

**Pontificia Universidad Católica del Perú
Escuela de Graduados
Maestría de Regulación de Servicios Públicos**



“Propuesta de un mercado de capacidad vía contratos de cobertura como mecanismo para mejorar el manejo de riesgos y la confiabilidad en el suministro de electricidad”

Tesis para Optar el Grado de Magíster en Regulación de Servicios Públicos

Autor: Raúl García Carpio

Asesor: Alfredo Dammert Lira

Lima, 6 de octubre de 2008

A mi esposa Claudia, por todo su amor, apoyo y comprensión.

Resumen Ejecutivo

La reforma que tuvo lugar en el sector eléctrico peruano a principios de la década del noventa, si bien logró importantes mejoras en su desempeño, muestra a la fecha algunas limitaciones. Estas se reflejan, entre otros aspectos, en las dificultades que enfrentan las empresas distribuidoras para celebrar contratos con las generadoras que garanticen el suministro y en la falta de inversiones en capacidad de generación que permitan abastecer adecuadamente el crecimiento de la demanda eléctrica. Para hacer frente a estos problemas se han implementado diversas medidas, entre las que destacan las subastas de contratos entre generadoras y distribuidoras a precios de mercado en reemplazo del esquema de regulación de tarifas de generación. En la presente tesis se plantea que estas medidas son insuficientes para garantizar la confiabilidad del suministro eléctrico en el mediano plazo requiriéndose una modificación de los mecanismos de remuneración de la capacidad para este fin.

El enfoque de la tesis se centra en una revisión teórica de las diferentes opciones para garantizar la confiabilidad del suministro de electricidad y en un análisis de las experiencias internacionales relevantes. En base a ello se efectúa un diagnóstico del caso peruano teniendo en cuenta sus particularidades, tanto al nivel de diseño de mercado como del parque generador.

En primer lugar, la tesis muestra que el mecanismo administrativo de cálculo y reparto de capacidad genera distorsiones tales como una redistribución de ingresos no acorde con su aporte a la confiabilidad de las centrales y la falta de incentivos en los generadores para comprometerse efectivamente con la garantía de suministro. Por ello, en segundo lugar, se propone reemplazar este sistema introduciendo un mercado de capacidad basado en el requerimiento obligatorio de contratos de cobertura, o compra de opciones de capacidad, por parte de los generadores, cuyas primas se constituirán en el pago por tener capacidad disponible. Este sistema permitirá un compromiso real de los generadores con la confiabilidad del suministro, reflejará mejor la escasez relativa de capacidad, y permitirá una mejora en el manejo de riesgos de contratación incentivando la firma de contratos de largo plazo.

Por último, la tesis analiza los aspectos que deben tenerse en cuenta para implementar este nuevo mecanismo, incluyendo las etapas de implementación y parámetros por establecer (el precio de ejercicio de las opciones, la capacidad a cubrir de forma obligatoria, entre otros) que deben ser definidos por las entidades encargadas de su administración. Además, se incluye una breve discusión sobre la agenda de temas adicionales que deben analizarse con mayor detalle para garantizar el éxito de la reforma propuesta.

Contenido

I.	ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA.....	8
II.	OBJETIVO E HIPÓTESIS.....	9
III.	MARCO TEÓRICO	10
III.1.	ELEMENTOS DE ECONOMÍA FINANCIERA.....	10
III.1.1.	LA UTILIDAD ESPERADA Y LA AVERSIÓN AL RIESGO.....	10
III.1.2.	DOMINANCIA ESTOCÁSTICA ENTRE ACTIVOS.....	16
III.1.3.	EL ANÁLISIS MEDIA – VARIANZA, EL MODELO CAPM Y LA VALORACIÓN DE ACTIVOS ...	19
III.1.4.	MEDIDAS DE EXPOSICIÓN AL RIESGO: VAR (“VALUE AT RISK”).....	30
III.1.5.	MERCADO DE CONTRATOS Y MERCADO SPOT	33
III.1.6.	COBERTURA DE RIESGOS MEDIANTE OPCIONES FINANCIERAS	33
III.2.	EL MANEJO DE RIESGOS EN LOS MERCADOS ELÉCTRICOS	37
III.2.1.	LAS FUENTES DE RIESGO EN EL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD Y SU EFECTO.....	37
III.2.2.	MECANISMOS ADMINISTRATIVOS DE MANEJO DE RIESGOS	38
III.2.3.	INSTRUMENTOS FINANCIEROS UTILIZADOS EN EL MANEJO DE RIESGOS.....	40
III.2.3.1.	CONTRATOS POR DIFERENCIAS	42
III.2.3.2.	DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSMISIÓN	44
III.2.3.3.	OPCIONES DE COMPRA	44
III.2.4.	BREVE DISCUSIÓN DEL MANEJO DE RIESGOS DE CONTRATOS A NIVEL INTERNACIONAL.....	46
III.3.	LA CONFIABILIDAD DEL SUMINISTRO Y LOS MECANISMOS DE REMUNERACIÓN DE LA CAPACIDAD.....	48
III.3.1.	LA PLANIFICACIÓN DE INVERSIONES Y EL SURGIMIENTO DEL PAGO POR CAPACIDAD	49
	<i>El Modelo de “Peak Load Pricing”</i>	<i>49</i>
	<i>Recuperación de Costos y Expansión Óptima.....</i>	<i>54</i>
	<i>Introducción del Valor de la Energía No Suministrada (VOLL).....</i>	<i>59</i>
	<i>La Introducción de Incertidumbre (LOLP)</i>	<i>63</i>
III.3.2.	MERCADOS DE SOLO ENERGÍA DONDE NO HAY PAGO DE CAPACIDAD	64
III.3.3.	MECANISMOS DE REMUNERACIÓN DE LA CAPACIDAD	69
	<i>Pago en base al Costo de Expansión.....</i>	<i>69</i>
	<i>Pago por Capacidad basado en el VOLL por el LOLP.....</i>	<i>70</i>
	<i>Imposiciones Cuantitativas de Capacidad Instalada</i>	<i>71</i>
	<i>Sistemas Obligatorios de Seguros o Hedging</i>	<i>73</i>
III.3.4.	BALANCE DE LAS PROPUESTAS	78
IV.	SÍNTESIS DE LA REFORMA Y DISEÑO DEL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO.	80
V.	PROBLEMÁTICA DEL MERCADO DE CONTRATOS EN EL PERÚ	82
V.1.	LOS PRECIOS DE VENTA DE GENERADOR A DISTRIBUIDOR.....	82
V.2.	LA ESTRATEGIA DE CONTRATACIÓN DE LOS GENERADORES.....	85
V.3.	LA CRISIS EN EL MERCADO DE CONTRATOS	87
VI.	PROBLEMÁTICA DE LA REMUNERACIÓN DE LA CAPACIDAD EN EL PERÚ	89
VI.1.	CÁLCULO DEL PRECIO DE POTENCIA Y MECANISMO DE REPARTO DE LOS INGRESOS OBTENIDOS	89
VI.2.	EVOLUCIÓN DEL MARGEN DE RESERVA Y COMPOSICIÓN DEL PARQUE GENERADOR.....	92
VI.3.	TRATAMIENTO COMO SERVICIO COMPLEMENTARIO	92
VII.	DIAGNÓSTICO Y ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS PARA ENFRENTAR LA CRISIS DE CONTRATOS	95
VII.1.	DIAGNÓSTICO	95
VII.2.	SIMULACIÓN DE UN SISTEMA DE CONTRATOS DE COBERTURA	98
VII.2.1.	<i>Nivel de Contratación Óptimo en Ausencia de un Esquema de Opciones.....</i>	<i>98</i>
	<i>Marco de Análisis</i>	<i>98</i>
	<i>Simulación en Algunos Casos Concretos</i>	<i>101</i>
	<i>Precios a Ofertarse cuando se ha superado el nivel óptimo de contratación</i>	<i>110</i>
VII.2.1.	<i>Nivel de Contratación Óptimo con Esquema de Opciones.....</i>	<i>113</i>
	<i>Marco de Análisis</i>	<i>113</i>

<i>Simulación en Algunos Casos Concretos</i>	115
<i>Algunos Alcances sobre el Valor de las Primas</i>	121
VIII. DIAGNÓSTICO Y ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS PARA MEJORAR LA REMUNERACIÓN DE LA CAPACIDAD	124
IX. CONCLUSIONES Y MEDIDAS DE POLÍTICA	131
BIBLIOGRAFÍA	136

