

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**ESTRATEGIAS COMERCIALES DE UNA EMPRESA DE
GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

LUIS ENRIQUE CABRERA CONTRERAS

**PROMOCIÓN
1998 – II**

LIMA – PERÚ

2003

*Dedico este trabajo a:
Mis padres, inspiración plena de lucha y
sacrificio,
Mis Hermanos, por el apoyo incondicional en
mi carrera,
Y mis sobrinos esperanza de superación.*

**ESTRATEGIAS COMERCIALES DE UNA EMPRESA DE GENERACION
DE ELECTRICIDAD**

SUMARIO

El presente trabajo pretende exponer criterios y metodologías aplicadas en el desarrollo de una estrategia comercial de una empresa de generación de electricidad en un mercado de competencia. Para tal propósito, el documento se ha dividido en cinco capítulos.

En el capítulo I, se analiza el mercado mayorista de electricidad en el Perú; así mismo se describe los tipos de mercados eléctricos existentes en la que un generador de energía eléctrica está permitido de realizar transacciones comerciales.

El capítulo II, hace referencia a los criterios para definir una estrategia comercial; así como los planes de mercadeo futuros de una empresa de generación eléctrica en el mediano y largo plazo.

El capítulo III, se desarrolla la estrategia comercial de corto plazo en base a procedimientos utilizados en el negocio eléctrico, es decir se detalla la forma en que debe planificarse en como mantener así como también ganar mayor participación en el mercado.

El capítulo IV, se describen las herramientas computacionales a utilizar para formular una estrategia comercial y definir los lineamientos en la política comercial de una empresa de generación eléctrica.

El capítulo V, se realiza una presentación general de una aplicación de la estrategia comercial descrita en el capítulo anterior.

Finalmente, se presentan dos anexos que permiten una mejor comprensión de los criterios utilizados en la formulación de una estrategia comercial.

ÍNDICE

PRÓLOGO

CAPÍTULO I

MERCADOS ELÉCTRICOS

1.1	Organización del sector eléctrico	3
1.2	Funcionamiento del mercado	6
1.3	Negocios eléctricos	10
1.4	Tipos de mercados eléctricos	11
1.5	Mercados eléctricos de un generador	12
1.5.1	Mercado spot	12
1.5.2	Mercado regulado	19
1.5.3	Mercado libre	24
1.6	Análisis comparativo entre mercados	32

CAPÍTULO II

LINEAMIENTOS PARA DEFINIR UNA ESTRATEGIA COMERCIAL

2.1	Funciones de una empresa de generación	40
2.2	Planeamiento estratégico	42
2.3	Objetivos de la empresa	50
2.4	Área comercial	53

2.5	Metas de mediano y largo plazo	56
2.6	Lineamientos de una estrategia comercial	60
2.7	Análisis considerado en la definición de los lineamientos de una estrategia comercial	63

CAPÍTULO III

DESARROLLO DE UNA ESTRATEGIA COMERCIAL

3.1	Visión general	66
3.2	Organización	67
3.3	Proceso de gestión comercial	70
3.4	Actividades implementadas	73
3.5	Resultados	92
3.6	Análisis considerado en el desarrollo de una estrategia comercial	93

CAPÍTULO IV

MODELOS COMPUTACIONALES UTILIZADOS EN EL DESARROLLO DE UNA ESTRATEGIA COMERCIAL

4.1	Relación funcional entre modelos	96
4.2	Modelo Perseo	98
4.3	Modelo de análisis de portafolio de clientes	105
4.4	Modelo de evaluación económica de contratos	115
4.5	Análisis de los modelos computacionales a utilizar en una estrategia comercial	124

CAPÍTULO V**APLICACIÓN DE LOS MODELOS DE ANÁLISIS DE PORTAFOLIO Y DE
EVALUACIÓN ECONÓMICA DE CONTRATOS**

5.1	Análisis del portafolio de clientes	127
5.2	Evaluación económica de un contrato	136
5.3	Análisis de la aplicación de los modelos de portafolio y de evaluación económica de contratos	146
	CONCLUSIONES	150
	ANEXOS	154
	Anexo A: Procedimiento: Valorización de energía y potencia	155
	Anexo B: Aplicación: Valorización de contratos y transferencia	160
	BIBLIOGRAFÍA	181

PRÓLOGO

La competencia creciente de los mercados eléctricos, sobre todo en el sector de la generación, crea la necesidad y cada vez con mayor importancia por parte de las empresas de generación colocar un mayor énfasis en la planeación comercial en el corto, mediano y largo plazo las cuales les permitan afrontar con éxito los riesgos inherentes al mercado y por consiguiente lograr sus objetivos planteados.

La planeación comercial para una empresa de generación necesita previamente de la evaluación del mercado actual, es decir, conocer a priori los participantes en lo referente a la oferta y la demanda, el cual proporcionará un mejor panorama que conduzca a establecer un mercado objetivo en el presente y sobre todo en el futuro. Asimismo es de vital importancia conocer los diferentes tipos de mercados eléctricos así como las transacciones comerciales y riesgos presentes en cada uno de ellos que permitan a un generador saber como actuar en forma eficiente en un mercado competitivo.

El objetivo del presente trabajo es exponer criterios y metodologías desarrolladas en el planeamiento comercial, aplicadas por una empresa de generación de electricidad en un mercado de competencia. Complementariamente a esto, se ha desarrollado modelos computacionales que permitirán analizar la cartera de clientes en cada uno de los mercados en que un generador tiene participación, así como realizar la evaluación económica, y pronosticar la rentabilidad a obtener por medio de contratos de suministro de energía.

La metodología planteada en este trabajo, ha consistido en lograr sintetizar en forma académica la experiencia profesional adquirida en la ejecución de estrategias comerciales en una empresa de generación presente en el mercado eléctrico. Se ha desarrollado los lineamientos y actividades más importantes que son tomados en consideración en la elaboración, desarrollo y ejecución de dichas estrategias comerciales, para tal fin, se ha utilizado bibliografía, información y estadísticas, modelos concernientes al sector eléctrico.

CAPÍTULO I

MERCADOS ELÉCTRICOS

1.1. Organización del Sector Eléctrico

La Ley de Concesiones Eléctricas, promulgada en 1992, y el proceso de privatización, iniciado en 1994, han significado una transformación radical del mercado eléctrico peruano. Se pasó de una estructura de mercado en que las empresas estatales desarrollaban de manera integrada las actividades de generación, transmisión y distribución, a una en la que se dividió la industria en cada una de estas actividades y se introdujo competencia en los segmentos donde ésta era posible. La generación es un mercado abierto a la competencia. Ello quedó definido con la libertad de ingreso al mercado de cualquier agente, teniendo como requisito, además de los trámites formales de rigor, la entrega de estudios de impacto ambiental y, en el caso de la generación hidráulica, la obtención de la concesión por parte del MEM. Actualmente, siete empresas de generación son propiedad del estado, tres empresas de propiedad mixta con mayoría privada, y ocho empresas de propiedad privada. La distribución, generalmente considerada como monopolio natural, se otorga en concesión, por zonas geográficas y previo concurso. En el caso de la distribución, el

ingreso de los competidores privados fue el resultado de concursos públicos internacionales, en los que fueron evaluadas las capacidades técnica y económica de los postores. La transmisión, es decir el vínculo entre generadores y distribuidores, es considerado también como un monopolio natural, operando bajo las disposiciones de un conjunto de reglas que garantizan el acceso no discriminatorio al sistema. En transmisión, el Estado inicio hace tres años la apertura del sector a la inversión privada. Como resultado participan actualmente cuatro operadores privados en este segmento. Desde octubre del 2000, el Consorcio Transmantaro y la empresa Red Eléctrica del Sur se incorporaron al mercado como operadores de parte de los activos del Sistema Principal de Transmisión del nuevo Sistema Interconectado Nacional. En el presente año, se ha dado inicio de las operaciones de las líneas de transmisión Aguaytía-Pucallpa, de la empresa Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A., y recientemente a través de la concesión de los Sistemas de Transmisión de ETECEN y ETESUR, a Red de Energía del Perú.

Como consecuencia, el sector eléctrico ha sido uno de los sectores económicos de mayor crecimiento en la década del 90. La producción de energía eléctrica tuvo una tasa de crecimiento promedio de 4,3%. El coeficiente de electrificación del país ha aumentado de 55% en 1993, a 75% en el 2001, y se tiene previsto que llegará a 81% a fines del 2005. La actividad eléctrica está compuesta por los siguientes actores:

- Clientes, existen dos tipos: los libres que tienen una demanda de potencia superior a 1,0 MW, y los regulados con una demanda inferior a 1,0 MW.

- Empresas Eléctricas de Servicio Público, divididas en tres rubros: generadoras, transmisoras y distribuidoras, pertenecientes al Sistema Interconectado Nacional (SINAC) o a los Sistemas Aislados.
- Comité de Operación Económica del Sistema (COES), conformado por las empresas de generación y transmisión del SINAC, cuyo objetivo principal es determinar el orden de despacho de energía del sistema al mínimo costo.
- Autoproductores, empresas privadas que producen energía para consumo propio y en algunos casos se encuentran conectadas a los sistemas eléctricos.

Las responsabilidades de regulación y supervisión del mercado eléctrico peruano son compartidas por las siguientes entidades, que se agrupan en el Sistema de Supervisión de la Inversión en Energía:

- Ministerio de Energía y Minas (MEM), encargado de velar por el cumplimiento del marco legal vigente (Ley de Concesiones Eléctricas), así como conducir las políticas energéticas de mediano y largo plazo, y promover la inversión privada en el sector.

Además, es el organismo que otorga las concesiones y autorizaciones para participar en el negocio eléctrico peruano.

- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG), que tiene la misión de supervisar y fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas del sector eléctrico. Este organismo también debe velar por el cumplimiento de la normatividad que regula la calidad y eficiencia del servicio brindado al usuario así como de las obligaciones asumidas por los concesionarios en los contratos de

concesiones eléctricas. En mayo del 2001, la Comisión de tarifas de Energía (CTE) se fusionó por absorción con OSINERG, conformando la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, responsable de proponer al Consejo Directivo del OSINERG las tarifas de venta de energía en el mercado regulado.

- Instituto de Defensa de la Competencia y de la propiedad intelectual (INDECOPI), encargado de velar por el cumplimiento de la Ley Antimonopolio Antioligopolio del sector eléctrico.

1.2. Funcionamiento del Mercado

En la figura N° 1.1 se presenta una explicación simplificada del funcionamiento del mercado de electricidad. Las empresas generadoras – térmicas e hidráulicas – se interconectan al sistema de transmisión principal (SPT) haciendo uso de redes secundarias de transmisión (SST) para entregar la energía generada. Una vez que la energía es depositada por los generadores en el SPT, los distribuidores la recogen y conducen hasta estaciones de transformación, en donde se reduce la tensión a fin de que la energía pueda ser utilizada por clientes domésticos e industriales.

FUNCIONAMIENTO DE UN SISTEMA ELECTRICO SIMPLE

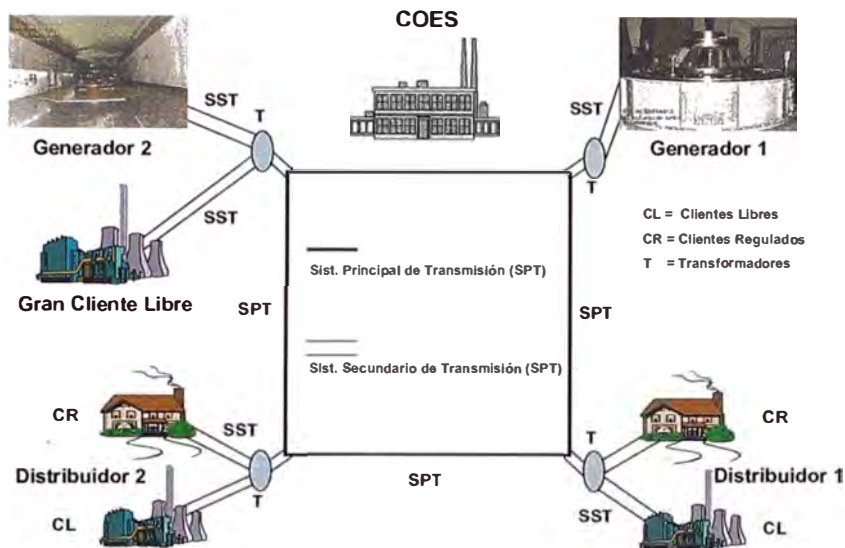


Figura N° 1.1: Funcionamiento de un sistema eléctrico simple

Un elemento fundamental para el funcionamiento del sistema lo constituye el COES. El COES es un centro de despacho de carga integrado por los titulares de las empresas de generación y de transmisión principal, de acuerdo a lo establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento. El COES tiene por función despachar las centrales de generación de manera que el costo de operación del sistema en su conjunto sea el mínimo. A grandes rasgos la labor del COES consiste en elaborar un ranking de despacho (producción) de energía de acuerdo a los costos y rendimiento de las centrales de las empresas de generación que lo integran y ordenar el despacho en orden creciente de acuerdo a los costos variables de generación de las centrales.

La función de despacho del COES se traduce en la obligatoriedad de las empresas generadoras de entregar energía eléctrica al sistema en el momento que la programación de despacho óptimo así lo indique. De esta forma el COES garantiza que la energía comercializada en el sistema sea producida al mínimo costo posible. Cabe destacar que la actividad de comercialización de las generadoras es independiente de la actividad de producción o despacho en el COES (las transferencias de energía y potencia entre generadores que se liquidan mensualmente). Las ventas de las generadoras son producto de los contratos con sus clientes (distribuidoras o clientes libres) en el mercado libre o regulado.

En el COES todas las transacciones se efectúan a costo marginal instantáneo, que es igual al costo variable de operación de la última central que sea necesario operar para abastecer el consumo total del sistema en ese momento.

Es importante notar entonces que, en esencia, el COES desempeña un rol de “formador de un mercado competitivo”, es decir, opera un sistema que genera precios y cantidades de competencia.

En setiembre del 2000, a raíz de la interconexión de los sistemas eléctricos (SICN y SISUR), se modificó la conformación del directorio del COES y el mecanismo de elección de sus miembros con el fin de adecuarlo a un sistema con una mayor cantidad de miembros (SINAC). De acuerdo con la nueva disposición, el Directorio es elegido por los representantes de los generadores y transmisores por un período de un año. El número de miembros asciende a nueve (bajo el esquema anterior, cada

empresa miembro del COES contaba con un representante en el Directorio), ocho de los cuales son designados por los integrantes de generación y uno por los integrantes de transmisión. Para elegir a los ocho integrantes de generación, cada empresa generadora tiene derecho a una cantidad de votos equivalente a ocho veces el número entero de su potencia efectiva total (MW). Una nueva característica del Directorio del COES es que desde el año 2001 cuenta con la presencia de dos veedores con derecho a voz y sin derecho voto, uno de ellos como representante de los distribuidores y otro como representante de los clientes libres.

En la figura N° 1.2 se resume la organización del mercado, las relaciones entre sus diferentes componentes y los mecanismos de fijación de precios.

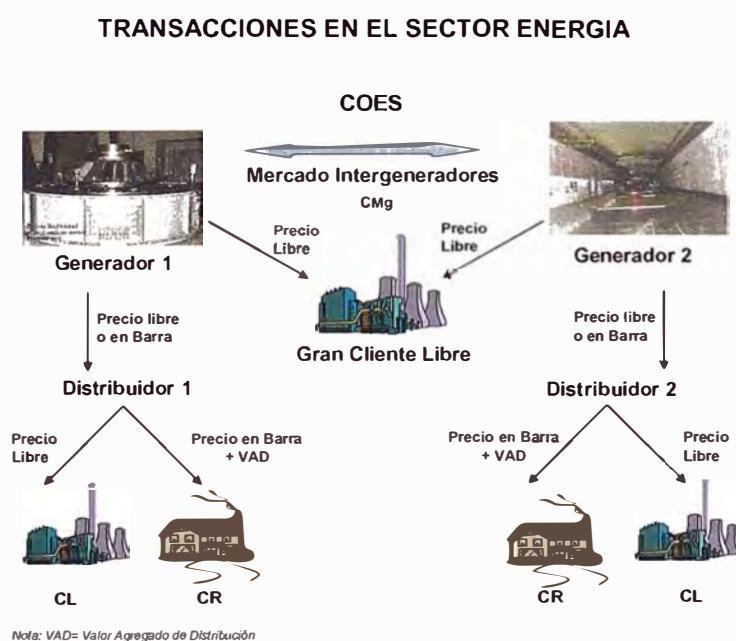


Figura N° 1.2: Transacciones en el sector energía

1.3. Negocios Eléctricos

Los tipos de negocios eléctricos son los siguientes:

Del Generador

- 1) Entre generadores, por transferencias de potencia y energía a costo marginal de corto plazo, determinado por el COES.
- 2) Con clientes libres, por venta de potencia y energía a precios libres.
- 3) Con distribuidores, por venta de potencia y energía a precios regulados por el OSINERG para clientes regulados y a precios libres para clientes libres.

Del Transmisor

- 1) Con generadores, por costos de transmisión a precios regulados.
- 2) Con distribuidores, por costos de transmisión a precios regulados.
- 3) Con clientes libres, por costos de transmisión a precios regulados.

Del Distribuidor

- 1) Con clientes regulados, por venta de potencia y energía a tarifas fijadas por el OSINERG.
- 2) Con clientes libres, por venta de potencia y energía a precios libres.
- 3) Con generadores, por costos de transmisión y/o distribución a precios regulados.

1.4. Tipos de Mercados Eléctricos

De acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento el mercado eléctrico está compuesto por los siguientes mercados:

- Mercado Libre, constituido por aquellos clientes finales con potencia contratada superior a 1000 kW, corresponde a negocios de largo plazo a precios libres y se transan con potencia y energía firmes.
- Mercado de Servicio Público, constituidos por clientes regulados con potencia contratada igual o menor a 1000 kW, corresponde a negocios de largo plazo a precios regulados y se transan con potencia y energía firmes.
- Mercado Intergeneradores, constituido por las transferencias de potencia y energía entre generadores por despacho económico, corresponde a negocios de corto plazo, a precios regulados.
- Mercado de Oportunidad, constituido por ventas de potencia y energía, según disponibilidad, corresponde a negocios de corto plazo a precios libres y se transan con energía no firme.

1.5. Mercados Eléctricos de un Generador

1.5.1. Mercado Spot

Dentro del sector eléctrico nacional existe un sistema de producción o despacho centralizado de energía a cargo del Comité de Operación Económica del Sistema (COES) mediante el cual la producción de cada central interconectada al sistema eléctrico es despachada de acuerdo a sus costos variables de operación. El COES es una institución integrada por empresas de generación y transmisión principal, encargado de minimizar el costo conjunto de operación del sistema eléctrico, preservando la calidad y seguridad de suministro.

Agentes Participantes

La generación eléctrica en el país está a cargo de dieciocho empresas de servicio público (estatales y privadas) que forman parte del SINAC, de empresas autoproductoras y de empresas generadoras de sistemas aislados. De las dieciocho, siete son de propiedad del estado (Atocongo, Chavimochic, Electroperú, Egasa, Egesur, Egemsa y San Gabán), dos son de propiedad mixta (Etevensa y EEPSA) y nueve de propiedad privada (Edegel, Egenor, Enersur, CNP Energía, Electroandes, Cahua, Aguaytia, Shougesa y Sinersa). En el COES-SINAC participan quince empresas generadoras (sólo participan las empresas generadoras que cumplan con tener más del 1% de la potencia efectiva del SINAC, y comercialicen más del 15% de su energía producida), cinco de las cuales son de propiedad del estado (Electroperú, Egasa, Egesur, Egemsa y San Gabán), dos son de propiedad mixta pero

con mayoría accionaria privada (Etevensa y EEPSA) y ocho de propiedad privada (Edegel, Egenor, Enersur, CNP Energía, Electroandes, Cahua, Aguaytia, Shougesa).

La participación del mercado en la generación según potencia instalada y energía producida en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional se muestra en las tablas N° 1.1 y N° 1.2 respectivamente:

Tabla N° 1.1: Potencia de las empresas generadoras del SINAC (MW)

Año 2001

Empresa	Potencia Instalada (MW)	Potencia Efectiva 1_/ (MW)			Participación 2_/ (%)
		Hidráulica	Térmica	Total	
Electroperú	1029.6	841.5	18.3	859.8	19.6
Cahua	48.8	47.6		47.6	1.1
CNP-Energía	62.6	38.1	24.6	62.7	1.4
Edegel	1070.6	739.4	262.0	1001.4	22.9
Etevensa	339.2	0.0	328.1	328.1	7.5
Eepsa	143.6	0.0	145.9	145.9	3.3
Aguaytia	172.6	0.0	156.5	156.5	3.6
Egenor	544.5	351.6	191.0	542.6	12.4
Electroandes	183.7	173.9	0.0	173.9	4.0
Shougesa	63.6	0.0	63.6	63.6	1.5
Egasa	347.0	169.6	154.7	324.3	7.4
Egesur	62.3	34.9	26.4	61.3	1.4
Egamsa	106.6	90.7	12.1	102.8	2.3
Enersur	374.0	0.0	364.7	364.7	8.3
San Gabán	156.5	112.9	33.4	146.3	3.3
Total 2001	4705.2	2600.2	1781.3	4381.5	100.0

1_/ Cantidad máxima de potencia que puede presentar una central bajo condiciones climáticas normales, descontando además las pérdidas en la transmisión

2_/ Respecto a la potencia efectiva total

Fuente: OSINERG

Tabla N° 1.2: Producción neta de energía eléctrica del SINAC (MW.h)

Año 2001

Empresa	Energía Bruta			Consumo Propio de Centrales	Pérdidas de Transmisión	Total Energía Neta	Participación (%)
	Hidráulico	Térmico	Total				
	(MW.h)						
Electroperú	6,904,746	22,704	6,927,450	47,221	380,055	6,500,174	37.43
Cahua	232,294	-	232,294	908	19,503	211,883	1.22
CNP-Energía	194,889	8,415	203,304	809	2,363	200,132	1.15
Edegel	4,338,262	17,328	4,355,590	59,754	123,090	4,172,746	24.03
Etevensa	-	9,275	9,275	62	-	9,213	0.05
Eepsa	-	297,168	297,168	12,876	4,451	279,841	1.61
Aguaytia	-	447,375	447,375	2,381	7,889	437,105	2.52
Egenor	1,697,902	8,004	1,705,906	4,998	78,588	1,622,320	9.34
Electroandes	1,178,475	-	1,178,475	8,428	62,382	1,107,665	6.38
Shougesa	-	11,497	11,497	3,110	20,439	(12,052)	(0.07)
Egasa	1,087,671	19,369	1,107,040	6,155	16,793	1,084,092	6.24
Egesur	94,881	45,619	140,500	9,063	9,473	121,964	0.70
Egamsa	326,016	280	326,296	1,186	27,472	297,638	1.71
Enersur	-	764,261	764,261	81,197	11,225	671,839	3.87
San Gabán	734,863	308	735,171	849	74,704	659,618	3.80
Total 2001	16,789,999	1,651,603	18,441,602	238,997	838,427	17,364,178	100

Fuente: OSINERG

El criterio de optimización que aplica el Comité de Operación Económica del Sistema consiste en minimizar el costo global actualizado de operación y falla, preservando la seguridad de servicio del sistema eléctrico.

La minimización de los costos de operación se obtiene despachando las centrales que tienen menores costos de operación. La información necesaria para realizar el despacho de centrales que minimiza el costo de operación del sistema es obtenida de las propias empresas a través de un procedimiento establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento. El costo variable de operación de la última central requerida para cubrir la demanda constituye el costo marginal de corto plazo

de la energía. A continuación se muestra en la figura N° 1.3 la evolución histórica de los Costos Marginales Promedio de energía en el sistema eléctrico peruano.

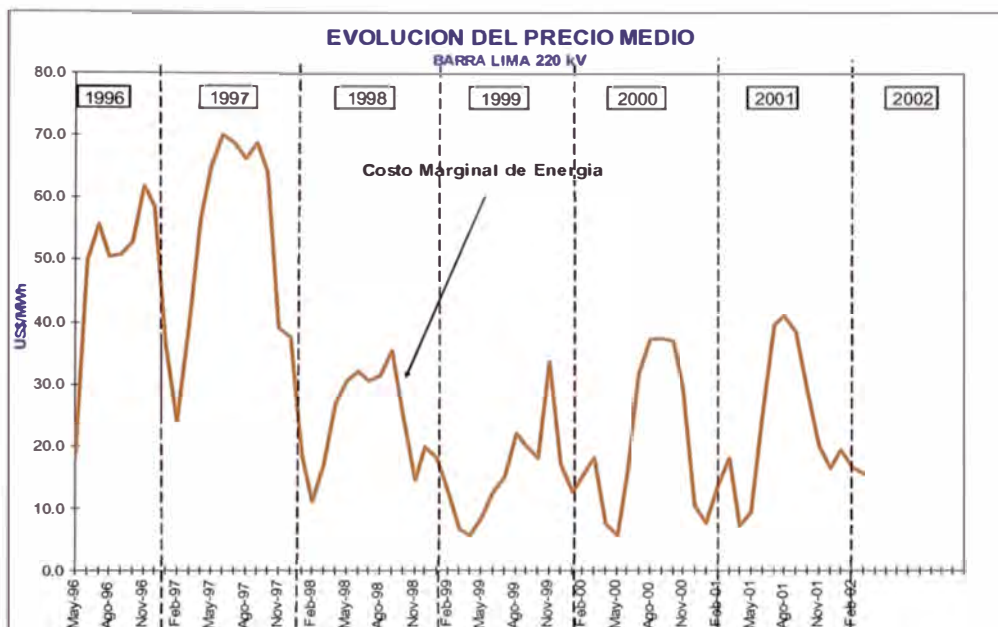


Figura N° 1.3: Evolución del costo marginal promedio de energía

Fuente: COES

La operación centralizada del sistema eléctrico hace que cada una de las unidades despachadas inyecte energía a la red para que sea retirada por todos los consumidores, sin importar los contratos que cada consumidor posea con otras empresas de generación; por tanto las decisiones de operación de las máquinas generadoras se toman con independencia de los contratos o compromisos comerciales de venta que cada empresa tenga, originándose necesariamente transferencias de energía y potencia entre integrantes del Comité de Operación Económica del Sistema.

Las transacciones entre generadores remuneran a los generadores efectivamente despachados a través de la energía suministrada a los clientes cuyo generador no pudo proveerlos. La energía involucrada en estas transacciones es valorizada de acuerdo al precio spot correspondiente a la operación real del sistema en el periodo de transacción.

Como resultado del despacho efectuado por el COES, algunas empresas de generación resultan “superavitarias”, es decir, producen más energía que la que sus clientes retiran del sistema; mientras que otras empresas resultan siendo “deficitarias”, es decir, producen menos energía que la que sus clientes retiran del sistema. Las transacciones entre generadores al interior del COES constituyen así una suerte de mercado en el que las empresas superavitarias transfieren o venden el excedente de energía a las deficitarias, es decir, a aquellas que, por razones de costos o indisponibilidad, no son requeridas para el despacho.

Además, de las transferencias de energía, en el COES las empresas realizan aportes de potencia que permiten cubrir la máxima demanda del sistema. El pago que reciben las empresas por el despacho de potencia permite a estas recuperar parte de los costos involucrados en la inversión y mantenimiento de capacidad disponible para cubrir las necesidades de la demanda. La remuneración por la potencia que los generadores aportan al sistema es un procedimiento que busca repartir entre todos los generadores el valor de la potencia necesaria para cubrir la máxima demanda del sistema más un margen de reserva que brinde seguridad al mismo. Desde esa perspectiva, no todos los generadores reciben pagos por potencia, sino solo aquellos

que aportan potencias al sistema en el momento en el momento en que la máxima demanda ocurre.

Finalmente, el COES debe garantizar la estabilidad física del sistema eléctrico, lo que supone que las empresas de generación integrantes, deben poner a disposición del sistema, además de energía y potencia, otros servicios que permitan mantener la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico. Dichos servicios, necesarios para cubrir los requerimientos de frecuencia y tensión del sistema, son provistos solo por algunos generadores que cuentan con centrales cuyas características tecnológicas así lo permiten. El marco legal vigente establece los procedimientos para la determinación y valorización de dichos servicios.

Seguidamente, en la tabla N° 1.3 se muestra la participación de cada una de las empresas integrantes del COES a través de la compra y/o venta de energía en el mercado spot.

Tabla N° 1.3: Compra y/o venta de energía en el mercado spot (MW.h)

Año 2001

Empresa	Compra de Energía		Venta de Energía		Neto (Venta-Compra)	
	MW.h	Participación (%)	MW.h	Participación (%)	MW.h	Participación 1_/ (%)
Electroperú	275,669.0	8.8	758,540	21.7	482,871.0	132.92
Cahua	161,023.0	5.1	1,108	0.0	(159,915.0)	(44.02)
CNP-Energía	1,773.0	0.1	196,419	5.6	194,646.0	53.58
Edegel	-	-	1,241,906	35.5	1,241,906.0	341.86
Etevensa	514,134.0	16.4	9,213	0.3	(504,921.0)	(138.99)
Eepsa	284,803.0	9.1	45,895	1.3	(238,908.0)	(65.76)
Aguaytía	357,638.0	11.4	121,660	3.5	(235,978.0)	(64.96)
Egenor	83,880.0	2.7	269,581	7.7	185,701.0	51.12
Electroandes	67,247.0	2.1	14,660	0.4	(52,587.0)	(14.48)
Shougesa	489,284.0	15.6	-	-	(489,284.0)	(134.69)
Egasa	33,542.0	1.1	338,585	9.7	305,043.0	83.97
Egesur	74,703.0	2.4	24,251	0.7	(50,452.0)	(13.89)
Egema	72,641.0	2.3	175,077	5.0	102,436.0	28.20
Enersur	708,639.0	22.6	-	-	(708,639.0)	(195.07)
San Gabán	5,638.0	0.2	296,997	8.5	291,359.0	80.20
Total 2001	3,130,614	100	3,493,892	100	363,278	100

1_/ Respecto al volumen neto de energía, es decir, Venta-Compra

Fuente: OSINERG

Nota:

El cuadro anterior muestra la compra y venta de energía exclusivamente al mercado spot. La **compra de energía** se refiere a la energía que la empresas generadoras deficitarias compran para cubrir la energía que sus clientes necesitan y la **venta de energía** se refiere al excedente de energía que las empresas superavitarias venden a las deficitarias.

1.5.2. Mercado Regulado

Este un mercado en el cual el generador participa sólo como vendedor y se origina cuando éste establece un contrato de venta de energía y potencia a una empresa distribuidora, el que será a precio regulado por la proporción de electricidad que la empresa distribuidora destina a servicio público regulado (clientes menores de 1000 kW).

La existencia de un precio regulado se debe a que las empresas distribuidoras traspasan esta energía a clientes finales menores de 1000 kW en un mercado monopólico, por lo cual se debe regular el precio a este nivel.

De lo anterior se desprende que, si bien se señalo que los generadores están en un mercado competitivo, una parte de su suministro que se destina al cliente menor de 1000 kW es de tipo regulado.

Como su nombre lo indica los precios del mercado regulado son determinados por el OSINERG (Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, ex CTE). De acuerdo con el artículo 53 de la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, los precios regulados no deben presentar una diferencia mayor al 10% respecto del precio promedio del mercado libre, esto origina que la tendencia de los precios del mercado de clientes libres se traslade al mercado regulado. La comparación entre precios libres y regulados representa un mecanismo de protección a las inversiones para disminuir el riesgo en la fluctuación del precio regulado.

Tarifa en Barra

La tarifa en barra es el precio al que se realizan las transacciones entre generador y distribuidor para abastecer a los clientes regulados.

El cálculo de los precios de barra requiere de una estimación de la demanda para el horizonte de estudio, y la elaboración de un plan de obras que indique la generación que entrará en servicio a futuro.

