 | 220 | 18,44 | 12,89 | 8,84 |
| Paramonga | 220 | 18,84 | 13,05 | 8,76 |
| Huacho | 220 | 19 | 13,1 | 8,76 |
| Zapallal | 220 | 19,35 | 13,15 | 8,71 |
| Ventanilla | 220 | 19,43 | 13,18 | 8,75 |
| Lima (1) | 220 | 19,48 | 13,22 | 8,76 |
| Independencia | 220 | 18,94 | 12,97 | 8,65 |
| Ica | 220 | 19,2 | 13,06 | 8,71 |
| Marcona | 220 | 19,86 | 13,23 | 8,81 |
| Mantaro | 220 | 17,65 | 12,55 | 8,38 |
| Huayucachi | 220 | 18,1 | 12,72 | 8,47 |
| Pachachaca | 220 | 18,44 | 12,82 | 8,57 |
| Huancavelica | 220 | 17,98 | 12,66 | 8,46 |
| Callahuanca | 220 | 18,8 | 12,95 | 8,63 |
| Cajamarquilla | 220 | 19,26 | 13,11 | 8,72 |
| Huallanca | 138 | 16,93 | 12,33 | 8,52 |
| Vizcarra | 220 | 18,73 | 13 | 8,71 |
| Tingo María | 220 | 18,03 | 12,81 | 8,62 |
| Aguaytia | 220 | 17,67 | 12,71 | 8,57 |
| Pucallpa | 60 | 18,95 | 12,93 | 8,68 |
| Tingo María | 138 | 18,09 | 12,81 | 8,6 |
| Huánuco | 138 | 18,45 | 12,89 | 8,61 |
| Paragsha II | 138 | 18,55 | 12,9 | 8,61 |
| Oroya Nueva | 220 | 18,46 | 12,84 | 8,58 |
| Oroya Nueva (2) | 50 | 18,44 | 12,81 | 8,58 |
| Carhuamayo | 138 | 17,78 | 12,75 | 8,51 |
| Caripa | 138 | 18,41 | 12,85 | 8,54 |
| Machupicchu | 138 | 13,81 | 10,92 | 7,43 |
| Cachimayo | 138 | 14,77 | 11,31 | 7,7 |
| Cusco (3) | 138 | 14,89 | 11,35 | 7,72 |
| Combapata | 138 | 15,65 | 11,71 | 7,98 |
| Tintaya | 138 | 16,43 | 12,12 | 8,27 |
| Ayaviri | 138 | 15,92 | 11,84 | 8,12 |
| Azángaro | 138 | 15,63 | 11,69 | 8,02 |
| Juliaca | 138 | 17,02 | 12,18 | 8,27 |
| Puno | 138 | 17,36 | 12,41 | 8,41 |
| Puno | 220 | 17,36 | 12,42 | 8,42 |
| Callalli | 138 | 16,86 | 12,27 | 8,36 |
| Santuario | 138 | 17,14 | 12,41 | 8,44 |
| Arequipa (4) | 138 | 17,47 | 12,5 | 8,48 |
| Socabaya | 220 | 17,48 | 12,51 | 8,47 |
| Cerro Verde | 138 | 17,54 | 12,53 | 8,5 |
| Repartición | 138 | 17,53 | 12,55 | 8,51 |
| Mollendo | 138 | 17,54 | 12,56 | 8,51 |
| Montalvo | 220 | 17,54 | 12,53 | 8,48 |
| Montalvo | 138 | 17,59 | 12,54 | 8,49 |
| Ilo ELP | 138 | 18,71 | 12,6 | 8,52 |
| Botiflaca | 138 | 17,85 | 12,61 | 8,53 |
| Toquepala | 138 | 17,89 | 12,64 | 8,58 |
| Aricota | 138 | 17,67 | 12,59 | 8,55 |
| Aricota | 66 | 17,65 | 12,56 | 8,54 |
| Tacna | 220 | 17,67 | 12,56 | 8,5 |
| Tacna | 66 | 17,78 | 12,58 | 8,51 |
| SISTEMAS AISLADOS | | | | |
| Típico A (5) | MT | 21,21 | 29,26 | 29,26 |
| Típico B (6) | MT | 22,99 | 20,79 | 20,79 |
| Típico E (7) | MT | 22,8 | 24,59 | 24,59 |
| Típico F (8) | MT | 21,03 | 35,52 | 35,52 |
| Típico G (9) | MT | 24,67 | 23,35 | 23,35 |
| Típico H (10) | MT | 23 | 18,89 | 18,89 |
| Típico I (11) | MT | 20,95 | 35,15 | 35,15 |

Notas:

- (1) S.E.B. Lima: Constituida por las Subestaciones Base Chavarría 220 kV, Santa Rosa 220 kV, San Juan 220 kV.
- (2) Para el cálculo de los Precios en la Barra Equivalente de Media Tensión de los Sistemas de Distribución Eléctrica Pasco, Pasco Rural 1 y Pasco Rural 2 pertenecientes a la Empresa de Distribución Eléctrica Electrocentro S.A. se adoptará como referencia la Subestación Base Oroya Nueva 50 kV.
- (3) S.E.B. Cusco: Constituida por las Subestaciones Base Dolorespata 138 kV y Quencoro 138 kV.
- (4) S.E.B. Arequipa: Constituida por las Subestaciones Base Socabaya 138 kV y Chilina 138 kV. Para el cálculo de los Precios en la Barra Equivalente de Media Tensión de los Sistemas de Distribución Eléctrica Arequipa, Yura y Puquina-Omate-Ubinas se adoptará como referencia la Subestación Base Arequipa 138 kV.
- (5) S.E.B. Típico A: Aplicable a Sistemas Aislados con generación termoeléctrica Diesel (combustible Diesel N° 2) con predominio de potencia efectiva Diesel mayor al 50%, no precisados en los Sistemas Típicos E, F, G, H e I siguientes.
- (6) S.E.B. Típico B: Otros Sistemas Aislados distintos al Típico A, no precisados en los Sistemas Típicos E, F, G, H e I siguientes.
- (7) S.E.B. Típico E: Sistema Aislado de generación Iquitos, aplicable al sistema de distribución eléctrica de Iquitos.
- (8) S.E.B. Típico F: Sistema Aislado con generación termoeléctrica Diesel (combustible Diesel N°2) del departamento de Madre de Dios, aplicable a los sistemas de distribución eléctrica de Puerto Maldonado, Iberia e Iñapari.
- (9) S.E.B. Típico G: Sistema Aislado de generación Moyobamba – Tarapoto - Bellavista, aplicable a los sistemas de distribución eléctrica de Tarapoto, Tabalosos y Rioja.
- (10) S.E.B. Típico H: Sistema Aislado de generación Bagua – Jaén, aplicable a los sistemas de distribución eléctrica de Bagua – Jaén y Utcubamba.
- (11) S.E.B. Típico I: Aplicable a Sistemas Aislados con generación termoeléctrica Diesel (combustible Diesel N° 2) con predominio de potencia efectiva Diesel mayor al 50%, pertenecientes o atendidos por las Empresas Electro Ucayali o Electro Oriente, no precisados en los Sistemas Típicos E, F, G y H.

Se define:

$$PEBP = PEMP + CPSEE \quad (1)$$

$$PEBF = PEMF + CPSEE \quad (2)$$

$$PPB = PPM + PCSPT \quad (3)$$

Donde:

| | |
|---|---|
| PPM : | Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación, expresado en \$/kW-mes, determinado como el producto del Precio Básico de la Potencia de Punta por el Factor de Pérdidas de Potencia. Artículo 47°, incisos f) y g) de la Ley. |
| PPB : | Precio en Barra de la Potencia de Punta, expresado en \$/kW-mes. |
| PEMP : | Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, expresado en céntimos de \$/kW.h. |
| PEMF : | Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, expresado en céntimos de \$/kW.h. |
| PEMP y PEMF, determinados como el producto del Precio Básico de la Energía respectivo por el Factor de Pérdidas Marginales de Energía. Artículo 47°, incisos d) y g) de la Ley. | |
| PEBP : | Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, expresado en céntimos de \$/kW.h. |
| PEBF : | Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, expresado en céntimos de \$/kW.h. |
| PCSPT : | Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, expresado en \$/kW-mes |
| CPSEE : | Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía, expresado en céntimos de \$/kW.h. |

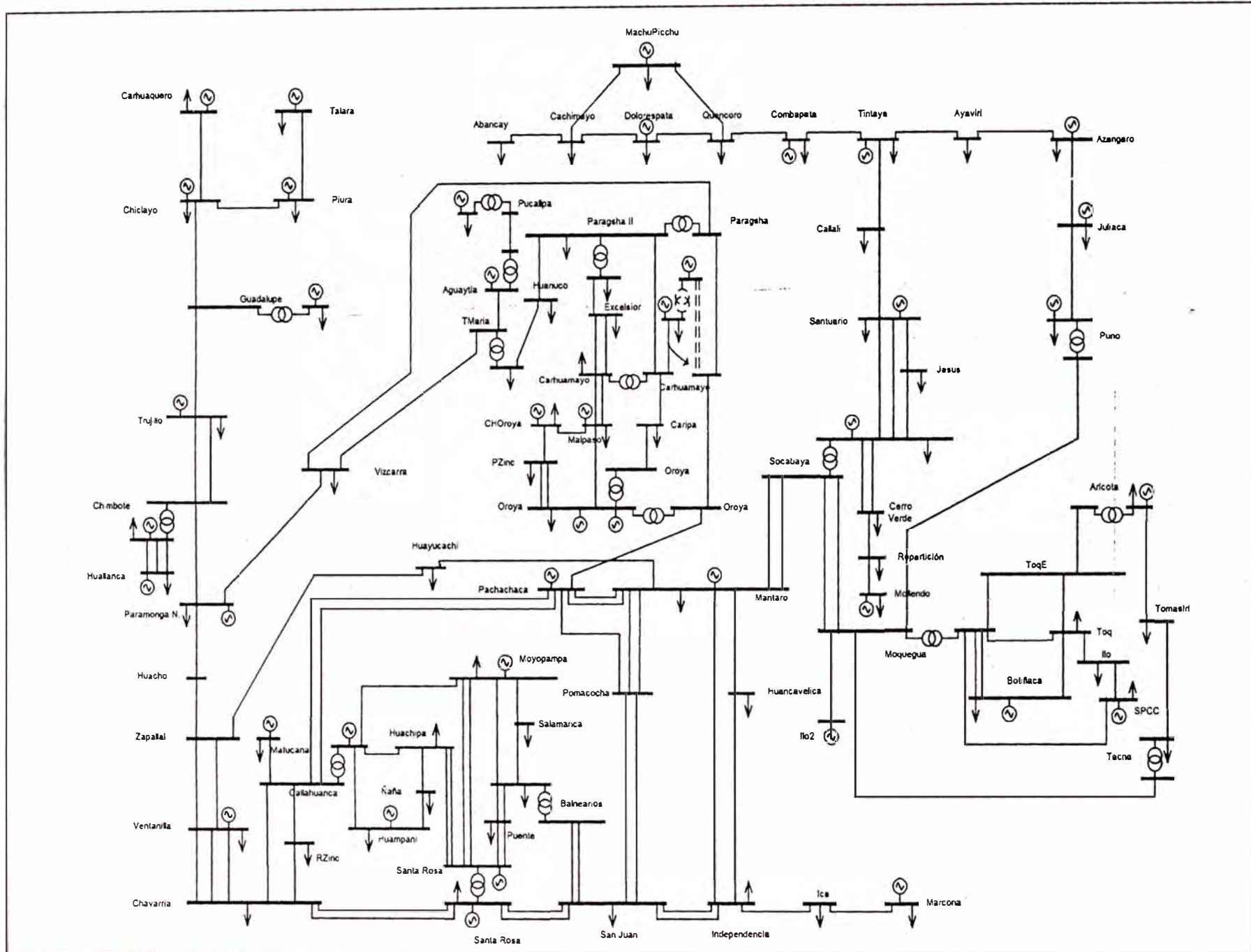
Para el cálculo de los precios de potencia y energía para el resto de Subestaciones de cada sistema, se emplearán los valores de PEBP, PEBF y PPB, resultantes de aplicar las fórmulas (1), (2) y (3).

El cargo PCSPT corresponde al fijado por la Resolución OSINERG N° 0940-2002-OS/CD y sus modificatorias.

El cargo CPSEE corresponde al consignado en la Resolución OSINERG N° 1417-2002-OS/CD y sus modificatorias.

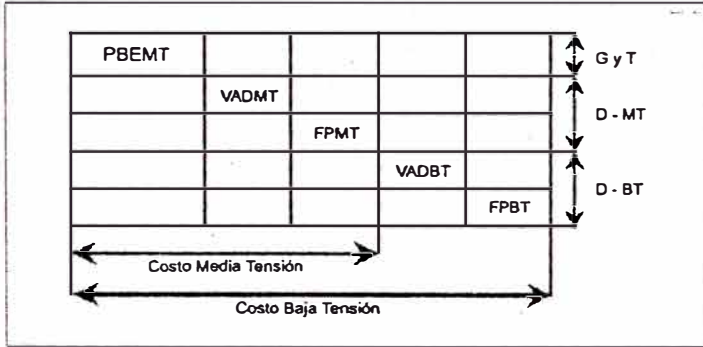
Fuente: Resolución de Consejo Directivo OSINERG No. 1458-2002-OS/CD :Fijan Tarifas en Barra para suministros que se efectúen desde las Subestaciones de Generación - Transporte (Tarifas de Generación y sus respectivas fórmulas de actualización).

Anexo N° 4 Configuración eléctrica del SINAC



Anexo N° 5 Estructuración de las tarifas a cliente final

Esquema de costos en distribución



- PBEMT :** Precios en barra equivalente de media tensión.
VADMT : Valor agregado de distribución MT.
FPMT : Factor de expansión de pérdidas MT.
VADBT : Valor agregado de distribución BT.
FPBT : Factor de expansión de pérdidas BT.

Descripción de componentes

| Código | Descripción | Actividad |
|-------------|--|--------------|
| G-P | Generación (costo de potencia). | Generación |
| G-E | Generación (costo de energía). | Generación |
| T-P | Transmisión principal (peaje de conexión). | Transmisión |
| T-S | Transmisión secundaria (peajes secundarios de transformación y transporte). | Transmisión |
| T-S (PE-G) | Costo de pérdidas marginales de energía en transmisión secundaria por generación. | Generación |
| T-S (PP-G) | Costo de pérdidas marginales de potencia en transmisión secundaria por generación. | Generación |
| T-S (PP-TP) | Costo de pérdidas marginales de potencia en transmisión secundaria por la transmisión principal. | Transmisión |
| D (PE-G) | Costo de pérdidas de energía en distribución por generación. | Generación |
| D (PE-TS) | Costo de pérdidas de energía en distribución por la transmisión principal. | Transmisión |
| D (PP-G) | Costo de pérdidas de potencia en distribución por generación. | Generación |
| D (PP-TP) | Costo de pérdidas de potencia en distribución por la transmisión principal. | Transmisión |
| D (PP-DMT) | Costo de pérdidas de potencia en distribución por la distribución en media tensión | Distribución |
| D-MT | Distribución (VAD de media tensión) | Distribución |
| D-BT | Distribución (VAD de baja tensión) | Distribución |
| D-C | Distribución (cargo fijo asociado a la lectura del medidor y procesamiento, emisión, reparto y cobranza de la factura) | Distribución |
| D-ER | Distribución (costo de energía reactiva) | Distribución |

Componentes en la tarifa MT2 v BT2

| CARGO TARIFARIO | | | | | | | |
|-----------------|-------------|------------|--|--|---|-----------------------------------|----------------------------|
| Opción | Componente | Cargo Fijo | Energía Horas de Punta | Energía Horas Fuera de Punta | Potencia Horas de Punta | Exceso de Potencia Fuera de Punta | Exceso de Energía Reactiva |
| MT2 | G-P | CFH | PEBP CBPSE PEBP*(FPME-1) PEBP*FPME*(PEMT-1) CBPSE*(PEMT-1) | PEBF CBPSE PEBF*(FPME-1) PEBF*FPME*(PEMT-1) CBPSE*(PEMT-1) | PPM*FCPPMT PCSPT*FCPPMT PPM*(FPMP-1)*FCPPMT PCSPT*(FPMP-1)*FCPPMT PPM*FPMP*(PPMT-1)*FCPPMT PCSPT*FPMP*(PPMT-1)*FCPPMT | VMTPP*FCPPMT | CER |
| | G-E | | | | | | |
| | T-P | | | | | | |
| | T-S | | | | | | |
| | T-S (PE-G) | | | | | | |
| | T-S (PP-G) | | | | | | |
| | T-S (PP-TP) | | | | | | |
| | D (PE-G) | | | | | | |
| | D (PE-TS) | | | | | | |
| | D (PP-G) | | | | | | |
| | D (PP-TP) | | | | | | |
| | D (PP-DMT) | | | | | | |
| | D-MT | | | | | | |
| D-BT | | | | | | | |
| D-C | | | | | | | |
| D-ER | | | | | | | |
| BT2 | G-P | CFH | PEBP CBPSE PEBP*(FPME-1) PEBP*FPME*(PEMT*PEBT-1) CBPSE*(PEMT*PEBT-1) | PEBF CBPSE PEBF*(FPME-1) PEBF*FPME*(PEMT*PEBT-1) CBPSE*(PEMT*PEBT-1) | PPM*FCPPBT PCSPT*FCPPBT PPM*(FPMP-1)*FCPPBT PCSPT*(FPMP-1)*FCPPBT PPM*FPMP*(PPMT*PPBT-1)*FCPPBT PCSPT*FPMP*(PPMT*PPBT-1)*FCPPBT VMTPP*(PPBT-1)*FCPPBT VMTPP*FCPPBT VBTPP*FCPPBT | VBTFP*FCPPBT | CER |
| | G-E | | | | | | |
| | T-P | | | | | | |
| | T-S | | | | | | |
| | T-S (PE-G) | | | | | | |
| | T-S (PP-G) | | | | | | |
| | T-S (PP-TP) | | | | | | |
| | D (PE-G) | | | | | | |
| | D (PE-TS) | | | | | | |
| | D (PP-G) | | | | | | |
| | D (PP-TP) | | | | | | |
| | D (PP-DMT) | | | | | | |
| | D-MT | | | | | | |
| D-BT | | | | | | | |
| D-C | | | | | | | |
| D-ER | | | | | | | |