Índice de Gráficos

Gráfico N° 1: Función de Utilidad de un Agente Adverso al Riesgo.....	12
Gráfico N° 2: Trayectorias de las Medidas de Aversión al Riesgo en un Caso Particular	15
Gráfico N° 3: Dominancia Estocástica de Primer Orden	16
Gráfico N° 4: Ejemplo de Dominancia Estocástica de Primer Orden	18
Gráfico N° 5: Preferencias de un Agente Adverso al Riesgo en el Análisis Media-Varianza	22
Gráfico N° 6: Conjunto factible de inversión en cartera según la correlación estadística entre los activos	24
Gráfico N° 7: Selección de cartera y relación riesgo-rentabilidad óptima	25
Gráfico N° 8: Incremento del WACC ante Incrementos en el Nivel de Deuda	30
Gráfico N° 9: Ejemplo del <i>VaR</i>	32
Gráfico N° 10: Relación entre la Prima de una Opción de Compra y el Valor del Activo Subyacente	34
Gráfico N° 11: Cobertura de la Volatilidad del Precio Spot mediante un Contrato por Diferencias	43
Gráfico N° 12: Cobertura de Precios Volátiles mediante un Esquema de Opciones (Seguros) ..	45
Gráfico N° 13: Valor de una Opción de Compra para el Comprador y Vendedor.....	45
Gráfico N° 14: Beneficio Bruto del Consumidor para un Bloque de Demanda.....	52
Gráfico N° 15: Fijación de Tarifas con el Modelo de “ <i>Peak Load Pricing</i> ”	53
Gráfico N° 16: Patrones de Consumo con Precio Uniforme y con Precios Pico.....	54
Gráfico N° 17: Curva de Carga y Curva de Duración de la Demanda	54
Gráfico N° 18: Minimización de Costos Totales de Abastecimiento.....	57
Gráfico N° 19: Minimización de Costos considerando la posibilidad de energía no Suministrada	61
Gráfico N° 20: Valor Sombra de Capacidad Adicional.....	65
Gráfico N° 21: La Renta de Escasez y la Cobertura de los Costos Fijos	65
Gráfico N° 22: Equilibrio Inicial en un Esquema Sin Pago de Capacidad.....	66
Gráfico N° 23: Equilibrio Final en un Esquema Sin Pago de Capacidad.....	67
Gráfico N° 24: Precios de Electricidad con “ <i>Price Spikes</i> ”	68
Gráfico N° 25: Efecto de la Imposición de Precios Máximos en Mercados de Solo Energía.....	69
Gráfico N° 26: Evolución de los Pagos de Capacidad en el Pool Inglés.....	71
Gráfico N° 27: Fijación de Precios versus Intervención Cuantitativa en Capacidad	72
Gráfico N° 28: Valor de una Opción de Capacidad a un Precio de Ejercicio dado.....	74
Gráfico N° 29: Pago de la Opción cuando hay Precios Tope en el Mercado <i>Spot</i>	74
Gráfico N° 30: Pago de Capacidad mediante una Opción de Compra de Capacidad.....	77
Gráfico N° 31: Caracterización de los Mecanismos de Pago de la Capacidad de acuerdo al grado de centralización de las Decisiones	79
Gráfico N° 32: Principales Características del Diseño de Mercado Peruano	82
Gráfico N° 33: Evolución del Precio “ <i>Spot</i> ” y del Precio en Barra	84
Gráfico N° 34: Oferta y Demanda de Electricidad 2007	84
Gráfico N° 35: Cambios en la Curva de Oferta de acuerdo a la evolución de la Hidrología	85
Gráfico N° 36: Porcentaje de Compras de Energía de los Generadores al Mercado Mayorista en relación a las ventas por contrato (1999 – 2002).....	86
Gráfico N° 37: Formación del Ingreso Disponible por Potencia.....	91
Gráfico N° 38: Distribución del Ingreso Disponible por Potencia	91
Gráfico N° 39: Evolución de la Demanda y Oferta de Electricidad en el SEIN (1994-2006)	94

Gráfico N° 40: Efectos de “ <i>Shocks</i> ” sobre los Beneficios de un Generador con Contratos.....	97
Gráfico N° 41: Efectos de “ <i>Shocks</i> ” sobre los Beneficios de un Generador con Contratos y Opciones.....	98
Gráfico N° 42: Varianza del Flujo de Caja Esperado y Nivel de Contratación para un Generador.....	100
Gráfico N° 43: Varianza del Flujo de Caja Esperado y Nivel de Contratación para un Generador Hidroeléctrico.....	100
Gráfico N° 44: Perfil de Producción Semanal de Electroperú 2003 – 2004 (MWh).....	103
Gráfico N° 45: Varianza del Flujo de Caja y Nivel de Contratación para Electroperú.....	103
Gráfico N° 46: Perfil de Producción Semanal de Egedel 2003 – 2004 (MWh).....	104
Gráfico N° 47: Varianza del Flujo de Caja y Nivel de Contratación para Egedel.....	104
Gráfico N° 48: Perfil de Producción Semanal de Egenor 2003 – 2004 (MWh).....	105
Gráfico N° 49: Varianza del Flujo de Caja y Nivel de Contratación para Egenor.....	106
Gráfico N° 50: Perfil de Producción Semanal de Electroandes 2003 – 2004 (MWh).....	106
Gráfico N° 51: Varianza del Flujo de Caja y Nivel de Contratación para Electroandes.....	106
Gráfico N° 52: Perfil de Producción Semanal de Egasa 2003 – 2004 (MWh).....	107
Gráfico N° 53: Varianza del Flujo de Caja y Nivel de Contratación para Egasa.....	108
Gráfico N° 54: Perfil de Producción Semanal de San Gabán 2003 – 2004 (MWh).....	108
Gráfico N° 55: Varianza del Flujo de Caja y Nivel de Contratación para San Gabán.....	108
Gráfico N° 56: Incremento del WACC conforme se supera el Nivel Óptimo de Contratación para Electroperú.....	112
Gráfico N° 57: Incremento de los Precios Ofertados conforme se incrementa el Nivel de Contratación para Electroperú.....	113
Gráfico N° 58: Relación entre Nivel de Contratación óptimo y el “ <i>Strike Price</i> ” de las Opciones de Capacidad para Electroperú.....	116
Gráfico N° 59: Relación entre Nivel de Contratación óptimo y el “ <i>Strike Price</i> ” de las Opciones de Capacidad para Egedel.....	116
Gráfico N° 60: Relación entre Nivel de Contratación óptimo y el “ <i>Strike Price</i> ” de las Opciones de Capacidad para Egenor.....	117
Gráfico N° 61: Relación entre Nivel de Contratación óptimo y el “ <i>Strike Price</i> ” de las Opciones de Capacidad para Electroandes.....	117
Gráfico N° 62: Relación entre Nivel de Contratación óptimo y el “ <i>Strike Price</i> ” de las Opciones de Capacidad para Egasa.....	118
Gráfico N° 63: Relación entre Nivel de Contratación Óptimo y el “ <i>Strike Price</i> ” de las Opciones de Capacidad para San Gabán.....	119
Gráfico N° 64: Relación entre el “ <i>Strike Price</i> ” y el Valor de las Opciones cuando existe Neutralidad al Riesgo – Caso Electroperú.....	121
Gráfico N° 65: Variabilidad del Flujo de Caja y Endeudamiento.....	122
Gráfico N° 66: Relación entre el “ <i>Strike Price</i> ” y el WACC cuando existe Neutralidad al Riesgo – Caso Electroperú.....	122
Gráfico N° 67: Incremento en el Valor de las Opciones por Reducción en el WACC – Caso Electroperú.....	123
Gráfico N° 68: Valor de las Opciones dependiendo de la Capacidad del Sistema.....	130

Índice de Cuadros

Cuadro N° 1: Propiedades de Reglas de Transferencia de Volatilidad.....	40
Cuadro N° 2: Ejemplo de Obtención de Combinación Óptima de Tecnologías y Precios de Energía y Potencia sin considerar el Valor de la Energía No Suministrada.....	58
Cuadro N° 3: Ejemplo de Obtención de Combinación Óptima de Tecnologías y Precio de Energía considerando el Valor de la Energía No Suministrada.....	62
Cuadro N° 4: Ventajas y Desventajas del Sistema de Requerimientos Obligatorios de Seguros	77
Cuadro N° 5: Estadísticos de Precios “ <i>Spot</i> ”, Barra y Producción 1996-2006.....	83

Cuadro N° 6: Estrategia de Contratación de los Generadores en el año 2004.....	86
Cuadro N° 7: Cambios en los Esquemas de remuneración a la potencia aplicados en el Perú. ..	90
Cuadro N° 8: Curva de Duración del Precio Spot Semanal 2003 – 2004 (US\$ por MWh)	102
Cuadro N° 9: Resumen de Niveles Óptimos de Contratación.....	110
Cuadro N° 10: Cálculo del Costo del Capital Propio Implícito en el Nivel Optimo de Contratación.....	111
Cuadro N° 11: Efecto en el Mercado de Contratos del Esquema de Opciones con Diferentes “Strike Prices”	120
Cuadro N° 12: Potencia Firme Reconocida y Potencia Efectivamente puesta a Disposición del Sistema	124
Cuadro N° 13: Efecto de la Distorsión en el Margen de Reserva Reconocido sobre los Ingresos de los Generadores	126
Cuadro N° 14: Efecto Conjunto de las Distorsiones sobre el Equilibrio Financiero de los Generadores.....	127
Cuadro N° 15: Efecto de la Introducción del Factor de Incentivo al Despacho sobre el Equilibrio Financiero del Sistema	129
Cuadro N° 16: Posibles resultados de Beneficios Variables ante cambios en los precios y cantidades.....	149
Cuadro N° 17: Coberturas Secuenciales con un Derecho Financiero de Transmisión (<i>FTR</i>) seguido por transacciones del día previo.....	150

Índice de Anexos

Anexo N° 1: Un Ejercicio de “Opción Real” en un proyecto de Generación Eléctrica	143
Anexo N° 2: Ejemplo del Funcionamiento de un Contrato por Diferencias	146
Anexo N° 3: Ejemplo del Uso de un Derecho Financiero de Transmisión	150
Anexo N° 4: Minimización de Costos e Inversión Eficiente en Generación.....	152
Anexo N° 5: “Peak Load Pricing” con Costo de Racionamiento y Oferta y Demanda Estocásticas	160
Anexo N° 6: Detalles del Cálculo del Precio Básico de Potencia en el Caso Peruano:	164
Anexo N° 7: Construcción de modelo teórico que permita identificar determinantes de la decisión de contratar para el mercado peruano	166

I. Antecedentes y Justificación del Problema

La electricidad es un bien que no se puede almacenar, característica que, unida al patrón variable de demanda y la existencia de incertidumbre en la oferta (como la asociada a la dependencia de la hidrología, la existencia de indisponibilidades y problemas de congestión), genera que el costo de producción sea muy volátil a lo largo del tiempo.