Las transacciones a precio regulado poseen una gran importancia para las empresas de generación. Alrededor de un 53% de las ventas de energía se realizan a precio de barra. Esta importancia en los resultados financieros de las empresas de generación hace que tópicos como la elaboración del plan de obras o las hidrologías utilizadas en la fijación cobren gran relevancia. A continuación, la figura N° 1.4 muestra la evolución histórica de los Precios de Barra Promedio de energía en el sistema eléctrico peruano.

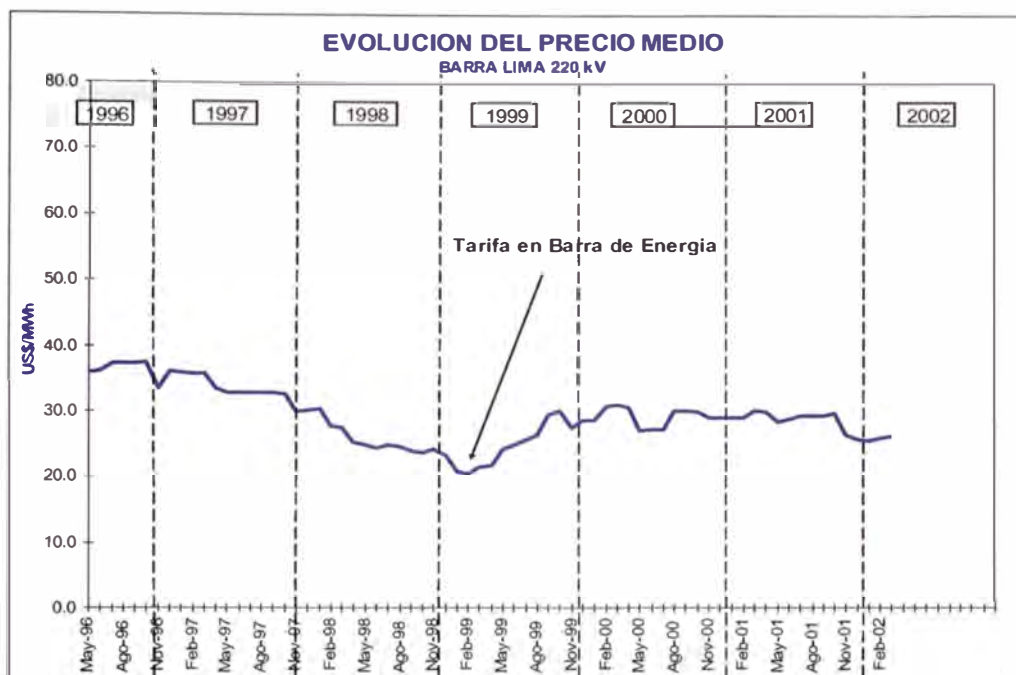


Figura N° 1.4: Evolución del precio de barra promedio de energía

Fuente: OSINERG

Las operaciones entre generadores y distribuidores se realizan a través de contratos de compraventa de energía y potencia, en donde por lo general se establece un pago por la venta de un volumen determinado de potencia en “horas punta” y “horas fuera de punta”, así un pago por el consumo de la energía asociada a la potencia contratada.

De acuerdo al marco legal vigente, las compras de empresas de distribución a empresas de generación tienen tratamientos regulatorios distintos según se trate de compras para clientes libres o para clientes regulados. Si el distribuidor compra al generador energía para cubrir la demanda de los clientes regulados de su zona de

concesión, dicha transacción tiene un precio regulado que es como máximo el precio en barra establecido por OSINERG. Si el distribuidor compra al generador energía para cubrir la demanda de sus clientes libres, dicha transacción tiene un precio libremente pactado entre las partes.

Además de las regulaciones relativas al precio de barra, las empresas de distribución se encuentran obligadas a mantener contratos vigentes con empresas de generación que les garanticen su requerimiento total de potencia y energía por los siguientes 24 meses como mínimo.

Con relación al ámbito geográfico de este mercado, tomando en cuenta que en la industria eléctrica el flujo físico de la energía es independiente del flujo comercial (contratos), basta que un generador este conectado al sistema principal de transmisión para que pueda firmar contratos de venta con empresas de distribución situadas en cualquier ámbito geográfico de la red. De acuerdo con lo anterior, el ámbito geográfico de las ventas de generador a distribuidor está conformado por todo el Sistema Interconectado Nacional.

En la tabla N° 1.4 se muestra la participación de cada una de las empresas integrantes del COES en la venta de energía en el mercado regulado.

Tabla N° 1.4: Venta de energía eléctrica a empresas distribuidoras (MW.h)

Año 2001

Suministrador	Distribuidor	Total	Participación (%)
Electroperú	Edecañete	57,690	
	Edelnor	1,991,908	
	Electrocentro	93,682	
	Electronoroeste	92,548	
	Hidrandina	335,709	
	Electro Sur Medio	286,019	
	Luz del Sur	2,418,042	
Total Electroperu		5,275,598	47.22
Cahua	Edelnor	109,316	
	Hidrandina	36,341	
	Emrensa	7,121	
Total Cahua		152,778	1.37
CNP-Energía	Hidrandina	5,486	
Total CNP-Energía		5,486	0.05
Edegel	Coelvisa	29,258	
	Edelnor	1,100,934	
	Hidrandina	570	
	Luz del Sur	520,242	
Total Edegel		1,651,004	14.78
Elevenza	Luz del Sur	514,134	
Total Etevenza		514,134	4.60
Eepsa	Edelnor	335,731	
	Luz del Sur	122,390	
Total Eepsa		458,121	4.10
Aguaytia	Electrocentro	53,340	
	Hidrandina	119,290	
	Electro Tocache	4,445	
	Luz del Sur	428,031	
Total Aguaytia		605,106	5.42
Egenor	Edelnor	330,688	
	Electronoroeste	259,882	
	Electronorte	253,490	
	Hidrandina	348,323	
Total Egenor		1,192,383	10.67
Electroandes	Electrocentro	2,575	
Total Electroandes		2,575	0.02
Shougesa	Electro Sur Medio	129,660	
Total Shougesa		129,660	1.16
Egasa	Electrocentro	205,857	
	Seal	515,757	
Total Egasa		721,614	6.46
Egesur	Electrosur	172,416	
Total Egesur		172,416	1.54
Egensa	Electro Sue Este	173,993	
Total Egensa		173,993	1.56
Total Enersur		-	0.00
San Gabán	Electo Puna	118,473	
Total San Gaban		118,473	1.06
Total 2001		11,173,341	100

Fuente: OSINERG

1.5.3. Mercado Libre

De acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas, los clientes libres son aquellos clientes cuya demanda es superior a 1 MW de potencia. Dichos clientes tienen la posibilidad de contratar libremente su suministro con una empresa de generación o con una de distribución. Desde esta perspectiva, los clientes libres son considerados un solo mercado el cual puede ser provisto de manera competitiva por empresas de generación y distribución.

Si bien desde una definición puramente legal los clientes libres forman un solo mercado, desde un punto de vista económico los clientes libres no constituyen un grupo homogéneo de consumidores. De hecho, la evidencia muestra que los clientes libres insertos en las zonas de concesión de las empresas de distribución, salvo contadas excepciones, no han contratado su suministro con empresas de generación ubicadas fuera del ámbito geográfico cubierto por la distribuidora.

Si se toma en consideración la ubicación, volumen de demanda y tensión de suministro, es posible tipificar a los clientes en dos grandes grupos: “clientes libres grandes” y “clientes libres pequeños”. El primer grupo de clientes está compuesto por empresas dedicadas al rubro minero o actividades relacionadas que se encuentran situadas fuera de los centros poblados (atendidos por empresas de generación) y demandan grandes volúmenes de energía y potencia en niveles de muy alta y alta tensión. El segundo grupo de clientes, en cambio, está conformado por empresas de mediana envergadura, de giro industrial y comercial, ubicados dentro de los principales centros poblados atendidos por empresas de distribución. Este último tipo

de cliente es atendido generalmente en media tensión y demanda volúmenes de energía y potencia significativamente inferiores a los demandados por los clientes libres grandes.

Finalmente, si se considera el nivel de tensión, se observa que, a medida que aumenta dicho nivel, el número de clientes atendidos por las empresas de generación es mayor que el número de clientes atendidos por las empresas de distribución. A mayor nivel de tensión los generadores no sólo atienden más clientes, sino que también venden más energía que los distribuidores; lo que indicaría que los clientes libres grandes demandan en altos niveles de tensión y son abastecidos por generadores, antes que por distribuidores.

Se concluye, por tanto, que los clientes libres no forman parte de un solo mercado relevante, sino que este se encuentra segmentado en dos: el mercado de los “clientes libres grandes” atendidos por empresas de generación y el mercado de “clientes libres pequeños” atendidos de forma exclusiva por la empresa de distribución que tiene la concesión del área geográfica en donde el cliente se encuentra ubicado.

En la tabla N° 1.5 se muestra la relación de clientes libres por cada empresa de generación, por el nivel de tensión de suministro, así como por la potencia suministrada a dichos clientes.

Tabla N° 1.5: Relación de clientes libres por empresa de generación

Año 2001

Suministrador	Muy Alta Tensión		Alta Tensión		Media Tensión		Total Clientes Libres
	Razon Social	MW	Razon Social	MW	Razon Social	MW	
Electroperú	Corporación Aceros Arequipa	46	Cementos Norte Pacasmayo				6
	Cerro Verde	36	Conenhua				
	Praxair Peru	5	Metalurgia Peruana				
Cahua					Química del Pacífico	18	2
					Industrial Paramonga	2	
CNP-Energia							
Edegel	Compañía de Minas Buenaventura	6	Química del Pacífico	32			5
	Compañía Minera Antamina	77	Siderurgica del Perú				
	Refinería Cajamarquilla	67					
Elevensa							
Epsa			Petro Perú - Refinería Talara	8			1
Aguaytia	Compañía Minera Yanacocha	17	Compañía Minera Milpo	12	Industria del Espino	1	4
			Sociedad Minera Austria Duvaz	4			
Egenor	Alicorp	1	Industria Textil Piura	6	Icatom	1	13
	Amanco del Perú	1	Badius	2			
	Compañía Minera Iscaycruz	6	Sindicato Energético				
	Compañía Minera Raura	4					
	Minera Barrick Misquichilca	8					
	Creditex (División Trujillo)	3					
	Creditex (División Lima)	3					
	Creditex (División Pisco)	3					
Moly Cop - Adesur	4						
Electroandes	Doe Run Perú S.r. Ltda. Cobiza	14	Compañía Minera Antiocha	5	Asociación Skanska	2	14
			Compañía Minera Casapalca	4	Compañía Minera Aurex	1	
			Compañía Minera Huaran	5	U. M. Morococha	3	
			Doe Run Perú S.r. Ltda.	71	U. M. Yauricocha	4	
			Sociedad Minera El Brocal	4	Volcan Compañía Minera	25	
			U. M. Morococha	2			
			Volcan Compañía Minera (Pachachaca)	16			
Volcan Compañía Minera (Ticño)	1						
Shougesa					Shougan Hierro Perú	49	1
Easa			Yura (División Arequipa)	4			1
Egesur							
Egema	Yura (División Cahimayo)			7			1
Enersur	Southern Perú Copper Corporation	180					1
San Gabán	Minsur	26	BHP Tinlaya	45			3
			Yauriyacu	9			
Total 2001		505		235		105	52

Fuente: OSINERG

Al nivel de clientes libres ya no es factible hablar de una tarifa si no de un precio acordado entre la empresa generadora y el cliente. La ley de Concesiones Eléctricas en su artículo 8vo. Establece un régimen de libertad de precios para los suministros que se puedan efectuar en condiciones de competencia, no estando por tanto sujetos a regulación de precio alguno.

Lo anterior significa que las condiciones de aplicaciones deben establecerse con libertad y probablemente sean distintas a la regulación vigente. En condiciones de competencia, es previsible que los clientes libres sean atendidos ya sea mediante las generadoras operando sujetas a las fuerzas del mercado o las distribuidoras en competencia por servirlos, no existiendo por lo tanto un monopolio en su atención.

Con relación al precio, éste se acuerda mediante negociación, siendo ambas partes interlocutores válidos y con suficientes argumentos de acuerdo que le permitan arribar a un precio que represente económicamente los costos de atención a dicho cliente. Los cargos a acordar pueden ser diversos, desde los más sofisticados como los de diferenciación horaria estacional hasta los más simples como un solo cargo por energía. Lo recomendable es adoptar por lo menos los siguientes cargos:

- Precio por potencia en horas punta
- Precio por potencia en horas fuera de punta ó exceso de potencia respecto a la punta
- Precio por energía activa en horas de punta
- Precio de energía activa en horas fuera de punta

- Precio por energía reactiva

Siendo deseable de ser posible incluir un cargo por energía en horas de madrugada en donde el costo de la energía es menor.

Con relación a la actualización de los precios acordados, es factible cualquier forma, sin embargo es preferible referirlos a la devaluación registrada o a una fórmula de indexación que resuma la variación de los principales indicadores macroeconómicos. En algunos casos los clientes sugieren referirlos a un porcentaje del costo de su producto final, sin embargo, desde el punto de vista del empresario eléctrico, no es recomendable toda vez que los costos involucrados son distintos a los del uso específico.

Las horas de punta y fuera de punta están sujetas a acuerdo, toda vez que dependiendo de las características de la demanda del sistema eléctrico, es factible acordar más o menos horas en dichos períodos, teniéndose así por ejemplo que en un sistema rural las horas definidas como de punta podrían ser por ejemplo 2 ó 3 en vez de las 5 horas convencionales, otorgando de esa forma una mayor flexibilidad a los clientes libres y permitiéndoles una adaptación de sus procesos productivos.

Las demás condiciones como el periodo de lectura, recargos por excesos, vigencia contractual, forma de pago, plazos etc. Deben igualmente analizarse en cada caso específico, lográndose de esta forma la diferenciación del producto el mismo que viene a ser singularmente distinto dependiendo de la actividad económica y de la relevancia de su costo en la producción o uso de la energía.

En la actualidad conforme se vaya desarrollando el mercado probablemente surjan nuevas condiciones que permitan llegar a acuerdos satisfactorios desde el punto de vista económico. El segmento libre esta adquiriendo gran capacidad de negociación a través de concursos o licitaciones al que se presentan las diferentes empresas de generación interesados comercialmente en prestar dicho servicio.

En la figura N° 1.5 se muestra la evolución histórica del precio medio en el mercado libre:

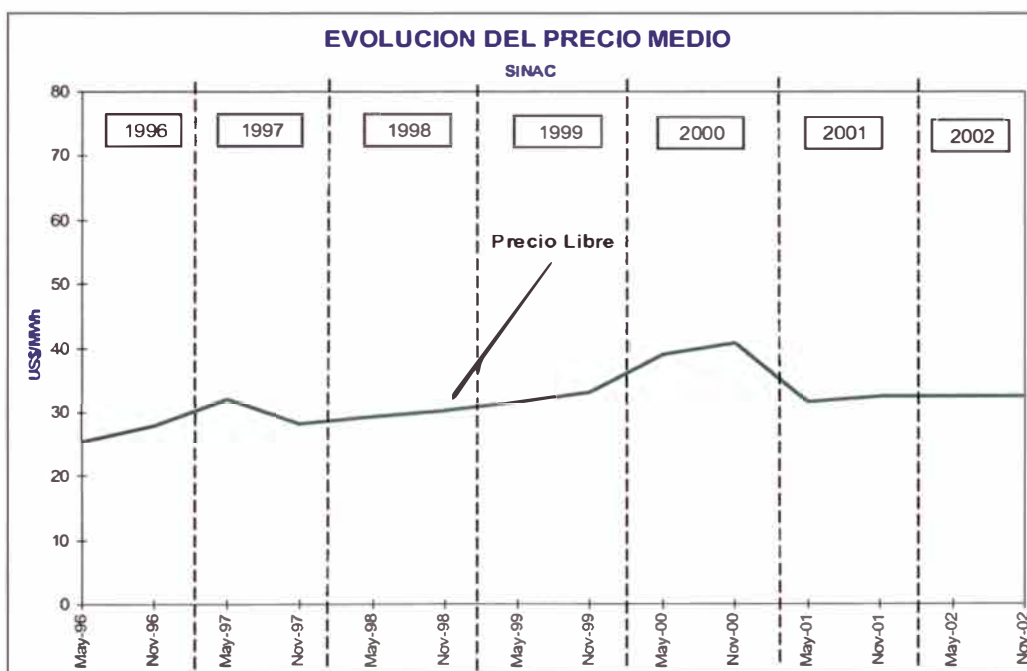


Figura N° 1.5: Evolución del precio libre promedio de energía

Fuente: OSINERG

Con relación a las ventas en este mercado libre, la siguiente tabla muestra las ventas de energía de cada generador por nivel de tensión, así como su participación en este mercado:

Tabla N° 1.6: Venta de energía a clientes libres (MW.h)

Año 2001

Empresa	Muy Alta Tensión	Alta Tensión	Media Tensión	Total	Participación (%)
Electroperú	608,041	133,663		741,704	12.67
Cahua			219,022	219,022	3.74
CNP-Energía				-	-
Edegel	995,885	2,661	281,288	1,279,834	21.86
Etevensa				-	-
Eepsa			60,628	60,628	1.04
Aguytia	28,087	34,309	5,581	67,977	1.16
Egenor	152,677	90,093	1,525	244,295	4.17
Electroandes	73,766	825,284	258,627	1,157,677	19.77
Shougesa			347,572	347,572	5.94
Egasa		57,435		57,435	0.98
Egesur				-	-
Egamsa	21,269			21,269	0.36
Enersur	1,380,478			1,380,478	23.58
San Gabán	48,752	69,175	158,859	276,786	4.73
Total	3,308,955	1,212,620	1,333,102	5,854,677	100

Con relación al precio de cada generador ofrecido a sus clientes libres es importante recalcar que es un factor importante de poder de negociación de cada generador en este mercado de libre competencia, la tabla N° 1.7 muestra los precios promedios de cada generador por nivel de tensión para el año 2001:

Tabla N° 1.7: Precio medio de venta de energía a clientes libres por nivel de tensión
y por empresa (US\$/MW.h)

Año 2001

Muy Alta Tension	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Promedio
Electoperú	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30.0
Cahua													
CNP-Energia													
Edegal	40	40	40	40	40	50	50	50	50	50	40	40	44.2
Elevensa													
Eepsa													
Aguytía										40	30	30	33.3
Eganor	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	40	40	48.3
Electroandes	40	40	40	40	40	40	30	30	40	40	40	30	37.5
Shougesa													
Egasa													
Egesur													
Egamsa	50	50	50	50	50	50	50	60	70	70	20	20	49.2
Enersur	70	50	50	50	60	70	70	70	70	70	60	50	61.7
San Gabán			40	40	40				40	40	40	40	40.0
Total	46.7	43.3	42.9	42.9	44.3	48.3	46.7	48.3	50.0	48.8	37.5	35.0	43.0

Alta Tension	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Promedio
Electoperú	40	40	40	50	50	40	40	40	40	40	40	40	41.7
Cahua													
CNP-Energia													
Edegal	50												50.0
Elevensa													
Eepsa													
Aguytía	50	50	50	50	50	40	40	40	40	40	40	40	44.2
Eganor	50	50	50	50	50	50	50	50	50	60	60	60	52.5
Electroandes	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40.0
Shougesa													
Egasa	50	50	50	40	50	50	50	30	30	40	40	40	43.3
Egesur													
Egamsa													
Enersur													
San Gabán	50	60				40	40	60	40	50	40	40	46.7
Total	47.1	48.3	46.0	46.0	48.0	43.3	43.3	43.3	40.0	45.0	43.3	43.3	45.5

Media Tension	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Promedio
Electoperú													
Cahua	30	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	39.2
CNP-Energia													
Edegal	40	40	40	40	50	50	40	40	40	40	40	50	42.5
Elevensa													
Eepsa	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	40	49.2
Aguytía	60	60	60	60	60	70	70	60	70	60	60	60	62.5
Eganor	50	60	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50.8
Electroandes	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40.0
Shougesa	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	40	49.2
Egasa													
Egesur													
Egamsa													
Enersur													
San Gabán	40	40	50	50	40	40	40	40	40	40	40	40	41.7
Total	45.0	47.5	47.5	47.5	47.5	48.8	47.5	46.3	47.5	46.3	46.3	45.0	46.9

Fuente: OSINERG

1.6. Análisis Comparativo entre Mercados

Mercado Spot

A este mercado puede acceder cualquier generador tenga o no contratos con un cliente final el cual puede participar como vendedor de energía si es convocado a despachar, situación que normalmente ocurre para centrales cuyo costo variable de producción es bajo (hidráulicas y térmicas de buen rendimiento). Asimismo, un generador con compromisos contractuales de venta de energía a clientes finales puede participar como comprador de energía si no es convocado a despachar porque su costo de producción es alto lo que permite las transferencias de energía entre generadores la cuales son valorizadas al costo marginal instantáneo o costo marginal de corto plazo.

Es importante notar que todo generador, sea de naturaleza hidráulica, térmica o una turbina a gas, que realice un contrato de venta con un cliente final automáticamente adquiere presencia en el mercado entre generadores, como comprador si es deficitario o como vendedor si es excedentario. El precio relevante para la decisión de venta al cliente que verá cualquier generador será entonces el precio de compra en el COES, independientemente de su naturaleza de generación. Por su parte, si no tiene contrato con cliente final, tiene presencia en el mercado del COES como vendedor en aquellas situaciones en que sea convocado a generar. De lo anterior, se desprende la importancia de este mercado como el mercado referencial o base al que puede acceder cualquier generador, tenga o no contratos con cliente final, ya sea como comprador o vendedor.

De acuerdo a la normativa vigente, un generador no puede vender mediante contratos más energía que la denominada energía firme, concepto que representa la máxima capacidad de venta por contrato. Es importante lo anterior, ya que la energía firme no es la máxima venta que puede hacer un generador, sino que es la energía máxima que se puede vender a clientes finales mediante contrato. Si un generador cumple con la condición anterior, es decir, tiene ventas por contrato menores que su energía firme y en un determinado mes es deficitario porque el COES le indicó producir menos que la energía comprometida por contrato, entonces está en condiciones de adquirir la energía faltante a otro integrante del COES a un precio igual al costo marginal de corto plazo. Este es caso típico de una transferencia de energía entre integrantes del COES.

Cuando un generador quiere hacer contratos de venta con clientes por montos superiores a su energía firme, deberá contratar previamente la cantidad faltante a otro generador. En este caso se trata prácticamente del establecimiento de un contrato de venta de un generador a otro, en donde este último adquiere el rol de cliente. La posibilidad de estar presente como vendedor a precio libre (vendedor de energía firme), queda dada por la existencia de otro generador con necesidad de compra de ésta, lo que puede ocurrir por un exceso de contratos de este último. En este caso, estaría dispuesto a comprar energía firme para satisfacer a sus clientes, pero el precio de compra (precio libre) tendría un valor máximo dado por el precio que a su vez vende el generador deficitario al cliente final. En caso que esto no ocurriera, el generador deficitario no se interesaría en aumentar su energía firme.

Por tanto, las empresas generadoras son las que deben decidir a través de sus áreas de comercialización, si esta alternativa de venta a costo marginal es la mejor, teniendo en cuenta los otros mercados a los cuales podría aspirarse, constituido por los consumidores regulados y libres.

Mercado Regulado

Un generador puede participar en este mercado sólo como vendedor y se origina cuando éste establece un contrato de venta de energía y potencia con una empresa de distribución (según la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, el periodo mínimo de contrato entre un generador y distribuidor es de 24 meses).

Asimismo, el precio de venta por la proporción de energía y potencia que el distribuidora destina al servicio público regulado, será a precio de barra los que son a su vez definidos semestralmente por el OSINERG. La razón de que exista un precio regulado es que las empresas distribuidoras traspasan esta energía a clientes finales menores de 1000 kW en un mercado monopólico, por lo cual se debe regular el precio a este nivel, lo que se hace regulando dos cosas:

- El precio de la energía que los generadores venden a los distribuidores y que se destina a cliente final regulado, el que se denomina precio de barra.
- El valor agregado de distribuir energía, el que adicionado al precio de barra constituye la tarifa final para el cliente regulado.

De lo anterior se deduce que los generadores no tienen “capacidad de negociación” en este tipo de mercado y si bien se señaló que los productores están en un mercado

competitivo, una parte de su suministro que se destina al cliente menor de 1000 kW es de tipo regulado.

La consecución de contratos regulados con empresas de distribución tienen una gran ventaja para las empresas de generación, ya que estos contratos permiten reducir el riesgo de la volatilidad de los costos marginales producidos en el sistema interconectado nacional así como estabilizar sus ingresos a través de la venta de energía por contrato.

En caso de que las empresas de generación de origen hidroeléctrico, hidrotérmico o termoeléctrico decidieran por una política comercial de venta exclusiva de toda su energía generada al mercado spot, se presentarían dos situaciones bien diferenciadas; la primera de estas situaciones se presentaría en épocas de avenida donde estas empresas de generación obtendrían niveles de ingresos bajos por la venta de dicha energía en el mercado spot como consecuencia de costos marginales bajos producidos en el sistema debido a la predominante generación hidroeléctrica por la abundancia de agua; la segunda de estas situaciones se presentaría en épocas de estiaje donde estas empresas de generación obtendrían niveles de ingresos altos por la venta de energía producida en el mercado spot como consecuencia de costos marginales altos producidos en el sistema debido a generación eléctrica con unidades térmicas con alto costo variable, esto por la falta de agua en el sistema hídrico del sistema.

Mercado Libre

Constituido por clientes cuyo consumo supera los 1000 kW, situación que se da habitualmente en los consumos industriales y mineros. Los clientes libres pueden negociar libremente con empresas generadoras y/o distribuidoras su suministro de energía. Esta política de precios libres se basa en la existencia de varias empresas de generación en competencia.

Los grandes clientes libres tienen poder de negociación debido principalmente a que son clientes en MAT y AT, son clientes sofisticados, financieramente sólidos, por tanto son clientes atractivos para las empresas generadoras sin embargo el riesgo asociado a estos grandes contratos puede significar la quiebra de una empresa (riesgo financiero). Asimismo, existe un gran número de clientes libres menores en poder de las empresas distribuidoras “listas” para ser capturadas por los generadores, dependerá de cada generador y de su política comercial penetrar en este mercado cautivo.

La competitividad del sector eléctrico de clientes libres se refleja, además, por la presencia de múltiples negociaciones de contratos que tienen lugar entre los clientes libres, generadoras y distribuidoras. Los grandes consumidores de electricidad han comenzado a negociar contratos a través de licitaciones cada vez más complejas y competitivas. Crecientemente, los precios contemplados en dichos contratos han implicado reducciones significativas en los márgenes de comercialización. En efecto, por efectos de la competencia, los precios de la energía han ido pasando de ser “precios de barra más algo a precios de barra menos algo”.

La existencia de clientes finales cuyos precios no son regulados es una condición necesaria para que la competencia en la generación eléctrica se pueda manifestar. Si se demuestra que en la práctica este mercado es competitivo, se podrá afirmar que la generación eléctrica es a su vez competitiva, tal como lo busca la regulación.

Así como sucede con los contratos de tipo regulado, la consecución de contratos con clientes libres o no regulados representan una cobertura para las empresas de generación, ya que estos contratos permiten reducir el riesgo de la volatilidad de los costos marginales producidos en el sistema interconectado nacional así como estabilizar sus ingresos a través de la venta de energía por contrato a clientes libres.

Es posible distinguir los clientes libres según sea su facilidad de acceso a las líneas de subtransmisión. Así, habrá algunos distantes de los centros de consumo más importantes (como es el caso de varias empresas mineras) y por tanto, distantes de los anillos de subtransmisión de empresas distribuidoras. Este tipo de cliente libre tiene básicamente dos opciones de suministro: Los generadores y ellos mismos como autogeneradores. Al otro extremo se encuentran aquellos clientes libres insertos en el medio de la ciudad – centro de consumo – servida por una distribuidora y su anillo de subtransmisión y económicamente “lejos” de líneas de subtransmisión alternativas a las de las distribuidoras correspondiente. Esta última tiende a ser la única forma de suministro económicamente viable para ese cliente libre, a no ser que éste opte por esquema de autogeneración si su escala de operación lo justifica. En medio de ambos extremos se encuentran aquellos clientes no regulados que pueden económicamente

optar por ambos tipos de oferentes, generadores o la distribuidora cuya área de concesión los incluye geográficamente, además de la autogeneración.

En la tabla N° 1.8 se muestra la participación de cada una de las empresas generadoras en los diferentes mercados eléctricos de un generador, un análisis del mismo, indica la estrategia comercial seguida por cada una de ellas en el mercado. Por ejemplo, se puede observar que algunas empresas optan por un portafolio balanceado, es decir, tienen presencia en el mercado spot, regulado y libre; otras han optado por tener participación en el mercado spot y regulado, mientras que las demás han optado solo por tener presencia en el mercado spot y en el mercado libre.

Tabla N° 1.8: Participación en la venta de energía eléctrica en los mercados eléctricos de las empresas generadoras

Empresa	Mercado Spot (%)	Mercado Regulado (%)	Mercado Libre (%)
Electroperú	132.92	47.22	12.67
Cahua	(44.02)	1.37	3.74
CNP-Energía	53.58	0.05	-
Edegel	341.86	14.78	21.86
Etevensa	(138.99)	4.60	-
Eepsa	(65.76)	4.10	1.04
Aguaytía	(64.96)	5.42	1.16
Egenor	51.12	10.67	4.17
Electroandes	(14.48)	0.02	19.77
Shougesa	(134.69)	1.16	5.94
Egasa	83.97	6.46	0.98
Egesur	(13.89)	1.54	-
Egamsa	28.20	1.56	0.36
Enersur	(195.07)	-	23.58
San Gabán	80.20	1.06	4.73
Total	100	100	100

Fuente: OSINERG

CAPÍTULO II

LINEAMIENTOS PARA DEFINIR UNA ESTRATEGIA COMERCIAL

En el presente capítulo se describen los lineamientos generales a ser considerados dentro de una estrategia o política comercial. Los objetivos y/o metas de una estrategia comercial de una empresa de generación de electricidad se caracterizan generalmente en alcanzar una buena rentabilidad y crecimiento a futuro en el mercado en el cual participa. Por lo tanto, las decisiones estratégicas requieren compromisos en el corto, mediano y largo plazo de todos los recursos disponibles en la organización. Un error de tipo estratégico puede llegar a amenazar la supervivencia de una empresa. Por otra parte, un buen plan estratégico ayuda a proteger los recursos de la empresa contra las embestidas violentas de la competencia.

2.1. Funciones de una Empresa de Generación

Una empresa involucrada en el negocio de la generación de eléctrica tiene dos funciones primordiales:

- Producción
- Comercialización

Producción

La producción de energía eléctrica de una generadora esta basada entres otras variables en tener una alta disponibilidad de las unidades generadoras tanto hidráulicas como térmicas y por consiguiente estar preparadas para ser despachadas cuando estas sean requeridas.

Desde el punto de vista del negocio de la electricidad en el mercado eléctrico peruano el siguiente concepto es el utilizado para definir esta función del generador:

$$\text{Producción} \cdot \text{Costo} - \text{Costo}$$

energía marginal producción

Un simple análisis de la definición anterior demuestra que para maximizar el ingreso por producción de energía los costos variables de las centrales generadoras deben ser lo menor posible.

Comercialización

La comercialización de energía eléctrica de una empresa de generación esta basada principalmente en la venta de energía eléctrica por medio de contratos de suministros de electricidad tanto a clientes regulados (empresas de distribución) como a clientes libres.

Desde el punto de vista del negocio de la electricidad en el mercado eléctrico peruano el siguiente concepto es el utilizado para definir esta función de comercialización:

$$\mathbf{Energía . Precio} \quad - \quad \mathbf{Energía . Costo}$$

clientes

clientes

clientes

marginal

En este caso un simple análisis demuestra que para maximizar el ingreso por comercialización de energía a través de contratos de suministros, el precio promedio ofertado a los clientes deberá ser mayor al costo marginal promedio durante todo el periodo de contrato.