Anexo N° 6

Criterios y condiciones de aplicación de opciones tarifarias

a. Criterios generales

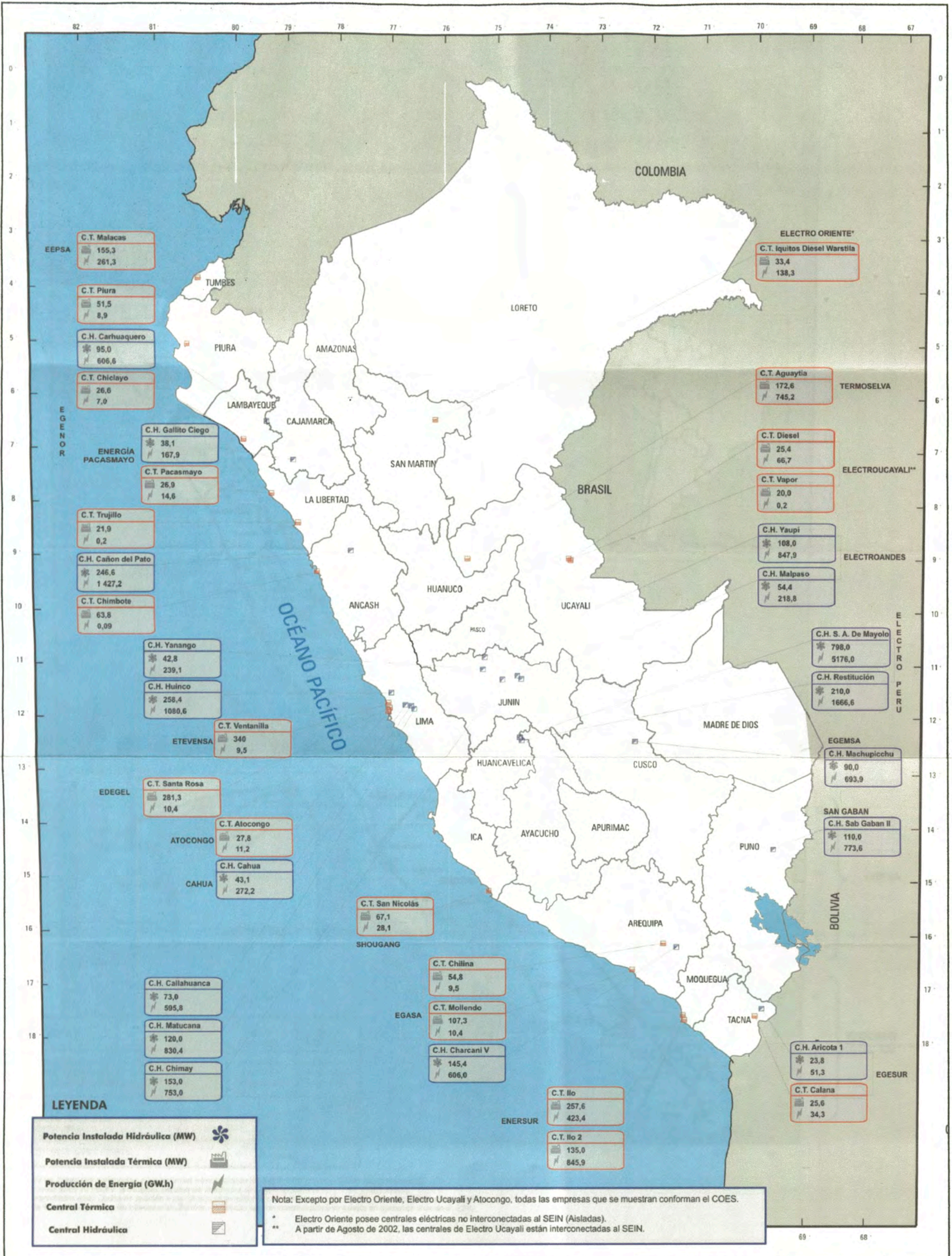
| Tema | Criterio |
|---|---|
| Clasificación de clientes por nivel de tensión | <ul style="list-style-type: none"> ✓ Clientes en Media Tensión: Suministro conectado a redes cuya tensión es superior a 1kV y menor a 30kV. ✓ Clientes en Baja Tensión: Suministro conectado a redes cuya tensión es inferior o igual a 1kV. KV= Kilovoltio |
| Periodos de hora punta y fuera de punta | <ul style="list-style-type: none"> ✓ Horas de Punta: Periodo comprendido entre las 18:00 y 23:00 horas del día. ✓ Horas Fuera de Punta: Resto de horas no comprendidas en las horas de punta (HP). |
| Demanda Máxima | <ul style="list-style-type: none"> ✓ Es el valor más alto de las demandas integradas en periodos sucesivos de 15 minutos, en el periodo de un mes. ✓ La demanda Máxima anual es el mayor valor de las demandas máximas mensuales en el periodo de 12 meses. |
| Facturación de energía reactiva solo en las opciones tarifarias: MT2, MT3, MT4, BT2, BT3 y BT4. | La facturación de energía reactiva se realizará de acuerdo a lo siguiente: <ul style="list-style-type: none"> ✓ Cuando el consumo de energía reactiva inductiva sea inferior o igual al 30% de la energía activa total mensual, no se aplicará cargo alguno. ✓ Cuando el consumo de energía activa inductiva exceda el 30% de la energía activa total mensual, la facturación se efectuará sobre el exceso de la energía inductiva. |

b. Condiciones de aplicación específicas

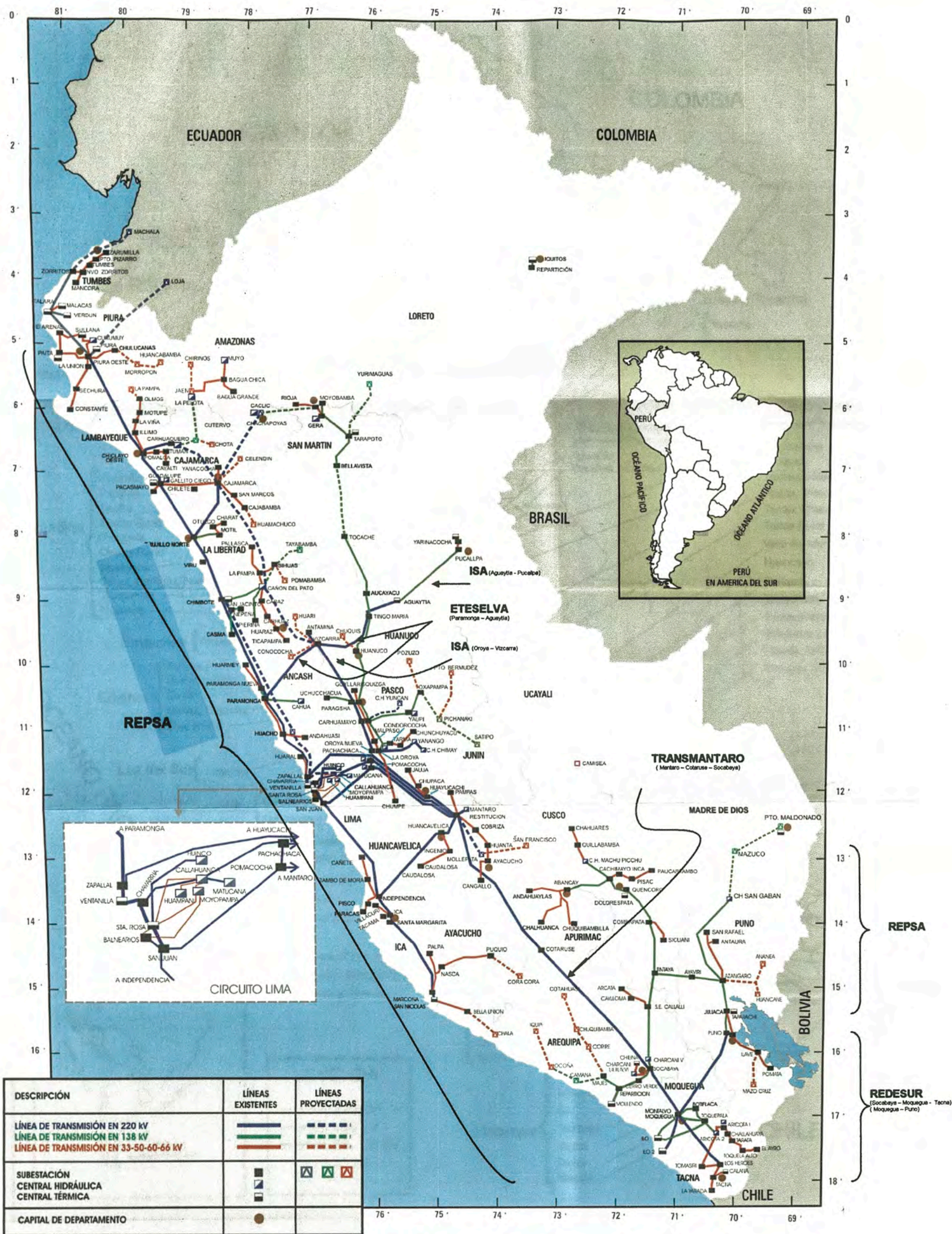
| Clasificación | Condición |
|--|--|
| Opciones tarifarias MT2 y BT2: Considera precios diferenciados para la facturación de potencia según si ésta se efectúa en HP o bien en HFP | |
| <i>Clientes No Estacionales</i> | <ul style="list-style-type: none"> ✓ Facturación de potencia en HP, es igual al producto de la potencia a facturar en HP por el cargo mensual de la potencia de punta. Facturación de potencia en HFP: <ul style="list-style-type: none"> ✓ Es igual al producto del exceso de potencia en HFP por el cargo mensual de la potencia de punta. ✓ El exceso de potencia en HFP es igual a la diferencia entre la potencia a facturar en HFP menos la potencia a facturar en HP, siempre que sea positivo, en caso contrario será igual a cero. |
| <i>Clientes Estacionales:</i> En esta modalidad asume que el periodo estacional alto de los clientes no es coincidente con el periodo de punta del sistema de distribución y que además no origina mayores costos a la empresa distribuidora ante su suministrador. Si este no fuera el caso y existe un perjuicio a la empresa distribuidora, los clientes deberán acordar con la empresa distribuidora | <ul style="list-style-type: none"> ✓ Facturación de potencia en HP, es igual al producto de la potencia a facturar en HP por el cargo mensual de la potencia de punta. Facturación de potencia en HFP: <ul style="list-style-type: none"> ✓ Es igual al producto del exceso de potencia en HFP por el cargo mensual de la potencia de punta. ✓ El exceso de potencia en HFP es igual a la diferencia entre la potencia a facturar en HFP menos la potencia a facturar en HP, siempre que sea positivo, en caso contrario será igual a cero. |
| Opciones tarifarias MT3, MT4, BT3, BT4: Considera precios diferenciados para la facturación de potencia según si los clientes se encuentran clasificados como "presentes en punta" o "presentes en fuera de punta" ésta se efectúa en horas punta o bien en horas fuera de punta. Se clasifica de acuerdo al grado de utilización de la potencia en horas punta o fuera de punta. | |
| Cliente clasificado como "presente en punta": Demanda Media en HP / Máxima demanda => 0,5 Cliente clasificado como "presenta en fuera de punta": Demanda Media en HP / Máxima demanda < 0,5 | <ul style="list-style-type: none"> ✓ La facturación de potencia es igual al producto de la potencia a facturar por el cargo de potencia respectivo. |
| Opciones tarifarias BT5B y BT6: Solo considera una medición, energía o potencia respectivamente, y sin diferenciar HP o HFP. | |
| Opción BT5 (Medición de energía): | <ul style="list-style-type: none"> • Solo podrá optar por esta opción aquellos clientes alimentado en baja tensión con demanda máxima de hasta 20kW o aquellos que instalen un limitador de potencia de hasta 20kW de potencia nominal en horas punta. |
| Opción BT6 (Medición de potencia) | <ul style="list-style-type: none"> • Solo podrán optar por esta opción los clientes alimentados en baja tensión (BT) con una alta participación en hora punta, tales como: avisos luminosos, cabinas telefónicas y semáforos, no comprendiéndose el uso residencial. • La empresa podrá solicitar al cliente que instale un limitador de potencia con la finalidad de garantizar que su demanda no exceda el limite de la potencia contratada. |

Anexo N° 7

Mapa las principales empresas generadoras y centrales mayores de 20 MW

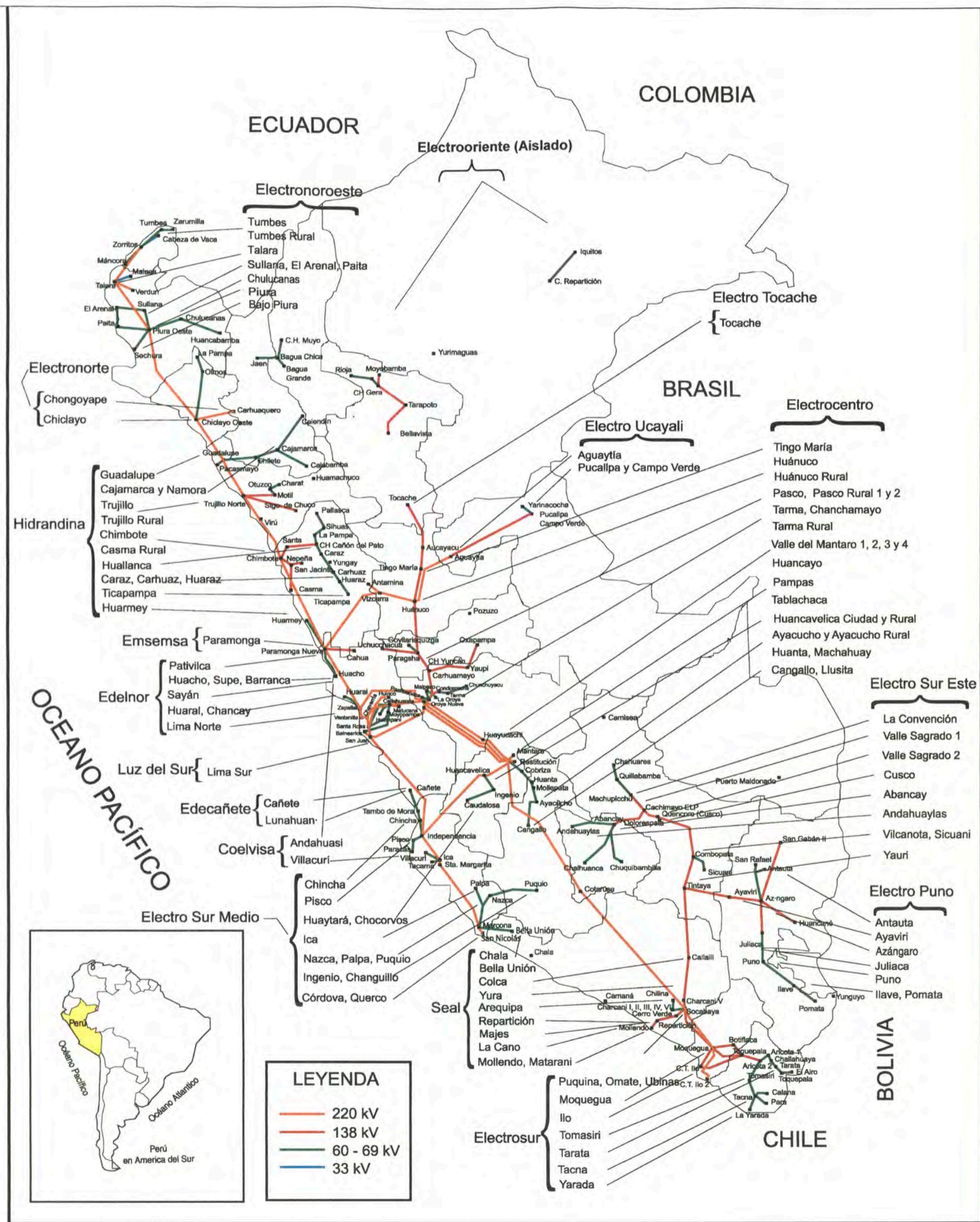


Mapa de Empresas Transmisoras del SEIN, Líneas de Transmisión Eléctrica Existentes y Proyectadas



Nota: - REPSA opera las líneas que pertenecen a los sistemas interconectado Norte y Sur de Etecen y Etesur respectivamente.
 - Algunas de líneas entre 30 y 60kV mostradas, pertenecen al sistema de subtransmisión de empresas distribuidoras.
 - Las líneas proyectadas están fijadas en relación a los últimos propuestas de expansión dados por la DEP, y es susceptible a variaciones.
 - En caso de la línea de proyectada de interconexión Zorritos - Machala; esta en construcción y su puesta en operación será en el 2004.