Estas peculiaridades generaron que el sector se organice tradicionalmente bajo un modelo de empresa estatal verticalmente integrada, donde se tomaban decisiones de inversión y fijación de precios que buscaban mantener la confiabilidad del sistema y la eficiencia en costos de forma centralizada. Sin embargo, con los procesos de reestructuración del sector eléctrico, el diseño de los nuevos mercados eléctricos ha tenido que buscar otros instrumentos para garantizar la confiabilidad del suministro y reducir la exposición de los clientes a la volatilidad de precios.

El problema de la confiabilidad y eficiencia del suministro en el caso peruano ha sido enfrentado mediante diferentes instrumentos, particularmente mediante:

- La creación de un pool obligatorio donde los generadores son despachados de acuerdo con el objetivo de minimizar los costos de abastecimiento.
- La regulación de precios en las ventas de generador a distribuidor a través de la fijación de precios estabilizados basados en proyecciones de la oferta y la demanda.
- La fijación de un precio por capacidad basado en el costo de expansión del sistema fijado por el regulador y repartido de acuerdo a la potencia disponible de las centrales.

Sin embargo, estos mecanismos no están funcionando adecuadamente, lo cual se evidencia en diferentes problemas existentes en el sector eléctrico peruano como:

- Los conflictos sobre el reparto del pago por potencia entre los generadores y las acusaciones de que los generadores estarían siendo remunerados por un servicio que en verdad no prestan (disponibilidad).
- Los problemas para cerrar contratos de suministro que han enfrentado las empresas distribuidoras en 1998 y desde el año 2003 y 2004, lo cual ha llevado a acusaciones como un bajo nivel de tarifas o el ejercicio del poder de mercado por parte de los generadores.

II. Objetivo e Hipótesis

El objetivo de la investigación es mostrar que en la actualidad los mecanismos existentes para el manejo de riesgos en el mercado eléctrico y la forma cómo se remunera la capacidad son una de las principales causas que imposibilitan la firma de contratos en el sector eléctrico peruano y reducen la garantía de un suministro confiable de electricidad en el mediano plazo, siendo posible lograr mejoras mediante la implementación paulatina de un sistema de remuneración de la potencia basado en contratos de cobertura de capacidad.

Las hipótesis de la investigación particulares, aunque estrechamente interrelacionadas, son las siguientes:

Primera Hipótesis: los actuales problemas existentes para el cierre de contratos de largo plazo entre generadores y distribuidoras tiene como uno de sus componentes principales a la falta de mecanismos regulatorios y financieros adecuados que permitan manejar los riesgos comerciales, tanto de variaciones en el precio spot como de la cantidad realmente producida versus la contratada.

Segunda Hipótesis: en la actualidad el sistema de remuneración de capacidad no asigna adecuadamente los recursos recaudados entre los generadores ni incentiva el mercado de contratos.

Tercera Hipótesis: es posible obtener mediante la venta de contratos de cobertura de capacidad un mejor manejo de riesgos de los generadores en el mercado de contratos, en particular los hidroeléctricos, y una remuneración más acorde con el aporte a la confiabilidad del sistema de los generadores eléctricos en general, reduciendo las distorsiones existentes asociadas a los mecanismos administrativos vigentes de remuneración de la capacidad. En particular, se intenta mostrar que si bien existen mecanismos administrativos de manejo de riesgos y diferentes formas de pagar la capacidad, un sistema de opciones de compra de capacidad se constituye en un mecanismo más adecuado para afrontar los problemas asociados a los riesgos de corto plazo y a la vez dar una señal para la inversión y la adecuación de la oferta de generación. Este tipo de mecanismo es especialmente relevante en un sistema eléctrico predominante hidráulico como el peruano y puede implementarse adecuándose al diseño de mercado peruano.

III. Marco Teórico

III.1. Elementos de Economía Financiera

III.1.1. La Utilidad Esperada y la Aversión al Riesgo¹

Utilidad Esperada Von Newman – Morgenstern

Tenemos el caso de un agente que enfrenta una determinada inversión o juego W que ofrece las siguientes posibles ganancias: W_1, W_2, \dots, W_n , cuyas probabilidades de realización son h_1, h_2, \dots, h_n . Una forma de analizar el atractivo de esta inversión es considerar que este juego o inversión se puede caracterizar mediante su valor esperado $E(W)$ definido de la siguiente forma:

$$E(W) = \sum_{i=1}^n h_i W_i$$

Sin embargo, pueden haber diferentes juegos que tengan el mismo valor esperado o ganancia promedio pero cuyos probabilidades o ganancias en cada estado de la naturaleza pueden ser muy diferentes, y por lo tanto le otorguen un nivel de utilidad diferente a cada agente dependiendo de sus preferencias, por lo que la decisión de invertir o jugar un juego dependerá más bien de la denominada utilidad esperada del mismo. La utilidad esperada de un juego o inversión $EU(W)$ se define de la siguiente forma:

$$EU(W) = \sum_{i=1}^n p_i U(W_i)$$

Donde: p_i = probabilidad de que suceda el evento i .

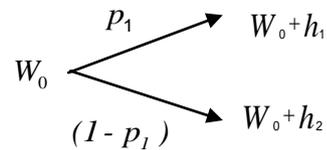
Aversión al Riesgo

Supongamos la existencia de una lotería que paga a quien la juega h_1 (valor positivo) con probabilidad p_1 y h_2 (valor negativo) con probabilidad p_2 (igual a $(1-p_1)$). Esta lotería no tiene un costo, sino que es ofrecida a un potencial jugador, pues su retorno esperado es igual a cero (este juego se le conoce como un “Juego justo” o “*fair game*”):

¹ Esta revisión está basada en Huang, C. y R. Litzenberger (1988), en el capítulo 18 de Marin y Rubio (2001) y en el Capítulo 6 de Mas-Colell et. al. (1995).

$$\text{Retorno Esperado} = p_1 h_1 + (1 - p_1) h_2 = 0$$

Diremos que un agente es “débilmente adverso al riesgo”, si prefiere no hacer nada antes que comprar una lotería de este tipo. Normalmente, la aversión al riesgo está relacionada con una utilidad marginal decreciente de la riqueza, por lo que los individuos valoran más las pérdidas que las ganancias potenciales del juego. Así, si el individuo tuviera un nivel de riqueza inicial W_0 , al jugar la lotería éste se encontraría frente a dos posibles situaciones:



Entonces diremos que el individuo será débilmente adverso al riesgo si:

$$U(W_0) \geq p_1 U(W_0 + h_1) + (1 - p_1) U(W_0 + h_2) \quad (\alpha)$$

Sumando a la riqueza inicial el valor esperado del juego, que es nulo, tenemos:

$$\begin{aligned} U(W_0) &= U[W_0 + h_1 p_1 + (1 - p_1) h_2] \\ U(W_0) &= U[p_1 W_0 + (1 - p_1) W_0 + p_1 h_1 + (1 - p_1) h_2] \\ U(W_0) &= U[p_1(W_0 + h_1) + (1 - p_1)(W_0 + h_2)] \end{aligned}$$

Luego lo que se debería cumplir, reemplazando en (α) es::

$$U[p_1(W_0 + h_1) + (1 - p_1)(W_0 + h_2)] \geq p_1 U(W_0 + h_1) + (1 - p_1) U(W_0 + h_2)$$