Resultado Operacional

El resultado operacional conjunta tanto de la producción así como de la comercialización de energía eléctrica de una generadora puede mostrarse en la figura N° 2.1:

Funciones del Generador

$$\begin{aligned}
 \text{Resultado} &= \underbrace{\text{Energía} \cdot \text{Precio}}_{\text{Ingresos por}} + \underbrace{\left(\text{Producción} \cdot \text{Energía} \right) \cdot \text{Costo}}_{\text{Ingresos por}} - \underbrace{\text{Costo}}_{\text{Costos de}} \\
 \text{operacional} & \quad \text{clientes} \quad \text{clientes} \quad \text{energía} \quad \text{clientes} \quad \text{marginal} \quad \text{producción} \\
 & \quad \text{ventas a} \quad \quad \quad \text{ventas en el} \quad \quad \quad \text{de} \\
 & \quad \text{clientes} \quad \quad \quad \text{spot} \quad \quad \quad \text{producción}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Resultado} &= \text{Producción} \cdot \text{Precio} - \text{Costo} + \text{Energía} \cdot \text{Precio} - \text{Energía} \cdot \text{Costo \\
 \text{operacional} & \quad \text{Energía} \quad \text{spot} \quad \text{producción} \quad \quad \quad \text{clientes} \quad \text{clientes} \quad \text{clientes} \quad \text{marginal}
 \end{aligned}$$

Figura N° 2.1: Resultado operacional de un generador

2.2. Planeamiento Estratégico

La planeación estratégica consiste en la selección de los objetivos mayores de la empresa, de las estrategias que serán adoptadas para poder alcanzar estos objetivos y de la definición de las fuentes de recursos. Esta planeación alcanza aspectos globales, amplios, genéricos y de largo plazo. Los diferentes elementos que componen un plan estratégico se explican a continuación.

Misión

Proveer el servicio de generación de energía, con un máximo de calidad, al mínimo costo, llegando a todos los puntos del Perú.

Visión

Tener el 20% de participación en el mercado de generación de energía en el ámbito nacional en un plazo no mayor de 5 años. A través de un continuo desarrollo

tecnológico, especialización en nuestros servicios e innovación de nuevas formas de generación de energía, lo que garantice un servicio de la más alta calidad. Crecimiento sostenido sobre la base del talento humano de nuestra organización, motivando su desarrollo, creatividad, seguridad y eficiencia.

Factores del Entorno que Afectan a la Empresa

Análisis Externo (Sector Eléctrico)

1. Aspectos Relativos al Perú

Riesgo país o Riesgo Estructural.- El Perú ha realizado reformas de estabilización que tienen por objetivos principales reestructurar al estado, fomentar inversión privada nacional y extranjera y contribuir al desarrollo de la economía. Sin embargo, el riesgo se constituye en la posibilidad de cambio de alguna de las condiciones señaladas anteriormente, así como la posibilidad de reformas que se vienen llevando a cabo en el presente gobierno sean modificadas después de las elecciones.

Riesgo Macroeconómico.- Dado que el crecimiento de la compañía depende significativamente de la actividad económica en el Perú, las modificaciones positivas o negativas que pudieran darse en indicadores económicos como la inflación, el PBI, las tasas de interés, la depreciación de la moneda, el crédito, entre otras variables podrían afectar el desarrollo económico y por lo tanto influir en las utilidades de la empresa.

Riesgos de Devaluación o Depreciación de la Moneda y Control Cambiario.- Las transacciones de compra y venta se realizan al tipo de cambio de libre mercado, sin embargo se debería considerar la posibilidad que las restricciones dadas anteriormente puedan volver a aplicarse (políticas controlistas). Asimismo, la devaluación de la moneda afecta al sector dado que se factura en soles y se pagan la mayoría de los contratos con proveedores en dólares, aun así se espera poder convertir la mayoría de sus contratos con clientes libres a dólares.

Riesgos de Terrorismo.- En el pasado se experimentaron niveles altos de actividad terrorista afectando el sector privado principalmente, a pesar de la situación actual no debe descartarse la posibilidad de que vuelva ocurrir.

Riesgos Tributarios.- Existen Convenios de Estabilidad suscritos con el Estado Peruano, con una vigencia de 10 años, el cual garantiza la estabilidad en el régimen de Impuesto a la Renta, de modo que no sea modificado para la compañía en lo que respecta a tasas, renta imponible y deductibilidad de gastos. Sin embargo, dada las recientes modificaciones (Ley 27034 del 30/12/98) sobre los beneficios tributarios, no se puede garantizar que el estado no decida determinar aplicables las nuevas normas a la compañía.

2. Aspectos Relativos a la Compañía

Riesgo Comercial.- Existen otras generadores dentro del SINAC (otros catorce generadores), con los cuales se tiene que competir. Se deberá tomar en cuenta la mayor oferta, así como una competencia agresiva para los clientes libres. La competencia entre generadoras por lograr contratos con clientes libres no sólo se debe a que los precios son más atractivos que los del mercado regulado, sino también por la estructura de su consumo.

Riesgo Climático.- Dado que una parte importante de las operaciones de la compañía dependen de las condiciones hidrológicas en las cuencas de las cuales obtiene sus recursos hídricos para sus operaciones, esta puede verse afectado por condiciones de sequía (como en 1997), o fenómenos meteorológicos como El Niño.

Riesgo de Dependencia de Clientes.- Los clientes más importantes, en cuanto a consumo se refiere, son las empresas distribuidoras cuyo precio de venta de energía es regulado. En el hipotético caso que se pierdan estos clientes, se perderían los contratos pero la demanda subsistirá y por contar con generación con costos variables bajo, esta energía siempre podrá ser colocada en el sistema y vendida en el mercado spot, al costo marginal, razón por la cual, dadas las características de Egenor, este riesgo es mínimo.

Dependencia de Concesiones, Licencias y Permisos.- Se cuenta con concesiones definitivas otorgadas por el Estado de carácter contractual. Se puede declarar caducidad de las concesiones definitivas de acuerdo a lo establecido en la Ley.

Disponibilidad de Nuevas Fuentes de Gas Natural.- Dado el interés para la ejecución del proyecto Camisea, se puede prever un efecto (reducción) en los precios de la electricidad. Dado que existe la posibilidad de incorporar generación termoeléctrica que utilice el gas natural como combustible reduciendo su costo marginal de generación. Dado que la compañía tiene una mayor producción hidroeléctrica podría ver una reducción en sus márgenes.

Control Accionario de la Compañía.- El cambio del control del accionariado de la empresa se realiza en caso de que el propietario decida realizar la venta en forma parcial o total de sus acciones a otro propietario o grupo económico, por lo cual se esperan algunas modificaciones en el negocio, políticas o sistemas de la compañía.

Riesgos de Cambios en la Regulación del Sector Eléctrico.- La Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria – aprueba las tarifas en barra que se deben usar para calcular el costo de servicio público, por lo cual esta es susceptible de modificación de acuerdo a los intereses del estado. Se ha prorrogado recientemente la suspensión de concesiones temporales y definitivas de generación por 12 meses (con la finalidad de impulsar Camisea). No se puede asegurar que no habrá mayores modificaciones.

Factores de Orden Interno que Afectan a la Empresa

Análisis Interno

Capacidad de Producción.- Proyección del uso de los recursos ha obtenerse por la ampliación de capacidad de las unidades de generación que permita tener mayor oferta de potencia y energía a un precio competitivo en el mediano y largo plazo.

Integración Comercial.- En esta área centrada la mayor expectativa de crecimiento de la empresa. Actualmente se cuenta con un promedio de catorce clientes libres, sin tomar los clientes regulados y la participación dentro del Sistema Interconectado Nacional. La meta a conseguir es un crecimiento del orden del 20% en ventas durante los próximos años.

Capacidad Gerencial.- Reestructuración de la plana de ejecutivos, una empresa de generación debe contar con gerentes con alto grado de especialización en las áreas de Administración y Finanzas, así como en el Área Comercial y de Producción.

Tecnológica.- Contar con maquinarias y equipos de alta tecnología para lograr así certificaciones entre los más altos estándares de producción. Esta inversión se debe al reto asumido por la empresa de obtener una mayor participación en el mercado.

Capacidad Financiera.- Dada la rentabilidad existente el sector energía, nos permite aun sin ser líderes por el momento, tener una posición financiera rentable, alta capacidad de endeudamiento, y un rápido retorno de las inversiones. Siendo sólida la expectativa de crecimiento frente a futuros proyectos de corto y mediano plazo.

Análisis de Equilibrio

Debilidades

1. Poca capacidad de negociación en el área de comercialización, debido a un escaso conocimiento del mercado peruano por parte de la gerencia respectiva.
2. Escasa especialización del personal técnico en las áreas de producción.
3. Falta de control en las unidades de producción (provincia), mal manejo de fondos y recursos.
4. Falta de un sistema integral actualizado de flujo de información y registros, el actual data de 1992 aproximadamente.

Fortalezas

1. Capacidad de inversión para el crecimiento y desarrollo de la empresa, enfocado principalmente en su área de producción.
2. Reciente integración a un grupo transnacional con amplia trayectoria y participación en el mercado energético mundial (hidroeléctrica, termoeléctrica, nuclear, etc.)
3. Capacidad gerencial, reciente contratación de una nueva plana de ejecutivos de alto nivel que permitirán alcanzar los objetivos propuestos.
4. Generación con costos variables bajos, permite obtener precios competitivos de venta del producto.
5. Tecnología de punta en las unidades de producción (maquinarias y equipos).
6. Capacidad de trabajo en equipo. Identificación del personal con los objetivos planteados.

Amenazas

1. El desarrollo de nuevas fuentes generadores de energía, sustitutos más económicos, específicamente el proyecto de Camisea (gas natural), el cual afectaría la estructura de costos de la empresa.
2. Modificación en la política de control de tarifas dada por el estado, esto se produciría con la finalidad de hacer más atractiva la inversión el proyecto de extracción de gas natural.
3. Formación de grupos económicos que incluyan generación, distribución y comercialización de energía.
4. Riesgos naturales o climáticos, los cuales afectan directamente la capacidad productiva. El Fenómeno del Niño a pesar de incrementar los caudales de los ríos arrastran material rocoso y/o tierra, dificultando su uso, al igual que los deslizamientos provocados por las fuertes lluvias.

Oportunidades

1. Crecimiento de la economía peruana, lo cual llevaría a un incremento en la producción y por ende a un mayor consumo de energía.
2. Aprovechar la concesión para la distribución, uso o extracción de gas natural, de tal manera que sea reemplazado el uso de combustible derivado de petróleo, abaratando los costos de producción, generando mayor margen de utilidad.
3. El aumento de la capacidad de producción de la principal generadora, Cañón del Pato, nos permite abastecer a un mayor mercado a través del Sistema Interconectado Nacional.

2.3. Objetivos de la Empresa

Los objetivos de una generadora deberán ser planteadas por cada una de las gerencias que conforman su organización, es decir; comercial, producción, administración y finanzas y tecnología de la información. Estos objetivos deben expresarse en objetivos de apoyo detallados para cada nivel administrativo. Dentro de los principales objetivos podemos mencionar los siguientes:

Incremento de las utilidades

La consecución de este objetivo deberá ser alcanzado por medio de una mayor presencia en el mercado, es decir, a través del incremento del volumen de ventas en cada uno de los mercados en la que una empresa de generación es permitida por la legislación vigente.

Minimizar costos operativos

Minimizar los costos de operación en un 15% y obtener máxima eficiencia de capacidad instalada, de tal manera que se incrementen los márgenes de utilidad. La reducción de los costos operativos permitirá a la empresa ser más competitiva y eficiente en el mercado lo que se traduce a su vez en una mejor administración de sus recursos disponibles.

Incremento de los activos

Obtener el 20% de participación en el mercado de generación eléctrica en un plazo no mayor de 5 años. Por consiguiente, el incremento de los activos de la empresa realizará en forma progresiva a través de la modernización, repotenciación de sus

unidades de producción, construcción de nuevos reservorios o por medio de la adquisición de nuevos activos con la participación en los futuros procesos de privatización.

Mejorar la imagen de la empresa

Con este objetivo se busca mejorar la imagen de la empresa a través de la promoción y difusión de la capacidad de nuestra empresa así como la participación activa en eventos relacionados principalmente a actividades de ayuda a la comunidad.

Gestión Ambiental

Se hará énfasis en el diseño y desarrollo de un programa de Adecuación y Manejo Ambiental agresivo, de tal manera que la comunidad en la que se desarrollan las operaciones se vea beneficiada

Calidad de Servicio

Siendo este un objetivo importante para la empresa, se buscará alcanzar los estándares dados por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, emitida en Octubre de 1997. Calidad de servicio hacia el cliente interno y externo.

Objetivos Secundarios:

- Implementación de un nuevo software integral de tipo ERP (Enterprise Resource Planing), lo cual modernizará y automatizará el manejo de la información de la empresa.

- Encontrar nuevas fuentes de generación de energía que nos permitan satisfacer las necesidades crecientes de los mercados existentes y futuros.
- Lograr un alto nivel de especialización del personal ejecutivo y técnico.
- Tener un mayor control sobre el uso de recursos en todas las áreas de la empresa, con énfasis especial en las Unidades de Producción dada su ubicación fuera de Lima.
- Mejorar el manejo de los recursos financieros, mayor rentabilidad por los fondos obtenidos dentro de periodos de liquidez.

A continuación la figura N° 2.2 resume a través de un diagrama de flujos los objetivos principales que una empresa de generación debe plantearse:



Figura N° 2.2: Objetivos de una empresa de generación eléctrica

Para el cumplimiento de estos objetivos se debe analizar la cartera de negocios que mejor adapta las aptitudes y debilidades de una compañía y a las oportunidades que le ofrece el medio. La compañía debe analizar su cartera actual y decidir cuales negocios deben recibir mayor, menor o nula inversión, y diseñar estrategias de crecimiento para añadir nuevos productos o negocios a su cartera.

2.4. Área Comercial

La gestión comercial de una empresa de generación de electricidad puede considerarse como aquel conjunto de actividades encaminadas a medir, facturar y cobrar el servicio y atender debidamente a sus clientes, así como estar en condiciones de atender nuevos requerimientos de suministro de energía eléctrica.

La actividad comercial es más un arte que una ciencia. Requiere la concurrencia de distintas habilidades, experiencias y perfiles profesionales, además de una cierta vocación de servicio en algunas áreas específicas, como en la atención a las peticiones, quejas y recursos, y en actividades que tienen relación directa con el cliente. Es por ello que normalmente se requiere de profesionales de distinta índole, como abogados, economistas, ingenieros, administradores públicos y de empresas.

Objetivos del área comercial

Los objetivos del área comercial están encaminados a lograr la maximización de los ingresos de la empresa a través de la venta de energía eléctrica al mercado spot, el mercado regulado y el mercado libre. Esta gestión trae consigo la formulación, reformulación o creación de actividades comerciales que conlleven a una mejora constante en la gestión comercial de la empresa.

Dentro de los objetivos del área comercial conducentes a la maximización de los resultados económicos de la empresa se puede mencionar los siguientes:

Incremento de las ventas

Siendo éste un objetivo importante para el área comercial se hace entonces necesario como punto de partida a la consecución de este objetivo la formulación de un plan comercial que permita establecer los lineamientos a través de los cuales se llevará a cabo la política de ventas de la empresa.

Dicha política de ventas deberá considerar el manejo de un portafolio óptimo con el que comprometa la producción de la empresa a lo largo de un periodo de tiempo. Por tanto, es imprescindible un portafolio donde se incluya contratos a precios libres, contratos a precio regulado y capacidad no contratada vendida a precio spot a otros generadores. La ganancia del portafolio está condicionada por la diferencia entre el precio acordado por el suministro de energía y los costos de generación (en caso que la empresa sea despachada) o los costos de adquisición de energía (en caso que la empresa no sea despachada).

La incógnita de una empresa de generación de energía eléctrica es cómo diseñar su portafolio de manera de maximizar su retorno esperado dado su grado de aversión al riesgo. Un análisis del portafolio óptimo para la empresa tendría que considerar el comportamiento del mercado, la competencia, los clientes entre otros factores.

Incrementar la participación en el mercado

Incrementar la actual cartera de clientes tanto de regulados como libres es de suma importancia para una generadora que busque una mayor presencia en el mercado. Por consiguiente, a través del desarrollo y aplicación de estrategias comerciales como por ejemplo: la diferenciación estacional de precios, flexibilidad en la modalidad de contratación de la potencia, suministros ininterrumpibles etc; permiten al generador la captura de nuevos clientes, sin importar su ubicación geográfica o volumen de demanda; además es necesario proveer de precios y acuerdos de beneficio mutuo que se ajusten a las necesidades individuales de cada cliente, los cuales permitirá a estos obtener ventaja de las oportunidades que el actual mercado eléctrico peruano ofrece.

Mantener la participación en el mercado

La competitividad del actual mercado hace imperiosa la necesidad para el área comercial y por ende para la empresa tener cautivos a sus actuales clientes con la creación de nuevos servicios comerciales y lograr así satisfacer sus cambiantes necesidades. Por consiguiente, queda claro que no sólo es importante el factor precio sino estar siempre vigilante de los requerimientos individuales de cada uno de los clientes que conforman la actual cartera.

Mejorar el servicio comercial

Se entiende por mejorar el servicio comercial al conjunto de actividades conducentes a lograr una plena satisfacción del los clientes a través de la creación de una gran variedad de servicios de energía. Por consiguiente, se debe contar con excelentes

recursos para asesorar a los clientes en la identificación y elección de la mejor alternativa disponible a que conlleven a la mejora de sus procesos productivos.

Asimismo el enfoque en la negociación con nuevos clientes debe basarse en dos principios fundamentales: la transparencia y el intercambio de información. Estos dos principios son claves en la negociación de los acuerdos más beneficiosos con nuevos clientes; es por ello que deben constituirse en una herramienta para ayudarlos a elegir las opciones que mejor satisfagan sus necesidades de energía.

2.5. Metas de Mediano y Largo Plazo

Las metas de corto y mediano plazo para una empresa de generación de electricidad no solo toman en cuenta su posición actual en el mercado con respecto a otras empresas de generación eléctrica, si no también su futuro crecimiento por medio de la repotenciación de sus activos existentes, así como su expansión a través de la compra de nuevos activos o la construcción de nuevas unidades de generación las cuales le permitan agregar un mayor valor agregado a la empresa en su conjunto.

El desenvolvimiento del mercado eléctrico en las que estas se encuentran operando, así como los posibles cambios en materia de regulación eléctrica afectan de manera significativa sus metas de mediano y largo plazo y por consiguiente podrían influenciar significativamente sobre la ganancia o pérdida que estas calculan obtener.

Por consiguiente, debido a las a las altas sumas en inversión que se producen en el sector de generación, se hace necesario establecer reglas de juego lo suficientemente

claras y estables para que una empresa de generación mantenga invariable en lo posible sus metas de mediano y largo plazo y lo que es más importante; se garantice sus inversiones.

Metas de Mediano Plazo

- Hacer conocer y difundir la capacidad de la empresa, su eficiencia, así como su vocación de servicio, demostrando su potencia y continuidad, elementos claves para las empresas que hacen uso del recurso energético. Atención rápida y personal de los reclamos de usuarios.
- Incremento progresivo de los ingresos anuales de la empresa por medio de una mayor participación en el mercado de clientes libres a través del aumento promedio entre 10 y 15% de las ventas de energía, sobre todo en el sector minería así como a los clientes libres ubicados en las áreas de concesión de las empresas distribuidoras.
- Definición de la estrategia comercial de la empresa frente a la llegada del gas de Camisea en Setiembre del 2004, que permita a la empresa mitigar el impacto en la reducción de sus ingresos por la reducción de los precios de la electricidad en el mediano y largo plazo.
- Elaboración de una base de datos del actual mercado de clientes libres, en la cual se haga referencia a datos propios de la empresa como por ejemplo: rubro o actividad productiva, ubicación geográfica, personal de dirección, directorio telefónico, etc. Asimismo dicha base de datos deberá contar con información técnica relacionada con su actual suministrador, demanda de potencia y consumo de energía, periodo de su contrato actual, información financiera, etc.

- Repotenciar el departamento comercial, a través de una evaluación de personal y contratación según requerimientos. Dar cursos de especialización en el sector, en negociación y afines.
- Implementar el uso de medidores de Tensión, Frecuencia y Perturbaciones en todas nuestras instalaciones, Base de Datos de mediciones e indicadores de calidad del suministro y calidad del producto, establecimiento de puntos de muestreo, medición, registro e identificación de lugares críticos; de manera que el producto llegue al cliente de la manera más continua posible, para disminuir las interrupciones de energía en un 100%, otorgando una alta calidad de suministro a los clientes regulados y libres.
- Implementar un agresivo programa de capacitación en herramientas generales para los ejecutivos y técnicos de las Unidades de Producción, programas de actualización en uso de Software, Base de datos Access, Microsoft Office, entre otros. Cursos intensivos del idioma inglés, para su mejor comunicación con la plana gerencial (conformada en su mayoría por foráneos).
- Cursos de especialización de acuerdo a las áreas y necesidades específicas: Negociación, Dirección, Estrategias, Administración de Recursos, Logística, Análisis Financiero y Contable, entre otros; para el nivel ejecutivo de la organización, de manera que se mantengan permanentemente actualizados.

Metas de Largo Plazo

- Consolidar la participación en el mercado de generación de energía en el ámbito nacional, a través de nuevas inversiones, ya sea en la instalación de nuevas

unidades de generación o por medio de la compra de activos en futuros procesos de privatización y/o entrega de concesiones de activos del estado.

- Mayor y mejor posicionamiento en el mercado por medio del incremento de un 10% en la venta de energía a muy largo plazo al mercado de clientes libres sobretodo a clientes pertenecientes al sector minero.
- Nuevos proyectos de inversión, y mejora de la utilización de su capacidad instalada y su rendimiento global, a través de un plan de expansión de las principales unidades hidroeléctricas y/o termoeléctricas. Proyectos de afianzamiento hídrico y de aprovechamiento de embalses para incrementar la producción y disponibilidad de las centrales hidroeléctricas.
- Inversión en programas permanentes como: Reforestación, Construcción de instalaciones para la separación de grasas y aceites de los líquidos que se expelen en las centrales térmicas, sistemas contra incendios, Restauración de suelos, manejo de desechos inorgánicos, programas socio culturales de apoyo a la preservación del medio ambiente, estudios de impacto ambiental, construcción y mantenimiento de rellenos sanitarios en las cercanías de las centrales hidroeléctricas.
- Desarrollo de un software integral, vía un convenio de servicio con una entidad reconocida en el medio, que permita implementar en su totalidad el Centro de Control de Operaciones, diseño de medición a distancia para lectura de medidores electrónicos, entre otros.
- Constituir un departamento de Desarrollo e Investigación, el cual permita presente y evalúe nuevas formas de generación de electricidad u otras fuentes de energía comercializables. Para ello se deberá contratar a personal altamente calificado, y realizar convenios con los departamentos de investigación de diferentes

universidades a fin de otorgar subsidios que permitan incentivar el estudio y desarrollo de nuevas tecnologías.

- Efectuar auditorias internas sucesivas a las áreas Administrativas y Contables, Producción y Administración de Recursos Físicos (almacén) de las Unidades de Producción ubicadas en provincia. Asimismo, uso de técnicas actuales de evaluación de alternativas, reestructuración de las políticas de inversión de la empresa. Manteniendo el riesgo cero para ampliar las posibilidades de colocación de recursos.

2.6. Lineamientos de una Estrategia Comercial

Es importante establecer los lineamientos generales de la estrategia de comercialización a seguir por la empresa ya que en estos se basara el éxito de la estrategia en cuestión, adicionalmente permitirá proceder en forma adecuada en cada una de las etapas que conforman esta estrategia.

En términos generales las etapas a seguir no solo involucran al área comercial sino también en menor medida a las demás áreas que conforman la empresa, es decir, el área de administración y finanzas, el área legal y la gerencia general.

A continuación se realiza una breve descripción de las etapas a seguir en la formulación de una estrategia comercial de una empresa de generación las cuales le permitirán afrontar los riesgos propios del mercado:

Análisis del Mercado

En esta etapa se realiza un análisis del mercado, es la etapa de recopilación de información, fundamental para la formulación de la estrategia comercial. Esta etapa es realizada por el departamento de ventas del área comercial.

Segmentación del Mercado

En esta etapa se realiza la segmentación del mercado y se selecciona el mercado objetivo con la información recopilada en la etapa anterior. Se analiza en detalle el tipo de cliente, suministrador actual, tamaño, ubicación, solidez financiera y crediticia, etc.

Selección del Mercado Meta

Una vez identificado a los clientes objetivo, que son generalmente aquellos clientes cuyos contratos de suministros están próximos a vencer, se realiza un acercamiento formal a estos clientes para explicarles y ofrecerles las ventajas de poseer un suministro eléctrico en términos ventajosos y competitivos en relación con otros competidores.

Evaluación Técnica

En esta etapa se analiza la factibilidad técnica y condiciones de calidad de suministro, es decir, se evalúa la necesidad de requerimientos de obras electromecánicas por parte del cliente en caso de ser necesario.

Evaluación Económica

Concluida la evaluación técnica y la aprobación de un suministro factible, se realiza un análisis económico del cliente para cada una de sus necesidades. Finalizada la evaluación económica se prepara la oferta (s) de precios y se envía al cliente para que este realice su respectivo análisis.

Evaluación Financiera

El área de administración y finanzas se encarga de evaluar financieramente a los clientes a fin de conocer la solidez financiera y crediticia de los mismos acorde con las políticas de la empresa. El análisis, opiniones y sugerencias son entregados al área comercial.

Aspectos Legales

Los términos legales acerca de cualquier suministro, es decir la revisión de los contratos de suministros y su correspondiente aprobación son elaborados por el área legal, el cual proporcionará su respectiva evaluación integral al área comercial.

Servicio Comercial

En esta etapa, el servicio comercial a cada uno de los clientes deberá darse en forma permanente y cuando el cliente lo requiera, es decir, se trata de estar en contacto permanentemente con ellos, buscando su conformidad con el servicio prestado por parte de la empresa.

2.7. Análisis Considerado en la Definición de los Lineamientos de una Estrategia Comercial

Los lineamientos de una estrategia comercial no sólo son un proceso, sino que son una filosofía de hacer las cosas y tienen una estructura que sistematiza este proceso que permiten la identificación de oportunidades y amenazas reales que se presentarían en el ambiente, anticipándose y resolverlas de una manera muy ventajosa para la organización, logrando así sus objetivos y metas cumpliendo adecuadamente con su función. Es importante enfatizar, que la definición de los lineamientos de una estrategia comercial implica un proceso de establecimiento de metas y la definición de estrategias y políticas para lograrlas. Este proceso es participativo e involucra a todas las áreas de la organización en el desarrollo de los planes que aseguren el logro de las metas de acuerdo a la misión. De acuerdo a lo descrito en el capítulo, así como un análisis respectivo indican que la definición de los lineamientos de una estrategia comercial involucran los siguientes aspectos relevantes a tener en consideración:

- Inicio del proceso, aún cuando parece trivial es muy importante, ya que muchas veces se dan por hecho cosas que después no hay. Debe haber un grupo que debe iniciar un proyecto que identifique a los personajes clave, por su posición, por su capacidad de toma de decisiones. Esto se debe llevar a cabo en un ambiente de colaboración, cooperación y compromiso con los resultados que se buscan.

- Identificación de los mandatos institucionales, este aspecto debe incluir todo aquello que deba hacer la organización, aquello que se espera de ella y a lo que debe sujetarse, de acuerdo a los marcos legales, fundacionales o sociales
- Clarificación de la misión y los valores institucionales, aspectos que en conjunto con los mandatos conforman la razón de ser de la institución. Además una bien estructurada misión una vez que se difunde se convertirá en una fuente de inspiración y ayudará a dar un sentido de pertenencia a los miembros de la institución
- Ambiente externo-oportunidades y amenazas, es parte del análisis estratégico y se enfoca al aspecto externo a la organización, el medio ambiente, en donde se busca encontrar los elementos que se están generando y que podrán representar oportunidades y amenazas. La experiencia, la visión y la calidad de la información serán de gran ayuda en la delimitación clara y sobre todo real de las amenazas y oportunidades.
- Ambiente interno-fortalezas y debilidades, es la parte interna del análisis, y consiste en identificar las fortalezas y debilidades de los recursos con los que cuenta la institución. A veces es conveniente identificar recursos (entradas), estrategias presentes (procesos) y desempeño (resultados). Una dificultad en este punto es que a veces se es muy crítico y se enfatizan las debilidades y se minimizan las fortalezas y en otras se subestiman las debilidades y se sobrevaloran las fortalezas, para ello se

requiere de un análisis objetivo que permita una toma de decisiones oportuna y precisa.

- Aspectos estratégicos que enfrenta la organización, la identificación de los aspectos críticos que enfrenta la institución convergen en este punto. El enfoque de la estrategia comercial es adaptar a la organización a las condiciones de su entorno y obtener el mejor desempeño posible en esas condiciones.
- Formulación de las estrategias comerciales, estas estrategias deben atender los aspectos críticos identificados en el punto anterior. Estas estrategias toman forma en propuestas, políticas, programas, acciones y presupuestos. Una estrategia efectiva debe cumplir con ciertos requisitos que son: económicamente aceptable, técnicamente factible, políticamente aceptable, congruente con los valores y filosofía organizacionales, debe ser ética, moral y legalmente aceptable, debe atender el factor crítico identificando que debe resolver.
- Establecer la visión organizacional del futuro, consiste en plantear una descripción de cómo se verá la organización si pone en operación exitosamente las estrategias planteadas y logra sus objetivos y metas. Este planteamiento de la visión de éxito debe ser breve, debe enfocarse, plantear resultados positivos. Llegar a esta visión puede requerir de varios ciclos de planeación, es importante reconocer lo que la organización quiere, lo que puede lograr y medir claramente la diferencia entre ambos.