Ubicación de las principales empresas de distribución y sistemas eléctricos interconectados*



(*) Excepto por Electrooriente, todas las empresas mostradas administran sistemas eléctricos interconectados, algunos de ellos también tienen sistemas eléctricos aislados, pero tales sistemas no se han señalado en la figura.

Anexo N° 10

Participación de empresas generadoras en el COES; por grupo económico y alcance de sus mercados

| Operador | Grupo Económico | Empresa | Potencia Instalada 2002 (MW) | | | | Producción 2002 (GW.h) | | | | Venta a empresas distribuidoras | | | | Venta a Cuentas Libres | | | | Venta Total | | Transf. Energía en el Mercado Spot (GW.h) | | | | | | | | | |
|---|-------------------------|--------------------------|------------------------------|----------------|----------------|-----------------|------------------------|-----------------|------------------|-------------|--|--|---------|-----------------|------------------------|-----------------|------------------|-----------------|-----------------|---------------|---|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|--------------|--|-------------|--|
| | | | Hidráulica | | Térmica | | Total | | % Partic. | | Hidráulica | | Térmica | | Total | | % Partic. | | Energía (GW.h) | | Partic. (%) | | Energía (GW.h) | | Partic. (%) | | Entrega Nota | | Retiro Nota | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ESTADO | FONAFE | ELP | 1 006,0 | 18,7 | 1 026,7 | 22% | 6 842,65 | 20,73 | 6 863,38 | 35% | LUZ DEL SUR (47), EDELNOR (37), ELNM(6%), ELSM(5%), ENOSA(2%), EDECAÑETE(1%), UCAYALI (1%), ELC (0,04%), SEAL (65%), ELC (35%) | | | | 5 511,27 | 47% | 742,18 | 12% | 6 253,44 | 34% | 342,91 | | | | | | | | | |
| | | EGASA | 177,8 | 182,1 | 339,7 | 7% | 826,87 | 19,80 | 849,76 | 4% | ELSE (96%), COELVISA (4%) | | | | 829,83 | 7% | 68,09 | 1% | 897,92 | 5% | 65,74 | | | | | | | | | |
| | | EGEMSA | 90,8 | 15,6 | 106,4 | 2% | 700,02 | 0,01 | 700,03 | 4% | ELS (100%) | | | | 192,75 | 2% | 179,00 | 3% | 371,75 | 2% | 282,04 | | | | | | | | | |
| | | EGESUR | 35,7 | 26,6 | 62,3 | 1% | 101,32 | 34,33 | 135,65 | 1% | ELPUNO (78%), ENOSA (24%) | | | | 182,93 | 2% | 73,48 | 1% | 256,41 | 1% | 127,45 | | | | | | | | | |
| | | SAN GABÁN | 110,0 | 15,7 | 125,7 | 3% | 773,62 | 0,74 | 774,36 | 4% | | | | | 168,09 | 1% | 290,08 | 4% | 458,18 | 3% | 265,98 | | | | | | | | | |
| Total FONAFE | | | | 1 660,8 | 35% | 9 323,18 | 47% | 9 323,18 | 47% | | | | | 6 884,88 | 59% | 1 352,82 | 21% | 8 237,70 | 45% | 890,83 | 18% | 1 773,85 | 65% | 1 471,16 | 1 773,85 | | | | | |
| Total operado por el estado | | | 1 422,1 | 238,7 | 1 660,8 | 35% | 8 247,48 | 75,71 | 8 323,18 | 47% | | | | | 6 884,88 | 59% | 1 352,82 | 21% | 8 237,70 | 45% | 890,83 | 18% | 1 773,85 | 65% | 1 471,16 | 1 773,85 | | | | |
| PRIVADO | ENDESA | EDEGEL | 747,8 | 281,3 | 1 028,9 | 22% | 4 279,36 | 10,40 | 4 279,36 | 22% | EDELNOR (67%), LUZ DE SUR (31%), COELVISA (2%) | | | | 1 415,94 | 12% | 1 413,80 | 22% | 2 829,54 | 18% | 1 294,89 | | | | | | | | | |
| | | EEPSA | | 156,8 | 156,8 | 3% | 281,27 | | 281,27 | 1% | EDELNOR (72%), LUZ DEL SUR (28%) | | | | 442,37 | 4% | 54,63 | 1% | 497,00 | 3% | 251,87 | | | | | | | | | |
| | | ETEVENSA | | 340,0 | 340,0 | 7% | 9,52 | | 9,52 | 0% | LUZ DEL SUR (100%) | | | | 610,16 | 5% | | | 610,16 | 3% | 600,75 | | | | | | | | | |
| | | Total ENDESA | | | 1 625,7 | 32% | 4 650,15 | 23% | 4 650,15 | 23% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | PSEO GLOBAL | ELECTROANDES | 184,2 | | 184,2 | 4% | 1 173,03 | | 1 173,03 | 6% | ELC (80%), Comunidad Campesina Quiperaca (20%) | | | | 3,33 | 0% | 1 084,39 | 17% | 1 087,72 | 8% | 19,78 | | | | | | | | | |
| | TRACTEBEL | ENERSUR | 392,6 | | 392,6 | 8% | 1 269,35 | | 1 269,35 | 6% | | | | | | | 1 462,06 | 23% | 1 462,06 | 8% | 260,04 | | | | | | | | | |
| | DUKE | EGENOR | 341,8 | 187,5 | 529,1 | 11% | 2 033,72 | 19,22 | 2 052,95 | 10% | EDELNOR (40%), ELNM(19%), ELN (18%), ENOSA(16%), LUZ DEL SUR (6%) | | | | 1 532,04 | 13% | 259,64 | 4% | 1 791,67 | 10% | 154,97 | | | | | | | | | |
| | DUKE | | | | 529,1 | 11% | | | 2 052,95 | 10% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | NRG Energy | CAHUA | 47,7 | | 47,7 | 1% | 299,04 | | 299,04 | 2% | EDELNOR (76%), ELNM(19%), Emp. Serv. Electr. Huanchay (15%), EMSEMSA(4%), Pueblo (1%) | | | | 169,09 | 1% | 212,40 | 3% | 382,38 | 2% | 108,26 | | | | | | | | | |
| | NRG Energy | EPACASMAYO | 38,1 | 26,9 | 65,0 | 1% | 187,94 | 14,84 | 182,59 | 1% | EDELNOR (68%), ELNM (32%) | | | | 12,94 | 0% | 28,22 | 0% | 41,15 | 0% | 1,52 | | | | | | | | | |
| | MAPLE DUKE y otros | TERMOSELVA | | 172,6 | 172,6 | 4% | 745,19 | | 745,19 | 4% | LUZ DEL SUR (67%), ELNM(22%), ELC (10%), TOCACHE(1%) | | | | 555,73 | 5% | 245,62 | 4% | 801,35 | 4% | 87,35 | | | | | | | | | |
| | SHOUGANG | SHOUGESA | | 87,1 | 87,1 | 1% | 28,08 | | 28,08 | 0% | ELSM (99%), Municip. San Juan de Marcone (1%) | | | | 136,18 | 1% | 337,73 | 5% | 473,90 | 3% | 465,56 | | | | | | | | | |
| | Sociedad Minera Corona | CORONA ¹ | 18,9 | | 18,9 | 0% | 33,71 | | 33,71 | 0% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | TRUPAL S.A. | TRUPAL ² | | 15,0 | 15,0 | 0% | 0,00 | | 0,00 | 0% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Emp. Minera BHP Tintaya | BHP TINTAYA ³ | | 18,0 | 18,0 | 0% | 0,29 | | 0,29 | 0% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Minsur S.A. | MINSUR ⁴ | | 8,5 | 8,5 | 0% | 0,03 | | 0,03 | 0% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Empresas Asociadas* | | | | 60,3 | 1% | | | 34,03 | 0,2% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Total operado por las privadas | | | 1 378,0 | 1 686,2 | 3 044,3 | 65% | 7 976,41 | 2 357,99 | 10 334,40 | 53% | | | | | 4 878,67 | 41% | 5 098,29 | 79% | 9 976,95 | 55% | 1 471,16 | 1 773,85 | | | | | | | | |
| TOTAL | | | 2 800,2 | 1 904,9 | 4 705,1 | 100% | 17 223,89 | 2 433,69 | 19 657,58 | 100% | | | | | 11 763,54 | 8 481,11 | 18 214,65 | 2 362,09 | 1 967,04 | | | | | | | | | | | |
| Participación a nivel de SEIN del Mercado Eléctrico | | | | | | 97% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Participación a nivel del Total para el Mercado Eléctrico | | | | | | 93% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Participación a nivel Nacional | | | | | | 79% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

* Empresas asociadas a una empresa integrante del COES, para participar en el despacho

¹ Asociada al Electroperú

² Asociada al EGENOR

³ Asociada a SAN GABÁN

⁴ Asociada a SAN GABÁN

Fuente: MEM - DGE

Composición de principales empresas y centrales eléctricas que generan en el Perú - 2002

1. COMPOSICIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

| Sistema | Alcance | Operador | Grupo Económico | Empresa | Central | Potencia Instalada 2002 (MW) | % Part. | Producción 2002 (GW.h) | % Part. | | |
|---|---|---|-----------------|---|------------------------|------------------------------|------------------------|------------------------|---------------|---------------|-------------|
| SEIN | COES | ESTADO | FONAFE | ELP | C.H. ANTUNEZ DE MAYOLO | 798,0 | 17,0% | 5 176,02 | 26,3% | | |
| | | | | | C.H. RESTITUCION | 210,0 | 4,5% | 1 666,63 | 8,5% | | |
| | | | | | C.T. NUEVA TUMBES | 18,7 | 0,4% | 20,73 | 0,1% | | |
| | | | | EGASA | C.H. CHARCANI I | 1,8 | 0,0% | 14,59 | 0,1% | | |
| | | | | | C.H. CHARCANI II | 0,8 | 0,0% | 5,10 | 0,0% | | |
| | | | | | C.H. CHARCANI III | 4,6 | 0,1% | 39,27 | 0,2% | | |
| | | | | | C.H. CHARCANI IV | 16,2 | 0,3% | 102,99 | 0,5% | | |
| | | | | | C.H. CHARCANI V | 145,4 | 3,1% | 605,97 | 3,1% | | |
| | | | | | C.H. CHARCANI VI | 9,0 | 0,2% | 61,95 | 0,3% | | |
| | | | | | C.T. CHILINA | 54,8 | 1,2% | 9,50 | 0,0% | | |
| | | | | C.T. MOLLENO | 107,3 | 2,3% | 10,39 | 0,1% | | | |
| | | | | EGEMSA | C.H. HERCCA | 0,8 | 0,0% | 6,13 | 0,0% | | |
| | | | | | C.H. MACHUPICCHU | 90,0 | 1,9% | 893,89 | 3,5% | | |
| | | | | EGESUR | C.T. DOLORESPATA | 15,6 | 0,3% | 0,01 | 0,0% | | |
| | | | | | C.H. ARICOTA 1 | 23,8 | 0,5% | 51,29 | 0,3% | | |
| | | | | SAN GABÁN | C.H. ARICOTA 2 | 11,9 | 0,3% | 50,03 | 0,3% | | |
| | | | | | C.T. CALANA | 25,6 | 0,5% | 34,30 | 0,2% | | |
| | | | | PRIVADO | ENDESA | EDEGEL | C.H. CALLAHUANCA | 73,0 | 1,6% | 595,78 | 3,0% |
| | | | | | | | C.H. CHIMAY | 153,0 | 3,3% | 752,95 | 3,8% |
| | | | | | | | C.H. HUAMPANI | 31,4 | 0,7% | 237,54 | 1,2% |
| | | C.H. HUINCO | 258,4 | | | | 5,5% | 1 080,80 | 5,5% | | |
| | | C.H. MATUCANA | 120,0 | | | | 2,6% | 830,41 | 4,2% | | |
| | | C.H. MOYOPAMPA | 69,0 | | | | 1,5% | 532,55 | 2,7% | | |
| | | C.H. YANANGO | 42,8 | | | | 0,9% | 239,13 | 1,2% | | |
| | | C.T. SANTA ROSA | 281,3 | | | | 6,0% | 10,40 | 0,1% | | |
| | | EEPSA | C.T. MALACAS | | | | 155,3 | 3,3% | 261,27 | 1,3% | |
| | | ETEVENSA | C.T. VERDUN | | | | 1,5 | 0,0% | - | 0,0% | |
| | | PSEG GLOBAL | ELECTROANDES | | C.T. VENTANILLA | 340,0 | 7,2% | 9,52 | 0,0% | | |
| | | | | | C.H. LA OROYA | 9,3 | 0,2% | 65,74 | 0,3% | | |
| | | TRACTEBEL | ENERSUR | | C.H. MALPASO | 54,4 | 1,2% | 218,84 | 1,1% | | |
| | | | | | C.H. PACHACHACA | 12,4 | 0,3% | 40,53 | 0,2% | | |
| | | DUKE | EGENOR | | C.H. YAUPI | 108,0 | 2,3% | 847,93 | 4,3% | | |
| | | | | | C.T. ILO 1 | 257,6 | 5,6% | 423,42 | 2,2% | | |
| | | | | | C.T. ILO 2 | 135,0 | 2,9% | 845,93 | 4,3% | | |
| | | | | | C.H. CANON DEL PATO | 246,6 | 5,2% | 1 427,15 | 7,3% | | |
| | | | | | C.H. CARHUQUERO | 95,0 | 2,0% | 606,57 | 3,1% | | |
| | | | | | C.T. CHIMBOTE | 63,8 | 1,4% | 0,08 | 0,0% | | |
| | | | | C.T. N° 2 - CHICLAYO F.VILLAREAL | 26,6 | 0,6% | 7,02 | 0,0% | | | |
| | | | | C.T. PAITA | 11,1 | 0,2% | 0,67 | 0,0% | | | |
| | | | | C.T. PIURA | 51,5 | 1,1% | 8,86 | 0,0% | | | |
| | | | | C.T. SULLANA | 12,5 | 0,3% | 2,34 | 0,0% | | | |
| | | NRG Energy | CAHUA | C.T. TRUJILLO | 21,9 | 0,5% | 0,24 | 0,0% | | | |
| | | | | C.H. CAHUA | 43,1 | 0,9% | 272,20 | 1,4% | | | |
| | | MAPLE DUKE y otros. | TERMOSELVA | C.H. PARIAC | 4,6 | 0,1% | 26,84 | 0,1% | | | |
| | | | | EPACASMAYO | C.H. GALLITO CIEGO | 38,1 | 0,8% | 167,94 | 0,8% | | |
| | | SHOUGANG | SHOUGESA | C.T. PACASMAYO | 26,9 | 0,6% | 14,64 | 0,1% | | | |
| | | | | C.T. SAN NICOLAS | 67,1 | 1,4% | 28,08 | 0,1% | | | |
| | | Soc. Minera Corona* | CORONA 1 | C.H. HUANCHOR | 18,9 | 0,4% | 33,71 | 0,2% | | | |
| | | | | TRUPAL S.A.* | TRUPAL 2 | C.T. TRUPAL | 15,0 | 0,3% | - | 0,0% | |
| | | Emp. Minera BHP Tintaya * | BHP TINTAYA 3 | C.T. TINTAYA | 18,0 | 0,4% | 0,29 | 0,0% | | | |
| Minsur S.A.* | MINSUR 1 | | | C.T. MINSUR | 8,5 | 0,2% | 0,03 | 0,0% | | | |
| Total COES | | | | | | 4 705,1 | 100,0% | 19 657,58 | 100,0% | | |
| NO COES | ESTADO | FONAFE | UCAYALI | C.T. A VAPOR | 20,0 | | 0,24 | | | | |
| | | | | C.T. DIESEL | 25,4 | | 0,30 | | | | |
| | | | | Otros varios | 42,5 | | 114,62 | | | | |
| | PRIVADO | CEMENTOS LIMA | NRG Energy | SINERSA | ATOCONGO | C.T. ATOCONGO | 27,8 | | 11,17 | | |
| | | | | | ARCATA y EPACASMAYO | Otros varios | 5,7 | | 36,71 | | |
| | | | | | SINERSA | C.H. CURUMUY | 12,5 | | 64,90 | | |
| | | | | | CONENHUA | Otros varios | 3,0 | | 18,12 | | |
| | | | | | Sociedad de Minerías | CORONA | C.H. TAMBORAQUE I y II | 1,3 | | 2,48 | |
| Total NO COES | | | | | | 138,1 | | 248,54 | | | |
| Total SEIN y participación en el Mercado Eléctrico | | | | | | 4 843,2 | 95,6% | 19 906,12 | 97,5% | | |
| SA | ESTADO | FONAFE | ELOR | C.T. IQUITOS DIESEL WARTSILA | 33,4 | 0,7% | 138,28 | 0,7% | | | |
| | | | | ELOR, UCAYALI, CHAVIMOCHIC, ELC, ELNM, ELS, ELSE, ENOSA, ENSA, SEAL | Otros varios | 157,3 | 3,1% | 312,57 | 1,5% | | |
| PRIVADO | EGEPSA, PANGOA, EDELNOR, ELSM, EMSEUSA y Municipalidades no informantes | Otros varios | 34,2 | 0,7% | 62,53 | 0,3% | | | | | |
| | | Total SA y participación en el Mercado Eléctrico | | | | | | 224,8 | 4,4% | 513,39 | 2,5% |
| TOTAL PRODUCCIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO | | | | | | 5 068,1 | | 20 419,51 | | | |
| Participación Nacional del Mercado Eléctrico a nivel nacional | | | | | | 85% | | 93% | | | |