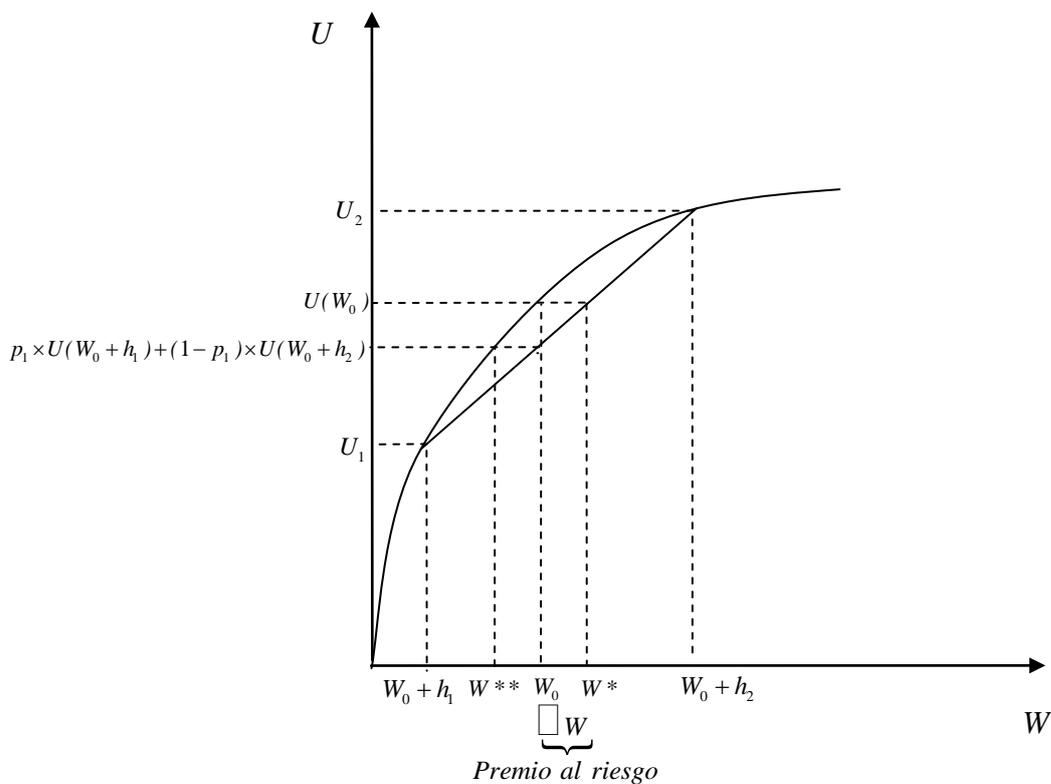
Una conclusión inmediata de este resultado es que si los agentes son adversos al riesgo, sus utilidades deben ser cóncavas, tal como se muestra en el Gráfico N° 1. Es decir, que sus utilidades marginales ante un incremento marginal de la riqueza que no es conocido con certeza es menor que la reducción de su utilidad ante una disminución cierta de su nivel de riqueza.

Donde $U_1 = U(W_0 + h_1)$ y $U_2 = U(W_0 + h_2)$

$$p_1(W_0 + h_1) + (1 - p_1)(W_0 + h_2) = W_0$$

Es decir, que un agente adverso al riesgo preferirá que el pago seguro equivalente el valor esperado de la lotería que jugar la lotería. Solo jugaría la lotería si es que su pago esperado se incrementa de W_0 a W^* , siendo esta diferencia conocida como “Premio al Riesgo”. También se presenta la “renta cierta equivalente” que viene a ser aquella que proporciona el mismo nivel de utilidad que jugar el juego.

Gráfico N° 1: Función de Utilidad de un Agente Adverso al Riesgo



Medidas de Aversión al Riesgo

Para derivar una medida de aversión al riesgo que tenga sentido microeconómico partimos de las siguientes definiciones:

- r_f : la renta cierta equivalente
- \tilde{r} : la renta cierta equivalente

Sea “a” aquella parte de la riqueza que el agente va a invertir en el activo con riesgo, siendo la diferencia $(W_0 - a)$ invertida en el activo con riesgo. El individuo buscará maximizar su rentabilidad esperada por estas inversiones:

$$\text{Max } E[U[(W_0 - a)r_f + a\tilde{r}]] = E[U[W_0r_f + a(\tilde{r} - r_f)]]$$

Derivando esta expresión respecto de “a” para elegir la inversión óptima en el activo con riesgo (usando la regla de la cadena), tenemos como condición de primer orden:

$$E\left[\left\{U'(W_0r_f + a(\tilde{r} - r_f))\right\} \cdot \tilde{r} - r_f\right] = 0$$

Si el individuo es estrictamente adverso al riesgo no invertirá nada en el activo con riesgo siendo $a^* = 0$, entonces la ecuación anterior se convierte en:

$$E[U'(W_0r_f)(\tilde{r} - r_f)] = E\left[\frac{\delta U(W_0r_f)}{\delta(W_0r_f)}(\tilde{r} - r_f)\right] = 0 \Rightarrow \left[\frac{\delta U(W_0r_f)}{\delta(W_0r_f)}E(\tilde{r} - r_f)\right] = 0$$

Sabemos que las aproximaciones de Taylor operan de la siguiente manera:

$$f(x + ah) = f(x) + \frac{a}{2}hf'(x) + (ah)^2 f''(x) + 0^* f'''(x)$$

Así que apliquemos este desarrollo a la expresión de la condición de primer orden con la finalidad de obtener operadores que incluyan a las derivadas de la función, que nos queda:

$$U'[W_0r_f + a(\tilde{r} - r_f)] = U'[W_0r_f] + \frac{U''[W_0r_f]a(\tilde{r} - r_f)}{2}$$

Reemplazando en la condición de primer orden tenemos:

$$E\left[U'(W_0r_f)(\tilde{r} - r_f)\right] + E\left[U''(W_0r_f)\frac{a}{2}(\tilde{r} - r_f)^2\right] = 0$$

Como el valor esperado tiene la propiedad de la linealidad, nos queda:

$$U'(W_0 r_f) E(\tilde{r} - r_f) + U''(W_0 r_f) \frac{a}{2} E(\tilde{r} - r_f)^2 = 0$$

Reordenando tenemos:

$$E(\tilde{r} - r_f) = -\frac{U''(W_0 r_f)}{U'(W_0 r_f)} \frac{a}{2} E[(\tilde{r} - r_f)^2]$$

Debemos tener en cuenta que $\sigma^2 = \sigma_{a(\tilde{r}-r_f)}^2 = a \times E[(\tilde{r} - r_f)^2]$, por lo tenemos:

$$E(\tilde{r} - r_f) = -\frac{U''(W_0 r_f)}{U'(W_0 r_f)} \frac{\sigma^2}{2}$$

Podemos ver que la diferencia de rentabilidad entre el activo riesgoso y el activo libre de riesgo dependerá de la varianza del diferencial de rentabilidades multiplicada por un factor que mide el grado de aversión al riesgo del individuo. Este factor, dado el supuesto de utilidades marginales decrecientes, es de signo positivo.

En base a este resultado, se define una medida de aversión absoluta al riesgo conocida como la medida de Arrow y Pratt (R_A) para un individuo que posee una función de utilidad “U” y una riqueza “x”, y tiene la siguiente forma:

$$R_A = -\frac{U''(x)}{U'(x)}. \text{ En este caso tenemos: } R_A = -\frac{U''(W_0 r_f)}{U'(W_0 r_f)}$$

Existe también una medida de aversión relativa al riesgo (R_R) definida por:

$$R_R(x) = x * R_A(x). \text{ Ésta considera el nivel de riqueza que compromete el individuo.}$$

Funciones de Utilidad y Medidas de Aversión al Riesgo

Como acabamos de observar, la medida de aversión al riesgo depende exclusivamente de la forma particular que adquiere la función de utilidad de un individuo y del nivel de riqueza del mismo.

A continuación veremos un caso particular de suma utilidad: aquel en el que la función de utilidad del individuo es cuadrática. Estas funciones de utilidad cuadrática son útiles por su simplicidad y su capacidad de recoger los criterios de dominación estocástica de segundo orden (media-varianza).

Sea una función de utilidad del individuo de la forma $U(x) = x - \beta x^2$; con $\beta > 0$. En este caso, tomando valor esperado, obtenemos que:

$$EU(x) = E(x) - \beta E(x^2) = E(x) - \beta [Va(x) + E(x)^2] \quad 2$$

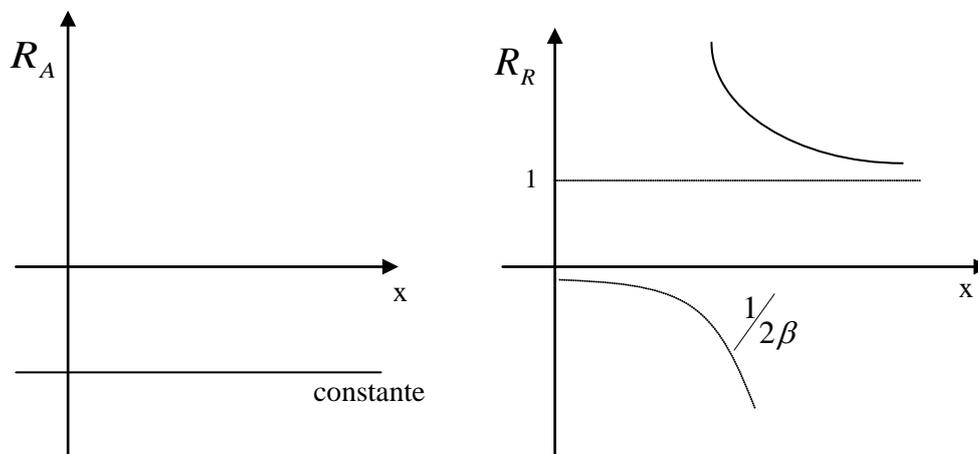
Se puede ver que la función de utilidad esperada de este agente depende exclusivamente de los dos primeros momentos de la distribución de la riqueza final (la media y la varianza). Calcularemos sus medidas de aversión al riesgo absoluta y relativa