CAPÍTULO III

DESARROLLO DE UNA ESTRATEGIA COMERCIAL

3.1. Visión General

El alcance del siguiente capítulo es desarrollar los lineamientos generales de un plan comercial las cuales permitan a una empresa de generación conseguir su objetivo principal, es decir, obtener mayores utilidades, para lo cual es necesario cumplir ciertas metas de corto plazo trazadas por la empresa; como por ejemplo la consecución anual de un porcentaje de su capacidad actual comprometida por medio de nuevos contratos, así como un mejor posicionamiento en el mercado. Para el cumplimiento de estos objetivos y metas será necesario llevar a la práctica los siguientes lineamientos generales de un plan comercial:

- Análisis de Mercado
- Segmentación del Mercado
- Selección del Mercado Meta
- Evaluación Técnica
- Evaluación Económica

- Evaluación Financiera
- Aspectos Legales
- Servicio Comercial

3.2. Organización

La organización de una empresa de generación así como la relación funcional entre las distintas áreas de la empresa se deberá llevarse a cabo en forma coordinada entre todas y cada una de ellas para conseguir los objetivos y metas trazadas; se puede adquirir por tanto la estructura organizacional mostrada en la figura N° 3.1:



Figura N° 3.1: Estructura organizacional de una empresa de generación

Área de Mercadotecnia

Funciones:

- Análisis de Mercado
- Segmentación del mercado
- Acercamiento a clientes objetivo
- Evaluación del portafolio de clientes
- Evaluación económica de contratos
- Prepara contrato preliminar

Área de estudios comerciales

Funciones:

- Estudio de factibilidad técnica
- Elabora términos de referencia y especificaciones técnicas
- Obtiene las propuestas de obras a través de un proceso logístico
- Escenarios de costos marginales y precios de barra
- Factores de penalización

Área de comercialización

Funciones:

- Inspección y contraste de medidores
- Informe de situación de medidores
- Servicio Comercial

Área de Finanzas

Funciones

- Evalúa situación de crediticia y financiera
- Elabora formato de resultados de la evaluación financiera
- Establece restricciones en caso de no aprobar la evaluación financiera

Área Legal

Funciones

- Revisa aspectos legales
- Revisa contrato preliminar
- Elabora contrato final

Gerencia Comercial

Funciones

- Analiza expedientes de los grandes clientes
- Analiza, revisa y discute condiciones comerciales
- Revisa contratos preliminares

Gerencia General

Funciones

- Aprobación y firma del contrato final

3.3. Proceso de Gestión Comercial

El proceso de gestión comercial de la figura N° 3.2 muestra a través del siguiente diagrama de flujo las actividades que se realizan y la relación funcional que hay entre cada uno de ellas, posteriormente en la siguiente sección se especificará en detalle que actividades conforman cada uno de los lineamientos mencionados en la sección anterior:

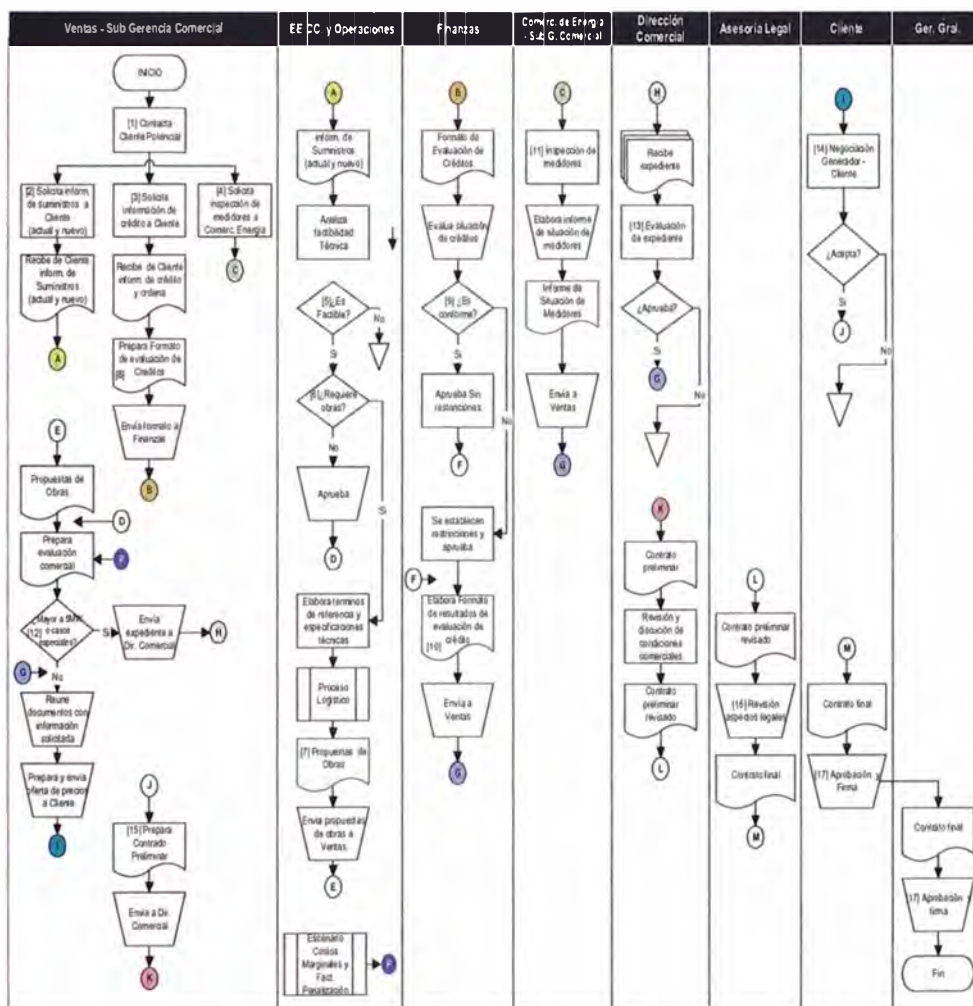


Figura N° 3.2: Actividades implementadas en el proceso de gestión comercial

A continuación se hace una breve explicación del diagrama de flujo mostrado en la figura N° 3.2:

[1] Contacta cliente potencial

El área de mercadotecnia se encarga de localizar al cliente potencial.

[2] Solicita información de suministros a cliente

Información que será alcanzada por el cliente adjuntando documentos (ejemplo: facturación histórica, perfiles de carga típicas).

[3] Solicita información de suministros a cliente

Información que será alcanzada por el cliente adjuntando documentos (ejemplo: estados financieros auditados).

[4] Solicita inspección de medidores a Comercialización de la Energía

El área de comercialización de la energía luego de realizar la inspección emitirá un informe de la situación de medidores al área de Ventas.

[5] ¿Es factible?

El área de Estudios Comerciales (E.E.C.C.) y Operaciones se encarga de analizar la factibilidad técnica y condiciones de calidad de los suministros, de no ser factible se procederá a archivar.

[6] ¿Requiere obras?

De requerirse obras se procederá a elaborar términos y especificaciones técnicas, luego de un proceso logístico se obtendrán las propuestas. De no requerir obras se procederá a su aprobación.

[7] Propuestas de obras

Las ofertas presentadas serán enviadas al área de mercadotecnia para armar el expediente.

[8] Prepara formato de evaluación de créditos

Luego de haber recibido información de crédito del cliente se procederá a la elaboración del formato de evaluación de créditos para ser enviado al área de finanzas para su evaluación.

[9] ¿Es conforme?

De ser conforme se procederá a su aprobación sin restricciones. De no ser conforme se establecen restricciones para ser incorporadas en la propuesta (ejemplo: carta fianza).

[10] Elabora formato de resultados de evaluación de crédito

Esta información será enviada al área de mercadotecnia para armar expediente.

[11] Inspección de medidores

Luego de realizar la inspección solicitada se procederá a elaborar un informe para completar el expediente en el área de Ventas, indicando la situación de los medidores.

[12] ¿Mayor a 5MW o casos especiales?

De cumplirse la condición se enviará el expediente al Director Comercial para su evaluación. De no cumplirse la condición se prepara y envía la oferta de precios al cliente.

[13] Evaluación de expediente

La dirección Comercial evalúa el expediente deprecionado, si procede su evaluación envía expediente aprobado al área de mercadotecnia para que luego esta lo derive y realice la negociación con el cliente. De no ser aprobado se archiva.

[14] Negociación Generador - Cliente

Proceso de negociación y acuerdos para luego ser establecidos mediante contrato.

[15] Prepara contrato preliminar

Este documento se deriva a la Dirección Comercial para su revisión.

[16] Revisión de aspectos legales

El área legal revisa las condiciones y términos y establece políticas de la empresa.

[17] Aprobación y firma

Acción de conformidad por el cliente y la Gerencia General.

3.4. Actividades Implementadas

En la presente sección se describirá en detalle las actividades implementadas en el desarrollo de una estrategia comercial para una empresa de generación de electricidad. Cada una de estas actividades se desarrolla de acuerdo a la política o estrategia comercial adquirida, y la cual permita sobretodo, afrontar con relativo éxito los riesgos inherentes al mercado de energía eléctrica. Si bien es cierto, cada empresa podrá adoptar por la estrategia comercial más conveniente para la organización, esta deberá estar principalmente basada y adecuada a las reglas de juego que el mercado eléctrico tiene en particular.

Siguientemente, se describen algunas actividades a implementar en una estrategia comercial basadas tanto en conceptos de mercadotecnia, así como otras basadas en conceptos o reglas dadas por el mercado para la compra y venta de energía.

Análisis del Mercado

La primera de las principales actividades a implementar es la descripción del mercado a través de la de información histórica y hechos fundamentales para posteriormente crear tácticas e identificarlas con la realidad del mercado. Algunas de los procedimientos a seguir en el análisis del mercado eléctrico se sugieren a continuación:

Historia del mercado

- Creación del mercado
- Desarrollo del mercado en los últimos años
- Factores más importantes que definieron las características del mercado
- Empresas que participan en el mercado

Tamaño del mercado

- Tamaño del mercado en términos de volumen físico de ventas
- Tamaño del mercado en términos de valor de ventas
- Evolución del mercado en los últimos 10 años

Tamaño del mercado por actividad económica

- Tamaño del mercado en volumen físico y valor por actividad económica

Nivel de la demanda

- Análisis de la demanda (mercado libre, regulado, spot)

Impacto de la tecnología

- Análisis del impacto en el mercado de la evolución tecnológica
- Frecuencia de dicho impacto

Competidores

- Empresas competidoras (Nacionales, Extranjeras, Mixtas)
- Organización de las empresas en los mercados actuantes
- Organización de las empresas actuantes para las ventas

Factores competitivos del mercado

- Los economistas reconocen cuatro modelos básicos de competencia, principalmente con base en el número de competidores y la naturaleza de los productos manufacturados:

La tabla N° 3.1 que se muestra a continuación, trata de dar a conocer en forma resumida los diferentes tipos de mercados que pueden existir, características de cada uno de ellos y las tareas de mercadotecnia a tomar en cuenta cuando se esta presente como actor en cualquiera de ellos. Por consiguiente, es importante para una empresa conocer el tipo de competencia a enfrentar para establecer las políticas y/o estrategias comerciales que conlleven al éxito a la organización.

Tabla N° 3.1: Modelos básicos de competencia

Tipo de Competencia	Número de Compañías	Tipo de Productos	Facilidad de Ingreso al mercado	Control de Precios	Importancia de la promoción	Tarea clave de la mercadotecnia
Monopolio	Una	Único	Bloqueada	Completo	Poco o ninguna	Mantiene bloqueado el ingreso mediante relaciones públicas, publicidad, etc.
Competencia monopolística	Numerosas	Similares	Pocas barreras	Algo	Muy importante	Mantiene un producto diferenciado
Oligopolio	Pocas	Similares	Grandes Barreras	Algunos con cuidado	Importante	Entiende a la competencia y reacciona con rapidez; lucha por tener una ventaja ajena a precios
Competencia perfecta	Numerosas	Homogéneos	Sin barreras	Ninguno	Ninguna	Trata de reducir los costos del producto y distribución

El análisis del mercado esta a cargo del área de mercadotecnia, el cual la realiza a través de la recopilación de información histórica como actualizada siguiendo criterios generales de mercadotecnia; luego esta información es almacenada en una base de datos la cual se actualiza permanentemente y por consiguiente permite obtener la información necesaria para realizar cualquier análisis sobre el mercado. A continuación se muestra en la figura N° 3.3 un diagrama de flujo sobre las actividades de esta etapa:

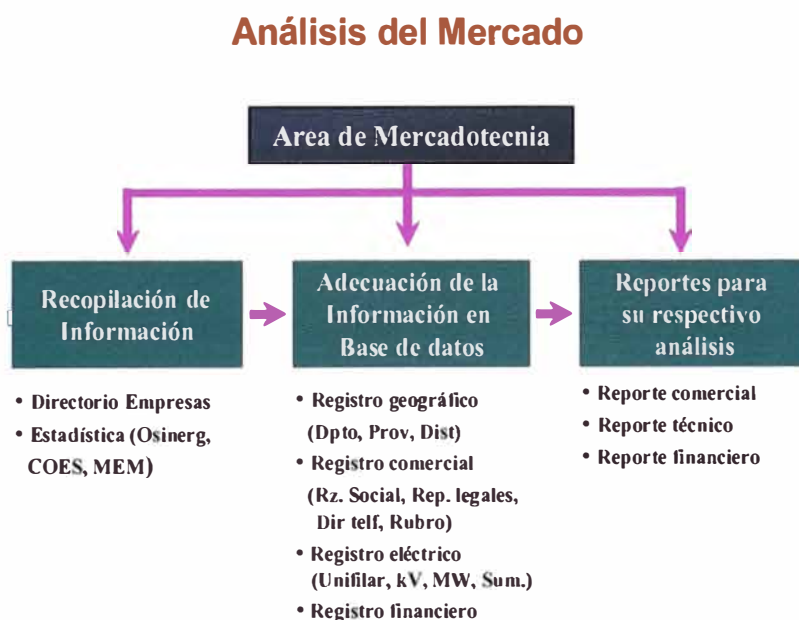


Figura N° 3.3: Análisis del mercado

Segmentación del Mercado

Un **segmento de mercado** consiste en subgrupo de gente o empresas que comparte una o más características que provocan necesidades de producto similares. El proceso de dividir un mercado en segmentos o grupos identificables, más o menos similares y significativos, se llama **segmentación de mercado**. El propósito de la segmentación de mercado es ajustar las técnicas de mercadotecnia a la medida de las necesidades de uno o más segmentos específicos. La segmentación de mercados ayuda a definir con más precisión las necesidades y deseos de los consumidores. Como los segmentos de mercado difieren en tamaño y potencial, la segmentación contribuye a quienes toman decisiones precisen mejor sus objetivos y asignen mejor sus recursos. En resumen, la segmentación de un mercado se realiza por tres razones básicas. En primer lugar, la segmentación permite identificar grupos de consumidores con necesidades similares y analizar las características y el comportamiento de compra de dichos grupos. En segundo, la segmentación aporta información que permite diseñar las estrategias de mercadotecnia a la medida específica de las características y deseos de uno o más segmentos. En tercero, la segmentación está en concordancia con el concepto de mercadotecnia: satisfacción de las necesidades y deseos del consumidor al mismo tiempo que cumplen los deseos de la empresa.

Los criterios y definiciones de mercadotecnia expuestos, se aplicarán al mercado eléctrico para definir los diferentes tipos de consumidores así como las características particulares de los mercados en los que un generador puede vender su producto, es decir, energía eléctrica.

Por consiguiente, en esta etapa con la información recopilada se realiza la segmentación del mercado, la cual esta a cargo del área de mercadotecnia, es decir la clasificación de los clientes según su tipo (regulado o libre), su suministrador actual (generador o distribuidor), el tamaño del cliente (grandes clientes o clientes menores), su ubicación eléctrica y geográfica dentro del territorio nacional y solidez financiera y crediticia. Esta clasificación se realiza en base a criterios generales utilizados en mercadotecnia; clasificación que permitirá por ende hacer la distinción en forma cualitativa los consumidores presentes en el mercado, y por tanto establecer el mercado objetivo al cual la empresa avocará sus esfuerzos. El siguiente diagrama de flujos de la figura N° 3.4 se muestra las actividades que se desarrollan en esta etapa:

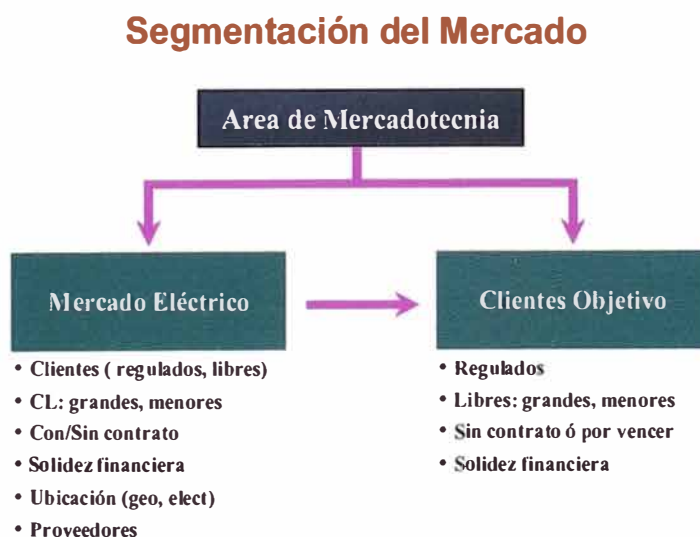


Figura N° 3.4: Segmentación del mercado

Selección del Mercado Meta

Un mercado meta es un grupo de personas o empresas para las que una compañía diseña, implementa y mantiene una estrategia de mercadotecnia con el propósito de satisfacer las necesidades de ese grupo lo que resulta en intercambios satisfactorios para ambos. Es posible seleccionar mercados meta mediante tres estrategias diferentes: **mercado meta no diferenciado, mercado meta concentrado y mercado meta de segmentos múltiples**; ver tabla N° 3.2. Una estrategia de mercado meta no diferenciado supone que todos los miembros de un mercado muestran necesidades similares que es posible satisfacer con una sola estrategia de mercadotecnia. Una estrategia de mercado meta concentrado dirige todos los esfuerzos de mercadotecnia a un solo segmento del mercado. La estrategia de mercado meta de segmentos múltiples elabora dos o más estrategias de mercadotecnia para enfocar dos o más segmentos del mercado.

Tabla N° 3.2: Estrategias en cada mercado meta

Estrategia de mercado meta	Ventajas	Desventajas
Mercado meta no diferenciado	- Ahorros potenciales en los costos de producción / mercadotecnia	- Ofertas faltas de imaginación - La compañía es más susceptible a la competencia
Mercado meta no concentrado	- Concentración de recursos - Satisface mejor las necesidades de un segmento definido en forma	- Segmentos demasiado pequeños o cambiantes - Los grandes competidores

	estricta - Posición fuerte	pueden vender más efectivamente al mercado objetivo
Mercado meta de segmentos múltiples	- Mayor éxito financiero - Economías de escala en la producción/mercadotecnia	- Altos costos - Canibalismo

De acuerdo a la tabla anterior podemos deducir que dentro del sector de energía eléctrica podemos clasificar a los clientes según las estrategias de mercados metas anteriormente descritos. Así por ejemplo, clientes libres como compañías mineras las cuales presentan necesidades similares, ya que normalmente presentan el mismo diagrama de carga podrán ser satisfechas con una estrategia de mercado meta no diferenciado. Empresas de generación que han establecido como estrategia comercial la venta de energía a un solo segmento de mercado, es decir, dirigen todos sus esfuerzos a un solo mercado, ya sea el mercado libre, el mercado spot o el mercado regulado pueden optar por una estrategia de mercado meta no concentrado. Otra alternativa que poseen las empresas generadoras como opción, es la de adquirir una estrategia de mercado meta de segmentos múltiples, vale decir, esta es una estrategia de mercado meta para aquellas empresas que de acuerdo a la política comercial adoptada han considerado poseer un portafolio balanceado, esto es, tener presencia en el mercado spot, el mercado libre y el mercado regulado.

Es importante señalar que la elección de una estrategia de mercado meta por parte de una empresa de generación tiene por objetivo llevar a cabo el cumplimiento de las metas trazadas por la organización.

Una vez identificado el mercado meta o clientes objetivo, los cuales generalmente son clientes con suministros próximos a vencer o sin contrato y con solidez financiera, se realiza el acercamiento a estos clientes potenciales para la empresa a través del área de mercadotecnia y por medio de formales de presentación. Posteriormente, se les explica en forma detallada los alcances de la legislación vigente (esto sólo para los clientes sin previo conocimiento del mercado eléctrico), así como las ventajas competitivas, económicas y comerciales que pueden lograr de poseer un nuevo suministro eléctrico en relación con a su actual proveedor de energía y otros suministradores. La figura N° 3.5 muestra las principales acciones a realizar durante esta etapa:



Figura N° 3.5: Selección del mercado meta

Evaluación Técnica

En esta etapa la evaluación técnica es realizada a través del área de Estudios Comerciales por medio de un análisis de factibilidad técnica, decidiendo así la factibilidad o no del suministro de energía. En caso de ser factible y de requerirse obras, el área elabora los términos de referencia y especificaciones técnicas para luego a través de un proceso logístico obtener las propuestas de obras correspondientes. En el caso de ser factible el suministro y de no requerir obras el expediente es enviado al área de mercadotecnia para la posterior evaluación económica y oferta de precios. Es importante mencionar que el área de Estudios Comerciales es la encargada de pronosticar y proveer de los escenarios de costos marginales, precios de barra y de los factores de penalización al área de ventas para las evaluaciones económicas a llevar a cabo.

Se sugieren los siguientes procedimientos para la evaluación técnica para determinar la factibilidad o no del suministro de energía eléctrica:

- Recopilación de información técnica del suministro del cliente libre
- Revisión y análisis de las características técnicas de las instalaciones y equipamientos involucrados en el circuito eléctrico, verificación de las capacidades de diseño de acuerdo con las normas vigentes en el Código Nacional de Electricidad.
- Verificación en sitio de esquemas unifilares de operación así como las características técnicas del equipamiento instalado, tales como conductor, interruptor, reles de protección, medidor de energía, capacidad del transformador de potencia, capacidad de los transformadores de medida.
- Estudio de problemas operativos, o calidad de suministro si los hubiera.

- Elaboración del informe técnico con observaciones, conclusiones y recomendaciones.
- Si hubiera que realizar nuevas conexiones eléctricas se realiza un estudio de factibilidad el cual permite conocer si es posible o no dicho suministro.
- En caso de resultar positivo el estudio de factibilidad, se realiza un concurso de precios para adjudicar el proyecto llave en mano, es decir, diseño, ejecución, suministro de materiales, transporte, obras civiles, montaje electromecánico y puesta en servicio.
- Para el concurso se elabora los respectivos “Términos de Referencia” que consiste en proporcionar a los postores los datos técnicos del proyecto, así como el alcance de la obra a ejecutar a fin de uniformizar propuestas técnicas

En la figura N° 3.6 se muestra los procedimientos más importantes a considerar dentro de la evaluación técnica:

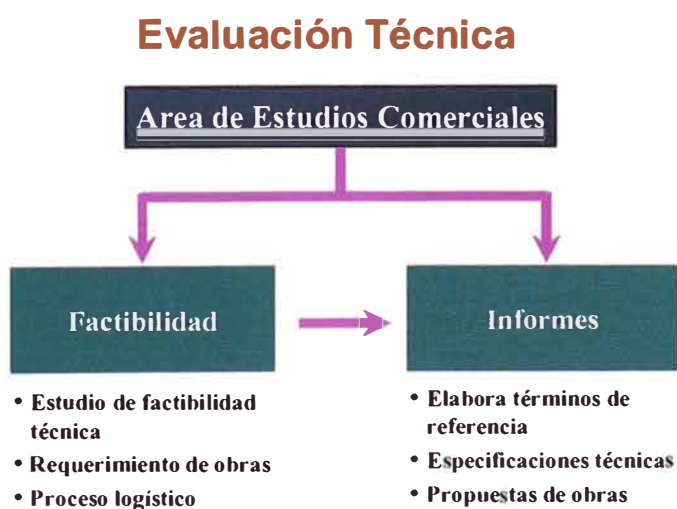


Figura N° 3.6: Evaluación técnica

Evaluación Económica

Concluida la evaluación técnica y la aprobación de factibilidad del suministro por parte del área de Estudios Comerciales, el área de mercadotecnia será la responsable de realizar la (s) evaluación (es) económica correspondiente (s) a todas las necesidades planteadas por el cliente. Esta evaluación económica toma en consideración los precios de barra y spot proyectados así como el comportamiento de la demanda actual y futura que tendrá el cliente y también se considerará el periodo (s) de contrato de suministro. Posterior a esta evaluación, se prepara la oferta (s) de precios y envía al cliente para que este a su vez realice su propia evaluación económica tomando la (s) oferta (s) de precios ofrecidos. En el siguiente capítulo se desarrollara en forma detallada la metodología a aplicar en la evaluación económica de contratos de suministro de energía. La figura N° 3.7 muestra la información requerida para realizar la evaluación económica de un contrato de suministro de energía así como los datos necesarios para la elaboración de una oferta de precios.

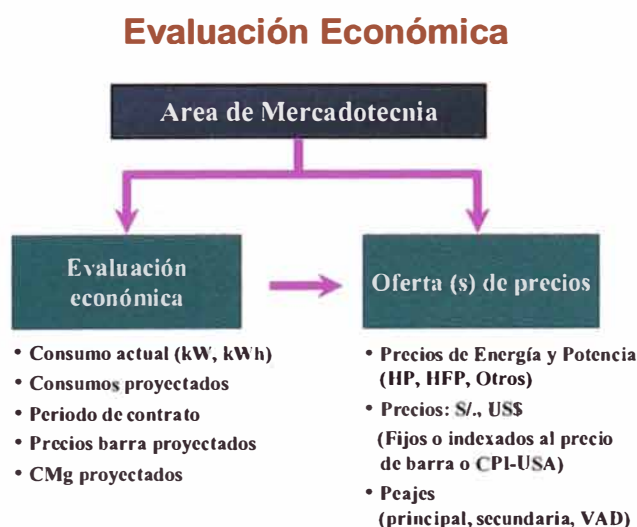


Figura N° 3.7: Evaluación económica

Evaluación Financiera

La evaluación financiera y crediticia de un cliente es realizada por el área de Administración y Finanzas, la cual toma en consideración las políticas dictadas por la empresa con respecto a este punto. Esta evaluación se realiza a través de un formato de evaluación de créditos diseñado para este propósito, el cual recoge los estados financieros auditados de la empresa a evaluar. En caso la evaluación de créditos sea conforme se aprueba esta evaluación sin restricción alguna, en caso contrario se establecen restricciones de crédito. Esta evaluación financiera se realiza con el propósito de evaluar la solvencia económica de las empresas con las que se pretenda entablar alguna negociación comercial, y consecuentemente proteger a la empresa del riesgo crediticio o el riesgo que un cliente no pague el servicio suministrado o más aún caiga en bancarrota y deba resolver un contrato de largo plazo en forma anticipada. En la figura N° 3.8 se resume la información necesaria para un análisis financiero y crediticio:



Figura N° 3.8: Evaluación financiera

Las tablas N° 3.3 y N° 3.4 muestran en forma simplificada el análisis crediticio de una empresa en particular:

Tabla N° 3.3: Información requerida para la evaluación financiera

Datos de Entrada

Fecha de los EEFF		Year 1 31/12/2000	Year 2 31/12/1999
Activos	Caja	1,025,000	1,271,000
	Cuentas por Cobrar	10,764,000 (1)	11,604,000 (1)
	Inventarios	11,444,000	6,944,000
	Activo Corriente	23,603,000	19,881,000
	Activos Fijos	7,723,000	8,405,000
	Goodwill	-	-
	Total Activos	31,550,000	28,688,000
Pasivos	Prestamos a Corto Plazo	8,346,000	3,416,000
	Cuentas por Pagar	5,397,000 (2)	9,016,000 (2)
	Pasivo Corriente	13,743,000	12,432,000
	Deudas a Largo Plazo	26,000	388,000
	Utilidades Retenidas	4,555,000	5,330,000
	Patrimonio Neto	17,781,000	15,868,000
Estado de Ingresos	Ingresos	61,535,000	60,658,000
	Gastos Operativos	53,520,000	52,338,000
	EBIT	3,966,000	4,733,000
	Gastos por Intereses	782,000	265,000
	Utilidad Neta	1,913,000	2,644,000
Flujo de Caja	Depreciación y Amortización	1,001,000	1,031,000
	Impuestos Diferidos	-	-
	Flujo de Efectivo de Operaciones	(4,042,000)	3,381,000
Otros Datos	Información de Credito	N	N
	Años en el Negocio	23	22
	EEFF Auditados	n (3)	n (3)
	Opinión de Auditoria	-	-
	Cinco Firmas Grandes (Si o No)	-	-
EBIT:			
Ingresos	61,535,000	60,658,000	
Gastos Operativos	(58,991,000)	(57,266,000)	
Ingresos Financieros	173,000	87,000	
misc. Ingresos	1,339,000	1,339,000	
misc. Cargos	(90,000)	(85,000)	
Total	<u>3,966,000</u>	<u>4,733,000</u>	

Notas:

(1) Las cuentas por cobrar incluyen montos a cobrar a empresas vinculadas de S/. 30,000 en el 2000 y S/. 6,000 en 1999.

(2) Este rubro incluye cuentas por pagar a empresas vinculadas por S/. 3,727,000m en el 2000 y S/. 4,602,000 en 1999.

(2) Adicionalmente, no existen datos suficientes para determinar si existen tributos por pagar incluidos.

(3) Durante 1999 los Auditores Externos fueron Price Waterhouse, no se registra ningún cambio de auditoria en las notas del reporte al 2000, aunque el documento no es el auditado.

Tabla N° 3.4: Resultados de la evaluación crediticia

Evaluación de Credito

Moly-Cop Adesur S.A.

Fecha	Peso	Puntaje	12/31/00	12/31/99
Información General:				
Financieros	2	1	n	n
Gravamen Cualitativo	6	3	N	N
Tendencia EBIT	0	0	-16%	
Ratios				
Deuda/Capital	20	5	32%	19%
Indice de Solvencia	10	5	1.72	1.60
Flujo de Caja/Deudas de Corto Plazo	0	0	(0.48)	0.99
EBITDA/Intereses	20	5	6.35	21.75
Activo Fijo/Total Activos	8	2	24%	29%
Model Score		66		

Porcentajes de Patrimonio en USD

Patrimonio @ 25%	1,260,349
Patrimonio @ 10%	504,139
Patrimonio @ 5%	252,070

Limite de Credito para la Unidad de Negocio 252,070 USD

Conclusión. La empresa tiene una posición financiera sólida, se encuentra en una posición estable dentro de su mercado, mantiene una importante participación en el mismo. Sus resultados dependen básicamente del crecimiento y desarrollo del sector minero en nuestro país, que continúa desarrollando proyectos nuevos (Antamina por ejemplo). Por lo cual la recomendación del área es vender nuestra energía en las mejores condiciones posibles, tomando provisiones ante cualquier eventualidad futura.

Como se puede apreciar este modelo de evaluación crediticia proporciona a través de algunos ratios financieros, información acerca de la situación financiera y crediticia de dicha empresa.

Aspectos Legales

El área legal de la empresa es la encargada de todo lo concerniente a los términos legales de la empresa y por consiguiente del área comercial. La asesoría legal toma en consideración toda la legislación vigente relacionada con el sector eléctrico, así como las políticas establecidas por la empresa en torno a los aspectos legales para realizar su análisis legal. En lo referente a nuevos suministros de energía, esta área es la que revisa los contratos preliminares, realiza su observación correspondiente y posteriormente da su aprobación de los contratos en su versión final para la acción de conformidad por el cliente y la gerencia general de la empresa. En la figura N° 3.9 se muestra los aspectos considerados por el área legal de la empresa:

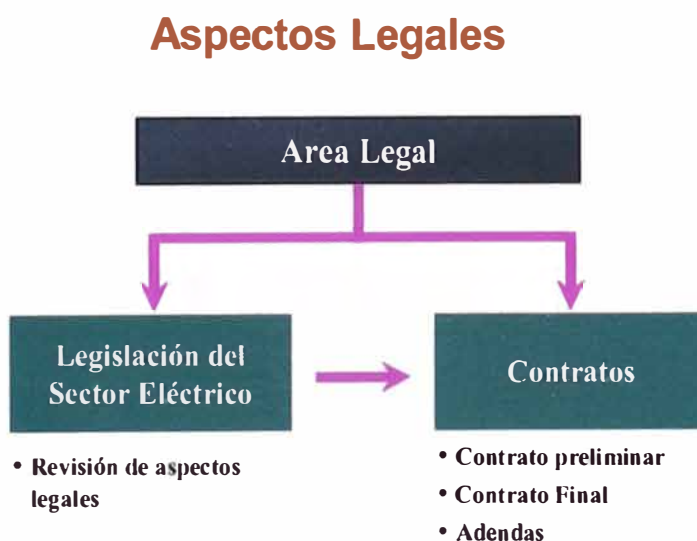


Figura N° 3.9: Aspectos legales

Servicio Comercial

Uno de los conceptos más fundamentales en el análisis de las operaciones de servicio es el concepto de *Servicio al Cliente*. El servicio al cliente implica actividades orientadas a una tarea, que no sean la venta preactiva, que incluyan interacciones con los clientes en persona, por medio de telecomunicaciones o correo. Esta función se debe diseñar, desempeñar y comunicar teniendo en mente dos objetivos: la satisfacción del cliente y la eficiencia operacional. La función del servicio al cliente está cambiando en forma considerable en muchos negocios de servicios. Esta evolucionando de una actividad exclusivamente reactiva, que a menudo se desempeña de mala gana, a una función preactiva, diseñada para mejorar la posición competitiva de la empresa. Los procedimientos que antes se seguían la azar se están estandarizando y ahora son más profesionales. La moderna tecnología de las computadoras y el avance de las telecomunicaciones desempeñan un papel importante en el mejoramiento de la eficiencia y la efectividad de las actividades del servicio al cliente. La función de servicio al cliente se esta convirtiendo en un elemento importante para unir toda la organización de servicio.

En resumen, el valor, la calidad y la productividad son de un gran interés, puesto que se relacionan directamente con la supervivencia de una organización en el mercado competitivo. Las estrategias diseñadas para incrementar el valor dependen en gran parte del mejoramiento continuo de la calidad de servicio y de los mejoramientos en la productividad, que refuerzan la satisfacción del cliente en vez de contrarrestarla

El servicio al cliente en una empresa de generación abarca, facturación, reclamos, programación de mantenimientos, calidad de la energía, interrupciones, contraste de medidores, factibilidad de incrementos de carga, pagos, informe técnico-comercial, etc.