2. USO PROPIO

| Sistema | Pot Instalada 2002 (MW) | Producción 2002 (GW.h) |
|--------------------|-------------------------|------------------------|
| SEIN | 131,8 | 111,76 |
| SA | 735,6 | 1 451,05 |
| TOTAL | 867,5 | 1 563 |
| Particip. Nacional | 15% | 7% |

3. TOTAL NACIONAL

| Sistema | Pot Instalada 2002 (MW) | Producción 2002 (GW.h) |
|--------------|-------------------------|------------------------|
| COES | 4 705,1 | 19 658 |
| Otros | 1 230,5 | 2 325 |
| TOTAL | 5 935,5 | 21 982 |

* Empresas asociadas a una empresa integrante del COES, para participar en el despacho

- 1 Asociada al Electroperú
- 2 Asociada al EGENOR
- 3 Asociada a SAN GABÁN
- 4 Asociada a SAN GABÁN

Mapa Solar : Incidencia Solar Promedio Anual



Anexo N°14

Comparación respecto a la oferta bruta nacional en el año 2002 - Balance de energía de uso interno

En unidades originales:

| Uso | Energía Primaria | | | | | | | | Energía Secundaria | | | | | | | |
|--|---|------------------------------|--------------------------------------|---------------|--|--------------------------------|------------------------|----------------------------------|--|--|--|---|---|---|--|--|
| | Carbón Nacional e Importado (10 ⁶ kg) | Leña (10 ⁶ kg) | Bosta Yareta (10 ⁶ kg) | Solar (TJ) | Carbón Importado (10 ⁶ kg) | Bagazo (10 ⁶ kg) | Hidroenergía (GW.h) | Coque*** (10 ⁶ kg) | Gas Licuado de Petróleo * (10 ³ m ³) | Gasolina para Motor * (10 ³ m ³) | Petroquímica (ejm :solventes) * (10 ³ m ³) | Gas de refinería * (10 ³ m ³) | Diesel 1 * (10 ³ m ³) | Diesel Oil * (10 ³ m ³) | Petróleo Industrial * (10 ³ m ³) | Gas Distribuido (Gas Natural seco) ** (10 ³ m ³) |
| Para energía eléctrica Para otros usos ² | 602 100% | 4 907 100% | 714 100% | 2 283 100% | 308 100% | 427 17% 2 112 83% | 18 040 100% | 186 100% | 932 100% | 137 100% | 198 100% | 60 100% | 2 0% 1 350 100% | 306 13% 1 985 87% | 276 15% 1 588 85% | 368 54% 307 46% |
| Oferta Interna Bruta ³ | 602 | 4 907 | 714 | 2 283 | 308 | 2 539 | 18 040 | 186 | 932 | 137 | 198 | 60 | 1 352 | 2 291 | 1 864 | 675 |

En unidades de energía (TJ):

| Uso | Recursos de energía usados en el 2002 ¹ | | | | | | | | | | | | | | | | TOTAL | |
|--|--|--------------|----------------------|---------------|--------------------------|-------------------------|----------------------|------------------|-----------------------------------|-------------------------------|---|----------------------------|----------------------|--------------------------|-------------------------------|---|-------------|-------------|
| | Energía Primaria | | | | | | | | Energía Secundaria | | | | | | | | | |
| | Carbón Nacional e Importado (TJ) | Leña (TJ) | Bosta Yareta (TJ) | Solar (TJ) | Carbón Importado (TJ) | Bagazo (TJ) | Hidroenergía (TJ) | Coque*** (TJ) | Gas Licuado de Petróleo * (TJ) | Gasolina para Motor * (TJ) | Petroquímica (ejm :solventes) * (TJ) | Gas de refinería * (TJ) | Diesel 1 * (TJ) | Diesel Oil * (TJ) | Petróleo Industrial * (TJ) | Gas Distribuido (Gas Natural seco) ** (TJ) | (TJ) | (TJ) |
| Para energía eléctrica Para otros usos ² | 18 375 100% | 74 100 100% | 10 752 100% | 2 283 100% | 9 397 100% | 2 679 17% 13 269 83% | 81 141 100% | 4 983 100% | 23 295 100% | 44 109 100% | 7 201 100% | 2 959 100% | 55 0% 45 505 100% | 11 109 13% 72 053 87% | 10 665 15% 61 443 85% | 12 709 54% 10 615 46% | 127 755 24% | 401 247 76% |
| Oferta Interna Bruta ³ | 18 375 3% | 74 100 14% | 10 752 2% | 2 283 0% | 9 397 2% | 15 948 3% | 81 141 15% | 4 983 1% | 23 295 4% | 44 109 8% | 7 201 1% | 2 959 1% | 45 560 9% | 83 162 16% | 72 108 14% | 23 324 4% | 529 002 | |

¹ Considera todos los productos para oferta interna (no exportaciones), importaciones de petróleo crudo y derivados en el cual destaca el diesel oil.

² Otros consumos como para coquearías y altos hornos, carboneras, uso propio, pérdidas, y el consumo final total.

³ Se ha ajustado adicionalmente en derivados de petróleo 10 305 TJ no registrados, para los recursos que sirvieron a otros usos distintos a la generación de energía eléctrica.

* Derivados del petróleo (55% nacional e 45% importado). También algunos de estos recursos secundarios son directamente importados como: Gas licuado de petróleo, Diesel oil, no energeticos (petroquímica), diesel 1 (kerosene+jet).

** Derivado del procesamiento de gas natural asociado y no asociado.

*** Coque importado

Recursos primario y secundarios (nacional e importado) que se utilizan para la generación de energía eléctrica

Fuente : MEM - OTERG

Anexo N° 15

Recursos usados para la generación de energía eléctrica por tipo de servicio a nivel nacional

En unidades originales:

| Año | Mercado Eléctrico | | | | | | Uso propio | | | | | |
|------|--|----------------------|---|---|--|--|--------------------------------|----------------------|---|---|--|---|
| | Energía Primaria | | Energía Secundaria | | | | Energía Primaria | | Energía Secundaria | | | |
| | Carbón Importado (10 ⁶ kg) | Hydroenergía GW.h | Diesel 1* 10 ³ m ³ | Diesel Oil* 10 ³ m ³ | Petroleo Industrial* 10 ³ m ³ | Gas Distribuido* 10 ³ m ³ | Bagazo (10 ⁶ kg) | Hydroenergía GW.h | Diesel 1* 10 ³ m ³ | Diesel Oil* 10 ³ m ³ | Petroleo Industrial* 10 ³ m ³ | Gas Distribuido** 10 ³ m ³ |
| 2001 | 122 | 17 188 | | 54 | 214 | 264 | 374 | 426 | 3 | 255 | 61 | 30 |

En unidades de energía (TJ):

| Año | Mercado Eléctrico | | | | | | Uso propio | | | | | | TOTAL (TJ) |
|------|--------------------------|----------------------|--------------------|---------------------|------------------------------|--------------------------|------------------|----------------------|--------------------|---------------------|------------------------------|---------------------------|---------------|
| | Energía Primaria | | Energía Secundaria | | | | Energía Primaria | | Energía Secundaria | | | | |
| | Carbón Importado (TJ) | Hydroenergía (TJ) | Diesel 1* (TJ) | Diesel Oil* (TJ) | Petroleo Industrial* (TJ) | Gas Distribuido* (TJ) | Bagazo (TJ) | Hydroenergía (TJ) | Diesel 1* (TJ) | Diesel Oil* (TJ) | Petroleo Industrial* (TJ) | Gas Distribuido** (TJ) | |
| 2001 | 3 729 3% | 77 310 66% | | 1 963 2% | 8 294 7% | 9 117 8% | 2 350 2% | 1 918 2% | 101 0% | 9 258 8% | 2 348 2% | 1 037 1% | 117 425 |

86%

* Derivados del petróleo (55% nacional e 45% importado). También algunos de estos recursos secundarios son directamente importados como: Gas licuado de petróleo, Diesel oil, no energéticos (petroquímica), diesel 1 (kerosene+jet).

** Derivado del procesamiento de gas natural asociado y no asociado.

Fuente: MEM - OTERG

Anexo N° 16

Recursos hidrológicos para las principales centrales hidroeléctricas del COES

| Recursos Hidrológicos | Principales centrales | Potencia (MW) | Empresa | Embalses y lagos |
|--------------------------|------------------------|---------------|-------------|--|
| Represa Arcata Huisca | C.H. Misapuquio | 3,9 | PACASMAYO | |
| Represa Huara Huarco | C.H. San Antonio | 0,8 | | |
| | C.H. San Ignacio | 0,8 | | |
| Represa Vilafro | C.H. Huayllacho | 0,3 | | |
| Rio Jequetepeque | C.H. Gallito Ciego | 38,1 | | |
| Rio Santa | C.H. Cañon del Pato | 246,6 | EGENOR | |
| Rio Chancay | C.H. Carhuaquero | 95,0 | | |
| Rios Paucartambo-Huachón | C.H. Yaupi | 108,0 | EANDES | |
| Rio Yauli | C.H. Pachachaca | 12,4 | | |
| | C.H. Malpaso | 54,4 | | |
| Rio Mantaro | C.H. Restitución | 210,0 | ELECTROPERU | Lago Junín y embalses de Electroperu |
| | C.H. Antúnez de Mayolo | 798,0 | | |
| Rio Tarma | C.H. Yanango | 42,8 | EDEGEL | Lagunas de Edegel, incluido Yuracmayo y Antacoto |
| Rio Tulumayo | C.H. Chimay | 153,0 | | |
| Rio Santa Eulalia | C.H. Huinco | 258,4 | | |
| Rio Sta. Eulalia - Rimac | C.H. Callahuanca | 73,0 | | |
| | C.H. Huampani | 31,4 | | |
| Rio Rimac | C.H. Moyopampa | 69,0 | | |
| | C.H. Matucana | 120,0 | | |
| Rio Pariac | C.H. Huanchor | 18,9 | CORONA | |
| | C.H. Pariac | 4,6 | CAHUA | |
| Rio Pativilca | C.H. Cahua | 43,1 | | |
| Caudal del Rio Chili | C.H. Charcani V | 145,4 | EGASA | Lagunas Pañe, Frayle, Aguada Blanca |
| Rio San Gabán | C.H. San Gabán II | 110,0 | SAN GABAN | |
| Caudal de Rio Vilcanota | C.H. Aricota 1 | 23,8 | EGESUR | Laguna Aricota |
| | C.H. Aricota 2 | 11,9 | | |

Fuente: MEM - DGE , COES

Cuadro N° 17

Cálculo del costo anual fijo de inversión

| Tipo de tecnología | Cálculo del costo fijo ¹ | | | | Cálculo del costo variable | | | | | | | |
|----------------------------|-------------------------------------|-----------------------|---------------------------------|------------------------------|----------------------------|-----------------|--|---|--|--|--|------------------------------------|
| | Costo de Inversión (US\$ / kW) | Vida Económica (años) | Periodo de Construcción (meses) | Costo fijo (US\$ / kW - año) | Tipo de Combustible | Eficiencia Neta | Poder calorífico inferior | Poder calorífico superior | Precio | Costo Variable Combustible (US\$ / MW.h) | Costo Variable No Combustible ¹ (US\$ / MW.h) | Costo Variable Total (US\$ / MW.h) |
| Hidroeléctrica con embalse | 1 500 | 50 | 60 | 300 | Agua | | | | | | 0,2 | 0,2 |
| Hidroeléctrica de pasada | 1 200 | 50 | 48 | 229 | Agua | | | | | | 0,2 | 0,2 |
| Térmica a Carbón | 1 000 | 30 | 36 | 182 | Carbón | 40% | 7,26 MW.h / Ton | 6,97 MW.h / Ton | 45,0 US\$ / ton | 16,1 | 1 | 17,1 |
| Térmica Ciclo Combinado | 500 | 25 | 24 | 86 | Gas Natural | 55% | 11 075 MW.h / 10 ⁶ m ³ | 9 968 MW.h / 10 ⁶ m ³ | 71 795 US\$ / 10 ⁶ m ³ | 13,1 | 1 | 14,1 |
| Térmica Ciclo Simple | 300 | 20 | 12 | 51 | Gas Natural | 33% | 11 075 MW.h / 10 ⁶ m ³ | 9 968 MW.h / 10 ⁶ m ³ | 71 795 US\$ / 10 ⁶ m ³ | 21,8 | 2 | 23,8 |
| Térmica Ciclo Simple | 300 | 20 | 12 | 51 | Diesel 2 | 33% | 1,68 MW.h / Barril | 1,58 MW.h / Barril | 36 US\$ / Barril | 69,0 | 3 | 72,0 |

Se tomo lo siguientes datos uniformes:

Potencia : 300 MW
 Factor de Planta : 75%
 Energía Producida : 1 791 GW.h
 Tasa de descuento anual : 12%

² El costo variable No Combustible se ha estimado tomando como referencia un porcentaje de la inversión nominal:

Hidroeléctrica : 4% Inversión nominal
 Térmica a Carbón: 3,5% Inversión nominal
 Térmica Ciclo Simple o Combinado: 3% Inversión nominal

Fuente: Curso de Regulación de los Servicios Públicos - OSINERG

Anexo N° 18

Proyectos de electrificación rural con fuente de energía solar



| | UBICACIÓN | SFD | SFC |
|----|------------------|--------------|------------|
| 1 | LORETO | 289 | 118 |
| 2 | AMAZONAS | | 184 |
| 3 | UCA YALI | 284 | 55 |
| 4 | MADRE DE DIOS | 205 | |
| 5 | AYACUCHO | 71 | |
| 6 | HUANUCO | 50 | |
| 7 | PAS CO | 123 | 2 |
| 8 | PUNO | 44 | |
| 9 | CAJAMARCA | | 48 |
| 10 | SAN MARTÍN | | 4 |
| 11 | PIURA | | 42 |
| 12 | TUMBES | | 6 |
| 13 | JUNÍN | | 15 |
| | SUB TOTAL | 1,026 | 452 |
| | TOTAL | 1,478 | |

Total Beneficiarios : 1,026 Familias
 SFD: Sistema Fotovoltaico Domiciliario
 SFC: Sistema Fotovoltaico Comunitario