$U'(x) = 1 - 2\beta x$; $U''(x) = -2\beta$, entonces:

$$R_A(x) = \frac{2\beta}{1 - 2\beta x} \quad \text{y} \quad R_R(x) = \frac{2\beta x}{1 - 2\beta x}$$

Como se puede ver en el Gráfico N° 2, ambas medidas tienen distintas trayectorias siendo la primera constante y la segunda como se puede ver a continuación:

Gráfico N° 2: Trayectorias de las Medidas de Aversión al Riesgo en un Caso Particular



² Este resultado se obtiene recordando la definición de la varianza de una variable aleatoria:

$$V(x) = E[(x - E(x))^2] \Rightarrow E(x^2) - 2E(x)E(x) + E(x)^2 \Rightarrow E(x^2) - E(x)^2 \Rightarrow E(x^2) = V(x) + E(x)^2$$

III.1.2 Dominancia Estocástica entre Activos

Si tuviéramos dos activos sin riesgo con diferentes tasas de rentabilidad, resulta inmediato concluir que el de mayor tasa es preferible al otro, o dicho de otro modo, uno “domina” al otro. Pero cuando trabajamos con activos con riesgo, su rentabilidad es una variable aleatoria, y por lo tanto resulta necesario hacer un análisis diferente que nos permita elegir entre los activos en cuestión.

En lo que sigue supondremos que las rentabilidades siguen una distribución continua dentro del intervalo que va de cero a uno, es decir: $\tilde{r}_A \in [0,1]$.

Definición (dominancia estocástica de primer orden)

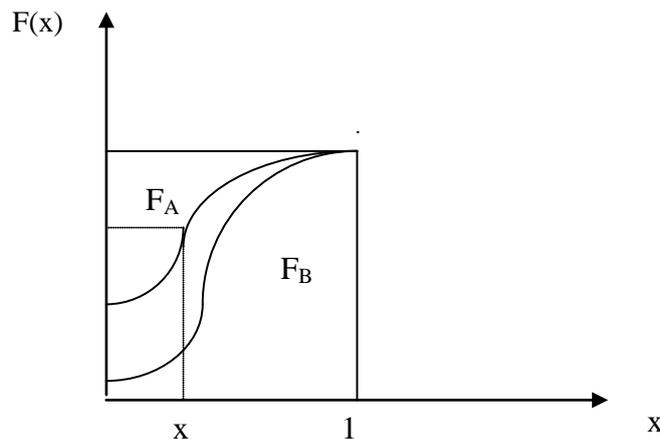
El activo A “domina estocásticamente de 1er orden” al activo B si para cualquier individuo que posea una función de utilidad que sea creciente en el consumo, le resulta preferible consumir A antes que B, es decir, si la utilidad del retorno esperado en un activo es mayor que en la del otro. Expresando esto formalmente tenemos:

$$A \succ B \Leftrightarrow E[U(1 + \tilde{r}_A)] \geq E[U(1 + \tilde{r}_B)], \text{ siendo } U \text{ es una función creciente y continua}$$

Podemos ver esta situación utilizando la función de distribución acumulada de las variables aleatorias que miden las rentabilidades de los activos:

$$S \text{ i } F_A(x) \leq F_B(x), \forall x \in [0,1] \Rightarrow A \succ B. \text{ Gráficamente tenemos:}$$

Gráfico N° 3: Dominancia Estocástica de Primer Orden



Ejemplo (caso discreto):

Supongamos la existencia de cinco estados de la naturaleza (w_1 a w_5). Cada uno de tales estados ocurrirá con determinada probabilidad generando diferentes rentabilidades en cada uno de ellos según se muestra en la tabla siguiente.

Activo	w_1	w_2	w_3	w_4	w_5
\tilde{r}_A	0.1	0.3	0.2	0.4	0.1
\tilde{r}_B	0.2	0.35	0.25	0.4	0.2
Probabilidad	0.2	0.3	0.1	0.3	0.1

Calculemos entonces las funciones de distribución acumuladas para cada activo:

\tilde{r}_B	F_B
0.2	0.3
0.25	0.4
0.35	0.7
0.4	1.0

\tilde{r}_A	F_A
0.1	0.3
0.2	0.4
0.3	0.7
0.4	1.0

Observando las tablas podemos apreciar que para cualquier valor alcanzado por la función de distribución (igual en ambos activos), el activo B da una mayor rentabilidad. Es decir $A \succ B$.

Ejemplo (caso continuo):

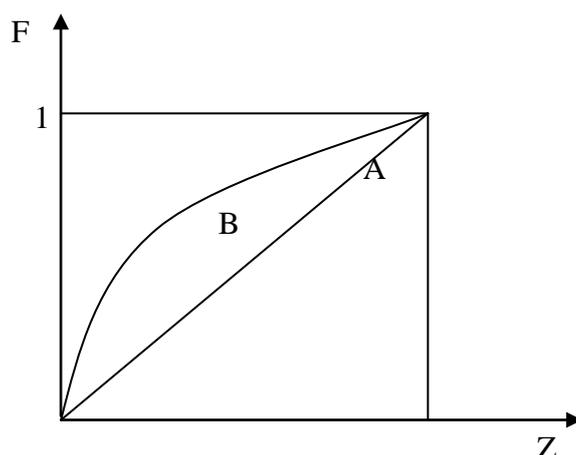
Consideremos ahora funciones de distribución de probabilidades continuas para la rentabilidad de cada activo:

$$A : p[\tilde{r}_A] = Z$$

$$B : P[\tilde{r}_B] = \sqrt{Z}$$

Podemos representar gráficamente las funciones de distribución acumuladas, y darnos cuenta que el activo A domina B, tal como se aprecia en el Gráfico N° 4 :

Gráfico N° 4: Ejemplo de Dominancia Estocástica de Primer Orden



El resultado es verificable para cualquier nivel de rentabilidad, por ejemplo, si:

$$F_A(0.1) = 0.1 \quad \text{y} \quad F_B(0.1) = 0.365 \quad \Rightarrow \quad F_A(0.1) \prec F_B(0.1)$$

En algunos casos podemos encontrar activos que no dominan a, ni son dominados por, otro. Esto puede comprobarse en el siguiente ejemplo:

	w_1	w_2
\tilde{r}_A	0.1	0.2
\tilde{r}_B	0.2	0.1
Probabilidad	0.5	0.5

Definición (Dominación Estocástica de Segundo Orden)

El activo A “domina estocásticamente de segundo orden al activo B”, si para todo individuo “adverso al riesgo” la utilidad del retorno de A es mayor o igual a la que se obtendría con B. Expresando esto formalmente tenemos:

$$A \succ B \Leftrightarrow E[U(1 + \tilde{r}_A)] \geq E[U(1 + \tilde{r}_B)], \text{ donde } U \text{ es una función creciente, continua y cóncava.}$$

Lo anterior es equivalente a:

$A \succ B \Leftrightarrow E[\tilde{r}_A] = E[\tilde{r}_B] \wedge Var(\tilde{r}_A) \leq Var(\tilde{r}_B)$, es decir, entre dos activos con la misma rentabilidad esperada se prefiere el que tiene la menor variabilidad (noción de aversión al riesgo que también se encuentra en el modelo media-varianza).

Ejemplo: Si tenemos:

	w_1	w_2	w_3	w_4	w_5
\tilde{r}_A	0.5	0.5	0.7	0.7	0.7
\tilde{r}_B	0.9	0.8	0.4	0.3	0.7
Probabilidad	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2

Para escoger el activo elegiría un inversionista adverso al riesgo basta con ver si existe dominancia estocástica de segundo orden:

$$E[\tilde{r}_A] = 0.62 = E[\tilde{r}_B] = 0.62$$

$$Var(\tilde{r}_A) = 0.0536 \quad y \quad Var(\tilde{r}_B) = 0.0096$$

De aquí podemos concluir que el activo A domina al Activo B, y sería elegido por el inversionista, puesto que tiene un menor riesgo y la misma rentabilidad esperada que el otro.

III.1.3 El Análisis Media – Varianza, el Modelo CAPM y la Valoración de Activos ³

La decisión de un inversionista se centra en elegir un portafolio de inversión óptimo, es decir cuánto invertir en cada activo dado un nivel de riqueza disponible. Para ello se debe definir primero el nivel de riqueza obtenido en el período siguiente si se ha tomado la decisión de invertir en determinado portafolio (W_{t+1}^p), el cual, siguiendo a Weston y Copeland (1988), viene a ser el nivel de riqueza inicial en el período t (W_t) más la rentabilidad del portafolio en el período (R_p por W_t):

³ Esta sección se basa en parte en García y Pérez – Reyes (2005).

$$W_{t+1}^p = W_t (1 + R_p)$$

$$R_p = \sum_{j=1}^N \phi_j R_j$$

$$R_j = \frac{P_{t+1}^j - P_t^j + D_{t+1}^j}{P_t^j} = \frac{P_{t+1}^j + D_{t+1}^j}{P_t^j} - 1$$

Donde:

ϕ_j representa la ponderación en el portafolio de la inversión asociada al activo “j”,

R_j la rentabilidad asociada al activo “j”,

P_t^j el precio del activo “j” en el período “t”,

D_{t+1}^j los dividendos que se reciben por la tenencia del activo “j” en el período “t+1”,

R_p la rentabilidad del portafolio “p”

W_{t+1}^p a la riqueza en el período “t+1” asociada al portafolio “p”.