De acuerdo a lo expuesto anteriormente, el servicio comercial se hace en forma permanente y personalizada a cada uno de los clientes de la empresa. Esta función recae sobre el área de comercialización y la realiza a través del contacto permanente con los clientes en su afán de evaluar y satisfacer las necesidades adicionales requeridas por los mismos. Esta atención y evaluación permanente, tiene por objetivo buscar la conformidad del cliente con el servicio prestado por parte de la empresa. Satisfacer las necesidades de nuestros clientes incrementando la calidad de nuestro producto y servicios. En la figura N° 3.10 se resume los principales eventos que involucra el servicio comercial y/o atención al cliente:



Figura N° 3.10: Servicio comercial

3.5 Resultados

El proceso de gestión comercial requiere ciertas herramientas que nos permitan evaluar resultados económicos de las actividades que componen dicho proceso comercial. Estas herramientas deberán permitirnos tomar decisiones en torno a la composición de nuestra cartera de clientes la cual nos permita analizar, cual de los mercados eléctricos existentes para un generador es el mas conveniente en términos de resultados económicos y de menor exposición a los riesgos del mercado; complementariamente, es importante contar con alguna herramienta la cual permita realizar la evaluación económica de un contrato y conocer así el valor actual neto esperado del mismo.

Por tanto, para llevar a cabo los diferentes análisis económicos requeridos, se han desarrollados los siguientes modelos computacionales:

- Modelo de análisis de portafolio
- Modelo de evaluación económica de contratos

Adicionalmente, se hará uso del modelo computacional PERSEO, para realizar la proyección de los costos marginales y precios de barra a futuro.

Es importante mencionar que la estructura y el proceso de gestión comercial descritos en este capítulo, están siendo aplicados por una empresa de generación presente en el sector eléctrico peruano. Dichos procesos comerciales han permitido a la empresa incrementar considerablemente su capacidad comprometida a través de

nuevos contratos de suministro tanto en el mercado regulado como en el mercado libre; como consecuencia de ello se ha logrado un mejor posicionamiento en el mercado y sobre todo el incremento de sus ingresos anuales netos. Asimismo es importante mencionar que dichos procesos comerciales son revisados y actualizados anualmente.

3.6. Análisis Considerado en el Desarrollo de una Estrategia Comercial

Una vez establecidos los lineamientos del proceso en los cuales se enmarcará la estrategia comercial es conveniente aterrizar en el desarrollo de cada uno de estos puntos, si bien algunos son sencillos y nos permiten trabajo en grupo y discusión de propuestas, otros demandan de ciertas técnicas que ayuden a señalar el camino que se debe seguir para mantener el foco de atención en aquello que resulte de mayor relevancia y trascendencia para el desarrollo de la estrategia comercial.

En determinadas situaciones el tamaño de la organización implica diferentes actividades y a veces es muy conveniente fraccionar el análisis para permitir entrar en detalles particulares en cada caso sin caer en generalizaciones vagas o ambiguas, de tal manera que se desarrolle la estrategia comercial sin contratiempos. Lo mencionado anteriormente implica fraccionar la información la cual se pueda analizar de manera independiente y posteriormente ensamblarla dentro de una estrategia global para el logro de los objetivos y metas organizacionales.

Es importante recordar que una estrategia es “una acción fundamental que afecta la misión y valores organizacionales, el nivel de servicios o productos ofrecidos, a los

clientes o la organización para continuar operando”. Por tanto es importante tomar las decisiones que mejor resuelvan los problemas para poder continuar ofreciendo el servicio más adecuado a todos los clientes.

En el desarrollo de la estrategia comercial se debe tener en cuenta que el proceso será más importante que el documento final, pero se deberá tomar muy en cuenta la estructura (quienes participan y cual es su papel) el proceso (secuencia de pasos) y el sistema de soporte e información. Respecto a esto último, es indispensable establecer los mecanismos de medición y control para verificar que todas las acciones que se van a realizar se ejecutan en la forma prevista, y que la información relacionada con todos los procesos que lleva a cabo la organización se recopila y se analiza para permitir una toma de decisiones adecuada. Es importante que dentro del sistema de información para todo el proceso se reitere la necesidad de poseer fuentes confiables de suministro de datos, validación de la información y homologación de conceptos, estandarización de la información cuando provenga de diferentes orígenes (áreas) o cuando se usa de diferentes periodos y verificación que los datos son los correctos y veraces. Finalmente, es fundamental que la estrategia o política comercial este bien definida y difundida entre los integrantes no solo del área comercial sino también de los integrantes de las demás áreas integrados al proceso de gestión comercial, que permita la realización de procesos de evaluación objetivos y confiables para la adecuada toma de decisiones.

CAPÍTULO IV

MODELOS COMPUTACIONALES UTILIZADOS EN EL DESARROLLO DE UNA ESTRATEGIA COMERCIAL

En el presente capítulo se describirá cada uno de los modelos computacionales utilizados para el desarrollo de una estrategia comercial, asimismo se describirá la relación funcional entre todos y cada uno de ellos. Se explicará a través de diagramas de flujo los principios, datos de entrada, datos de salida, etc, requeridos por los cada uno de los modelos. Adicionalmente, se explicará la metodología de cálculo en las que están basadas el Modelo de Análisis de Portafolio de Clientes así como el del Modelo de Evaluación Económica de Contratos. Es importante señalar que ambas metodologías de cálculo han tomado en consideración algunos criterios establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento y que son aplicados tanto por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), como por el OSINERG-GART.

4.1. Relación Funcional entre Modelos

Relación funcional:

Modelo Perseo – Modelo Análisis de Portafolio- Modelo de Evaluación de Contratos

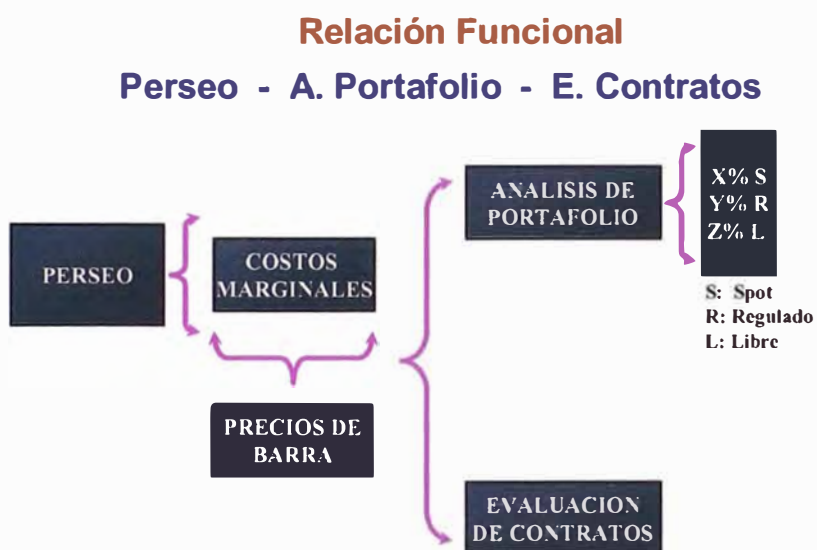


Figura N° 4.1: Relación funcional entre modelos

Como puede observarse en la figura N° 4.1 el modelo Perseo provee de los costos marginales de generación mensual proyectados a futuro, con los cuales se calcula el precio de barra. El precio de barra para el primer semestre en todos los casos es el mismo y solo varía para el segundo semestre. Para el cálculo del precio de barra mensual se utiliza la siguiente fórmula:

$$PB = \frac{\sum_{i=1}^n C_{mgi} * \frac{D_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{D_i}{(1+r)^i}} \quad (4.1)$$

Donde:

- PB es el precio de barra
- C_{mgi} es el costo marginal de generación del mes i
- D_i es la demanda de energía en el mes i
- n son los meses considerados para el cálculo del precio de barra
- r es una tasa de descuento del 12% anual

Seguidamente, se describirá en cada uno de estos modelos mencionados, es decir, el Modelo Perseo, el Modelo de Análisis de Portafolio de Clientes y el Modelo de Evaluación Económica de Contratos. Se tendrá en cuenta que no solo se hará mención a los datos más importantes de de entrada y salida sino que también se proporcionará la metodología de cálculo correspondiente el cual nos de las pautas necesarias para entender los procesos de evaluación ha realizar por una empresa de generación de electricidad.

4.2. Modelo Perseo

Este modelo computacional permite generar los costos marginales de generación para una determinada etapa de estudio, minimizando el costo actualizado de la generación térmica y falla. Adicionalmente, el modelo permite obtener los precios de barra a partir de dichos costos marginales proyectados a presentarse en el futuro en un determinado sistema eléctrico. Este modelo computacional cuenta con las siguientes características:

- Multi – embalse:
 - ✓ Representación individual de cada embalse y cuenca hidrográfica.
- Multi – nodo:
 - ✓ Representación de cada nodo (barra) del sistema de transmisión y del efecto de sus pérdidas
- Multi – escenario
 - ✓ Permite evaluar el desempeño del sistema ante diversos escenarios hidrológicos.
 - ✓ Secuencias hidrológicas generadas a partir del registro histórico de caudales afluentes; ó
 - ✓ A partir de Caudales Sintéticos

Esquema Funcional del Modelo

En la figura N° 4.2 que a continuación se muestra, describe el esquema funcional del modelo Perseo:



Figura N° 4.2: Esquema funcional del modelo Perseo

- **Datos de entrada**

El usuario define los siguientes datos del sistema:

- ✓ La topología o estructura de la red eléctrica
- ✓ La topología o estructura de la red hidráulica
- ✓ El horizonte y las etapas mensuales del estudio
- ✓ El número de bloques para representar la curva de duración de la demanda del Sistema Interconectado Nacional
- ✓ Costos variables
- ✓ Mantenimientos programados
- ✓ Parque generador existente (Hidráulico y Térmico)
- ✓ Proyectos asociados a los compromisos de privatización u otros proyectos del sector privado

- ✓ Costos de Combustibles
- ✓ Costos no combustibles
- ✓ Programa de obras de transmisión

Topología Hidráulica

La figura N° 4.3 es un ejemplo de topología hidráulica que se deberá definir, en las cuales se especifica cuencas, embalses, reservorios, etc.

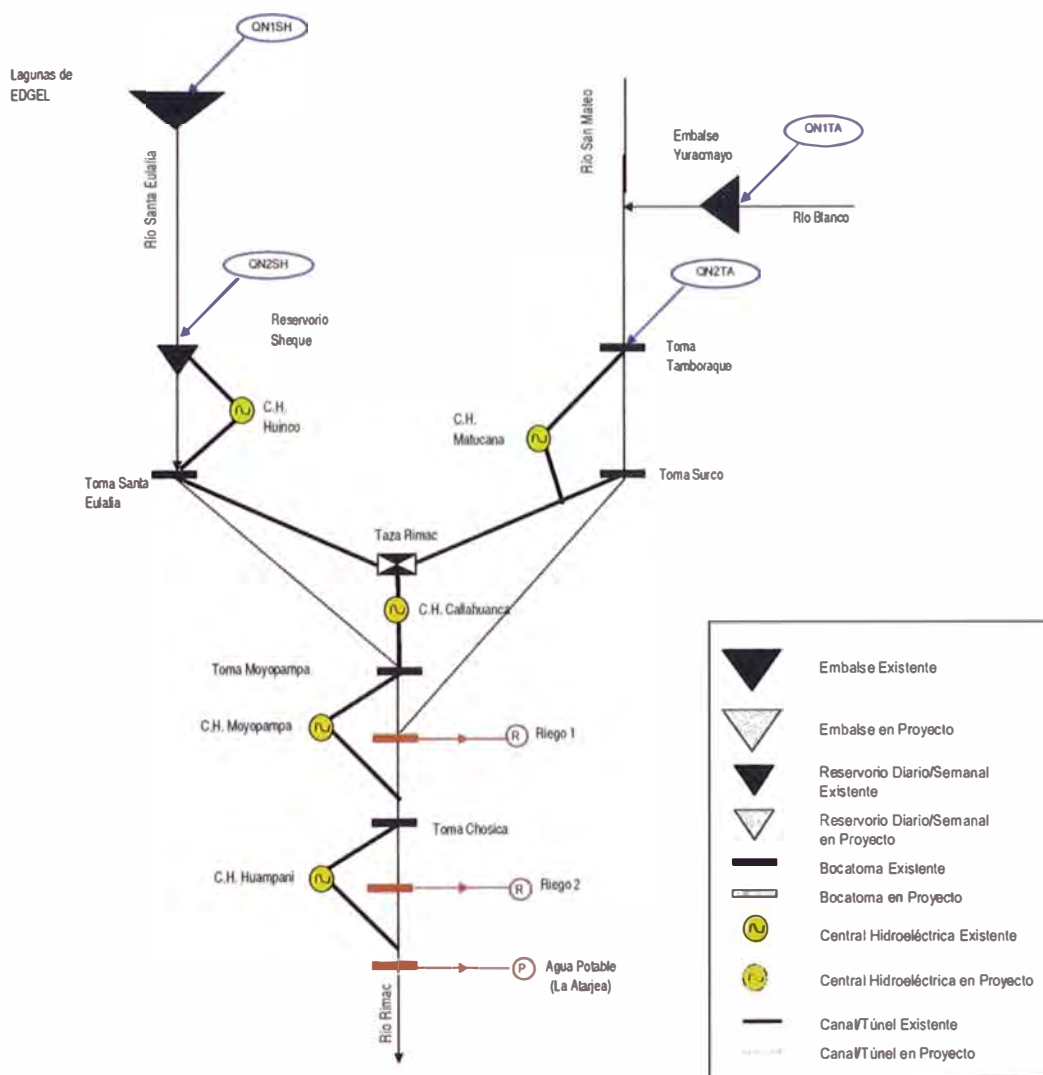


Figura N° 4.3: Modelo de topología hidráulica

Topología Eléctrica

Al igual que la topología hidráulica se tiene que definir la topología eléctrica del todo el sistema eléctrico; la figura N° 4.4 presenta una topología eléctrica como ejemplo:

DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEMOSTRATIVO

Oferla del Sistema:

G1 : 30 MW	10 US\$/MWh
G2 : 20 MW	15 US\$/MWh
G3 : 10 MW	5 US\$/MWh
G4 : 10 MW	2 US\$/MWh

Lineas de Transmision:

L _{AB} : 20 MW	220 kV - r = 36.0 ohm - x = 244.0 ohm
L _{BC} : 15 MW	138 kV - r = 61.6 ohm - x = 195.6 ohm
L _{AC} : 20 MW	220 kV - r = 50.4 ohm - x = 341.6 ohm
L _{CD} : 10 MW	220 kV - r = 20.0 ohm - x = 200.0 ohm
L _{BD} : 10 MW	220 kV - r = 13.0 ohm - x = 157.8 ohm

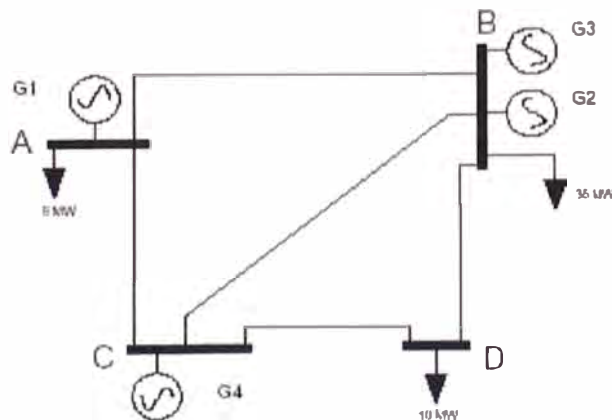


Figura N° 4.4: Modelo de Topología Eléctrica

Demanda del Sistema

Las figuras N° 4.5 y N° 4.6 que a continuación se muestran, representan la curva de carga y la curva de duración respectivamente del sistema eléctrico interconectado nacional:

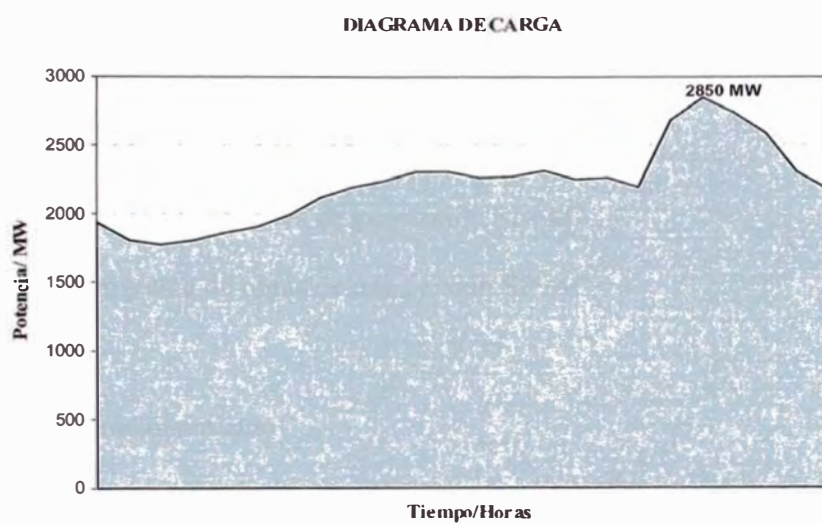


Figura N° 4.5: Diagrama de carga

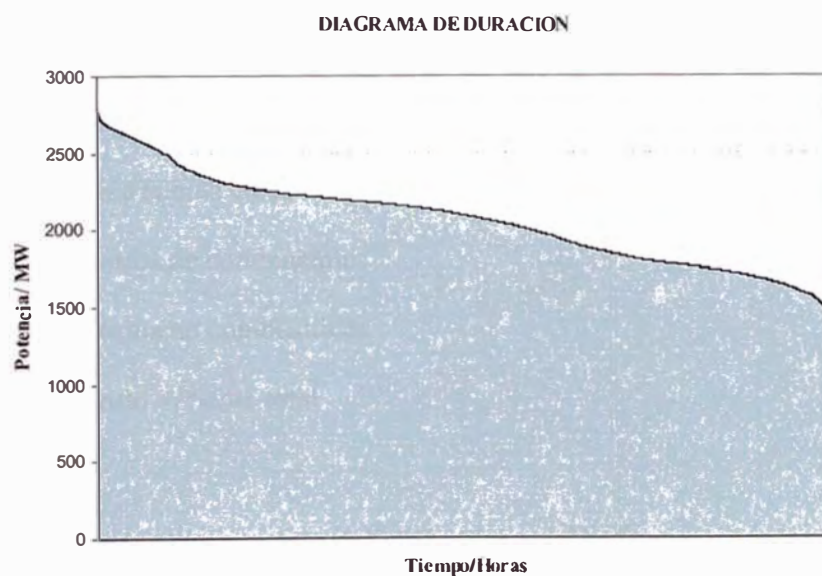


Figura N° 4.6: Diagrama de duración

Programa de Obras

Para el programa de obras se debe considerar lo siguiente:

Parque generador existente

- ✓ Centrales Hidroeléctricas existentes SINAC
- ✓ Centrales Térmicas existentes SINAC

Proyectos de generación y transmisión

- ✓ Programa de obras de generación SINAC
- ✓ Programa de obras de transmisión SINAC

Costo de racionamiento

Representa el costo promedio incurrido por los usuarios al no disponer de energía eléctrica y abastecerse de fuentes alternativas.

Costos variables de centrales térmicas

Se deberá tener en cuenta los siguientes costos asociados a las centrales térmicas que en resumida cuenta consideran lo siguiente:

- ✓ Costos de combustibles
- ✓ Costos no combustibles
- ✓ Costo variable total

Resultados

A continuación, en la figura N° 4.7 se resume los resultados que se obtienen de la aplicación del modelo Perseo (Costos Marginales en Barras):

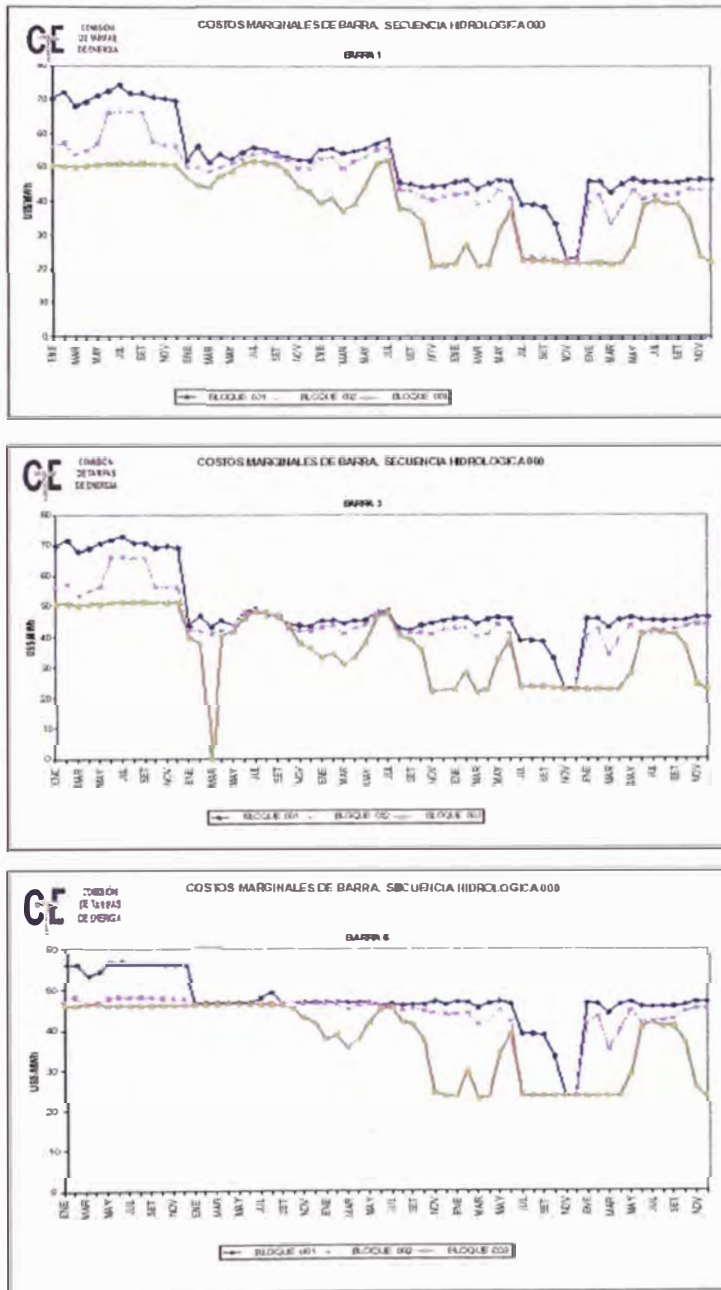


Figura N° 4.7: Resultados del modelo Perseo

4.3. Modelo de Análisis de Portafolio de Clientes

Antes de entrar a la descripción de las particularidades de un portafolio de clientes de una empresa de generación, analizaremos los riesgos inherentes al mercado eléctrico, los cuales hacen necesario diseñar una cartera de clientes para exponer a la empresa al menor riesgo posible.

Riesgo de Mercado y Portafolio de Contratos de una Empresa Eléctrica

El negocio de generación de energía eléctrica presenta cuatro tipos de riesgos diferentes de riesgos:

a) Riesgo de Precio

Se refiere a las variaciones que experimenta el precio de la energía a lo largo del tiempo, lo cual significa un riesgo para las empresas de generación ya que su ingreso depende en parte de la diferencia entre el precio de mercado (o contrato) y sus costos de producción.

b) Riesgo de Cantidad

Se refiere al riesgo al que se ve enfrentado cada generador al no tener certeza de la cantidad de energía que generará.

c) Riesgo de Precios de Combustibles

Este es un riesgo externo al mercado eléctrico pero afecta al generador en su capacidad para competir en el mercado y ser finalmente despachado. Un alza en el

costo de los combustibles aumenta los costos variables del generador lo que puede reducir el número de horas que va a generar y la ganancia que obtendrá.

d) Riesgo de disponibilidad

Este riesgo se refiere a contingencias que impiden al generador estar disponible para generar la energía requerida. Los problemas de disponibilidad significan al generador reducir sus ganancias.

Es posible clasificar los primeros dos tipos de riesgos (precio y cantidad) como riesgos de mercado y los dos últimos como riesgos de planta (combustible y disponibilidad). Los riesgos de planta pueden ser manejados por los gerentes de la empresa mientras que los riesgos de mercado son exógenos y observables. Este último tipo de riesgo es el que origina la necesidad de desarrollar contratos y estrategias que permitan a los participantes del mercado eléctrico realizar una cobertura efectiva de este.

Análisis de Portafolio de Clientes

Toda empresa eléctrica de generación debe manejar un portafolio de contratos con el compromiso su producción a lo largo de un periodo de tiempo. Un portafolio de contratos incluye contratos a precios libres, contratos a precio regulado y capacidad no contratada vendida a precio spot a otros generadores. La ganancia del portafolio está condicionada por la diferencia entre el precio acordado por el suministro de energía y los costos de generación (en caso que la empresa sea despachada) o los costos de adquisición de energía (en caso que la empresa no sea despachada).

La incógnita de una empresa de generación es cómo diseñar su portafolio de manera de maximizar su retorno esperado dado su grado de aversión al riesgo. Un análisis del portafolio óptimo para la empresa tendría que considerar el comportamiento del mercado, la competencia, los clientes entre otros factores.

La figura N° 4.8 muestra la variación de los ingresos netos de la empresa respecto a la capacidad comprometida a través de contratos de suministro:

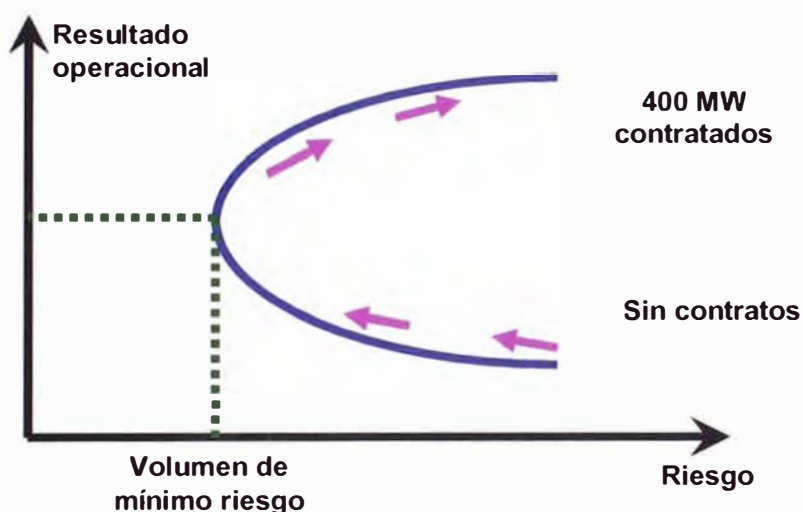


Figura N° 4.8: Variación de los ingresos operacionales

Con los costos marginales de generación mensual, los precios de barra, la generación y los compromisos de ventas por contrato, es posible calcular los ingresos operacionales. Se supone en el modelo que para calcular los ingresos que el precio al que se vende energía a los clientes libres y regulados es el precio de barra. Los ingresos operacionales de una empresa de generación son iguales a los compromisos de la empresa de venta de energía por contrato, más las ventas o menos las compras a

costo marginal, menos los costos de generación de sus centrales térmicas, para centrales hidroeléctricas el modelo considera el costo de generación igual a cero. Seguidamente, se muestra la formulación matemática que corresponde a los ingresos operacionales de una empresa de generación:

$$\begin{aligned}
 \text{Resultado operacional} &= \underbrace{\text{Energía}_{\text{clientes}} \cdot \text{Precio}_{\text{clientes}}}_{\text{Ingresos por ventas a clientes}} + \left(\underbrace{\text{Producción}_{\text{energía}} \cdot \text{Energía}_{\text{clientes}}}_{\text{Ingresos por ventas en el spot}} \right) \cdot \text{Costo}_{\text{marginal}} - \underbrace{\text{Costo}_{\text{producción}}}_{\text{Costos de producción}} \quad (4.2)
 \end{aligned}$$

La fórmula anterior es equivalente a:

$$\begin{aligned}
 \text{Resultado operacional} &= \underbrace{\text{Producción}_{\text{energía}} \cdot \text{Precio}_{\text{spot}} - \text{Costo}_{\text{producción}}}_{\text{Ingresos por ventas en el spot}} + \underbrace{\text{Energía}_{\text{clientes}} \cdot \text{Precio}_{\text{clientes}} - \text{Energía}_{\text{clientes}} \cdot \text{Costo}_{\text{marginal}}}_{\text{Ingresos por ventas a clientes}} \quad (4.3)
 \end{aligned}$$

La formulación matemática anterior presentada en el gráfico anterior nos ayudará a realizar la evaluación del análisis del portafolio de clientes a ser utilizado el cual busca maximizar los ingresos netos de una empresa de generación proporcionando la capacidad a comprometer a través de contratos de suministro de electricidad y el excedente para la venta al mercado spot, todo. Así mismo el modelo necesita para la evaluación, de información relevante y confiable que conduzcan a resultados que conlleven a tomas de decisión importantes a la gerencia comercial. La información necesaria requerida por el modelo son proyecciones a largo plazo, esta información se resume en las siguientes variables:

Datos de entrada:

Los siguientes datos son considerados como datos de entrada para la simulación o análisis del portafolio que maximice los ingresos por la empresa para ciertas condiciones, como por ejemplo secuencia hidrológica o demanda.

- Energía producida proyectada por cada central de generación, hidroeléctrica y/o térmica
- Potencia Firme proyectada por cada central de generación, hidroeléctrica y/o térmica
- Proyección de costos marginales proyectados para cada secuencia hidrológica, generadas a partir del registro histórico de caudales
- Precios de barra de energía y potencia proyectados
- Proyección de la demanda de los clientes
- Proyección de precios spot de potencia

Relación Funcional:

Modelo Perseo – Modelo de Análisis de Portafolio de Clientes

La siguiente gráfica muestra la relación funcional entre el modelo Perseo y el modelo de análisis de portafolio de clientes:

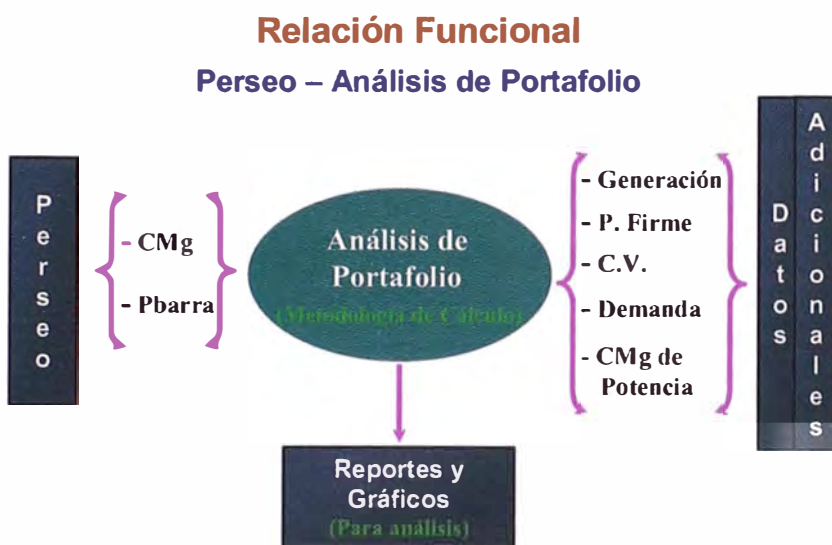


Figura N° 4.9: Relación funcional entre los modelos perseo de portafolio

Como puede observarse en la figura N° 4.9 el modelo de análisis de portafolio de clientes necesita como información de entrada los costos marginales y precios de barra proyectados, así como data sobre la generación de las plantas hidráulicas y/o térmicas, potencia firme, costos de producción o costos variables (CV) y la demanda o curva de carga de los clientes. El modelo proporciona los resultados a analizar a partir de una metodología de cálculo que se describirá a continuación:

Metodología de Cálculo

La metodología de cálculo es la siguiente:

- Ingresos por generación

Energía

1. De los datos de producción de cada planta generadora se calcula la inyección neta de energía de cada planta al sistema para los bloques, punta, media y base; es decir, generación sin considerar pérdidas de transmisión.
2. Se calcula el ingreso por energía al mercado spot por cada planta y por cada bloque, multiplicando la inyección neta de energía de cada planta al sistema con el costo marginal de energía, correspondiente a la barra de inyección de cada planta.
3. Se calcula el egreso por energía por cada planta y por cada bloque, multiplicando la inyección neta de energía de cada planta al sistema con el correspondiente costo variable de cada planta.
4. El ingreso neto por la venta de energía al spot, resulta de la diferencia de los ingresos menos los egresos por cada planta.