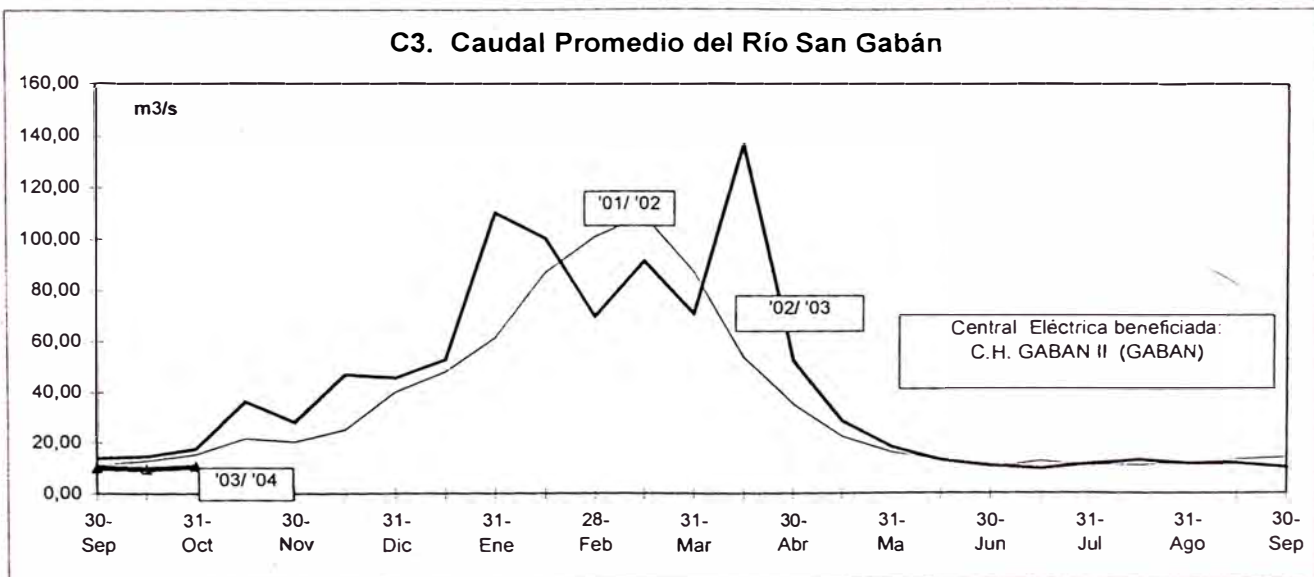
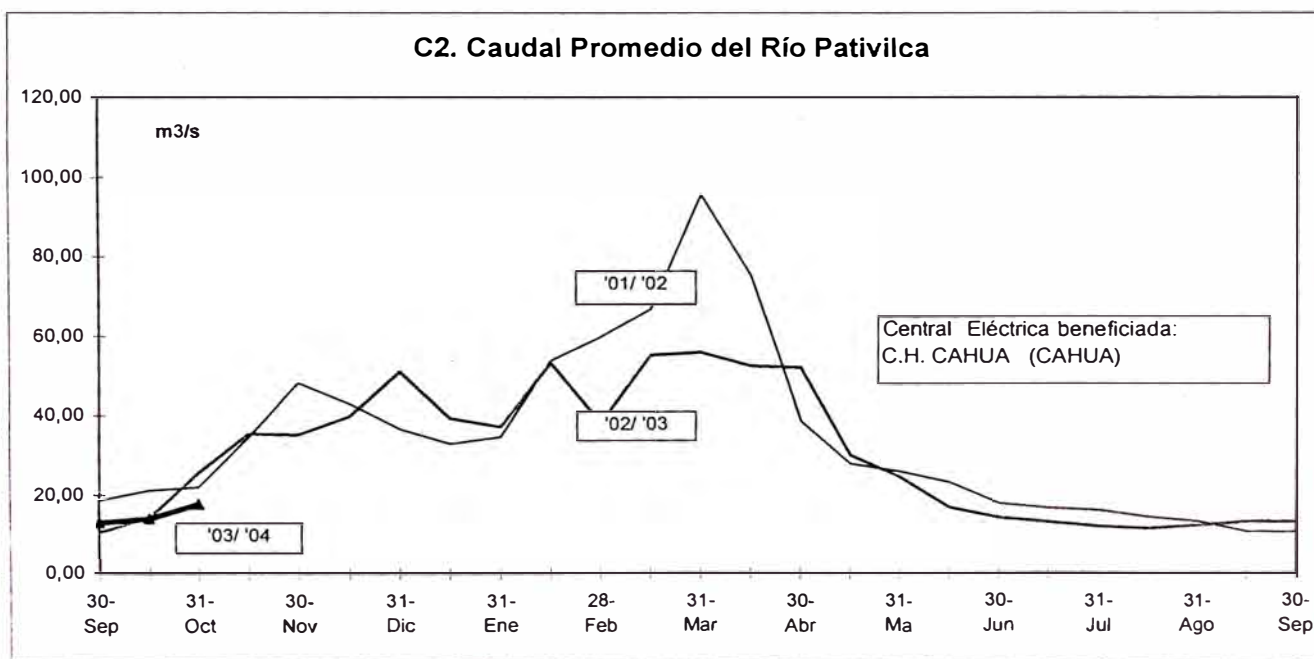
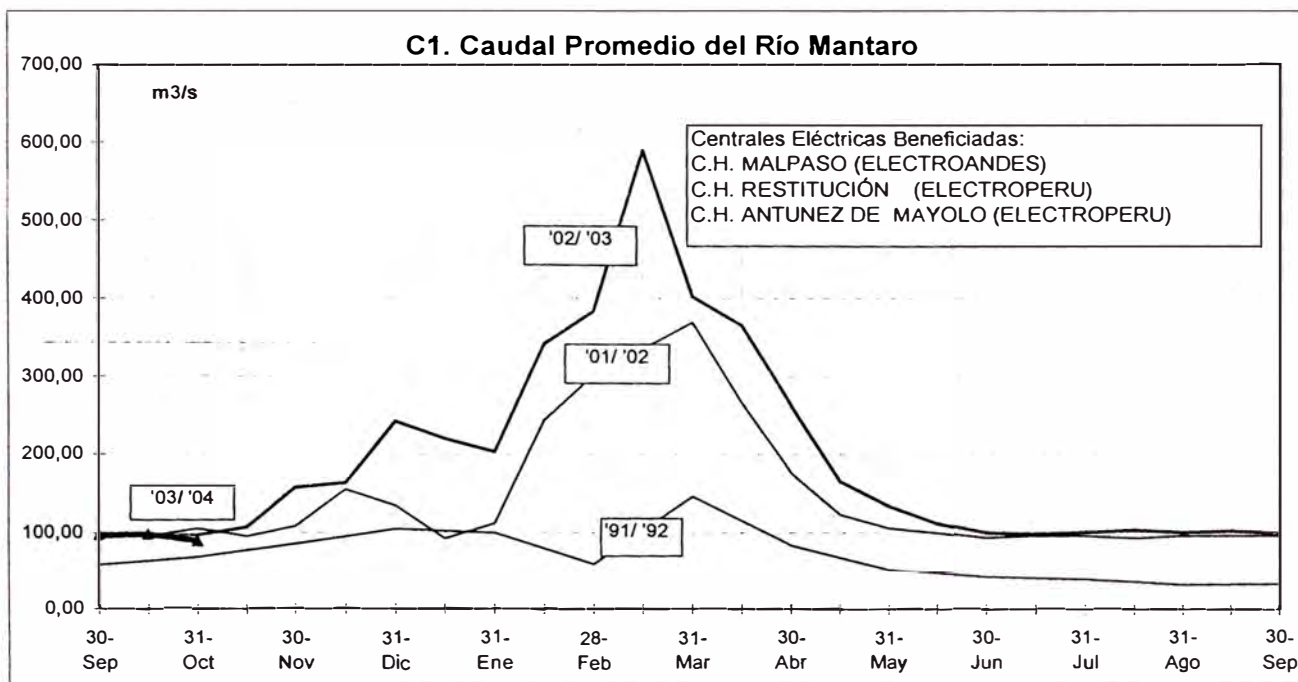
NOTA:

Componentes del Sistema Fotovoltaico Domiciliario

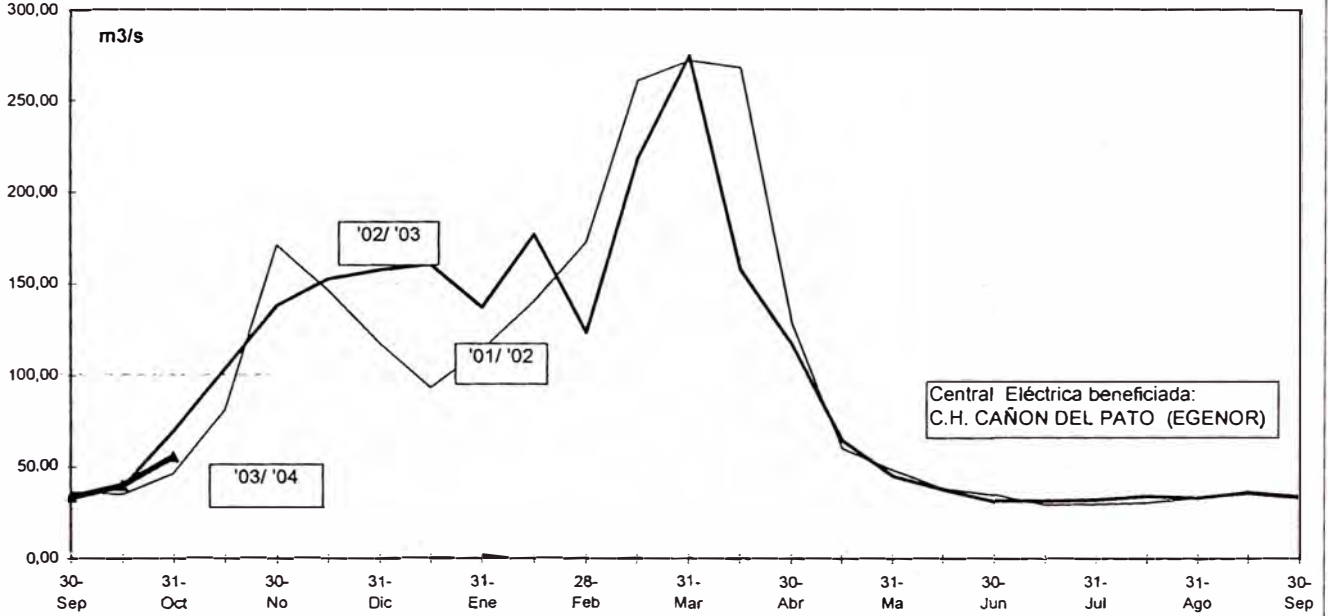
- 1 Panel Solar de 53 W
- 1 Controlador de Carga
- 1 Batería para almacenar la energía
- 3 Lámparas tipo ahorradora de energía de 9 W

Fuente: MEM - DEP

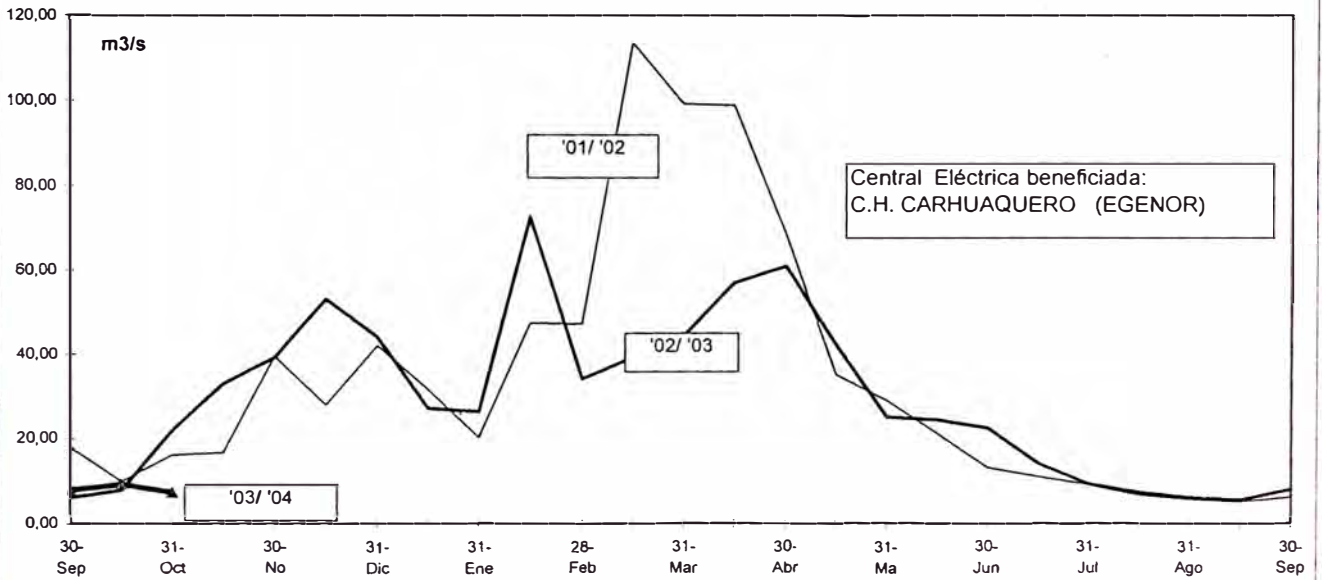
Caudal promedio de los principales ríos



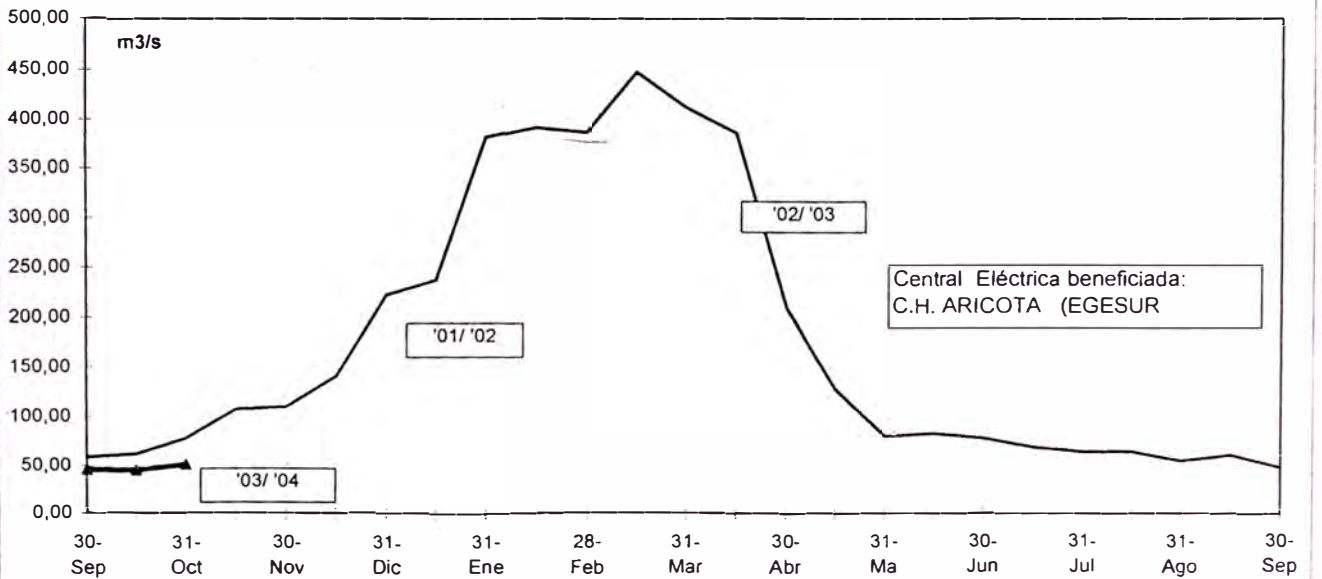
C4. Caudal Promedio del Río Santa



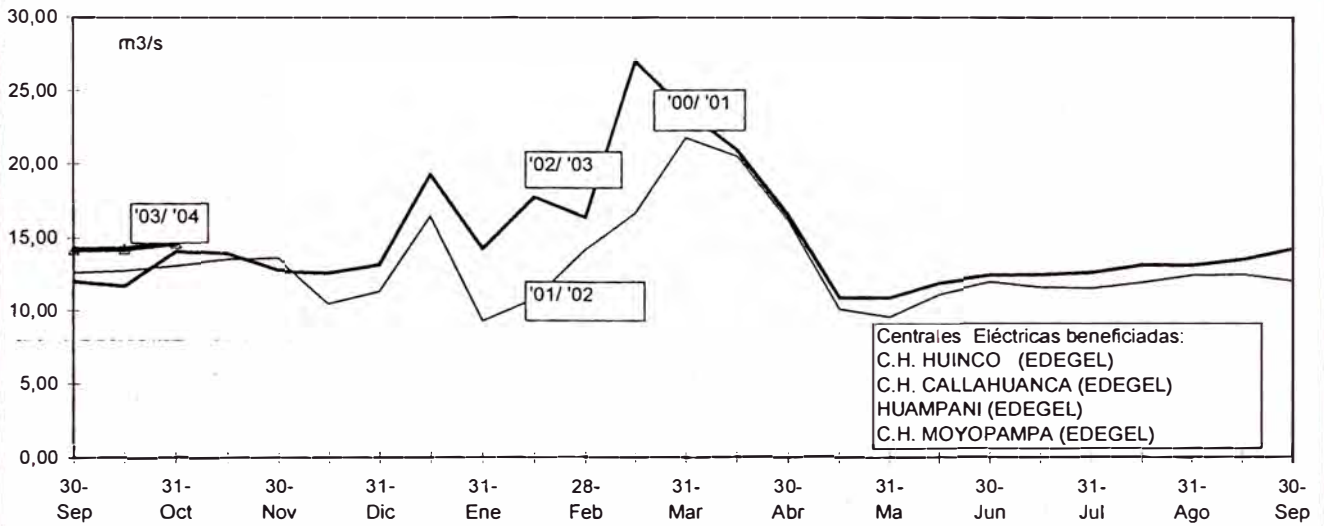
C5. Caudal Promedio del Río Chancay



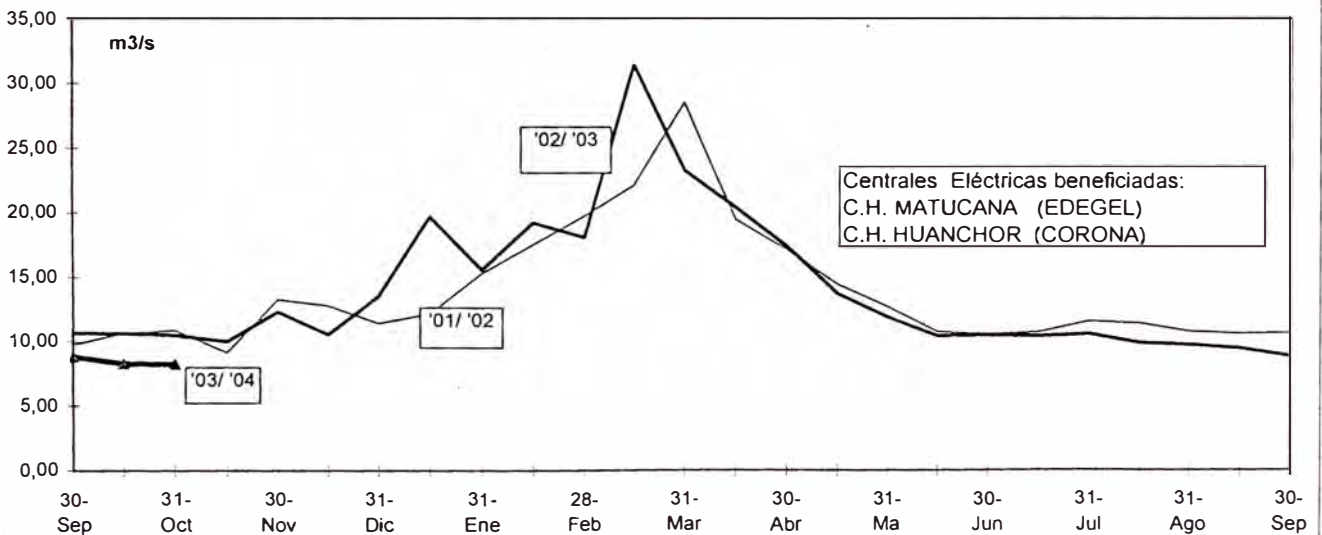
C6. Caudal Promedio del Río Vilcanota



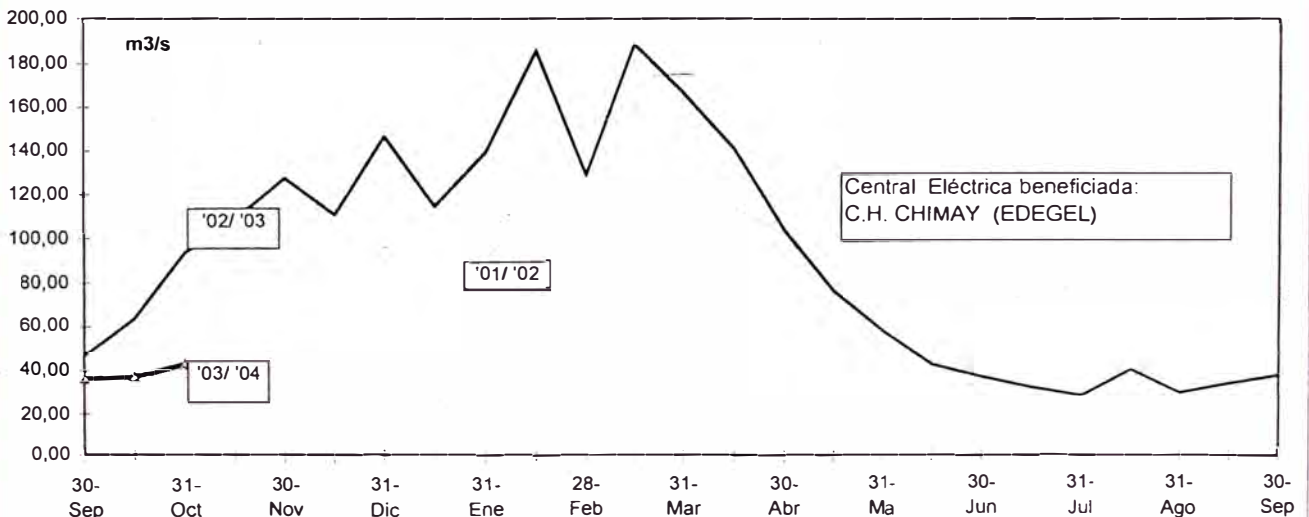
C7. Caudal Promedio del Río Santa Eulalia