Si además se considera que los agentes económicos tienen un ordenamiento en sus preferencias, es posible asegurar que existe una función de utilidad esperada que permite representar las preferencias que sobre diversas loterías tiene un consumidor. Esto nos permitirá definir que el criterio de optimalidad en las decisiones de un consumidor bajo condiciones de incertidumbre es el de la maximización de la utilidad esperada, sujeta a la restricción presupuestal.

Se define a la función de utilidad esperada como:

$$EU(W_{t+1}) = \sum_{i=1}^n \pi_i U(W_{t+1}^i)$$

Donde el subíndice “i” representa cada uno de los posibles estados de la naturaleza en el período “t+1” y π_i representa la probabilidad de ocurrencia de cada estado posible en el período “t+1”.

Siguiendo a Marín y Rubio (2001), el problema de optimización del inversionista puede ser formalizado de la siguiente forma:

$$\begin{aligned}
& \text{Max} \quad EU(W_{t+1}) \\
& \{Q_j\}_{j=1}^N \\
& \text{sujeto a:} \\
& W_t = \sum_{j=1}^N Q_j P_t^j \quad \text{y} \quad W_{t+1} = \sum_{j=1}^N Q_j P_{t+1}^j
\end{aligned}$$

Donde:

Q_j representa la cantidad de cada activo “j” adquirido

P^j representa el precio de cada activo “j” en ambos períodos: “t” y “t+1”.

Este problema puede ser planteado de otra forma si restamos la segunda restricción presupuestal de la primera, introducimos la rentabilidad asociada a cada activo R_j y si definimos a la ponderación de cada activo en el portafolio en el período de decisión de inversión como $\phi_j = Q_j P_t^j / W_t$, de forma que podemos obtener la siguiente expresión:

$$\begin{aligned}
& \text{Max} \quad EU(W_{t+1}) \\
& \{\omega_j\}_{j=1}^N \\
& \text{sujeto a:} \\
& W_{t+1} = W_t \left[\sum_{j=1}^N \phi_j (1 + R_j) \right] \equiv W_t (1 + R_p)
\end{aligned}$$

De manera que cada ϕ_j óptimo, representa la ponderación sobre la riqueza inicial que se le asignará a cada activo con la finalidad de maximizar la utilidad esperada de la riqueza del período “t+1”.

Si asumimos que uno de los activos del portafolio de inversión no tiene riesgo, activo que se puede asociar con un bono gubernamental que emite un cupón anual equivalente a “r” unidades monetarias por cada 100 unidades monetarias del valor inicial del bono, en el período “t+1”; el problema de selección de cartera se plantea como:

$$\begin{aligned}
& \text{Max} \quad EU(W_{t+1}) \\
& \{\omega_j\}_{j=1}^N \\
& \text{sujeto a:} \\
& W_{t+1} = W_t \left[(1+r) - \sum_{j=1}^{N-1} \phi_j (R_j - r) \right] \equiv W_t (1 + R_p)
\end{aligned}$$

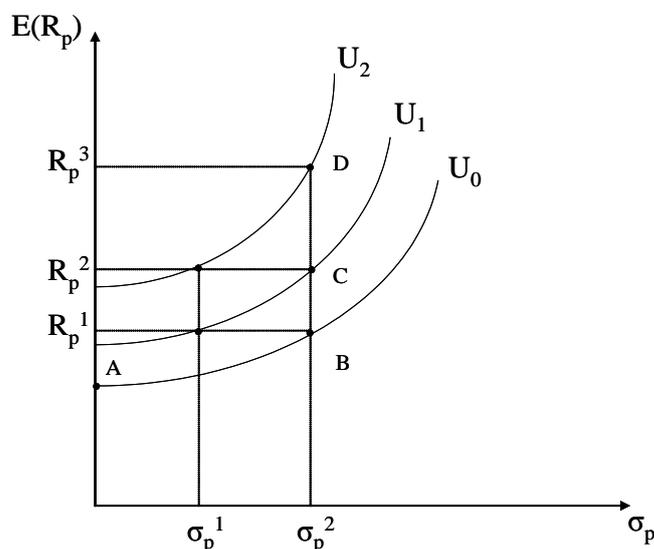
Obteniendo las condiciones de primer orden para el activo “j” se tiene la siguiente igualdad:

$$E[U'(W_{t+1})(R_j - r)] = 0$$

Una forma alternativa de determinar la cartera óptima es a través del análisis media-varianza, para ello es necesario primero definir la función de utilidad esperada, como una aproximación de Taylor, y considerar que la función de utilidad es cuadrática o que la riqueza del individuo es una variable aleatoria continua que sigue una distribución de probabilidad normal. En ambos casos, mediante los dos primeros momentos de la variable aleatoria (media y varianza) es posible aproximar la función de utilidad esperada de la riqueza. En este caso, si se define el espacio media-varianza del portafolio, es posible graficar las preferencias de los individuos a través de curvas de indiferencia, como se muestra a continuación.

Como se aprecia en el Gráfico N° 5, es posible obtener el mismo nivel de utilidad con diversas combinaciones de riesgo y rentabilidad, de forma que se mantendrá un nivel de utilidad determinado, U_0 , si ante un incremento del riesgo se incrementa la rentabilidad. Esto debido a que se considera que los agentes son adversos al riesgo, propiedad que es representada por la utilidad marginal decreciente de la riqueza. Esto se observa en la comparación de los puntos A y B. Para ese nivel de utilidad, en el punto A se obtiene un nivel de rentabilidad que no tiene riesgo y que da una utilidad igual a U_0 , mientras que en el punto B, se obtiene el mismo nivel de utilidad, pero dado que hay mayor riesgo en portafolio, sólo es posible sostener ese nivel de utilidad si se incrementa la rentabilidad esperada del mismo.

Gráfico N° 5: Preferencias de un Agente Adverso al Riesgo en el Análisis Media-Varianza



Si para un mismo nivel de riesgo se obtiene del portafolio una rentabilidad mayor, claramente el agente obtendrá un mayor nivel de satisfacción, por lo que desplazamientos verticales hacia el origen reducen el nivel de utilidad, y en sentido contrario la aumentan. Esto se aprecia en el punto D, en comparación con los puntos C y B, donde dados el mismo nivel de riesgo, la rentabilidad es mayor en cada uno de estos puntos, en la medida que se aleja del origen.

Pero las curvas de nivel media-varianza sólo reflejan las preferencias de los agentes económicos y su actitud frente al riesgo. Sin embargo, es necesario confrontar las preferencias de los agentes con el conjunto factible de inversiones diversificadas disponibles para cada agente económico, dadas las rentabilidades y varianza de cada activo que compone el portafolio, así como la correlación entre los diversos activos.

Como se recuerda se definió a la rentabilidad del portafolio como:

$$R_p = \sum_{j=1}^N \phi_j R_j$$

Luego el valor esperado y la varianza del portafolio son iguales a:

$$E(R_p) = \sum_{j=1}^N \phi_j E(R_j)$$

$$\sigma_p^2 = \sum_{j=1}^N \sum_{h=1}^N \phi_j \phi_h \sigma_{jh} = \sum_{j=1}^N \sum_{h=1}^N \phi_j \phi_h \rho_{jh} \sigma_j \sigma_h$$

Donde ρ_{jh} es la correlación simple entre el rendimiento del activo “j” y el del activo “h”, σ_j es la desviación estándar del rendimiento del activo “j” y $\sigma_j^2 = \sigma_{jj}$ es la varianza de la rentabilidad del activo “j”. En la medida que se modifiquen las ponderaciones de la cartera, la rentabilidad y la varianza de la misma se irán modificando.