Potencia

1. De los datos de potencia firme de cada planta generadora se calcula el ingreso por potencia firme de cada planta, multiplicando dicha potencia firme por el precio de barra, correspondiente a la barra de inyección de cada planta.

Ingreso total por energía y potencia

El ingreso neto total de generación, resulta de la suma del ingreso neto de la venta de energía al mercado spot más el correspondiente ingreso por potencia firme.

- Ingresos por contratos

Energía

1. De los datos de cada cliente se calcula el consumo de energía en sus respectivas barras de transferencia para los bloques de punta, media y base; es decir, considerando las pérdidas de transmisión.
2. Se calcula el ingreso por la venta de energía por cada cliente y por cada bloque, multiplicando dicha energía por el precio de barra (inicialmente), correspondiente a la barra de venta de cada cliente.
3. Se calcula el egreso por la venta de energía por cada cliente y por cada bloque, multiplicando dicha energía por el costo marginal de energía, correspondiente a la barra de transferencia de cada cliente.
4. El ingreso neto de la venta de energía por contratos, resulta de la diferencia de los ingresos menos los egresos por cada cliente.

Potencia

1. De los datos de cada cliente, se calcula su demanda de potencia en sus respectivas barras de venta.

2. Se calcula el ingreso por la venta de potencia de punta por cada cliente, multiplicando dicha potencia por el precio de barra de potencia de punta (inicialmente), correspondiente a la barra de venta de cada cliente.
3. Se calcula el egreso por la venta de potencia de punta por cada cliente, multiplicando dicha potencia por el costo marginal de potencia de punta, correspondiente a la barra de venta de cada cliente.
4. El ingreso neto de la venta de potencia por contratos, resulta de la diferencia de los ingresos menos los egresos por cada cliente.

Ingreso total por energía y potencia

El ingreso neto total por contratos, resulta de la suma del ingreso neto de la venta de energía más el ingreso neto de la venta de potencia por cada cliente.

- Ingreso total de la empresa

El ingreso neto de la empresa, resulta de la suma del ingreso total por generación más el ingreso total por contratos, dicho resultado es traído a valor presente aplicando una tasa anual de descuento del 12%.

Resultados

La metodología de cálculo descrita se deberá aplicar para cada valor mensual de la proyección del conjunto de datos ingresados al modelo, es decir, para cada mes y año correspondiente de generación de energía, potencia firme, demanda de potencia y energía de clientes así como los precios de barra, costos marginales de energía y potencia y costos variables.

El modelo generará un conjunto de resultados (VAN Neto Total Empresa) a partir de lo siguiente:

- Variación progresiva de la demanda de los clientes que puede ir de cero y aumentando gradualmente
- Para cada variación gradual de demanda se obtendrá un VAN Neto Total Empresa a partir de los costos marginales elegidos aleatoria mente para cada secuencia hidrológica generada a partir del registro histórico de caudales.
- El proceso aleatorio consistirá en generar años o secuencias hidrológicas (para cada secuencia hidrológica corresponde un juego mensual de costos marginales) un número considerable de veces, por ejemplo 500, 1000, 1500, etc.
- Seguidamente, los resultados obtenidos para cada valor de demanda y costos marginales por cada elección aleatoria de secuencia hidrológica, se ordenarán de mayor a menor por el número total de veces considerado en el proceso aleatorio.
- Luego se hallará la probabilidad de excedencia de cada uno de estos valores ordenados. Dicha probabilidad de excedencia consiste en dividir el numero que correspondiente a la fila de los resultados ordenados, entre el número total de veces considerado en el proceso aleatorio.
- Finalmente, la consecución del gráfico mostrado se consigue considerando los resultados que corresponden a una probabilidad de excedencia o nivel de garantía del 80, 95 y 100 por ciento, aunque se pueden tomar otros valores de niveles de garantía.

4.4. Modelo de Evaluación Económica de Contratos

El modelo de evaluación de contratos que se describirá a continuación permite a una empresa de generación calcular el valor actual neto de un contrato así como establecer el precio a ofertar a un determinado cliente teniendo en consideración los riesgos del mercado descritos anteriormente, para evaluar en forma económica a un cliente se aplica una herramienta financiera denominada: Valor Presente.

Valor Presente

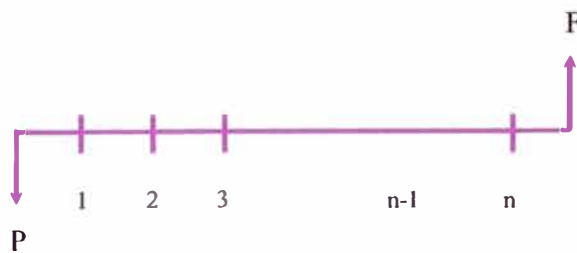
Cuando una cantidad de dinero futura es convertida a un valor presente equivalente, la magnitud de la cantidad presente es siempre menor que la cantidad del flujo de caja del cual fue calculada. Esto se debe a que cualquier tasa de interés más grande que cero hace que todos los factores P/F tengan un valor menor que 1. Por esta razón, los cálculos del valor presente a menudo se denominan como métodos de *flujo de caja descontados* (FCD). Del mismo modo, la tasa de interés utilizada para hacer los cálculos se denominan como la *tasa de descuento*. Otros términos frecuentes usados referentes al valor presente son *valuación presente* (VP) y *valor presente neto* (VPN). Indiferentemente de la manera en que sea llamado, los cálculos del valor presente son rutinariamente utilizados para tomar decisiones económicas.

El valor presente (VP) para la evaluación de alternativas es muy popular porque futuros gastos o ingresos son transformados en *dinero equivalente hoy*. Es decir, todos los flujos de caja futuros asociados con una alternativa son convertidos a valores de dinero presente. En esta forma, es muy fácil, aún par una persona no familiarizada con el análisis económico, ver la ventaja económica sobre otra u otras.

La comparación de alternativas que tienen vidas útiles iguales por el método del valor presente es directa. Si ambas alternativas se utilizan en idénticas condiciones para el mismo período de tiempo, se denominan alternativas de *igual servicio*. Frecuentemente, el flujo de caja comprende sólo desembolsos, caso en el cual es conveniente omitir el signo menos de los desembolsos. Entonces la alternativa con el *más bajo* valor presente (por ejemplo costos) debe seleccionarse. Por otra parte, cuando deben considerarse desembolsos e ingresos, es generalmente más conveniente considerar los ingresos como positivos y los desembolsos como negativos, en este caso la alternativa seleccionada debe ser la que tenga el *más alto* valor presente. Aunque no importe la convección adoptada en el flujo de caja, es importante considerar la asignación del signo consistente a cada elemento y la interpretación del resultado irá de acuerdo con esa convención. A continuación se analiza el concepto de valor presente.

Valor Presente

Gráficamente



F es el valor futuro
 P es el valor presente
 i es la tasa de interés por período
 n es el número de períodos

$$P = \frac{1}{(1+i)^n} \quad (4.4)$$

El modelo de evaluación de contratos a ser utilizado busca conocer el ingreso neto así como que porcentaje sobre el costo marginal esperado representa el precio ofertado de un contrato de suministro de electricidad para una empresa de generación. Asimismo, el modelo necesita para la evaluación, de información relevante y confiable que conduzcan a resultados que conlleven a tomas de decisión importantes a la gerencia comercial. La información requerida son proyecciones a mediano y largo plazo de las siguientes variables:

Datos de entrada:

- Proyección de demanda potencia del cliente
- Proyección del consumo de energía del cliente
- Periodo del contrato
- Proyección de costos marginales proyectados para cada secuencia hidrológica, generadas a partir del registro histórico de caudales
- Proyección de los precios de barra de energía y potencia
- Proyección de precios spot de potencia

Relación Funcional:

Modelo Perseo – Modelo de Evaluación Económica de Contratos

La siguiente gráfica muestra la relación funcional entre el modelo Perseo y el modelo de análisis de portafolio de clientes:



Figura N° 4.10: Relación funcional entre los modelos perseo y de contratos

Como puede observarse en la figura N° 4.10 el modelo de evaluación económica de contratos necesita como información de entrada los costos marginales y precios de barra proyectados, así como data sobre demanda de potencia y consumo de energía del cliente; Por tanto, el modelo proporciona los resultados a analizar a partir de una metodología de cálculo que se describirá a continuación:

Metodología de Cálculo

La metodología de cálculo es la siguiente:

- Ingresos por energía
 1. De los datos de cada cliente se calcula el consumo de energía en sus respectivas barras de transferencia para los bloques de punta, media y base; es decir, considerando las pérdidas de transmisión.
 2. Se calcula el ingreso por la venta de energía por cada cliente y por cada bloque, multiplicando dicha energía por el precio de barra (inicialmente), correspondiente a la barra de venta de cada cliente.
 3. Se calcula el egreso por la venta de energía por cada cliente y por cada bloque, multiplicando dicha energía por el costo marginal de energía, correspondiente a la barra de transferencia de cada cliente.
 4. El ingreso neto de la venta de energía por contratos, resulta de la diferencia de los ingresos menos los egresos por cada cliente.

- Ingreso por Potencia
 1. De los datos de cada cliente, se calcula su demanda de potencia en sus respectivas barras de venta.
 2. Se calcula el ingreso por la venta de potencia de punta por cada cliente, multiplicando dicha potencia por el precio de barra de potencia de punta (inicialmente), correspondiente a la barra de venta de cada cliente.

3. Se calcula el egreso por la venta de potencia de punta por cada cliente, multiplicando dicha potencia por el costo marginal de potencia de punta, correspondiente a la barra de venta de cada cliente.
4. El ingreso neto de la venta de potencia por contratos, resulta de la diferencia de los ingresos menos los egresos por cada cliente.

- Ingreso total por energía y potencia

El ingreso neto total por contratos, resulta de la suma del ingreso neto de la venta de energía más el ingreso neto de la venta de potencia por cada cliente, dicho resultado es traído a valor presente aplicando una tasa anual de descuento del 12%.

Resultados

La metodología de cálculo descrita se deberá aplicar para cada valor mensual de la proyección del conjunto de datos ingresados al modelo, es decir, para cada mes y año correspondiente de demanda de potencia y consumo de energía de los clientes así como los precios de barra, costos marginales de energía y potencia.

El modelo generará un conjunto de resultados (VAN Neto Total Contrato) y CMg esperado a partir de lo siguiente:

- Se obtendrá un VAN Neto Total Contrato a partir de los costos marginales elegidos aleatoria mente para cada secuencia hidrológica.

- El proceso aleatorio consistirá en generar años o secuencias hidrológicas (para cada secuencia hidrológica corresponde un juego mensual de costos marginales) un número considerable de veces, por ejemplo 500, 1000, 1500, etc.
- Seguidamente, de los resultados obtenidos se calcula la frecuencia de aparición de cada secuencia hidrológica y su correspondiente VAN Neto Total Contrato y CMg esperado.
- El Valor Neto Total Contrato Esperado resultará de la suma de multiplicar cada frecuencia por su respectivo VAN Neto Total Contrato dividido entre el número total de combinaciones aleatorias.
- El CMg Contrato Esperado resultará de la suma de multiplicar cada frecuencia por su respectivo CMg Contrato dividido entre el número total de combinaciones aleatorias.

Tipos de Indexación

Es importante mencionar que a diferencia de los contratos a precio regulado donde el precio está fijado por ley, los contratos a precio libre pueden diseñarse de manera de indexar el precio a diversos índices. Algunas alternativas utilizadas son:

- Contrato indexado al precio de barra
- Contrato dolarizado, indexado al CPI Americano (Consumer Price Index)
- Contrato dolarizado a precio fijo
- Porcentaje sobre el costo marginal de energía

La determinación del precio a ofrecer al cliente pasará necesariamente por el valor neto esperado del contrato que se quiera obtener ó del porcentaje sobre el costo marginal que se quiera lograr respecto a dichos precios ofertados.

Adicionalmente es importante señalar que el tamaño del cliente es otro factor importante en la incidencia del precio a ofertar. Así por ejemplo, los grandes clientes como empresas mineras, refinerías, fundiciones, etc; tienen un gran poder de negociación a través de consultores especializados y logran conseguir un buen precio que produzca a estas empresas bajar considerablemente sus costos de producción y asimismo les permita ser competitivas tanto en el mercado nacional como en el mercado internacional.

Por otro lado, los clientes libres menores actualmente en poder de las empresas distribuidoras están intentando en la actualidad establecer negocios con las empresas de generación que al igual que los grandes clientes les permita lograr mejores condiciones tanto en precio como en servicio.

Modalidad de contratación de potencia

Con respecto a la modalidad de contratación de potencia en horas de punta podemos mencionar las siguientes:

- Potencia contratada, en este caso el cliente tiene que pagar por una potencia fija, es decir si el cliente consume menor o igual potencia a la contratada entonces el generador facturará y el cliente pagará por la potencia contratada

acordada; si la demanda del cliente excede la potencia contratada entonces el generador penalizará dicho exceso con un cargo superior al precio de la potencia de punta.

- Potencia contratada mínima con una banda de potencia, ente caso si el cliente consume una potencia menor o igual a la potencia mínima facturable entonces generador facturará dicha potencia mínima, en caso que el cliente consuma una potencia mayor a la mínima facturable pero menor a la potencia límite permitida por la banda de potencia entonces el generador facturará dicho registro de potencia, sin embargo si el cliente excede la potencia límite permitida por la banda de potencia entonces el generador penalizará tal exceso.
- Máxima demanda leída, en esta modalidad de contratación el generador facturará y el cliente pagará el máximo consumo de potencia registrado en el periodo de punta acordado entre el cliente y su suministrador.
- Demanda leída coincidente con la del SINAC, en esta modalidad el generador facturará y el cliente pagará la potencia demandada coincidente en la fecha y hora en que ocurra la máxima demanda del sistema interconectado nacional.

4.5. Análisis de los Modelos Computacionales a Utilizar en una Estrategia Comercial

El siguiente análisis tiene por objetivo proporcionar adicionalmente a lo ya descrito en cada uno de los modelos algunas consideraciones que se deben tomar en cuenta al trabajar con los mismos en el desarrollo de una estrategia comercial:

Modelo Perseo

El Modelo Perseo fue desarrollado como un soporte eficaz para el cálculo de los costos marginales de generación y resolver las limitaciones de los modelos utilizados para el cálculo de los costos marginales y los precios de barra de la energía ante la integración de las redes de transmisión en octubre del 2000. Por tanto es importante mencionar en forma resumida y concisa las ventajas y desventajas del modelo, así por ejemplo se tiene:

Ventajas

- Multi - embalse
- Multi - nodo
- Multi – escenario
- Fácil uso

Desventajas

- No representa adecuadamente las centrales térmicas de ciclo combinado, ni las plantas a carbón
- No representa en forma adecuada las pérdidas transversales
- La representación de los mantenimientos no se aproxima a la realidad

Modelo de Análisis de Portafolio

Como ya se ha mencionado anteriormente el análisis a través de un portafolio de clientes permite en resumida cuenta, “elegir” el nivel de riesgo a la que desee exponerse la empresa. Por otra parte, la metodología utilizada consiste en generar N cambios en el valor del portafolio simulando el comportamiento de las condiciones del mercado que determinan el valor del portafolio, definiendo cada una como una variable aleatoria y asignándole una determinada distribución de probabilidad (no es necesario simular de manera explícita el comportamiento de cada uno de los factores del mercado), es decir los cambios son generados mediante un modelo estocástico. La principal ventaja de este modelo es que puede utilizarse para evaluar casi cualquier tipo de portafolio y escenarios, pero posee el inconveniente que es computacionalmente demandante si el modelo incluye muchas variables.

Modelo de Evaluación Económica de Contratos

Los contratos de suministro que la empresa suscribe con clientes u otros generadores, permiten vender una determinada cantidad determinada de energía a un precio acordado entre las partes. La utilización de estos contratos permiten estabilizar en parte las ganancias al fijar el precio de venta de la energía, pero no eliminan el riesgo por completo. El riesgo en las ganancias persiste porque el contrato especifica una cantidad Q de energía a entregar, y puede darse el caso de que la energía por la empresa sea inferior a Q debiendo comprar la energía faltante a precio spot. La principal ventaja de este modelo es que puede utilizarse para evaluar casi cualquier tipo de contratos y escenarios, pero posee el inconveniente que es computacionalmente demandante si el modelo incluye muchas variables.

CAPÍTULO V

APLICACIÓN DE LOS MODELOS DE ANALISIS DE PORTAFOLIO Y DE EVALUACION ECONÓMICA DE CONTRATOS

En este capítulo aplicaremos los criterios así como la metodología de cálculo explicada en el capítulo anterior para ambos modelos, es decir, el modelo de análisis de portafolio de clientes y el modelo de evaluación económica de contratos. Para la mejor comprensión de ambas metodologías de cálculo se hará uso de cuadros y gráficos.

Es importante mencionar que se hará la explicación necesaria a los resultados obtenidos en cada paso a seguir para una mejor y mayor comprensión de ambos modelos de análisis comercial.

5.1. Análisis de Portafolio de Clientes

El siguiente análisis se ha realizado considerando el periodo Ene-2003 – Dic-2008

Datos de entrada

1. Energía proyectada de plantas (hidráulicas y térmicas)

La tabla N° 5.1 muestra la generación de energía eléctrica proyectada para una central hidroeléctrica y una central térmica. Sólo se ha considerado dos unidades de producción ha modo de ejemplo, sin embargo, el modelo puede considerar un mayor número de unidades de producción ya sean estas hidroeléctricas o térmicas. Como puede observarse, la proyección de la generación de energía eléctrica ha considerado tres bloques horarios y un periodo de seis años calendarios. Además, se considera que la duración del bloque de punta es de 18 a 23 horas, del bloque de media de 8 a 18 horas y del bloque de base de 23 a 8 horas; estos bloques horarios serán tomados en cuenta para las demás proyecciones.

Tabla N° 5.1: Energía proyectada de las centrales de generación

AÑO/MES	CH-1 (MWH)			CT-1 (MWH)		
	PUNTA	MEDIA	BASE	PUNTA	MEDIA	BASE
Ene-03	31859	73500	44389	12160	29993	24831
Feb-03	29868	65430	40093	11400	26700	22428
Mar-03	32108	73282	44389	12255	29904	24831
Abr-03	30366	71537	42957	11590	29192	24030
May-03	31859	73500	60850	12160	29993	24831
Jun-03	28400	51870	32265	11875	28925	24030
Jul-03	26077	48013	27928	11780	24654	20172
Ago-03	26918	47483	27928	4736	4651	3850
Sep-03	28496	48985	30321	12255	28569	24030
Oct-03	32108	83630	69443	12255	29904	24831
Nov-03	30864	81141	67203	11780	29014	24030
Dic-03	30615	74590	60850	11685	30438	24831
Ene-04
Feb-04
Mar-04

2. Potencia firme proyectada

De forma similar a la generación de energía, en la tabla N° 5.2 se muestra la potencia firme proyectada para una central hidroeléctrica y una central térmica. Sólo se ha considerado dos unidades de producción ha modo de ejemplo, sin embargo, el modelo puede considerar un mayor número de unidades de producción ya sean estas hidroeléctricas o térmicas.

Como puede observarse, la proyección de la potencia firme ha considerado solo el bloque de punta, puesto que es en este bloque en el que se produce la máxima demanda del sistema y por consiguiente el pago por capacidad. Asimismo, se ha tomado para el cálculo un periodo de seis años calendarios.

Tabla N° 5.2: Potencia firme proyectada de las centrales de generación

AÑO/MES	CH-1 (MW) PUNTA	CT-1 (MW) PUNTA
Ene-03	238	53
Feb-03	238	53
Mar-03	238	53
Abr-03	238	53
May-03	238	53
Jun-03	238	53
Jul-03	238	53
Ago-03	238	53
Sep-03	238	53
Oct-03	238	53
Nov-03	238	53
Dic-03	238	53
Ene-04	.	.
Feb-04	.	.
Mar-04	.	.

3. Proyección de costos marginales de energía y de potencia

A continuación se muestra en la tabla N° 5.3 la proyección de los costos marginales de energía y así como los de potencia para un periodo de seis años.

En el caso de la proyección de los costos marginales de energía, estos se han calculado con el modelo Perseo para cada uno de los tres bloques horarios (punta, media y base) y cada secuencia hidrológica, es decir, se ha utilizado la hidrología histórica de caudales contados a partir del año 1965 hasta el año 1999.

Para el caso de los precios de potencia, estos se han calculado considerando el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico y el cálculo de la anualidad de la inversión con la tasa de actualización correspondiente.

Tabla N° 5.3: Proyección de costos marginales

AÑO/MES	CMg - ENERGIA (US\$/MWH)			SEC. HIDRO.	CMg - POTENCIA (US\$/KW-MES)
	PUNTA	MEDIA	BASE		PUNTA
Ene-03	16	14	0	1973	5106
Feb-03	32	15	1		5106
Mar-03	32	15	0		5106
Abr-03	15	15	1		5106
May-03	35	35	15		5106
Jun-03	32	32	16		5106
Jul-03	43	32	32		5106
Ago-03	45	37	34		5106
Sep-03	16	16	16		5106
Oct-03	32	16	16		5106
Nov-03	32	32	16		5106
Dic-03	16	16	16		5106
Ene-04	.	.	.	1988	.
Feb-04
Mar-04

4. Precios de barra de energía y potencia

Seguidamente la tabla N° 5.4 muestra la proyección de los precios de barra de energía y de potencia para un periodo de seis años calendario.

En el caso de la proyección de los precios de barra de energía, estos se han calculado a partir de los costos marginales obtenidos con el modelo Perseo con la formula dada en el acápite 4.1 para cada uno de los tres bloques horarios (punta, media y base) y para cada secuencia hidrológica.

Para el caso de los precios de barra de potencia, estos se han calculado considerando el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico y el cálculo de la anualidad de la inversión con la tasa de actualización correspondiente.

Tabla N° 5.4: Proyección de precios de barra de energía y de potencia

AÑO/MES	BARRA - ENERGIA (US\$/MWH)			BARRA - POTENCIA (US\$/KW-MES)
	PUNTA	MEDIA	BASE	PUNTA
Ene-03	16	14	0	5210
Feb-03	32	15	1	5210
Mar-03	32	15	0	5210
Abr-03	15	15	1	5210
May-03	35	35	15	5210
Jun-03	32	32	16	5210
Jul-03	43	32	32	5210
Ago-03	45	37	34	5210
Sep-03	16	16	16	5210
Oct-03	32	16	16	5210
Nov-03	32	32	16	5210
Dic-03	16	16	16	5210
Ene-04
Feb-04
Mar-04

5. Proyección de la demanda de los clientes

Para la proyección de la demanda de los clientes consignada en la tabla N° 5.5, se ha considerado el perfil o diagrama de carga típico histórico de una empresa de distribución eléctrica tanto para la potencia como para la energía.

Al igual que para la generación, para la proyección y/o modelamiento de la demanda se ha considerado la duración de tres bloques horarios. La duración del bloque de punta es de 18 a 23 horas, del bloque de media de 8 a 18 horas y del bloque de base de 23 a 8 horas. Con esta información se determina la matriz de factores de distribución mensual y por bloques horarios de tal manera que es posible obtener una proyección aceptable y confiable de energía y potencia, variando sólo la máxima consumida o a consumir por los clientes.

Tabla N° 5.5: Proyección de demanda de clientes

AÑO/MES	ENERGIA (MWH)			POTENCIA (MW)
	PUNTA	MEDIA	BASE	PUNTA
Ene-03	37524	79766	59164	360
Feb-03	34527	65373	46385	365
Mar-03	28258	83744	56782	400
Abr-03	36299	72985	51091	374
May-03	36404	69357	49631	348
Jun-03	32323	57632	41339	324
Jul-03	32452	61769	43368	335
Ago-03	34149	66506	45589	342
Sep-03	33882	64113	46547	344
Oct-03	36722	75462	55778	360
Nov-03	37178	78335	59887	373
Dic-03	38147	85100	63552	370
Ene-04
Feb-04
Mar-04

Resultados

Siguiendo con la metodología detallada anteriormente, llegamos a los siguientes resultados, ver tabla N° 5.6, los cuales han sido obtenidos a partir de la fórmula matemática expuesta en el acápite 4.3 del capítulo anterior, es decir, la tabla muestra los Resultados Operacionales de la empresa en forma mensual para el periodo de evaluación o en estudio. Dichos ingresos corresponden al considerar como variable los costos marginales para cada secuencia hidrológica dada en forma aleatoria y por cada año de análisis en cuestión, es decir, para el año 2003 le correspondería una secuencia hidrológica aleatoria que normalmente sería una diferente para el año 2004 y así sucesivamente para el periodo de análisis. Adicionalmente, la tabla en mención muestra el Valor Actual Neto del periodo de análisis considerado (Ene-2003 – Dic-2008), para esto se ha aplicado una tasa de retorno del 12% anual.

Tabla N° 5.6: Resultado Operacional de la empresa

TOTAL EMPRESA (GENERACION + CONTRATOS)		
AÑO/MES	VAN (MIO US\$)	SEC. HIDRO.
	330,497.98	
Ene-03	6,872.781	1973
Feb-03	6,307.136	
Mar-03	6,942.921	
Abr-03	6,571.250	
May-03	7,556.957	
Jun-03	6,362.594	
Jul-03	5,959.543	
Ago-03	4,287.441	
Sep-03	5,903.057	
Oct-03	7,572.161	
Nov-03	8,201.865	
Dic-03	7,343.911	
Ene-04	.	1988
Feb-04	.	
Mar-04	.	

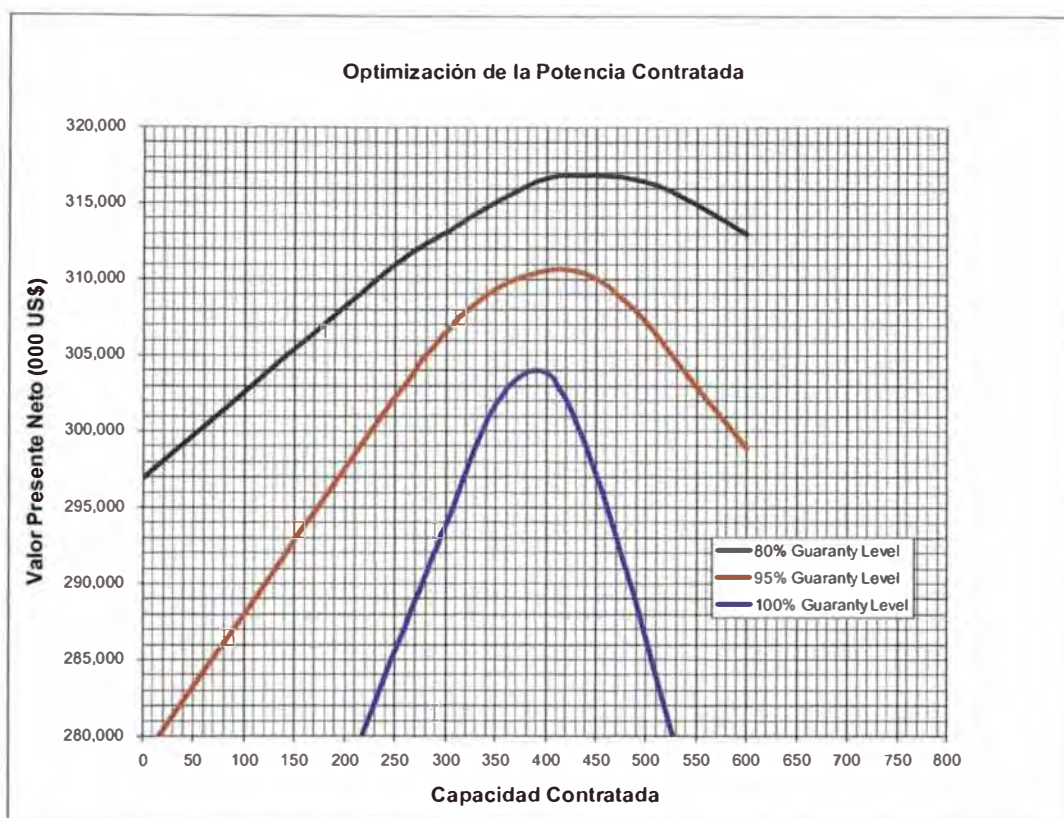
La matriz de datos mostrada es sólo una pequeña muestra de los resultados operacionales (VAN Neto) de la empresa, ya que normalmente esta matriz para un análisis consistente requiere de un mayor número de datos relativamente grande; generalmente el número de datos considerados para un análisis confiable deberá ser de 500, 1000, 1500, etc.

Seguidamente, los datos de la tabla N° 5.7 han sido ordenados de mayor a menor, además, se calcula su probabilidad de excedencia o nivel de garantía para cada uno de estos datos como se muestra a continuación en la tabla N° 5.8:

Tabla N° 5.8: Matriz de resultados operacionales ordenados decreciente mente

	Prob. Exced.	Demanda (MW) / VAN Empresa								
		0	250	300	350	400	450	500	550	600
1	0.20%	411,769	363,054	354,045	350,235	347,786	351,788	357,427	363,066	368,705
2	0.40%	408,177	360,352	354,029	349,467	346,149	346,474	351,791	357,109	362,426
3	0.60%	405,903	360,298	353,843	349,120	345,714	345,336	348,369	353,845	359,321
4	0.80%	405,262	359,989	353,839	347,327	345,091	344,491	344,844	350,476	356,666
5	1.00%	401,198	359,258	352,684	346,937	344,194	344,013	344,286	349,236	355,849
6	1.20%	393,856	358,971	352,339	345,419	343,182	342,894	344,107	349,094	354,752
.
.
.
398	79.60%	297,005	311,014	313,202	315,146	316,706	317,065	316,448	314,989	313,108
399	79.80%	296,980	310,993	313,188	315,114	316,703	316,959	316,425	314,984	313,017
400	80.00%	296,938	310,950	313,027	315,091	316,625	316,833	316,364	314,902	312,966
401	80.20%	296,831	310,882	312,986	315,011	316,301	316,778	316,254	314,894	312,915
402	80.40%	296,511	310,786	312,835	314,998	316,182	316,708	316,238	314,716	312,700
403	80.60%	296,467	310,771	312,820	314,992	316,115	316,659	316,123	314,615	312,540
.
.
.
473	94.60%	278,611	302,868	306,756	309,563	310,725	310,581	307,451	303,161	299,404
474	94.80%	278,604	302,418	306,701	309,473	310,693	310,281	307,424	303,088	299,034
475	95.00%	278,539	302,316	306,614	309,355	310,593	310,091	307,220	302,923	298,913
476	95.20%	277,159	302,283	306,111	309,229	310,446	309,765	307,059	302,852	298,892
477	95.40%	277,001	302,157	305,726	308,967	310,343	309,643	307,032	302,760	298,603
478	95.60%	276,496	301,708	305,716	308,882	310,341	309,582	306,636	302,716	298,373
.
.
.
495	99.00%	260,824	295,030	300,497	304,871	305,996	303,255	299,234	293,449	285,170
496	99.20%	260,777	293,806	300,112	304,139	305,479	303,182	298,965	292,499	283,456
497	99.40%	260,415	291,273	298,952	303,471	304,840	302,082	298,948	292,113	282,693
498	99.60%	252,731	291,248	297,372	302,988	304,664	301,890	293,572	285,253	276,935
499	99.80%	246,510	285,995	294,038	302,554	304,027	298,395	288,404	279,608	270,812
500	100.00%	242,946	285,523	293,892	301,789	303,835	297,200	286,450	274,505	262,559

Finalmente, la figura N° 5.1 se genera a partir de la matriz de ingresos netos y ordenados de mayor a menor (tabla N° 5.8), se han tomado los datos correspondientes a los valores que representan un nivel de garantía de 80, 95 y 100%, al graficar dichos valores obtenemos la figura que se muestra a continuación:



Capacidad (MW)	0	250	300	350	400	450	500	550	600
80% N. de Garantía	296,938	310,950	313,027	315,091	316,625	316,833	316,364	314,902	312,966
95% N. de Garantía	278,539	302,316	306,614	309,355	310,593	310,091	307,220	302,923	298,913
100% N. de Garantía	242,946	285,523	293,892	301,789	303,835	297,200	286,450	274,505	262,559

Figura N° 5.1: Optimización de potencia contratada

5.2. Evaluación Económica de un Contrato

La evaluación económica del siguiente contrato se ha realizado considerando las siguientes premisas:

- Demanda del cliente: 48 MW (cliente regulado)
- Precio ofertado: Precio de Barra
- 6 años de periodo de contrato

Datos de entrada

1. Proyección de demanda y consumo de energía

Para la proyección de la demanda del cliente en cuestión, se ha considerado el perfil o diagrama de carga típico histórico de una empresa de distribución eléctrica tanto para la potencia como para la energía.