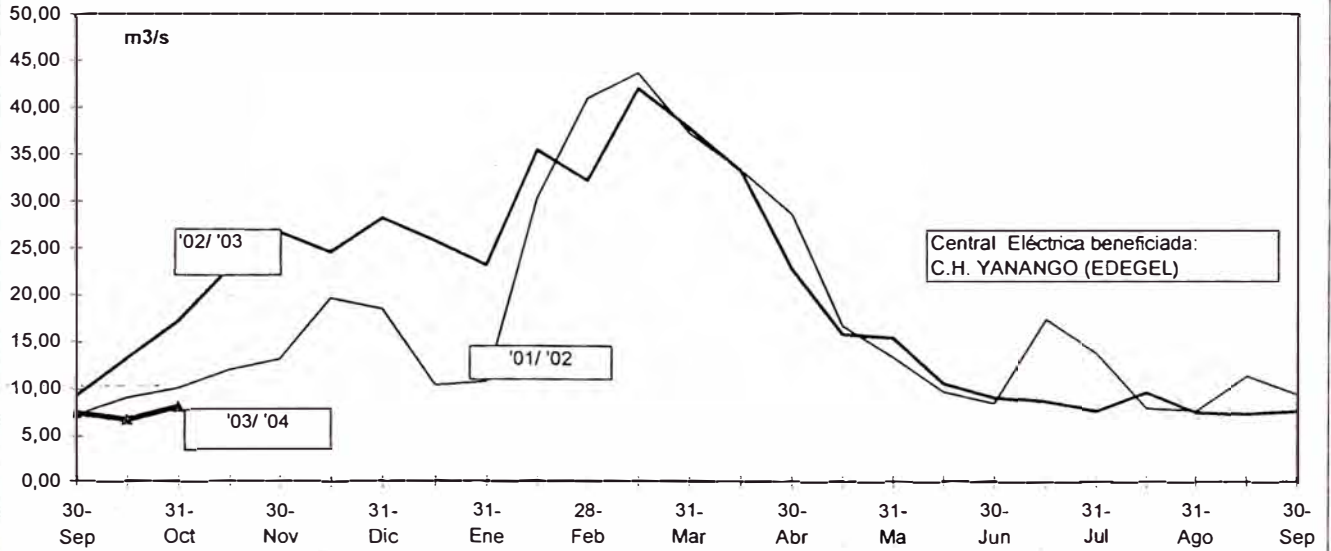
C8. Caudal Promedio del Río Rímac



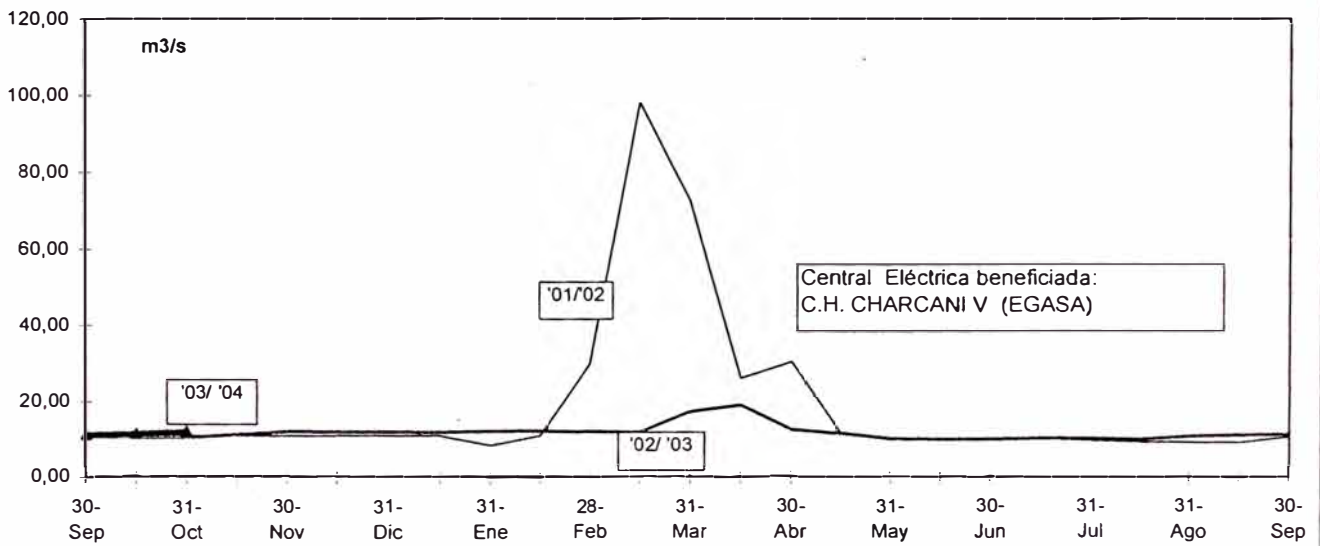
C.9 Caudal Promedio del Río Tulumayo



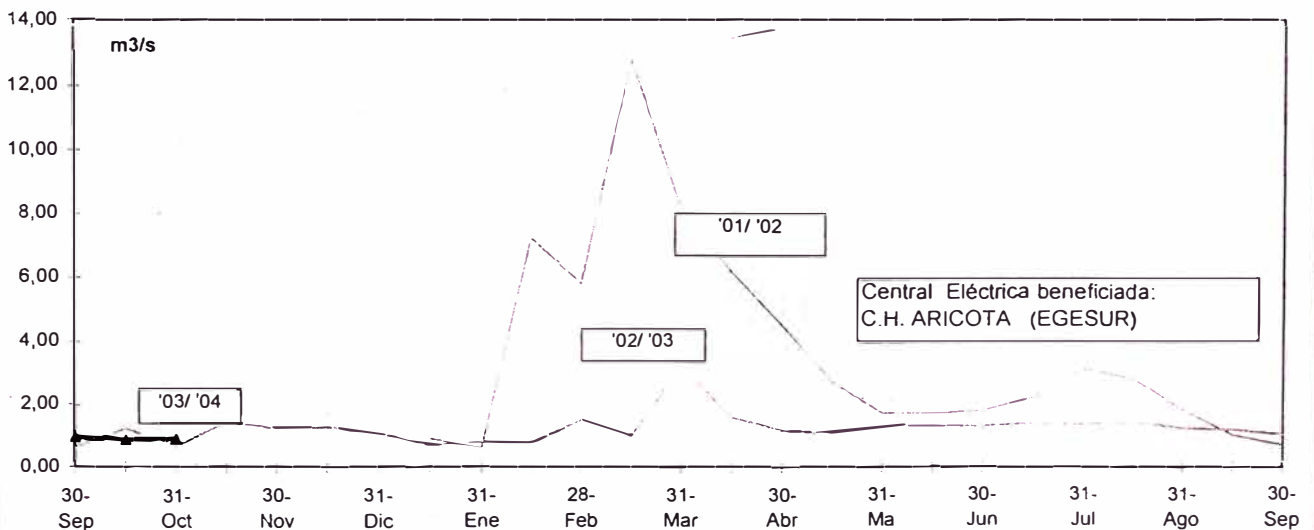
C10. Caudal Promedio del Río Tarma



C11. Caudal Promedio del Río Chili



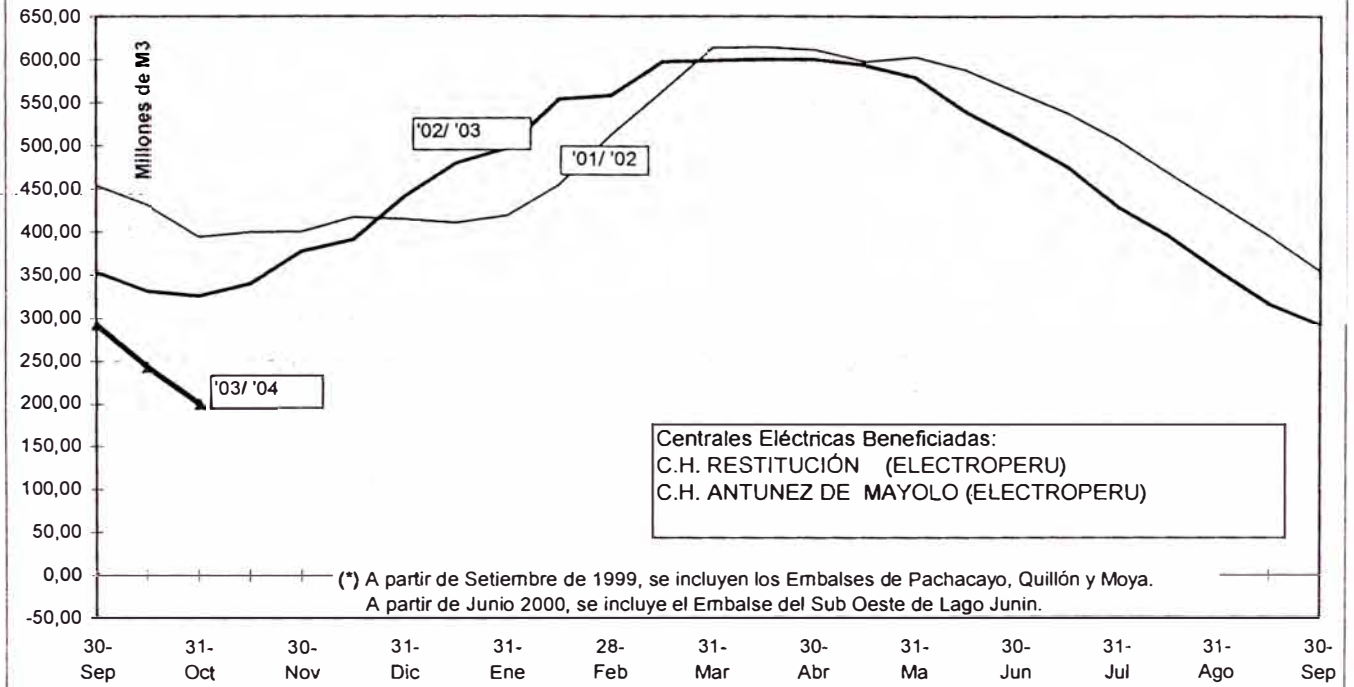
C12. Caudal Promedio del Río Aricota



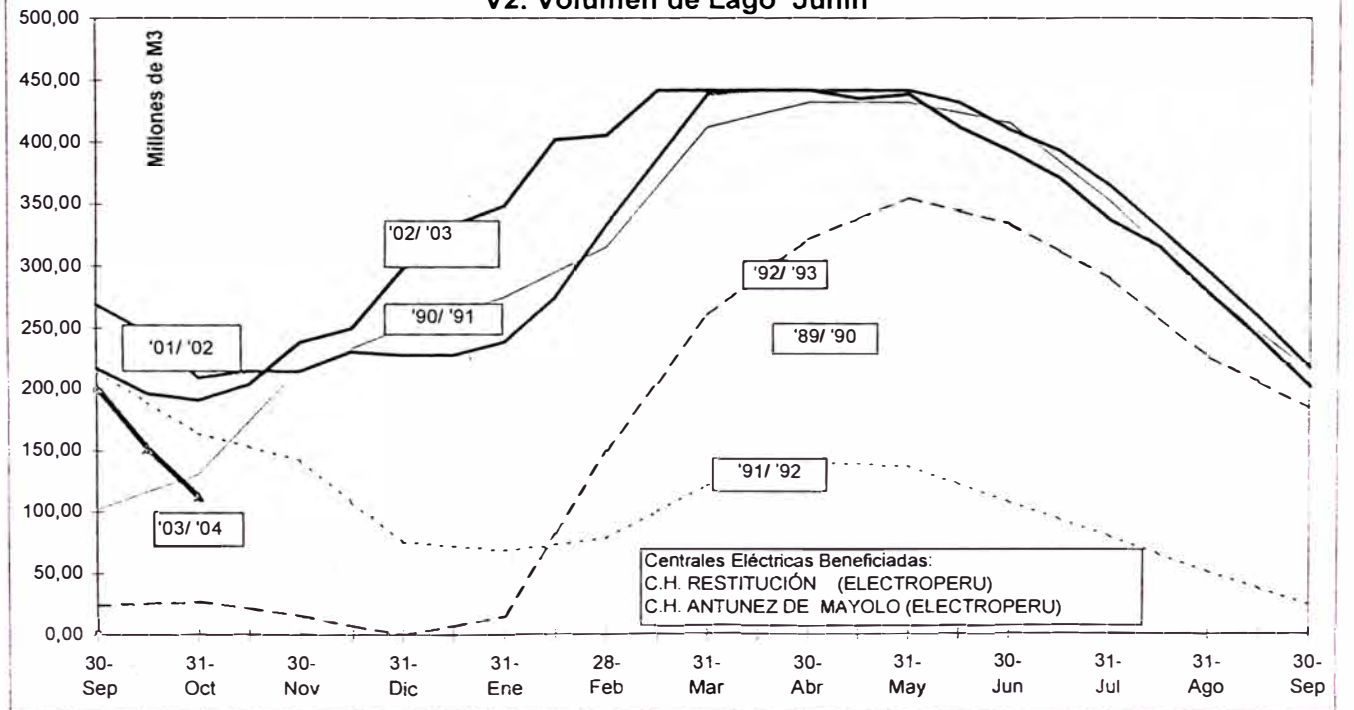
Anexo N° 20

Volumen útil de lagos y embalses

V1. Volumen Útil del Lago Junín y otros Embalses de ELECTROPERU (*)