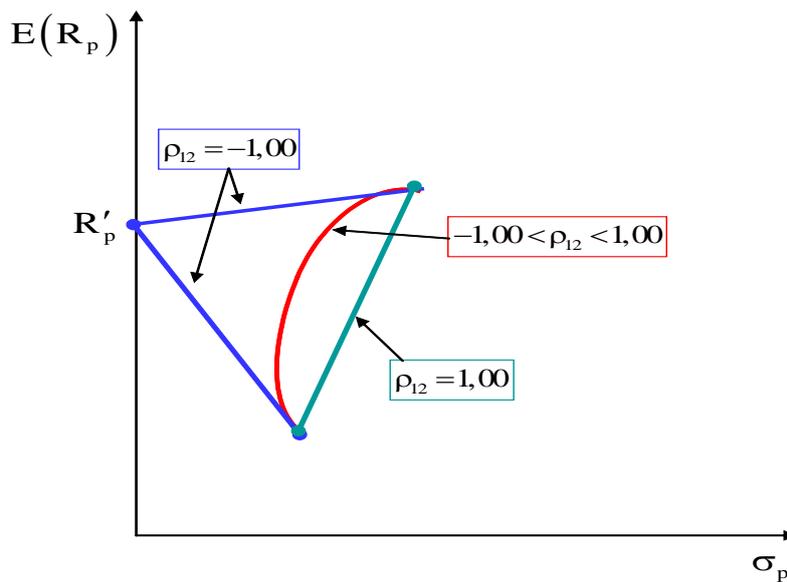
Si consideramos el caso de dos activos: 1 y 2 y asumimos que $\rho_{12} = \rho_{21}$, podremos apreciar que la definición de rentabilidad esperada y varianza del portafolio se simplifica y se obtiene las siguientes expresiones:

$$E(R_p) = \phi_1 E(R_1) + \phi_2 E(R_2)$$

$$V(R_p) = \sigma_p^2 = \phi_1^2 \sigma_1^2 + \phi_2^2 \sigma_2^2 + 2\phi_1 \phi_2 \rho_{12} \sigma_1 \sigma_2$$

La forma del conjunto de oportunidades factibles estará determinada por el valor de la correlación entre los rendimientos de los activos, por lo que se puede deducir que esta tendrá una forma general como la mostrada en el Gráfico N° 6.

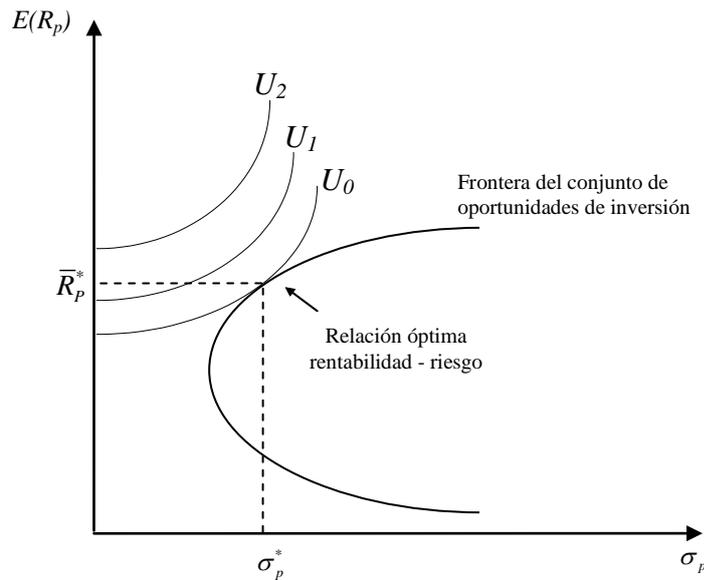
Gráfico N° 6: Conjunto factible de inversión en cartera según la correlación estadística entre los activos



Sin embargo, para la elección de la cartera óptima debemos combinar las preferencias media-varianza, representadas por las curvas de utilidad; y el conjunto factible del portafolio. La selección de cartera óptima requerirá que el individuo maximice la rentabilidad de su portafolio diversificando su inversión en determinados activos según las posibilidades de inversión que tiene, tomando en cuenta sus preferencias con respecto al riesgo (en este caso se considera un individuo adverso al mismo); lo que se formaliza como el punto en el cual las dos curvas son tangentes (ver Gráfico N° 7).

Ello implica que ante un incremento del riesgo del portafolio elegido, sólo se podrá sostener un mismo nivel de utilidad si hay un incremento de la rentabilidad de dicho portafolio, definido por el vector de ponderación de cada activo en el portafolio.

Gráfico N° 7: Selección de cartera y relación riesgo-rentabilidad óptima



La determinación de la cartera óptima supone la determinación de las ponderaciones óptimas de cada activo de inversión respecto del total de riqueza inicial. Cuando se plantean formalmente las condiciones de optimalidad de la selección del portafolio, se requiere establecer el valor esperado de los activos involucrados, lo que nos lleva a una teoría de la valoración de los activos de inversión. El modelo de mayor aceptación para su obtención es el denominado *CAPM* (“*Capital Asset Pricing Model*”).

Para ello se plantea el problema de maximización de la utilidad esperada reformulado teniendo en cuenta que $W_{t+1}^P = W_t (1 + R_p) \equiv W_t \sum_{j=1}^N \phi_j (1 + R_j)$, se puede expresar el problema de optimización de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} & \text{Max}_{\{\omega_j\}_{j=1}^N} EU \left(W_t \sum_{j=1}^N \phi_j (1 + R_j) \right) \\ & \text{sujeto a:} \\ & \sum_{j=1}^N \phi_j = 1 \end{aligned}$$

Si además se considera que existe un activo que no tiene riesgo (versión de Sharpe, 1963) y se derivan las condiciones de primer orden para el resto de activos de inversión con riesgo, se tiene:

$$W_t E[U'(w_{t+1})(1+R_j)] = \lambda \quad ; j=1, \dots, (N-1).$$

Aplicando la misma condición de optimalidad al caso del activo de inversión sin riesgo se obtiene la siguiente condición:

$$W_t (1+r_f) E[U'(w_{t+1})] = \lambda$$

Donde r_f es el rendimiento del activo sin riesgo.

Por lo que de igualar ambas condiciones de primer orden, se tendrá que:

$$E[U'(w_{t+1})(1+R_j)] = (1+r_f) E[U'(w_{t+1})]$$

Si consideramos la definición de valor esperado de un producto,⁴ esta expresión puede ser replanteada como:

$$E[U'(W_{t+1})] E[1+R_j] + Co (U'(W_{t+1}), R_j) = (1+r_f) E[U'(W_{t+1})]$$

De donde se obtiene que en el óptimo debe cumplirse la siguiente condición:

$$E(R_j) = r_f + \left[\frac{-Cov(U'(w_{t+1}), R_j)}{E[U'(w_{t+1})]} \right] \quad ; j=1, \dots, (N-1).$$

Es decir que el retorno esperado de un activo debe ser igual a una tasa libre de riesgo más una prima por el riesgo que el agente le asigna al activo de inversión “j”. En la medida que la media de la rentabilidad efectiva de un activo sea mayor que el lado derecho, el agente aumentará la ponderación del activo “j” en su portafolio, y caso contrario, reducirá su inversión en el activo cuando la rentabilidad promedio efectiva sea menor que la rentabilidad esperada por el inversionista. De forma que la ponderación de un activo en el portafolio irá aumentando hasta que se cumpla la expresión anterior. Dadas las ponderaciones óptimas para cada uno de los (N-1) activos, la ponderación del activo sin riesgo será determinada. Hay que recalcar, que este proceso de determinación del portafolio óptimo es simultáneo.

⁴ $E(XY) = E(X)E(Y) + Cov(X,Y)$

Hasta este momento, la derivación de las condiciones de optimalidad no ha requerido la definición de normalidad para el comportamiento de los agentes económicos individuales. Si se considera este supuesto, tanto el rendimiento de cada activo como la riqueza del individuo en el período “t+1” estarán normalmente distribuidas. Esto permite aplicar alguna de las propiedades de la covarianza, en variables normales,⁵ de forma que es posible expresar la condición de optimalidad como:

$$E(R_j) = r_f + \theta_i \text{Cov}(W_{t+1}, R_j) \quad ; \quad j = 1, \dots, (N-1).$$

Donde para cada agente económico “i”, se define que:

$$\theta_i = \frac{E[U_i''(W_{t+1})]}{E[U_i'(W_{t+1})]} \quad ; \quad j = 1, \dots, (N-1).$$

Si la condición de optimalidad individual se agrega para todos los agentes económicos (P), esta condición de optimalidad agregada (de mercado), se puede expresar como:⁶

$$E(R_j) = r_f + \left[\sum_{i=1}^P \theta_i^{-1} \right]^{-1} \text{Cov}(R_j, w_t^m (1 + R_m))$$

Esto puede plantearse como:

$$E(R_j) = r_f + \theta_m \text{Cov}(R_j, R_m)$$

Con la finalidad de determinar θ_m es necesario calcular la rentabilidad esperada del mercado. Para ello, es necesario definir las ponderaciones del mercado de cada uno de los activos, en el

⁵ $\text{Cov}[x, g(y)] = E[g'(y)] \text{Cov}[x, y]$ y $\sum_{i=1}^K \text{Cov}[x, y_i] = \text{Cov}\left[x, \sum_{i=1}^K y_i\right]$

⁶ Se define la riqueza de forma agregada como: $w_t^m = \sum_{i=1}^P w_t^i$ y $w_{t+1}^m = w_t^m (1 + R_m)$

Donde se define a R_m como la rentabilidad de mercado y w_t^m a la riqueza agregada en cada período de tiempo.