Al igual que para la generación, para la proyección y/o modelamiento de la demanda se ha considerado la duración de tres bloques horarios. La duración del bloque de punta es de 18 a 23 horas, del bloque de media de 8 a 18 horas y del bloque de base de 23 a 8 horas. Con esta información se determina la matriz de factores de distribución mensual y por bloques horarios de tal manera que es posible obtener una proyección aceptable y confiable de energía y potencia, variando sólo la máxima consumida o a consumir por los clientes.

Los datos proyectados a utilizar en la evaluación económica del contrato de suministro de energía se muestran a continuación en la tabla N° 5.9:

Tabla N° 5.9: Proyección de potencia y energía

AÑO/MES	ENERGIA (MWH)			POTENCIA (MW)
	PUNTA	MEDIA	BASE	PUNTA
Ene-03	5042	10518	7255	48
Feb-03	4367	9658	6479	47
Mar-03	4505	9628	6439	45
Abr-03	4609	9662	6871	47
May-03	4901	10226	7151	48
Jun-03	4804	10021	6913	48
Jul-03	4382	9690	6501	45
Ago-03	4380	9360	6260	45
Sep-03	3742	10254	7146	47
Oct-03	3540	9700	6760	45
Nov-03	4447	9323	6630	45
Dic-03	5019	10472	7324	48
Ene-04
Feb-04
Mar-04

2. Proyección de costos marginales de energía y de potencia

Seguidamente se muestra en la tabla N° 5.10 la proyección de los costos marginales de energía y así como los de potencia para un periodo de seis años.

En el caso de la proyección de los costos marginales de energía, estos se han calculado con el modelo Perseo para cada uno de los tres bloques horarios (punta, media y base) y cada secuencia hidrológica, es decir, se ha utilizado la hidrología histórica de caudales contados a partir del año 1965 hasta el año 1999.

Para el caso de los precios de potencia, estos se han calculado considerando el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las

horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico y el cálculo de la anualidad de la inversión con la tasa de actualización correspondiente.

Tabla N° 5.10: Proyección de costos marginales

AÑO/MES	CMg - ENERGIA (US\$/MWH)			SEC. HIDRO.	CMg - POTENCIA (US\$/KW-MES)
	PUNTA	MEDIA	BASE		PUNTA
Ene-03	16	14	0	1973	5106
Feb-03	32	15	1		5106
Mar-03	32	15	0		5106
Abr-03	15	15	1		5106
May-03	35	35	15		5106
Jun-03	32	32	16		5106
Jul-03	43	32	32		5106
Ago-03	45	37	34		5106
Sep-03	16	16	16		5106
Oct-03	32	16	16		5106
Nov-03	32	32	16		5106
Dic-03	16	16	16		5106
Ene-04	.	.	.	1988	.
Feb-04
Mar-04

3. Precios de barra de energía y potencia

A continuación se muestra en la tabla N° 5.11 la proyección de los precios de barra de energía y de potencia para un periodo de seis años calendario.

En el caso de la proyección de los precios de barra de energía, estos se han calculado a partir de los costos marginales obtenidos con el modelo Perseo con la formula dada en el acápite 4.1 para cada uno de los tres bloques horarios (punta, media y base) y para cada secuencia hidrológica.

Para el caso de los precios de barra de potencia, estos se han calculado considerando el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico y el cálculo de la anualidad de la inversión con la tasa de actualización correspondiente.

Tabla N° 5.11: Proyección de precios de barra de energía y potencia

AÑO/MES	BARRA - ENERGIA (US\$/MWH)			BARRA - POTENCIA (US\$/KW-MES)
	PUNTA	MEDIA	BASE	PUNTA
Ene-03	16	14	0	5210
Feb-03	32	15	1	5210
Mar-03	32	15	0	5210
Abr-03	15	15	1	5210
May-03	35	35	15	5210
Jun-03	32	32	16	5210
Jul-03	43	32	32	5210
Ago-03	45	37	34	5210
Sep-03	16	16	16	5210
Oct-03	32	16	16	5210
Nov-03	32	32	16	5210
Dic-03	16	16	16	5210
Ene-04
Feb-04
Mar-04

Resultados

Siguiendo con la metodología detallada anteriormente, llegamos a los resultados que se muestran en la tabla N° 5.12, los cuales han sido obtenidos a partir de los criterios expuestos en el acápite 4.4 del capítulo anterior, es decir, la tabla muestra los ingresos por energía y potencia del contrato en forma mensual para el periodo de evaluación o en estudio.

Consecuentemente, dichos ingresos corresponden al considerar como variable los costos marginales para cada secuencia hidrológica dada en forma aleatoria y por cada año de análisis en cuestión, es decir, para el año 2003 le correspondería una secuencia hidrológica aleatoria que normalmente sería una diferente para el año 2004 y así sucesivamente para el periodo de análisis. Adicionalmente, la tabla en mención muestra el Valor Actual Neto del periodo de análisis considerado (Ene-2003 – Dic-2008) así como el costo marginal esperado del contrato, para esto se ha aplicado una tasa de retorno del 12% anual.

Tabla 5.12: Valor actual neto y costo marginal

TOTAL CONTRATO (POTENCIA + ENERGIA)					
AÑO/MES	ENERGIA	POTENCIA	VAN (US\$)	CMg Esperado	SEC. HIDRO.
			3,451,572	9.8%	
Ene-03	541,190	7423			1973
Feb-03	238,096	7244			
Mar-03	176,317	6979			
Abr-03	261,114	7213			
May-03	181,107	7473			
Jun-03	173,612	7400			
Jul-03	(70,180)	6816			
Ago-03	(166,655)	6986			
Sep-03	60,767	6994			
Oct-03	227,934	6986			
Nov-03	224,034	6994			
Dic-03	338,750	6986			
Ene-04	.	.			1988
Feb-04	.	.			
Mar-04	.	.			

Como se explico anteriormente, se ha tomado un valor aleatorio de secuencia hidrológica con sus costos marginales de energía correspondientes a dicha secuencia y un proceso aleatorio de 1000 iteraciones. Por consiguiente, para cada secuencia hidrológica se obtiene un Valor Actual Neto Contrato además del Costo Marginal

Esperado del Contrato. Los resultados correspondientes a este análisis se muestran a continuación en la tabla N° 5.13:

Tabla 5.13: Matriz de valores actuales netos y costos marginales

		Tasa efect Anual	12.0%		
		Tasa mensual	0.9%		
		Año Hidrológico	1		
VALOR ACTUAL NETO CONTRATO					
(US\$)					
Hidrología	POTENCIA	ENERGIA	TOTAL	CMG	
1	223,180	3,228,392	3,451,572	9.8%	
2	223,180	(6,389,005)	(6,165,825)	-13.7%	
3	223,180	1,213,465	1,436,645	3.9%	
4	223,180	1,726,694	1,949,875	5.3%	
5	223,180	2,477,354	2,700,534	7.5%	
6	223,180	1,574,733	1,797,913	4.9%	
.
.
.
398	223,180	851,093	1,074,273	2.9%	
399	223,180	(467,705)	(244,525)	-0.6%	
400	223,180	(3,826,481)	(3,603,301)	-8.5%	
401	223,180	1,226,027	1,449,207	3.9%	
402	223,180	(1,361,581)	(1,138,401)	-2.9%	
403	223,180	749,894	973,074	2.6%	
.
.
.
715	223,180	3,113,764	3,336,944	9.4%	
716	223,180	2,188,303	2,411,484	6.6%	
717	223,180	(844,426)	(621,246)	-1.6%	
718	223,180	(2,152,890)	(1,929,710)	-4.8%	
719	223,180	(1,035,053)	(811,873)	-2.1%	
720	223,180	(7,520,573)	(7,297,393)	-15.9%	
.
.
.
995	223,180	(2,891,140)	(2,667,960)	-6.5%	
996	223,180	(2,321,686)	(2,098,506)	-5.1%	
997	223,180	(9,346,704)	(9,123,524)	-19.1%	
998	223,180	(3,075,299)	(2,852,119)	-6.9%	
999	223,180	5,489,477	5,712,657	17.3%	
1000	223,180	2,185,150	2,408,330	6.6%	

Seguidamente se realizará el cálculo del Valor Actual Neto Esperado del Contrato a partir de la matriz de VAN obtenida del proceso aleatorio descrito (datos de la tabla N° 5.13). Por tanto, el Valor Actual Neto Esperado del Contrato se obtendrá a partir del siguiente análisis estadístico de los datos mostrado en la tabla N° 5.14:

Tabla 5.14: Valor actual neto esperado

<i>Clase (VAN)</i>	<i>Frecuencia</i>	<i>% acumulado</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Valor Esperado</i>
-11,271,702	1	.10%	0.001	(11,260.44)
-9,851,587	2	.30%	0.002	(19,683.49)
-9,851,587	0	.30%	0.000	-
-8,431,471	8	1.10%	0.008	(67,384.39)
-8,431,471	0	1.10%	0.000	-
-7,011,356	18	2.90%	0.018	(126,078.33)
-7,011,356	0	2.90%	0.000	-
-5,591,241	20	4.90%	0.020	(111,713.11)
-5,591,241	0	4.90%	0.000	-
-4,171,126	55	10.39%	0.055	(229,182.74)
-4,171,126	0	10.39%	0.000	-
-2,751,011	70	17.38%	0.070	(192,378.36)
-2,751,011	0	17.38%	0.000	-
-1,330,895	113	28.67%	0.113	(150,240.94)
-1,330,895	0	28.67%	0.000	-
89,220	124	41.06%	0.124	11,052.20
89,220	0	41.06%	0.000	-
1,509,335	147	55.74%	0.147	221,650.58
1,509,335	0	55.74%	0.000	-
2,929,450	164	72.13%	0.164	479,949.87
2,929,450	0	72.13%	0.000	-
4,349,565	120	84.12%	0.120	521,426.41
4,349,565	0	84.12%	0.000	-
5,769,680	89	93.01%	0.089	512,988.57
5,769,680	0	93.01%	0.000	-
7,189,796	46	97.60%	0.046	330,400.20
7,189,796	0	97.60%	0.000	-
8,609,911	17	99.30%	0.017	146,222.26
8,609,911	0	99.30%	0.000	-
10,030,026	7	100.00%	0.007	70,140.04
y mayor...	0	100.00%	0.000	-
	1000		1.0000	1,065,908

Entonces, el Valor Actual Neto Esperado del Contrato, resulta de la suma total de los valores actuales netos esperados parciales, que a su vez se obtienen de multiplicar cada clase (VAN) por la probabilidad de ocurrencia de dicha clase. La probabilidad de ocurrencia resulta de dividir la unidad entre la frecuencia.

La figura N° 5.2 muestra la función de distribución de probabilidad acumulada y la función de distribución de frecuencias a partir de los datos de la tabla N° 5.14:

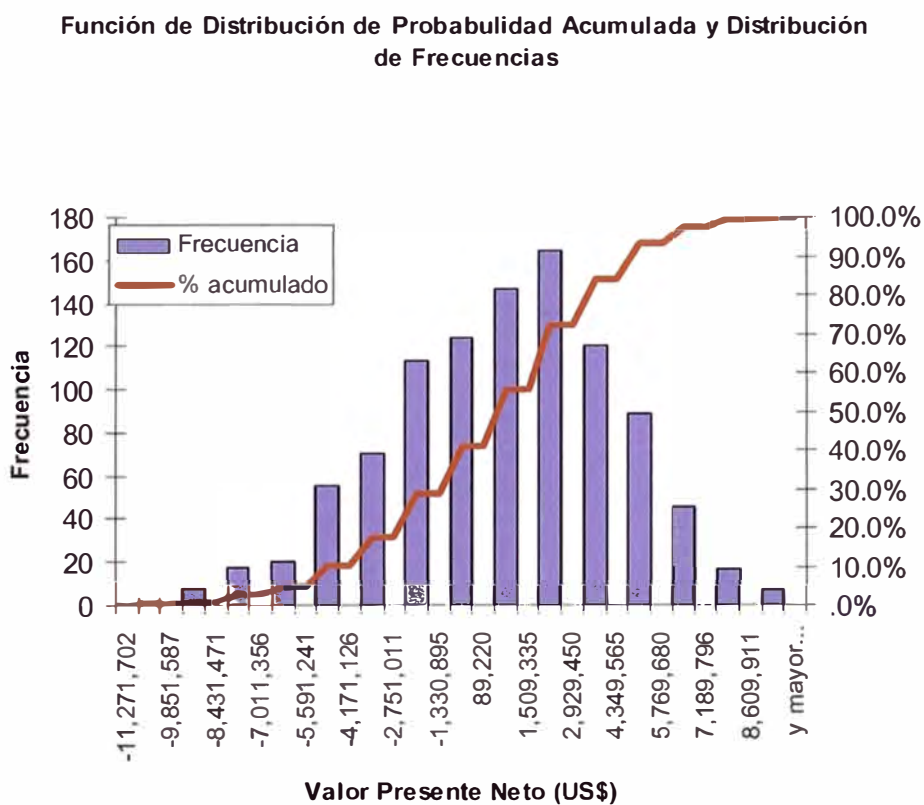


Figura N° 5.2: Distribución de probabilidad acumulada y de frecuencias

Asimismo, se realizará el cálculo del Costo Marginal Esperado del Contrato a partir de la matriz de CMg obtenida del proceso aleatorio descrito (datos de la tabla N° 5.13). Por tanto, el Costo Marginal Esperado del Contrato se obtendrá a partir del siguiente análisis estadístico que se muestra a continuación en la tabla N° 5.15:

Tabla 5.15: Costo marginal esperado

Clase	Frecuencia	% acumulado	Probabilidad	Valor Esperado
-22.56%	1	.10%	0.001	-0.02%
-18.73%	7	.80%	0.007	-0.13%
-18.73%	0	.80%	0.000	0.00%
-14.89%	23	3.10%	0.023	-0.34%
-14.89%	0	3.10%	0.000	0.00%
-11.05%	45	7.59%	0.045	-0.50%
-11.05%	0	7.59%	0.000	0.00%
-7.21%	80	15.58%	0.080	-0.58%
-7.21%	0	15.58%	0.000	0.00%
-3.37%	125	28.07%	0.125	-0.42%
-3.37%	0	28.07%	0.000	0.00%
0.46%	139	41.96%	0.139	0.06%
0.46%	0	41.96%	0.000	0.00%
4.30%	147	56.64%	0.147	0.63%
4.30%	0	56.64%	0.000	0.00%
8.14%	154	72.03%	0.154	1.25%
8.14%	0	72.03%	0.000	0.00%
11.98%	105	82.52%	0.105	1.26%
11.98%	0	82.52%	0.000	0.00%
15.82%	78	90.31%	0.078	1.23%
15.82%	0	90.31%	0.000	0.00%
19.65%	50	95.30%	0.050	0.98%
19.65%	0	95.30%	0.000	0.00%
23.49%	28	98.10%	0.028	0.66%
23.49%	0	98.10%	0.000	0.00%
27.33%	11	99.20%	0.011	0.30%
27.33%	0	99.20%	0.000	0.00%
31.17%	4	99.60%	0.004	0.12%
31.17%	0	99.60%	0.000	0.00%
35.01%	3	99.90%	0.003	0.10%
y mayor...	1	100.00%	0.001	
	1000			4.62%

Entonces, el Costo Marginal Esperado del Contrato, resulta de la suma total de los costos marginales esperados parciales, que a su vez se obtienen de multiplicar cada clase (CMg) por la probabilidad de ocurrencia de dicha clase. La probabilidad de ocurrencia resulta de dividir la unidad entre la frecuencia.

En la figura N° 5.3 se muestra la función de distribución de probabilidad acumulada y la función de distribución de frecuencias de los datos de la tabla anterior:

Función de Distribución de Probabilidad Acumulada y Distribución de Frecuencias

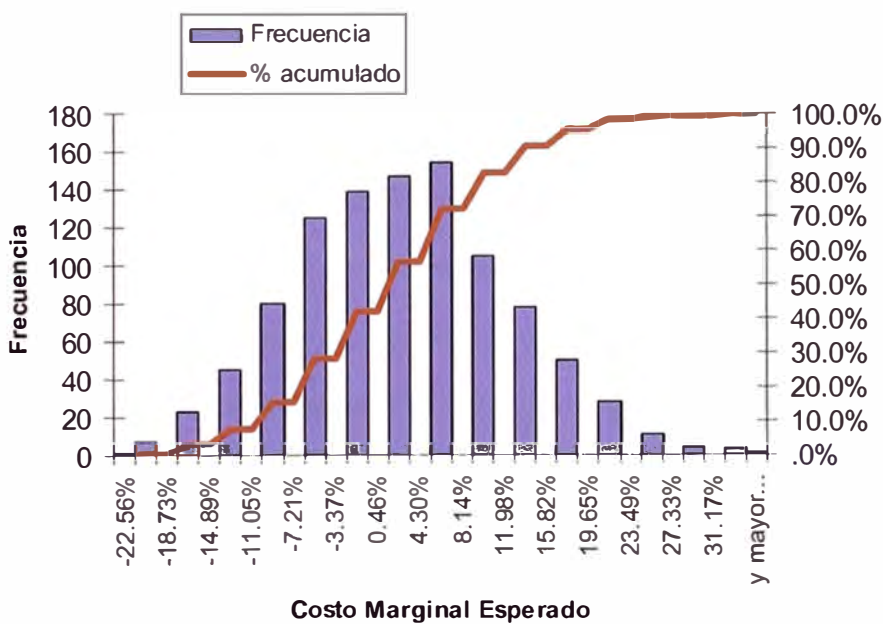


Figura N° 5.3: Distribución de probabilidad acumulada y de frecuencias

5.3. Análisis de la Aplicación de los Modelos de Portafolio y de Evaluación Económica de Contratos

El siguiente análisis corresponde a la simulación efectuada aplicando los modelos de análisis de portafolio y de evaluación económica de un contrato descritos detalladamente en los dos capítulos anteriores.

Aplicación del Modelo de Análisis de Portafolio

El modelo de análisis de portafolio, como se ha mencionado con anterioridad permite establecer o conocer en forma aproximada la capacidad a comprometer en cada uno de los mercados eléctricos de un generador; es decir, X% el mercado spot, Y% en el mercado regulado y Z% el mercado libre maximizando los ingresos operacionales de la empresa con el menor riesgo posible. En la aplicación del modelo, se ha considerado un perfil de demanda similar tanto para los clientes libres como para los clientes regulados solo a modo de ejemplo para el análisis; y como se menciona oportunamente dicha demanda corresponde a un perfil de carga típico de una empresa de distribución. Es importante señalar que el perfil de carga o de demanda juega un rol importante en la evaluación y por consiguiente puede tener una incidencia considerable en los resultados si los perfiles de carga de los clientes regulados y clientes libres son muy diferentes. Adicionalmente, cabe señalar que en la proyección de la demanda se ha utilizado una metodología sencilla; sin embargo, dependerá del grado de exactitud del análisis para utilizar métodos econométricos en la proyección de la misma. Por tanto, de lo anteriormente mencionado la demanda es una variable importante que permite establecer la estrategia comercial de venta de

energía en cada uno de los mercados eléctricos en los que un generador puede participar.

Por otra parte, de la figura N° 5.1 se observa a modo de ejemplo tres curvas (cada curva representa el resultado operacional de la empresa a una determinada condición), correspondientes a los niveles de garantía de 80%, 95% y 100%. A partir de cada curva se puede establecer único rango o un rango específico para cada una de ellas para la máxima capacidad comprometida a través de contratos (regulados y libres); es decir, un porcentaje (%) por encima o por debajo de esta capacidad comprometida de tal manera que se pueda ser flexible con la estrategia comercial sin que esto signifique alejarnos en demasía de la condición previamente planteada, la cual es obtener el máximo beneficio para la empresa. En consecuencia, deberá realizarse un análisis previo de cada una de las curvas con el fin de determinar el rango a adoptar y/o el riesgo la empresa desee tomar.

Otra premisa considerada es el precio de barra considerado para la determinar los ingresos de la capacidad comprometida a través de contratos (regulados o libres). En este análisis por facilidad se ha tomado precios de barra, sin embargo, para los clientes libres se puede hacer sensibilidades con precios por encima o debajo de los precios de barra.

Aplicación del Modelo de Evaluación Económica de Contratos

La simulación realizada por el modelo de evaluación económica de contratos nos ha permitido tener una idea clara del análisis requerido por una empresa de generación para ofertar un determinado precio a un determinado cliente, sea este regulado o libre. Como se ha señalado en la metodología descrita en el acápite N° 4.4 del capítulo anterior, se ha tomado en cuenta algunas variables de importancia que es necesario evaluar a fin de realizar el análisis crítico de los mismos. Es importante señalar que en la evaluación realizada, se ha considerado un perfil de carga típico de una empresa de distribución. Al igual que en el análisis de portafolio, es importante señalar que el perfil de carga o de demanda juega un rol importante en la evaluación y por consiguiente puede tener una incidencia considerable en los resultados.

Adicionalmente, cabe señalar que para la proyección de la demanda se ha utilizado una metodología sencilla; sin embargo, dependerá del grado de exactitud del análisis para utilizar métodos econométricos en la proyección de la misma. Por tanto, de lo anteriormente mencionado la demanda es una variable importante que permitirá establecer u ofertar el precio más óptimo para la empresa como para el cliente en cuestión.

Otras variables a tomar en consideración al momento de decidir los precios de energía a un determinado cliente son el Valor Actual Neto Esperado de un Contrato y/o el Costo Marginal Esperado del Contrato (que indica que porcentaje sobre el costo marginal esperado representa el precio ofertado). Normalmente, los contratos del tipo regulado se transan a precio de barra que es el precio máximo que un

generador puede vender a una empresa de distribución, sin embargo, puede darse el caso en que el generador comprometa parte de su energía a un cliente regulado a un precio de barra menos un porcentaje ($P_{\text{Barra}} - X\%P_{\text{Barra}}$); en todo caso, esto dependerá del análisis que realice el generador y de las expectativas de ingresos que tenga.

Adicionalmente, los contratos del tipo libre se transan por acuerdo de las partes, es decir, una libre negociación entre el generador y el cliente. En este caso, el precio a ofertar podrá ser el precio de de barra más un porcentaje ($P_{\text{Barra}} + X\%P_{\text{Barra}}$), el precio de barra menos un porcentaje ($P_{\text{Barra}} - X\%P_{\text{Barra}}$) o también el precio de barra (P_{Barra}). En algunos casos es posible ofertar precios en dólares fijos o indexados, estos precios generalmente son ofrecidos a los grandes clientes con grandes volúmenes de demanda.

En conclusión, el precio a ofertar a un determinado cliente, ya sean estos clientes regulados o libres, dependerá del perfil de carga de la demanda, del periodo de análisis así como de una confiable proyección de costos marginales o spot y precios de barra a futuro. Adicionalmente, se deberá realizar un análisis de sensibilidad que permita a la empresa minimizar los riesgos a los que se encuentra expuesto, así también se deberá tener en cuenta las expectativas de ingresos que tenga el generador, sobretodo para los contratos de venta de energía a largo plazo.

CONCLUSIONES

1. La capacidad comprometida a través de contratos de suministro de electricidad en el mercado regulado como en el mercado libre permite a las empresas de generación poseer un flujo de caja más estable en el futuro, por consiguiente reducen así su incertidumbre de conocer cual sería éste, en el caso que decidieran colocar toda su energía sólo en el mercado spot, ya que de darse este caso, sus ingresos dependerían básicamente del comportamiento de los costos marginales que se puedan presentar en el sistema en el corto, mediano y largo plazo.
2. El mercado libre en la actualidad es cada vez de mayor competencia entre los agentes participantes en especial para las empresas de generación de electricidad. Esta competencia se ve reflejada sobre todo en la consecución de los grandes clientes debido al gran volumen de energía que éstos consumen así como a su sólido respaldo financiero lo cual las hacen más atractivas para los generadores. Adicionalmente sería importante para estas empresas

ingresar al segmento libre conformado por los clientes cautivos en las áreas de concesión de las empresas de distribución y conseguir de esta forma un mercado libre aún más dinámico y competitivo.

3. Las funciones de una empresa de generación, es decir, la producción y la comercialización de energía eléctrica, deberán estar mutuamente relacionadas debido a que la coordinación permanente de estas funciones permitirán llevar a cabo la realización de sus objetivos prioritarios como son el incremento de sus utilidades así como la minimización de sus costos operativos, y por ende conseguir un mayor y mejor posicionamiento de ésta en el mercado convirtiéndose en un actor importante del mismo y frente a sus competidores.
4. Las metas de corto, mediano y largo plazo de una empresa de generación deberán reflejar la importancia que ésta desee adquirir en el negocio en el cual participa por medio del incremento progresivo del volumen de ventas a través de nuevos contratos de suministro, mejora en la calidad del servicio y comercialización así como el incremento progresivo de sus activos; metas que podrán lograrse por medio del desarrollo de un coherente plan comercial.
5. La estrategia comercial de una empresa de generación debe realizarse considerando los principios básicos de la comercialización de la energía en el negocio eléctrico peruano, adicionalmente se deberá tener en cuenta algunas características inherentes a éste; como son la oferta, comportamiento de la

demanda, hidrología, variación del precio de los combustibles. La importancia que tome éste plan comercial influirá en menor o mayor medida en los resultados a lograr por la empresa.

6. El previo conocimiento del mercado eléctrico se constituye en el punto de partida para el posterior desarrollo de la estrategia comercial. Dicho conocimiento, será la herramienta a utilizar en la segmentación del mercado y posteriormente definir el mercado objetivo que permita en el mediano y largo plazo lograr un mejor posicionamiento de la empresa en el mercado. Asimismo la concepción de un plan comercial, permitirá a las empresas de generación elaborar su presupuesto a futuro, es decir, proyectar su nivel de ingresos y egresos mensuales, trimestrales o anuales.
7. La consecución de un portafolio de clientes permite determinar cual es el volumen de mínimo riesgo al que la empresa de generación pueda encontrarse expuesta como participante activo del mercado en relación con sus competidores y a partir de ello obtener el mayor beneficio posible. Adicionalmente, éste portafolio óptimo tendrá incidencia en las decisiones comerciales de la empresa respecto a la capacidad a comprometer en cada uno de los mercados en que el generador realice transacciones, es decir, en el mercado spot, el mercado regulado y el mercado libre.
8. El margen comercial o ingresos netos de un contrato de suministro de energía es determinado a partir de la evaluación económica financiera del mismo y de

las características particulares del cliente, es decir, el tipo de cliente, tamaño, características de su demanda, periodo de contrato y respaldo financiero. Esta evaluación permite establecer los precios de un contrato en particular, a partir de la predicción del comportamiento de los precios spot a futuro; la determinación de dichos precios son por tanto responsabilidad absoluta del generador.

9. El análisis realizado al aplicar el modelo de evaluación de portafolio de clientes proporciona como resultado la capacidad óptima a comprometer así como su valor presente para varios niveles de garantía. Asimismo, se determina el valor actual neto del aporte de los contratos para cada valor de capacidad comprometida y probabilidad de excedencia dada. Estos resultados se obtienen de la utilización de costos marginales para cada secuencia hidrológica generada a partir del registro histórico de caudales.

10. La evaluación que se realiza a un contrato de suministro de energía, permite conocer el retorno o valor actual neto esperado del contrato durante el tiempo de vigencia del mismo, complementariamente por medio de la misma, se puede lograr conocer que porcentaje sobre el costo marginal esperado representa el precio ofertado. Ambos resultados se consiguen al evaluar un determinado contrato a partir de la predicción de costos marginales a futuro para una determinada secuencia hidrológica, generada a partir del registro histórico de caudales.

ANEXOS

ANEXO A

PROCEDIMIENTO: VALORIZACION DE ENERGIA Y POTENCIA

Transferencias de Potencia y Energía

Transferencias de Potencia

La transferencia total de potencia de punta entre un generador y el resto es igual a la diferencia entre su demanda de potencia de punta comprometida (contratada con sus clientes) y su potencia firme, ver figura N° A.1. Un generador entrega potencia firme al sistema cuando sus contratos de potencia son menores que la potencia firme que el cuenta, tal como se observa en la figura el generador recibirá el pago por su potencia firme total **A** mediante dos rubros, por el cobro a sus clientes propios **B**, y por transferencias a otros generadores **C**. En el caso que el generador contrate más potencia firme que la propia ($B > A$), el deberá pagar la transferencia de potencia recibida del resto de generadores.

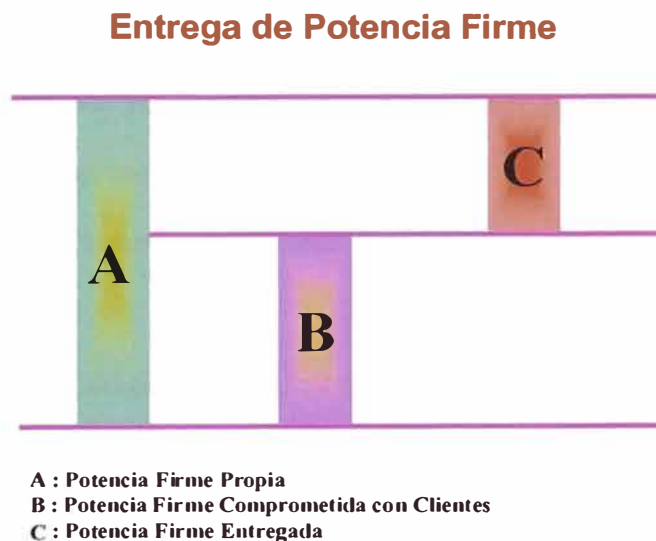


Figura N° A.1: Entrega de potencia firme

Nota:

Potencia Firme: Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo a lo que defina el reglamento.

Las transferencias de potencia de punta serán valorizadas tomando en cuenta los precios de potencia de punta en las barras en que se produce la transferencia. Todo este procedimiento de cálculo es efectuado por el COES (Comité de Operación Económica del Sistema). Como puede observarse, el generador siempre recibe el pago por la potencia firme que tiene, ya sea que no contrate toda su potencia o contrate en demasía. Por lo tanto el criterio expuesto permite rentar las inversiones económicas de potencia.

Transferencias de Energía

La transferencia de energía entre un generador y el sistema tiene una estrecha vinculación con la operación económica del sistema (despacho de centrales al mínimo costo efectuado por el COES), es decir, una vez producida la operación el COES deberá evaluar cada 15 minutos los costos marginales de corto plazo del sistema, el cual servirá para evaluar las transferencias. En este punto se cuenta con la siguiente información:

- Contratos de Energía de cada Generador (menor o igual a su energía firme).
- Costos Marginales de Corto Plazo Reales (cada 15 minutos).
- Generación de Energía de cada Generador.