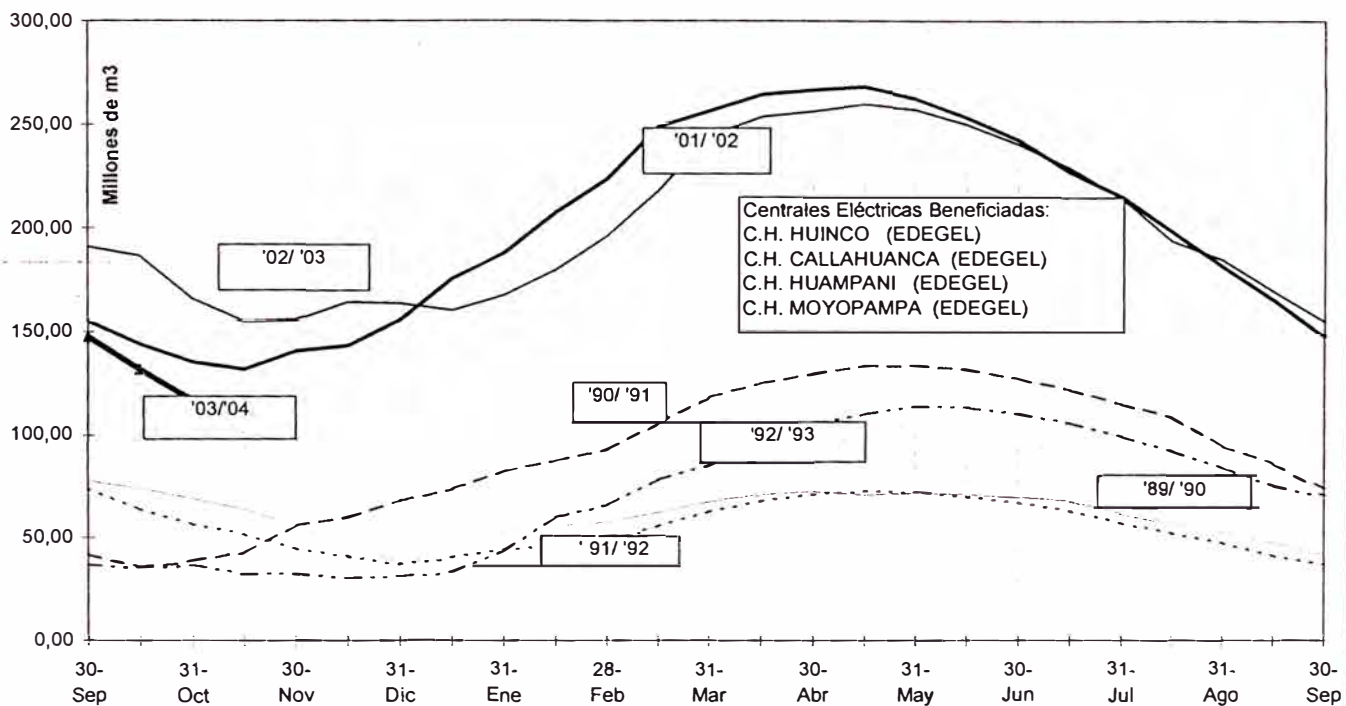


V2. Volumen de Lago Junín

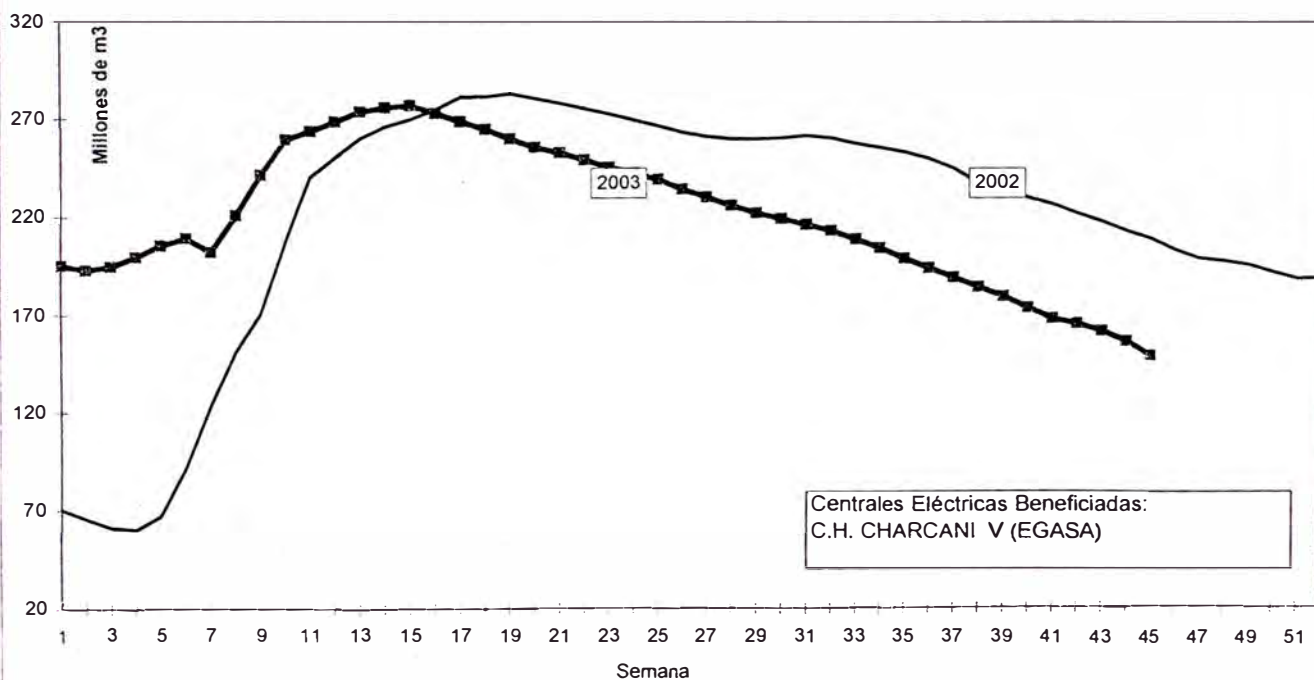


Fuente : COES (SEMANA 45 - 2003)

V3. Volumen Útil de lagunas de EDEGEL (Incluye Yuracmayo y Antacoto*)



V4. Volumen Útil de lagunas de EGASA (Aguada Blanca, Fraile y Pañe)

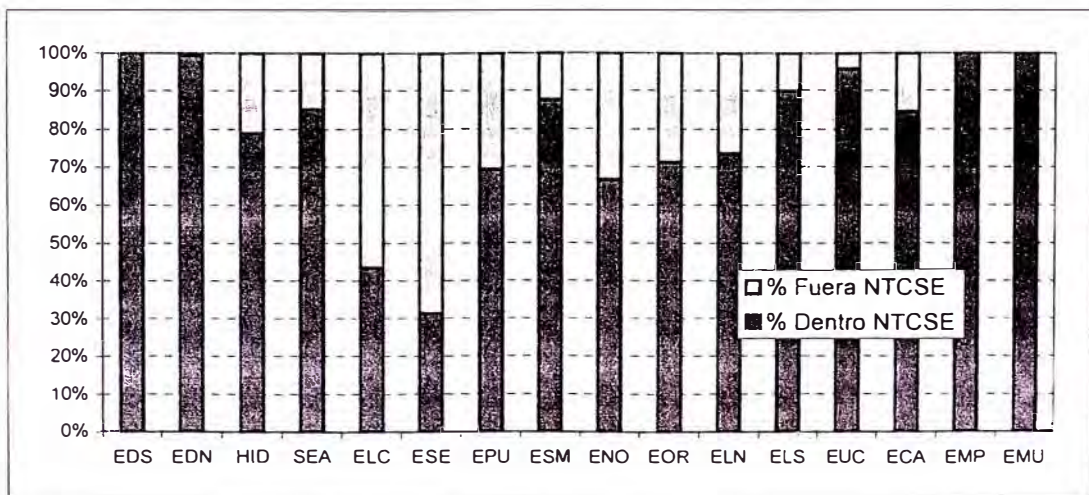
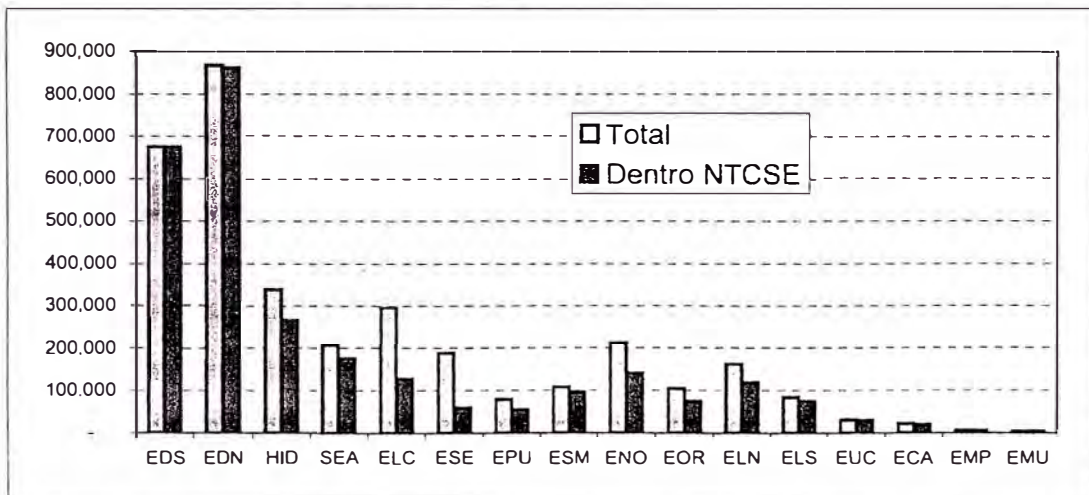


Fuente : COES (SEMANA 45 - 2003)

Anexo N° 21

Ajuste de la NTCSE por empresa distribuidora

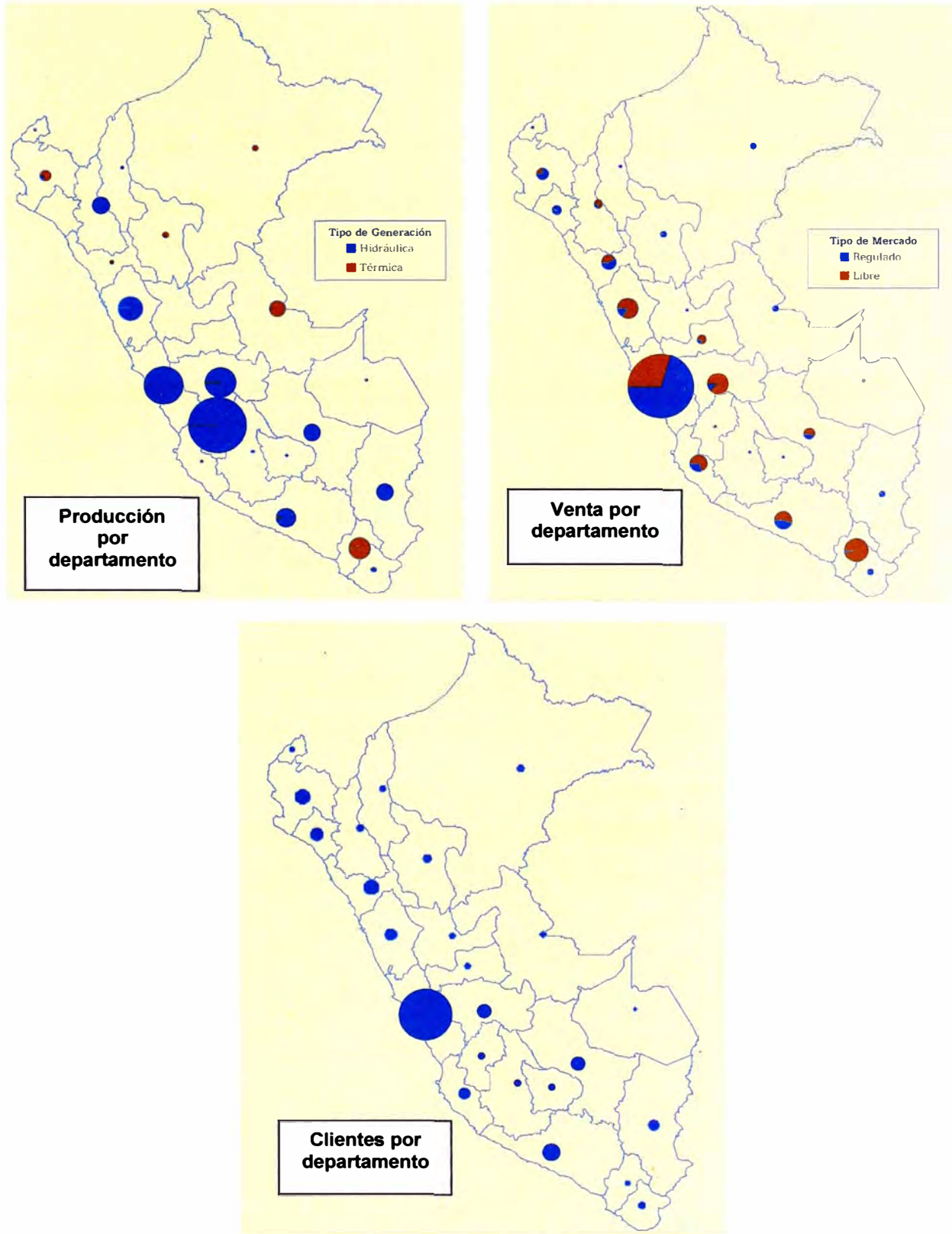
| Empresa | Suministros | | Porcentaje Dentro NTCSE (%) |
|---|------------------|------------------|-----------------------------------|
| | Total | Dentro NTCSE | |
| 1.- LUZ DEL SUR (EDS) | 676,198 | 676,198 | 100% |
| 2.- EDELNOR (EDN) | 867,644 | 861,969 | 99% |
| 3.- HIDRANDINA (HID) | 338,918 | 267,108 | 79% |
| 4.- SEAL (SEA) | 208,336 | 177,428 | 85% |
| 5.- ELECTRO CENTRO (ELC) | 296,608 | 128,595 | 43% |
| 6.- ELECTRO SUR ESTE (ESE) | 189,114 | 59,216 | 31% |
| 7.- ELECTRO PUNO (EPU) | 79,442 | 55,014 | 69% |
| 8.- ELECTRO SUR MEDIO (ESM) | 108,992 | 95,331 | 87% |
| 9.- ENOSA (ENO) | 212,131 | 141,212 | 67% |
| 10.- ELECTRO ORIENTE (EOR) | 105,614 | 75,264 | 71% |
| 11.- ELECTRO NORTE (ELN) | 162,886 | 119,725 | 74% |
| 12.- ELECTRO SUR (ELS) | 84,852 | 76,230 | 90% |
| 13.- ELECTRO UCAYALI (EUC) | 32,301 | 30,957 | 96% |
| 14.- EDECAÑETE (ECA) | 22,703 | 19,141 | 84% |
| 15.- EMSEMSA (EMP) | 5,157 | 5,157 | 100% |
| 16.- EMSEUSA (EMU) | 4,327 | 4,327 | 100% |
| TOTAL | 3,395,223 | 2,792,872 | 82% |
| Incluyendo Empresas Municipales: | 3,403,691 | | |



Fuente: OSINERG – Gerencia de Fiscalización Tarifaria

Anexo N° 22

Intensidad de producción, venta y clientes por departamento



Anexo N° 23

Inversiones ejecutadas por empresa 1990 - 2002 (miles US\$)

a. Inversiones ejecutadas por las empresas estatales 1990 - 2002 (miles US\$)

| N° | Nombre de la emp. | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | Total |
|----|--------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---------------|---------------|----------------|
| | Actividad de generación | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | ELECTROPERU | 42 220 | 11 497 | 54 215 | 49 330 | 22 137 | 23 670 | 26 810 | 39 439 | 14 522 | 19 314 | 20 688 | 3 172 | 4 468 | 331 482 |
| 2 | ELECTROLIMA | 488 | 16 018 | 16 956 | 19 043 | | | | | | | | | | 52 505 |
| 3 | EGEMSA | | | | | 3 135 | 4 517 | 2 892 | 4 895 | 5 062 | 13 312 | 34 590 | 12 855 | 4 446 | 85 705 |
| 4 | ELECTROANDES | | | | | | 198 | 1 167 | 1 015 | 467 | 3 786 | 2 922 | 949 | | 10 504 |
| 5 | EGASA | | | | | 2 797 | 1 496 | 4 194 | 6 890 | 29 742 | 31 717 | 17 715 | 2 532 | 344 | 97 426 |
| 6 | EGESUR | | | | | | 72 | 227 | 1 362 | 5 878 | 3 425 | 985 | 1 416 | 636 | 14 001 |
| 7 | SAN GABÁN | | | | | 6 459 | 8 465 | 29 977 | 49 636 | 48 509 | 39 138 | 24 716 | 7 751 | 643 | 215 294 |
| 8 | EGECEN | | | | | | | | | 10 360 | 25 640 | 21 600 | 47 602 | 67 261 | 172 463 |
| | Total | 42 708 | 27 515 | 71 171 | 68 373 | 34 528 | 38 418 | 65 267 | 103 237 | 114 539 | 136 332 | 123 216 | 76 277 | 77 798 | 979 380 |

| N° | Nombre de la emp. | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | Total |
|----|---------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--------------|------------|----------------|
| | Actividad de transmisión | | | | | | | | | | | | | | |
| | ELECTROPERU | 83 130 | 61 462 | 8 516 | 329 | | | | | | | | | | 153 437 |
| | ELECTROLIMA | 3 818 | 2 275 | 9 828 | 12 900 | | | | | | | | | | 28 821 |
| | ETECEN | | | | | 336 | 3 788 | 16 601 | 15 579 | 33 390 | 27 311 | 23 275 | 2 644 | 86 | 123 010 |
| | ETESUR | | | | | | 7 625 | 0 | 17 142 | 5 738 | 2 322 | 2 992 | 472 | 281 | 36 572 |
| | OLMOS | | | | | | | | 7 027 | 1 685 | 423 | | | 10 | 9 145 |
| | Total | 86 948 | 63 737 | 18 344 | 13 229 | 336 | 11 413 | 16 601 | 32 721 | 46 155 | 31 318 | 26 690 | 3 116 | 377 | 350 985 |

| N° | Nombre de la emp. | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | Total |
|----|----------------------------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------|
| | Actividad de distribución | | | | | | | | | | | | | | |
| | ELOR | 339 | 511 | 15 819 | 10 907 | 1 205 | 677 | 9 952 | 5 902 | 9 298 | 8 135 | 2 339 | 7 706 | 2 338 | 75 127 |
| | ELPUNO | | | | | | | | | | | 1 161 | 16 | 482 | 1 659 |
| | ELSE | 0 | 134 | 3 167 | 5 892 | 6 264 | 48 943 | 17 612 | 22 375 | 26 387 | 16 793 | 2 314 | 2 541 | 2 628 | 155 051 |
| | ELNM | 6 343 | 7 678 | 5 448 | 4 003 | 1 234 | 5 788 | 10 318 | | | | | | | 40 812 |
| | UCAYALI | | | | | | | | | | 1 122 | 1 363 | 559 | 337 | 3 381 |
| | ELC | 0 | 1 033 | 8 356 | 7 241 | 7 337 | 11 849 | 17 145 | 6 522 | | | | | 3 312 | 62 795 |
| | ELECTROLIMA | 63 | 12 342 | 21 804 | 24 126 | | | | | | | | | | 58 335 |
| | ENOSA | 0 | 1 081 | 6 374 | 11 083 | 10 700 | 10 705 | 12 108 | 19 868 | | | | | 1 744 | 73 663 |
| | ELNM | 0 | 408 | 2 094 | 4 122 | 4 819 | 16 692 | 4 796 | 1 239 | | | | | 8 368 | 42 538 |
| | ELN | 0 | 173 | 3 667 | 6 584 | 8 134 | 2 493 | 10 362 | 4 692 | | | | | 5 385 | 41 490 |
| | ELS | 178 | 15 | 1 346 | 1 496 | 1 211 | 998 | 3 856 | 2 857 | 1 957 | 1 093 | 1 293 | 999 | 1 537 | 18 836 |
| | CHAVIMOCHIC | | | | | | | | | | | 351 | 0 | | 351 |
| | SERSA | | | | | | | | | | 0 | 5 | 0 | 1 | 6 |
| | SEAL | 20 | 232 | 6 163 | 10 096 | 3 621 | 6 737 | 8 959 | 8 477 | 4 455 | 6 931 | 7 262 | 3 845 | 5 549 | 72 348 |
| | Total | 6 943 | 23 607 | 74 238 | 85 550 | 44 526 | 104 882 | 95 108 | 71 932 | 42 097 | 34 075 | 16 088 | 15 666 | 31 681 | 646 392 |

| | | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---------------|----------------|------------------|
| Total General | 136 599 | 114 859 | 163 753 | 167 152 | 79 390 | 154 713 | 176 976 | 207 890 | 202 791 | 201 725 | 165 994 | 95 059 | 109 856 | 1 976 756 |
|----------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---------------|----------------|------------------|

b. Inversiones ejecutadas por la Dirección Ejecutiva de Proyectos 1990 - 2002 (miles de US\$)

| N° | Nombre de la Insti | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | Total |
|----|--------------------------------------|------|------|------|-------|--------|--------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|
| | Plan de Electrificación Rural | | | | | | | | | | | | | | |
| | DEP | | | | 7 256 | 74 409 | 74 288 | 135 950 | 46 558 | 51 488 | 54 640 | 53 411 | 45 167 | 17 330 | 560 497 |

nte: MEM - DGE ; MEM - DEP

c. Inversiones ejecutadas de empresas privadas (de origen) de 1990 a 2002 (miles de US\$)

| Nombre de la empresa | 1994 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | Total |
|----------------------|------|------|------|--------|--------|---------|---------|--------|--------|---------|
| Generación | | | | | | | | | | |
| 1. ARCATA | | | | | | | | 9 | | 9 |
| 2. S&A PROHISA | | | | | | 0 | 1 291 | | | 1 291 |
| 3. ELEMENTOS LIMA | | | | 2 400 | 3 900 | 3 300 | 37 300 | 597 | | 47 497 |
| 4. ENP ENERGÍA | | | | 24 000 | | 6 147 | 25 | 24 | | 30 196 |
| 5. HUNGAR | | | | | 160 | 352 | 1 255 | 50 | | 1 817 |
| 8. SAHUA | | | 50 | 196 | 281 | 104 | 388 | 0 | | 1 019 |
| 7. HUANZA | | | | | | | | 2 965 | 1 275 | 4 240 |
| 8. GEPSA | | | | | 792 | 26 | 23 | | | 841 |
| 9. ENERSUR | | | | 32 416 | 37 157 | 104 711 | 86 324 | 970 | 5 090 | 266 667 |
| 10. GERTESA | | | | | 15 | 50 | 2 | | | 67 |
| 11. HUANCHOR HYDRO | | 14 | 144 | 667 | 363 | 379 | 3 286 | 12 544 | 4 375 | 21 772 |
| 1. HYDRO TAMBORAQUE | | | | | 156 | 244 | 300 | | | 700 |
| 1. ESA | | | | | | 20 | 0 | | | 20 |
| 1. COÑA POWER | | | | | | | 600 | | | 600 |
| 1. PARIAC | | | | | | | 147 | | | 147 |
| 1. SINERSA | | | | | 100 | | | 560 | 6 696 | 7 356 |
| 1. TARUCANI | | | | | | | | | 302 | 302 |
| 1. TERMOSELVA | | | | | | | | | 305 | 305 |
| Total | | 14 | 194 | 59 679 | 42 924 | 115 332 | 130 941 | 17 719 | 18 043 | 384 846 |

| Nombre de la empresa | 1994 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | Total |
|----------------------|------|------|------|------|--------|---------|---------|--------|--------|---------|
| Transmisión | | | | | | | | | | |
| 1. MANTAMINA | | | | | | | | 10 000 | | 10 000 |
| 2. CONENHUA | | | | | | | | 13 513 | | 13 513 |
| 3. TRANSMANTARO | | | | | 13 488 | 115 580 | 50 111 | 22 851 | 2 376 | 204 406 |
| 4. ETESEVA | | | | | | | | | 693 | 693 |
| 5. ISA | | | | | | | | | 30 275 | 30 275 |
| 6. REDESUR | | | | | | 23 909 | 52 138 | 12 263 | 2 556 | 90 866 |
| Total | | | | | 13 488 | 139 489 | 102 249 | 58 627 | 35 900 | 349 753 |

| Nombre de la empresa | 1994 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | Total |
|----------------------|------|------|------|------|--------|--------|--------|--------|------|---------|
| Distribución | | | | | | | | | | |
| 1. COEvisa | | | | | | 281 | 856 | 36 591 | 491 | 38 219 |
| 2. EPANGO | | | | | | | 24 | | | 24 |
| 3. ELC | | | | | 1 285 | 1 190 | 20 337 | 2 232 | | 25 044 |
| 4. ENOSA | | | | | 11 467 | 11 192 | 4 478 | 1 605 | | 28 742 |
| 5. ELNM | | | | | 1 196 | | 28 761 | 4 799 | | 34 756 |
| 6. ELN | | | | | 4 179 | 2 379 | 1 878 | 1 970 | | 10 406 |
| 7. EMSEMSA | | | | | | 17 | 13 | 2 | | 32 |
| 8. TOCACHE | | | | | | | 160 | | 85 | 245 |
| 9. EMSEUSA | | | 12 | 9 | 9 | 37 | 133 | | | 200 |
| Total | | | 12 | 9 | 18 136 | 15 097 | 56 640 | 47 200 | 576 | 137 669 |

Total General 14 206 59 688 74 547 269 918 289 830 123 546 54 519 872 268

d. Inversiones ejecutadas de empresas privadas (Privatizadas) 1994 a 2002 (miles de US\$)

| Nombre de la empresa | 1994 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | Total |
|----------------------|--------|-------|--------|---------|---------|---------|--------|--------|--------|---------|
| Generación | | | | | | | | | | |
| EGENOR | | | 521 | 19 214 | 42 870 | 37 036 | 26 544 | 12 531 | 5 340 | 144 056 |
| EDEGEL | 31 479 | 7 635 | 58 480 | 113 617 | 96 150 | 119 312 | 48 150 | 111 | 4 915 | 479 849 |
| ETEVENSA | | | 38 550 | 47 228 | 34 264 | 6 884 | 150 | 238 | 184 | 127 498 |
| EEPSA | | | 6 | 469 | 34 617 | 2 336 | 7 763 | 1 342 | 916 | 47 449 |
| SHOUGESA | | | | | | | 894 | 1 554 | 644 | 3 092 |
| Total | 31 479 | 7 635 | 97 557 | 180 528 | 207 901 | 165 568 | 83 501 | 15 776 | 11 999 | 801 944 |

| Nombre de la empresa | 1994 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | Total |
|----------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|
| Transmisión | | | | | | | | | | |
| REPSA | | | | | | | | | 1 380 | 1 380 |
| Total | | | | | | | | | 1 380 | 1 380 |

| Nombre de la empresa | 1994 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | Total |
|----------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|
| Distribución | | | | | | | | | | |
| EDELNOR | 9 021 | 23 889 | 53 642 | 56 848 | 30 900 | 41 037 | 36 000 | 40 011 | 30 160 | 321 508 |
| ELSM | | | | 3 330 | 4 169 | 2 487 | 3 356 | 1 847 | 935 | 16 124 |
| EDECANETE | | | | | | | 222 | 239 | 509 | 970 |
| LUZ DEL SUR | 19 854 | 34 628 | 44 516 | 39 342 | 41 203 | 28 805 | 26 900 | 29 419 | 32 641 | 297 508 |
| Total | 28 875 | 58 517 | 98 158 | 99 520 | 76 272 | 72 329 | 66 478 | 71 516 | 64 445 | 636 110 |

Total General 60 354 66 152 195 715 280 048 284 173 237 897 149 979 87 292 77 824 1 439 434

TOTAL 60 354 66 166 195 921 339 736 358 720 507 815 439 809 210 838 132 343 2 311 702

Anexo N° 24

Principales proyectos de la última década

a. Proyectos en generación

| Año | Central | Potencia (MW) |
|------|----------------------------|---------------|
| 1994 | C.T. Ventanilla | 220 |
| 1997 | Ampliación C.T. Ventanilla | 300 |
| | C.T. Talara | 96 |
| | C.T. Ilo TG 1 | 38 |
| | C.T. Ilo TG 2 | 42 |
| 1998 | C.T. Aguaytia | 155 |
| | C.H. Gallito Ciego | 37 |
| 1999 | C.T. Mollendo | 90 |
| | C.H. San Gaban | 110 |
| 2000 | C.H. Yanango | 42 |
| | C.H. Chimay | 142 |
| | C.T. Ilo 2 Crabon | 135 |

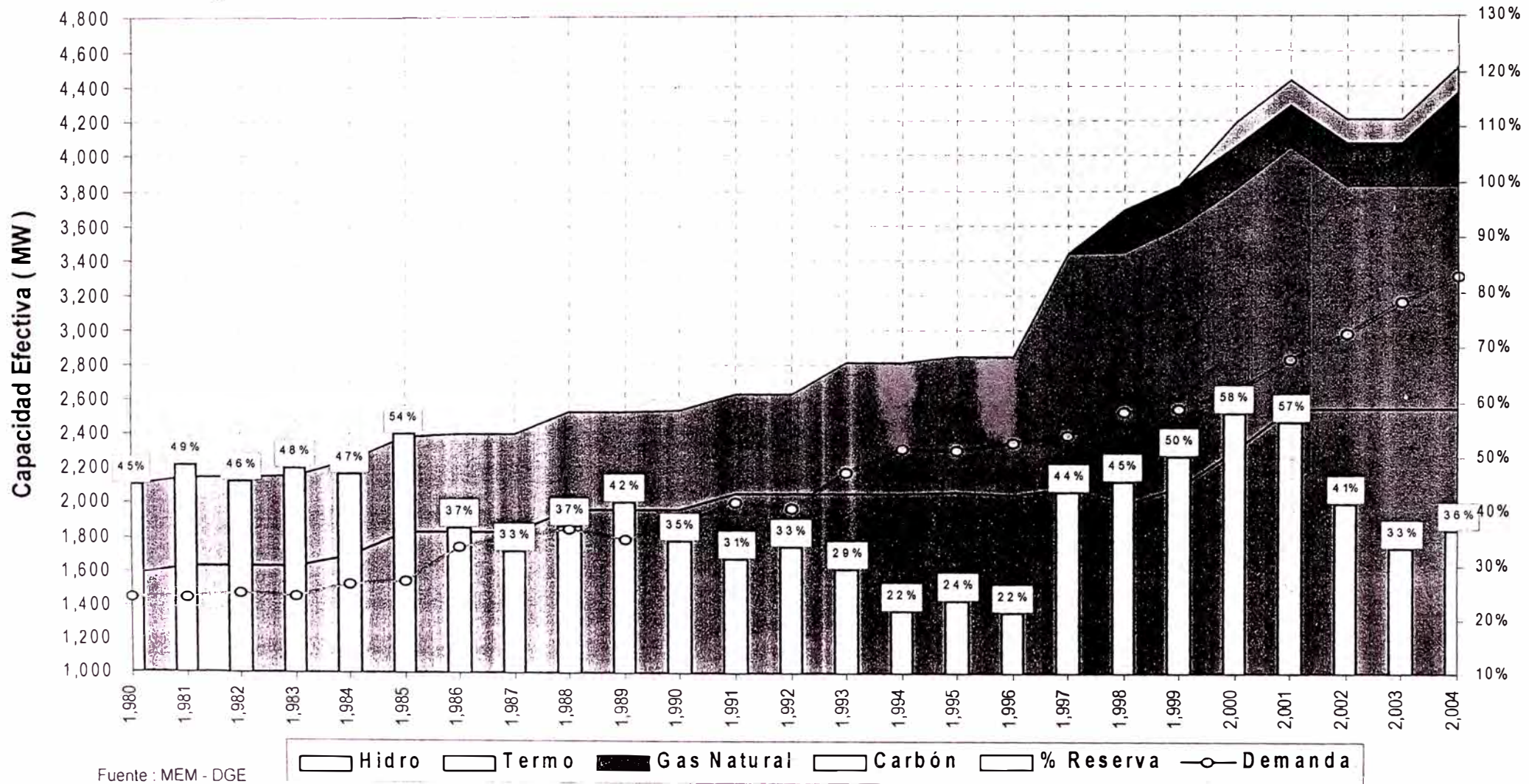
b. Proyectos en transmisión

| Año | Línea de Transmisión | Tensión (kV) |
|------|-------------------------------|--------------|
| 1995 | Cachimayo - Abancay | 138 |
| 1996 | Talara - Piura | 220 |
| | Tintaya - Santuario | 138 |
| 1998 | Aguaytia - Tingo María | 220 |
| | Tingo María - Paramonga | 220 |
| | Yuncán - Carhuamayo | 220 |
| | Yaupi - Oxapampa | 138 |
| | Aucayacu - Tocache | 138 |
| | Cerro Verde - Mollendo | 138 |
| 1999 | Talara - Zorritos | 220 |
| 2000 | Mantaro - Socabaya | 220 |
| | Yanango - Pachachaca | 220 |
| | Chimay - Yanango | 220 |
| | Ilo2 - Ttrujillo (*) | 220 |
| | Socabaya - Moquegua (**) | 220 |
| 2001 | Moquegua - Puno | 220 |
| | Moquegua - Tacna | 220 |
| | San Gabán - Azángaro | 138 |
| 2002 | Oroya - Carhuamayo - Paragsha | 220 |
| | Paragsha - Vizcarra | 220 |
| | Aguaytia - Pucallpa | 138 |

Fuente: MEM - DGE

Anexo N°25

Evolución la Potencia Efectiva, Máxima Demanda y la Reserva



Fuente : MEM - DGE

Anexo N° 26 : Plan de Electrificación Rural 2003 – 2012

INVERSIONES Y METAS ANUALES

| N° | DESCRIPCION | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | TOTAL 2003-2012 |
|---|------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-------------------------|
| I.- INVERSIONES (miles de dólares) | | | | | | | | | | | | Miles de Dólares |
| | A. ESTUDIOS | 2 158 | 2 582 | 2 142 | 2 370 | 2 421 | 2 763 | 3 046 | 2 325 | 3 593 | | 23 400 |
| | B. OBRAS | 132 324 | 81 191 | 84 161 | 89 481 | 92 132 | 90 120 | 89 681 | 91 687 | 91 723 | 94 523 | 937 023 |
| 1 | LINEAS DE TRANSMISION | 30 815 | 17 072 | 20 010 | 22 156 | 26 971 | 19 618 | 20 277 | 15 802 | 39 860 | 26 509 | 239 090 |
| 2 | PEQUEÑOS SISTEMAS ELECTRICOS | 98 389 | 57 816 | 53 120 | 54 239 | 46 389 | 51 808 | 50 524 | 57 005 | 32 733 | 48 884 | 550 907 |
| 3 | CENTRALES HIDROELECTRICAS | 2 320 | 3 676 | 8 168 | 3 261 | 2 316 | 2 238 | 2 238 | 2 238 | 2 238 | 2 238 | 30 931 |
| 4 | CENTRALES TERMICAS | | 336 | 414 | 414 | 414 | 414 | 350 | 350 | 350 | 350 | 3 392 |
| 5 | MODULOS FOTOVOLTAICOS | 800 | 1 792 | 1 950 | 7 411 | 14 042 | 14 042 | 14 042 | 14 042 | 14 042 | 14 042 | 96 205 |
| 6 | CENTRALES EOLICAS | | 499 | 499 | 2 000 | 2 000 | 2 000 | 2 250 | 2 250 | 2 500 | 2 500 | 16 498 |
| | TOTAL INVERSIONES | 134 482 | 83 773 | 86 303 | 91 851 | 94 553 | 92 883 | 92 727 | 94 012 | 95 316 | 94 523 | 960 423 |
| II.- METAS FISICAS | | | | | | | | | | | | |
| 1 | LINEAS DE TRANSMISION (km) | 425 | 171 | 287 | 246 | 297 | 222 | 233 | 230 | 422 | 395 | 2 928 |
| 2 | PEQUEÑOS SISTEMAS ELECTRICOS (km) | 5 162 | 2 546 | 2 305 | 2 444 | 1 812 | 2 413 | 2 513 | 2 770 | 1 775 | 2 827 | 26 567 |
| 3 | CENTRALES HIDROELECTRICAS (kW) | 320 | 694 | 1 812 | 707 | 744 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 7 277 |
| 4 | CENTRALES TERMICAS (kW) | | | 635 | 635 | 635 | 635 | 535 | 535 | 535 | 535 | 4 680 |
| 5 | MODULOS FOTOVOLTAICOS (kW) | 50 | 50 | 125 | 475 | 900 | 900 | 900 | 900 | 900 | 900 | 6 100 |
| 6 | CENTRALES EOLICAS (kW) | | | | 800 | 800 | 800 | 900 | 900 | 1 000 | 1 000 | 6 200 |
| 7 | POBLACION BENEFICIADA (Habitantes) | 652 151 | 463 954 | 378 245 | 366 308 | 456 551 | 421 781 | 384 498 | 412 753 | 303 198 | 387 618 | 4 227 057 |
| 8 | COEFICIENTE DE ELECTRIFICACION | 78% | 80% | 81% | 83% | 84% | 86% | 87% | 88% | 89% | 91% | |