Con esta información el COES valoriza las transferencias de energía de cada generador de acuerdo al siguiente procedimiento:

En la figura N° A.2 se tiene el generador con una Energía Firme **A**, mayor a la energía comprometida con todos sus clientes **B**, luego producida la operación del sistema, el generador entrega una energía **C** al sistema, de tal modo que **C** es menor que **B**, por lo tanto se produce una transferencia del sistema hacia el generador igual a $D = C - B$.

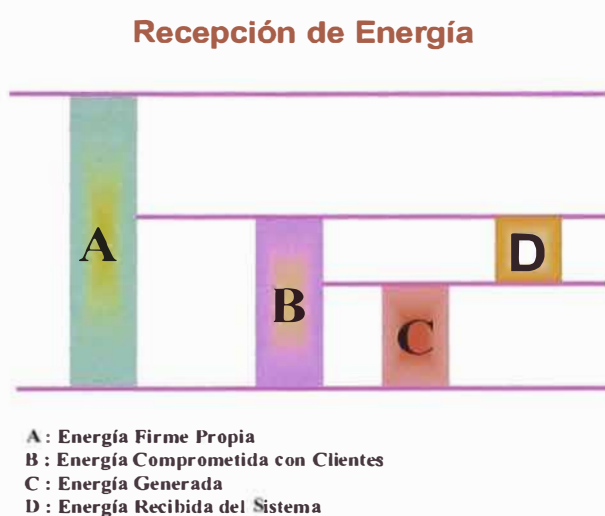


Figura N° A.2: Recepción de energía

Nota:

Energía Firme: Es la máxima producción esperada de energía eléctrica en condiciones de hidrología seca para las unidades de generación hidroeléctrica y de indisponibilidad esperadas para las unidades de generación térmica.

La valorización de la transferencia se efectúa al costo marginal instantáneo del sistema, sea este costo marginal de transferencia igual a $CMgt$, por lo tanto el generador deberá pagar al sistema:

CMgt*(B – C)

(A.1)

Las transferencias de energía deben evaluarse cada 15 minutos por el Comité de Operación Económica del Sistema, y al fin de mes emitir los saldos a favor o deudor de cada generador. En el caso que un generador comprometa con sus clientes más energía firme propia, el deberá convenir con otros generadores la adquisición de dicha energía a un precio libre. Para ilustrar los derechos de contratación entre generadores, se presenta el cálculo (teórico) de potencia y energía firme.

ANEXO B

APLICACIÓN: VALORIZACION DE CONTRATOS Y TRANSFERENCIAS

Contratos y Transferencias - Aplicación e Implicancias

Esta sección presenta un ejemplo de aplicación tarifaria global, desde el cálculo de los costos marginales del sistema hasta el análisis de las implicancias de efectuar un determinado contrato. Asimismo, el capítulo permite proporcionar una visión conceptual de las transferencias de energía, la forma en que se reparte los contratos de potencia y energía, y las ventajas y riesgo que encierra un determinado contrato.

Premisas y Datos:

Se presenta el siguiente sistema hidrotérmico:

Premisas:

- Generación hidroeléctrica de pasada, es decir dependiente 100% de la hidrología.
- Generación termoeléctrica con combustible diesel (turbina de gas).
- Sistema interconectado Uni-Nodal (generación y demanda concentrada).
- Costo de falla o racionamiento prefijado, se considera que la falla se produce únicamente por falla de energía hidráulica y que las centrales térmicas están disponibles el 100% del tiempo solicitado

Datos:

En la tabla N° B.1 se muestra los datos de potencia y energía considerados en el análisis.

Tabla N° B.1: Datos de potencia energía y costos variables

	Potencia Efectiva	Potencia Firme	Energía Firme	Costos Variables	Costos Fijos	Inversión Anualizada
	MW	MW	GWh	Mill/kWh	US\$/kW-año	210.2
Central Hidro	900.0	715.0	4556.1	0.0	233.5	210.2
TG1	300.0	225.0	1971.0	50.0	85.0	25.5
TG2	200.0	160.0	1401.6	100.0	60.0	12.0
Total	1400.0	1100.0	7928.7			247.7
			Falla	150.0		

La demanda del sistema se divide en dos etapas características: (1) meses de avenida (2) meses de estiaje según se muestra en la tabla N° B.2.

Tabla N° B.2: Demanda durante épocas de avenida y estiaje

Mes	Potencia MW	Energía GWh	Duración Horas	F.C. %
Avenida	1000	2325.6	3648	63.75%
Estiaje	1100	3584.8	5112	63.75%
Total	1100	3910.4	8760	61.34

La curva de carga de un día típico es como se muestra en la figura N° B.1.

Curva de Carga del Día Típico

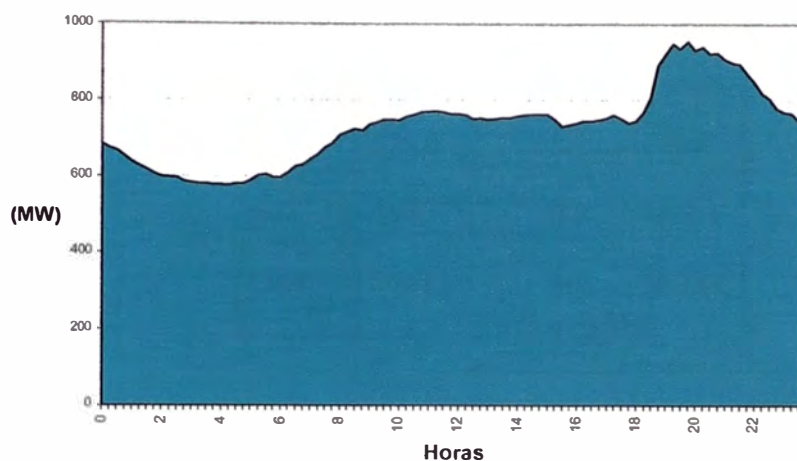


Figura N° B.1: Diagrama de carga de un día típico

La curva es idéntica en forma tanto para los meses de avenida como para los meses de estiaje.

Despacho Económico de Carga

El Comité de Operación Económica del Sistema ordena la operación al mínimo costo del sistema; por tanto, el despacho económico se produce considerando las condiciones hidrológicas existentes, así como las restricciones de las unidades de generación y del sistema de transmisión. El despacho promedio se presenta a continuación en la tabla N° B.3:

Tabla N° B.3: Resultado del despacho económico de carga

	Generación	Falla	Total
Central	GWh	GWh	GWh
Hidro	5242.3	3.1	5245.4
TG1	618.8	0.0	618.8
TG2	46.2	0.0	46.2
Total	5907.3	3.1	5910.4

Además, el despacho anual se divide en un despacho para meses de avenida y meses de estiaje, esto se puede apreciar en las figuras N° B.2 y N° B.3.

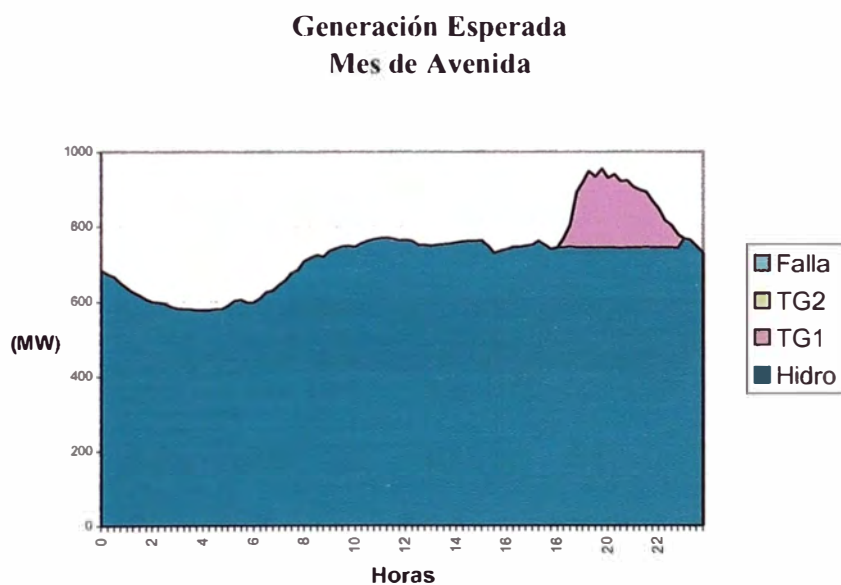


Figura N° B.2: Generación eléctrica en épocas de avenida

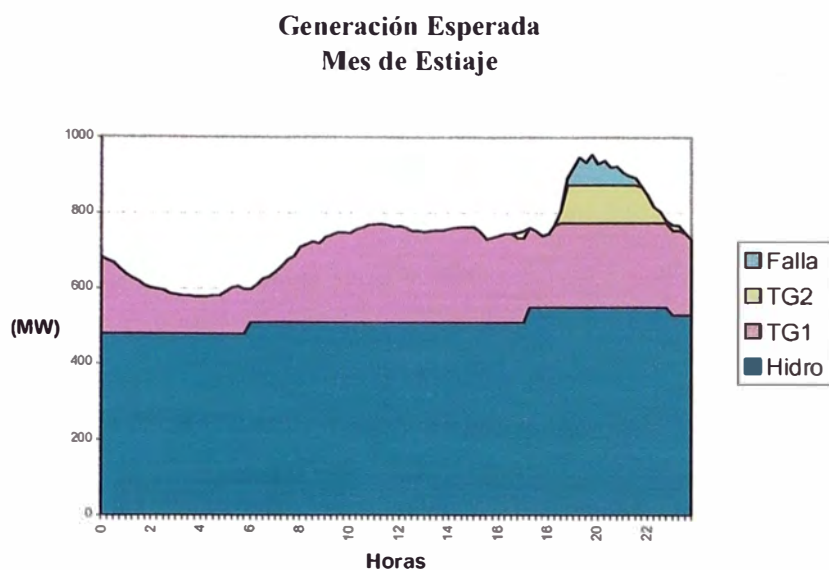


Figura N° B.3: Generación eléctrica en épocas de estiaje

Costos de Generación

De la operación económica resultan los siguientes costos de generación mostrados en la tabla N° B.4.

Tabla N° B.4: Costos variables de generación y falla

	Generación	Falla	Total
Central	Mio US\$	Mio US\$	Mio US\$
Hidro	0.0	0.5	0.5
TG1	30.9	0.0	30.9
TG2	4.6	0.0	4.6
Total	35.6	0.5	36.0

Costos Marginales del Sistema:

El costo marginal se obtiene del despacho económico observando en cada instante cual es la unidad que es capaz de entregar potencia adicional, es decir la unidad marginal, por lo que el costo marginal sería el costo variable de esta última unidad, dichos datos se muestran en la tabla N° B.5.

Tabla N° B.5: Costos marginales producidos en el sistema

Hidrología	Probabilidad	CMg
	Ocurrencia	Mill US\$/kWh
Húmeda	90%	31.5
Seca	10%	59.1
Promedio	100%	34.3

La tabla anterior muestra los costos marginales promedios anuales para cada hidrología y para el promedio hidrológico, este último (promedio) es llamado también el costo marginal esperado, en nuestro caso los 34 Mill US\$/kWh representa el precio de barra del sistema.

A continuación las figuras N° B.4, N° B.5, N° B.6 y N° B.7 muestran la variación del costo marginal instantáneo (corto plazo) con las horas del día para cada mes (avenida y estiaje):

Mes de Avenida

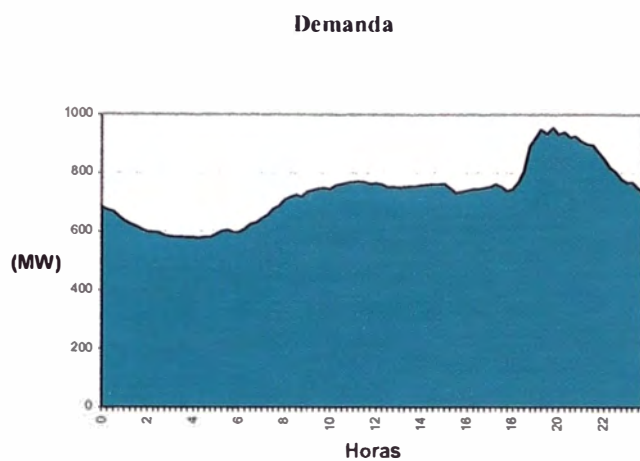


Figura N° B.4: Diagrama de carga típico en época de avenida

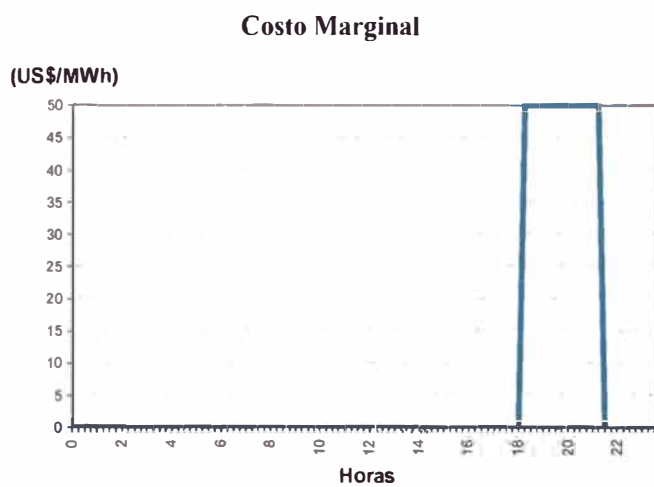


Figura N° B.5: Costo marginal de corto plazo típico en época de avenida

Mes de Estiaje

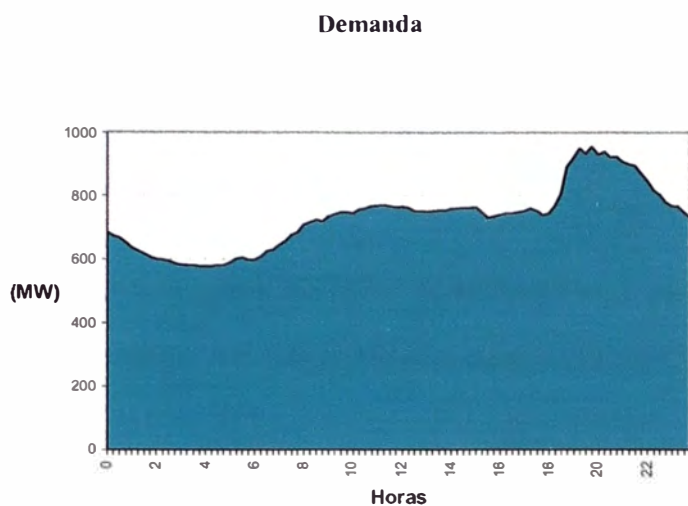


Figura N° B.6: Diagrama de carga típico en época de estiaje

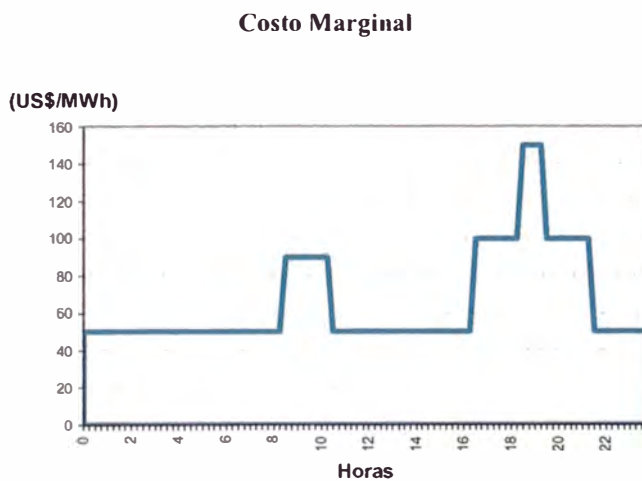


Figura N° B.7: Costo marginal de corto plazo típico en época de estiaje

En las figuras anteriores se puede apreciar la gran variación de los costos marginales con las horas del día, debido a las características de las plantas presentes en el sistema.

Contratos de Suministro de Energía

En esta parte se analizan las diversas formas de contratación, y sus implicancias en los ingresos de las empresas. A continuación presentamos tres casos de contratos:

1. Las empresas termoeléctricas contratan el máximo de su energía y potencia firme, dejando el resto del mercado al generador hidráulico.
2. Todas las empresas contratan la energía del sistema en proporción con su energía firme, además el contrato de potencia es igual a la potencia firme de cada generador (como las transferencias de potencia se realiza a precio de barra, no existe problema en contratar más o menos potencia firme propia de cada generador).
3. Las empresas hidroeléctricas contratan el máximo de su energía firme y potencia firme, dejando el resto del mercado a los generadores termoeléctricos.

Caso 1

Como se puede observar, los generadores térmicos (TG1 y TG2) contratan el máximo de su energía firme, mientras que el generador hidráulico solo contrata el máximo de su energía firme, mientras que el generador hidráulico solo contrata el 40.5% de la energía firme que dispone. En este punto es conveniente analizar el resultado de este contrato, por lo tanto calcularemos el ingreso total de cada generador para esta situación.

Tabla N° B.6: Potencia y energía contratadas para el caso uno en estudio

	Potencia Contratada	Energía Contratada	F.U.
Central	MW	GWh	%
Hidro	715.0	2537.8	40.52%
TG1	225.0	1971.0	100.00%
TG2	160.0	1401.6	100.00%
Total	1100.0	5910.4	61.34%

Ingresos por Venta de Energía y Potencia

Los ingresos del generador están constituidos por las ventas de potencia y energía contractuales, por lo tanto como cada generador contrata su potencia firme propia a un precio de 75 US\$/kW-año, el ingreso de potencia será igual al producto de la potencia firme por el precio de potencia de barra. El ingreso de energía es igual al

ingreso de la energía contratada por el precio de la energía en barras (CMg esperado). El resultado de los cálculos se muestra a continuación en la tabla N° B.7.

Tabla N° B.7: Ingresos por potencia y energía por para el caso uno en estudio

	Potencia	Energía	Total
Central	Mio US\$	Mio US\$	Mio US\$
Hidro	53.6	87.0	140.6
TG1	16.9	67.6	84.4
TG2	12.0	48.0	60.0
Total	82.5	202.6	285.1

Valorización de Transferencias de Potencia y Energía

En primer lugar se produce una transferencia de un generador con el sistema, cuando éste vende más o menos potencia o energía que la generada en un instante cualquiera.

Valorización de Transferencias de Potencia

Como los generadores contratan el 100% de su potencia firme, no existe transferencia de potencia, por lo tanto la valorización de la transferencia de potencia es igual a cero.

En el caso de que existiera transferencia de potencia esta se valorizará al precio de potencia en barras.

Potencia Firme (MW)

En la tabla N° B.8 se muestra la potencia firme de por empresa y por tipo de generación.

Tabla N° B.8: Potencia firme por empresa y por tipo de generación

Empresa	Térmico	Hidráulico	Total
Empresa 1	114.2	439.3	553.5
Empresa 2	67.6	837.2	904.8
Empresa 3		136.0	136.0
Empresa 4	73.9		73.9
Empresa 5	41.9		41.9
Total	297.6	1412.5	1710.1

Valorización de Transferencias de Energía

En el caso de la energía, primero se determina la transferencia real de energía entre un generador y el sistema, esta transferencia es igual a la diferencia entre la inyección de energía (generación) menos el retiro de energía (contractual).

Energía Firme (MW)

En la tabla N° B.9 se muestra la energía firme de por empresa y por tipo de generación.

Tabla N° B.9: Energía firme por empresa y por tipo de generación

Empresa	Térmico	Hidráulico	Total
Empresa 1	1000.4	2253.4	3253.8
Empresa 2	592.2	7882.2	8474.4
Empresa 3		1087.8	1087.8
Empresa 4	647.4		647.4
Empresa 5	367.0		367.0
Total	2607.0	11223.4	13830.4

La demanda del sistema es de 1710.1 MW y el consumo anual es de 10500 GWh (factor de carga igual a 70%), por lo tanto se observa que la potencia firme es igual a la máxima demanda del sistema, mientras que la energía firme disponible es mayor a la energía demandada. Es importante precisar que el término potencia y energía firme son utilizados para regular los contratos y de ninguna manera representa la operación real del sistema. A continuación determinamos un factor que representa la manera en que un generador utiliza la potencia firme que tiene a su disposición: **fu**

$$fu = \frac{\text{Energía Firme}}{\text{Potencia Firme} * 8760} \quad (\text{B.1})$$

La tabla N° B.10 muestra los factores de utilización por empresa y por tipo de generación.

Tabla N° B.10: Factores de utilización por empresa y por tipo de generación

Empresa	Térmico	Hidráulico	Total
Empresa 1	100.00%	58.56%	67.11%
Empresa 2	100.00%	107.48%	106.92%
Empresa 3		91.31%	91.31%
Empresa 4	100.01%		100.01%
Empresa 5			99.99%
Total	100.00%	90.72%	92.32%

En la figura N° B.8 mostrada a continuación se puede apreciar mejor la situación:

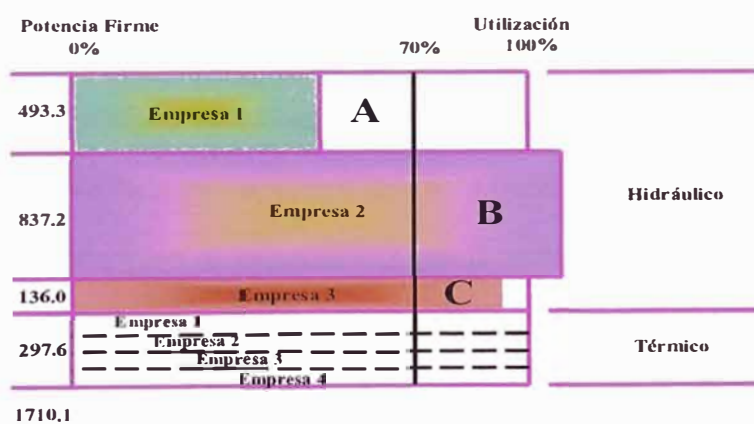


Figura N° B.8: Potencia firme contratada por empresa vs factor de utilización

Como se puede observar en la figura, la Empresa 1 tiene un déficit de energía para contratos (A) que puede ser completado con la Empresa 1 Térmico. Además el hecho de tener un bajo factor de utilización se explica por tener centrales hidráulicas que operan en punta y tienen un bajo factor de planta. Mientras tanto la Empresa 2 Hidráulico tiene un gran excedente de energía hidráulica (B), pero para ser colocada necesita comprar potencia a otros generadores (generalmente térmicos). Otro generador hidráulico que parece estar en la misma situación de la Empresa 2 es la Empresa 3, pero tiene una ventaja con respecto al resto, es que tiene un cliente cautivo de un alto factor de carga (90%), lo cual le permite colocar su potencia con un alto factor de utilización. El caso de las centrales térmicas es un poco más delicado, por ejemplo la Empresa 4 tiene que decidir entre vender su potencia firme a otro generador (Empresa 2) o revender la energía hidráulica de la Empresa 2 al precio de barra.

La decisión de contratar más o menos energía con un cliente (compromisos de potencia y energía firme) es potestad del suministrador, y por lo tanto el riesgo sobre las ganancias o pérdidas de su empresa es de su entera responsabilidad. Lo más importante de todo lo expuesto, es que la Ley de Concesiones Eléctricas permite la libre competencia a nivel de generación, y que la responsabilidad sobre el éxito de una empresa de generación no depende de los órganos reguladores, si no de la forma en que la empresa se desenvuelve en las actuales circunstancias.

La valorización de las transferencias se realiza multiplicando en cada instante la transferencia de energía por el costo marginal de ese instante. El resultado de los cálculos se muestra a continuación en la tabla N° B.11.

Tabla N° B.11: Valorización de transferencias de potencia y energía

	Potencia	Energía	Total
Central	Mio US\$	Mio US\$	Mio US\$
Hidro	0.0	70.4	70.4
TG1	0.0	-27.5	-27.5
TG2	0.0	-42.9	-42.9
Total	0.0	0.0	0.0

La inyección de energía efectuada por un generador es igual a la generación real, es decir aquella resultante del despacho económico. El retiro de energía se calcula en cada instante como una fracción constante de la demanda total del sistema (hasta aquí se asume que los tres generadores le venden a un solo cliente el cuál es igual a la demanda global del sistema), la fracción se calcula como la relación entre la energía contratada por un generador entre toda la energía del cliente, dicha fracción es menor de la unidad.

En este caso el retiro contractual de cada generador se muestra a continuación en la figura N° B.9.

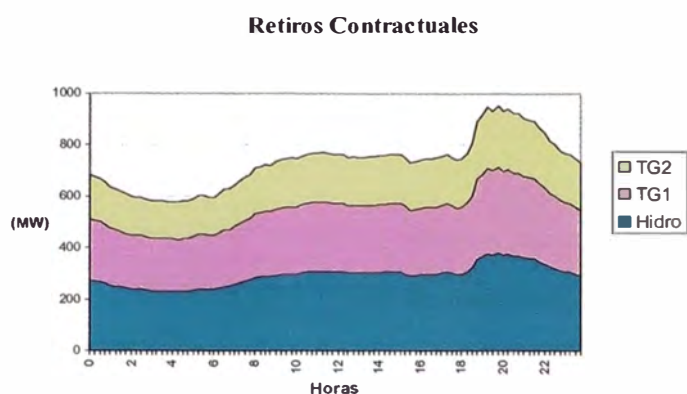


Figura N° B.9: Retiros contractuales

La transferencia de energía se valoriza multiplicando en cada instante las inyecciones menos los retiros por el costo marginal de ese instante.

Resultado Operativo

El resultado operativo es igual al ingreso total (por venta contractual más transferencias) menos el costo total (costo de generación más transferencias). Ver tabla N° B.12.

Tabla N° B.12: Resultado operativo por tipo de generación

	Potencia	Energía	Total
Central	Mio US\$	Mio US\$	Mio US\$
Hidro	53.6	156.9	210.3
TG1	16.9	9.1	26.0
TG2	12.0	0.5	12.5
Total	82.5	166.6	249.0

Utilidad: Resultado Operativo menos Inversión Anual

Se calcula la utilidad de cada generador luego de pagar la inversión anual según se muestra en la tabla N° B.13.

Tabla N° B.13: Utilidad de cada generador

	Potencia	Energía	Total
Central	Mio US\$	Mio US\$	Mio US\$
Hidro	210.5	210.2	0.4
TG1	26.0	25.5	0.5
TG2	12.5	12.0	0.5
Total	249.1	247.7	1.4

Se observa claramente que todos los generadores reciben el dinero suficiente para pagar las inversiones comprometidas. El mismo procedimiento de cálculo se puede realizar para diversas opciones de contratación, afín de determinar cual es la opción más conveniente y no ofrece demasiados riesgos para el generador.

Resumen de Contrataciones

A continuación se presenta el resultado de los tres casos de contratos, con el objeto de analizar la ventaja de uno u otro tipo de contrato.

En la tabla N° B.14 se presenta los contratos de energía como función de la energía firme de cada generador:

Tabla N° B.14: Factores de utilización para cada caso en estudio

Factor de Utilización			
	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Central	%	%	%
Hidro	40.52%	61.34%	72.74%
TG1	100.00%	61.34%	40.16%
TG2	100.00%	61.34%	40.16%
Total	61.34%	61.34%	61.34%

Se puede observar que los generadores termoeléctricos contratan en una proporción igual de su potencia firme. Además, el generador hidráulico aumenta la proporción de su contrato de 40.5% en el caso 1 a 72.7% en el caso 3. Todo esto se puede apreciar mejor en la figura N° B.10.

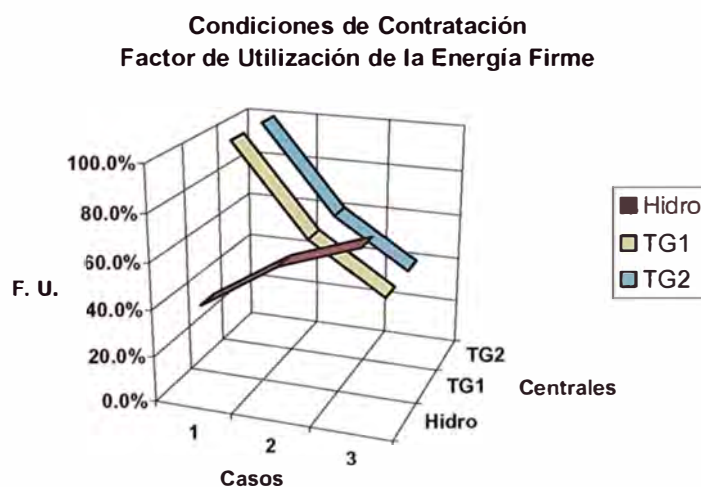


Figura N° B.10: Factor de utilización de energía firme

Resumen de Utilidades:

La tabla N° B.15 muestra un resumen de las utilidades obtenidas para los tres casos de análisis.

Tabla N° B.15: Resultados de utilidades para cada caso

Promedio			
	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Central	Mio US\$	Mio US\$	Mio US\$
Hidro	0.39	0.49	0.55
TG1	0.48	0.42	0.38
TG2	0.54	0.49	0.47
Total	1.40	1.40	1.40

Seguidamente, la figura N° B.11 muestra los resultados de la tabla N° B.15.

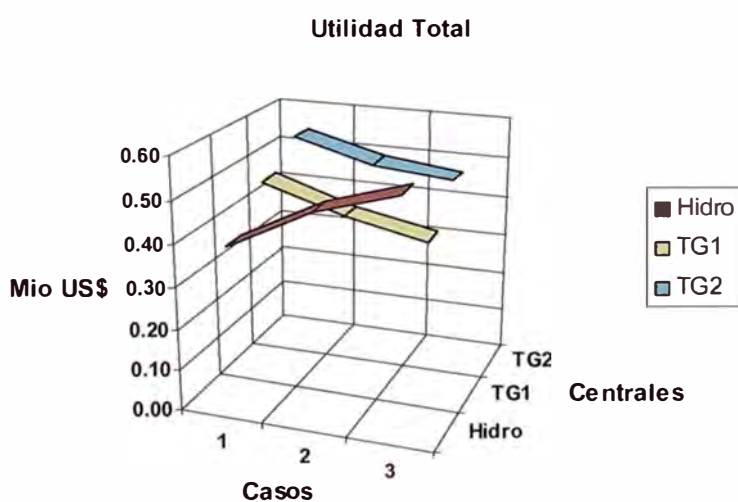


Figura N° B.11: Utilidad total por cada generador

BIBLIOGRAFIA

1. M.E.M. “Ley de Concesiones Eléctricas”. Ministerio de Energía y Minas, 1992.
2. M.E.M. “Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas”. Ministerio de Energía y Minas, 1993.
3. Jean-Jacques Lambin. “Marketing Estratégico” Tercera Edición Mc Graw-Hill, 1995.
4. Philip Kotler – Gary Armstrong. “Fundamentos de Mercadotecnia” Segunda Edición, 1991.
5. Charles W. Lamb – Joseph F. Hair – Carl McDaniel. “Marketing” Cuarta Edición, 1998.
6. Leland T. Blank – Anthony J. Tarquin. “Ingeniería Económica” Tercera Edición, 1992.
7. L. Guerra – N. Armestar. “Ingeniería Económica” Primera Edición, 1990.
8. Paulo Alfonso López. “Probabilidad y Estadística – Conceptos Modelos y Aplicaciones” Primera Edición, 2000.

9. G. D. Eppen – F. J. Gould – C.P. Schmidt – Jeffrey H. Moore – Larry R. Weatherford. “Investigación de Operaciones en la Ciencia Administrativa” Quinta Edición, 2000.
10. Comisión de Tarifas Eléctricas. “Situación Tarifaria en el Sector Eléctrico Peruano” Primera Edición, 1998.
11. Asociación Electrotécnica Peruana. “Tarifas Eléctricas a Costo Marginal”, 1993.
12. Juan R Hinostroza L. “Adiestramiento en Procesos Comerciales” Primera Edición, 1994.
13. OSINERG – Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria. “Análisis de la Información Comercial de las Empresas de Electricidad del Perú” Primera Edición, 2001.
14. Koc Ingenieros E.I.R. Ltda.. “Curso de Capacitación en el Uso de Modelos Tarifarios”, Primera Edición, 2000.