“portafolio” de mercado, que representan un agregado de las decisiones de portafolio de los individuos.

$$\sum_{j=1}^N \phi_j^m E(R_j) = \sum_{j=1}^N \phi_j^m r_f + \sum_{j=1}^N \phi_j^m \theta_m \text{Cov}(R_j, R_m)$$

Expresión que, utilizando la propiedad de la suma de las covarianzas se puede simplificar como:

$$E(R_m) = r_f + \theta_m \sum_{j=1}^N \text{Cov}(R_j, \phi_j^m R_m) = r_f + \theta_m \sigma_m^2$$

Esta última ecuación permite despejar el parámetro θ_m con la finalidad de reemplazarlo en la definición de rentabilidad esperada de cada activo de inversión “j”, de forma que se obtiene la siguiente expresión:

$$E(R_j) = r_f + \left[\frac{E(R_m) - r_f}{\sigma_m^2} \right] \text{Cov}(R_j, R_m)$$

Lo que puede ser planteado de forma alternativa como:

$$E(R_j) = r_f + \left[\frac{\text{Cov}(R_j, R_m)}{\sigma_m^2} \right] [E(R_m) - r_f] = r_f + \beta_j [E(R_m) - r_f]$$

Esta expresión indica que se invertirá, a nivel agregado, en el activo de inversión “j” en la medida de que la rentabilidad promedio efectiva sea superior al lado derecho de esta expresión, y viceversa, se reducirá la inversión en el activo “j” si la rentabilidad promedio efectiva es menor. La inversión agregada en el activo de inversión “j” se detendrá cuando la rentabilidad promedio efectiva sea igual al lado derecho de la anterior expresión.

La expresión de la derecha tiene tres componentes, de un lado tenemos la rentabilidad libre de riesgo. Dado que estamos ante un activo con riesgo, debido a las preferencias media-varianza, no debería haber un activo riesgoso cuya rentabilidad sea menor, en valor esperado, que la rentabilidad del activo sin riesgo, pues en dicho caso, sólo se invertiría en el activo sin riesgo. Por tanto, la segunda expresión debería ser positiva en valor esperado. Esta segunda expresión

tiene, a su vez, dos componentes, de un lado el parámetro β_j y de otro lado el premio en términos de rentabilidad que surge de invertir en un portafolio de mercado.

Dado que lo que nos interesa son las condiciones de equilibrio tanto para las acciones (E) como los bonos (D) emitidos por la empresa a la que deseamos calcularle el costo de capital, es posible utilizar la condición de equilibrio derivada del modelo CAPM para ambos activos riesgosos. Esto se puede expresar como:

$$E(R_E) = r_f + \left[\frac{Cov(R_E, R_m)}{\sigma_m^2} \right] [E(R_m) - r_f] = r_f + \beta_E [E(R_m) - r_f]$$

$$E(R_D) = r_f + \left[\frac{Cov(R_D, R_m)}{\sigma_m^2} \right] [E(R_m) - r_f] = r_f + \beta_D [E(R_m) - r_f]$$

Dada la definición de costo de capital promedio ponderado (WACC), considerando que los gastos financieros reducen los pagos de impuesto a la renta, y dada la tasa anual de impuesto a la renta (t_r); ambas expresiones permiten obtener la siguiente expresión:

$$WACC = \delta_t^j = \left(\frac{E_t}{D_t + E_t} \right) \left\{ r_f + \beta_E [E(R_m) - r_f] \right\} + \left(\frac{D_t}{D_t + E_t} \right) (1 - t_r) \left\{ r_f + \beta_D [E(R_m) - r_f] \right\}$$

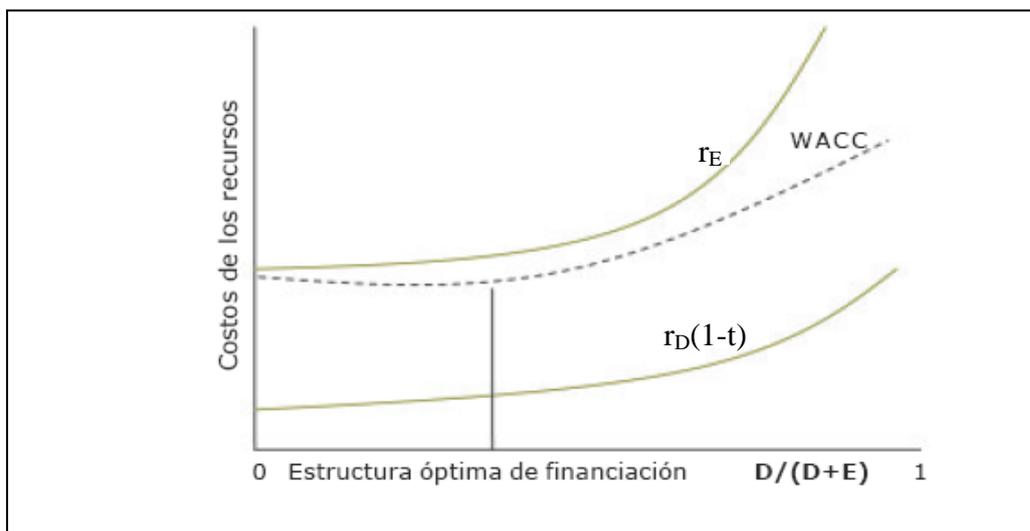
Los compradores de los bonos de largo plazo emitidos por una empresa no son acreedores residuales, en la medida que la emisión de los bonos implica la existencia de ciertos colaterales; mientras que los tenedores de acciones sí son acreedores residuales, pues a ellos se les cancela las acreencias al final del proceso de liquidación de la empresa. Esto hace que el nivel de riesgo asociado a un bono emitido por una empresa sea menor que el que existe para una acción común emitida por la misma empresa. Distinto es el nivel de riesgo, que respecto de estas últimas, tienen las acciones preferentes, en la medida que no son acreedores residuales.

Por último, debe mencionarse que existe un nivel óptimo de endeudamiento, el cual está asociado a una determinada estructura deuda/capital⁷, debido a que una empresa normalmente tiene un flujo de caja con una determinada volatilidad, y asumir servicios de deuda por encima de un determinado nivel incrementa la probabilidad de “default” o insolvencia ante la realización de escenarios desfavorables, lo cual no sólo incrementa las tasas exigidas por los prestatarios y los accionistas, sino que implica una serie de costos adicionales relacionados con

⁷ Este resultado supera el obtenido a mediados de los cincuenta por Modigliani y Miller, donde no importaba la estructura de financiamiento para definir el valor de una empresa.

el seguimiento de la empresa, la relación con los proveedores, la posibilidad de contar con personal calificado, entre otros.

Gráfico N° 8: Incremento del WACC ante Incrementos en el Nivel de Deuda



Fuente: Faus (2001)

III.1.4 Medidas de Exposición al Riesgo: *VaR* (“Value at Risk”)

Para realizar la administración del riesgo de mercado es necesario contar con medidas del riesgo asociado a las diferentes decisiones de inversión. Uno de las medidas de mayor aceptación a nivel internacional es la conocida como Valor en Riesgo (“Value at Risk” o *VaR*).

El valor en riesgo (*VaR*) es una herramienta que permite estimar el riesgo de distintos tipos de portafolios. La más típica aplicación del *VaR* es estimar la pérdida máxima esperada de un rango probable de valores. Normalmente, el primer paso del *VaR* consiste en estimar la distribución de los cambios en el valor del activo, a través de la información histórica o simulada ya sea asumiendo determinadas distribuciones o con el método de Montecarlo. A continuación se determina el nivel de confianza deseado para obtener el límite mínimo, el cual representa el peor resultado dado el nivel de confianza antes establecido, donde el *VaR* es la pérdida en valor resultante.

A fin de poder medir objetivamente el *VaR* es indispensable elegir dos factores cuantitativos el horizonte de tiempo y el nivel de confianza. En lo que se refiere al nivel de confianza, el Comité de Basilea (en el caso de entidades financieras) opta por el peor uno por ciento de distribución. Asimismo, en lo que se refiere al horizonte de tiempo, el citado Comité propone un período de 10 días, pero en mercados de gran dinamismo, dicho horizonte puede llegar a ser diario.

Conceptualmente, el *VaR* puede derivarse también de la teoría de inversión bajo incertidumbre. Considérese ahora un portafolio de inversión W , cuya inversión inicial sea W_0 y su tasa de rendimiento R ; El valor del portafolio al final de un horizonte objetivo será igual a:

$$W = W_0 (1 + R)$$

Asimismo, denótese el rendimiento esperado del portafolio por μ y la volatilidad de dicho rendimiento por σ . Por último, considérese que de todos los posibles valores que puede asumir el mencionado portafolio, se puede encontrar uno (W^*) a partir del cual se considera inaceptable la pérdida:

$$W^* = W_0 (1 + R^*)$$

En estos términos, el Valor en Riesgo puede ser definido como la pérdida en unidades monetarias relativa al valor esperado del portafolio, lo que supone que la estimación del mismo estriba en identificar el valor de W^* y el nivel crítico de R^* correspondiente.

$$VaR = E(W) - W^* = -W_0 (R^* - \mu)$$

La derivación del *VaR* puede realizarse a partir de la distribución de probabilidad del valor futuro del portafolio $g(w)$. Si con un nivel de confianza c , se busca obtener la peor realización posible del portafolio (W^*) tal que la probabilidad de exceder dicho valor sea igual al propio nivel de confianza (c), se tiene que:

$$c = \int_{W^*}^{\infty} g(w) dw$$

O bien, la probabilidad de que un valor sea inferior a W^* es igual a la unidad menos el nivel de confianza (c).

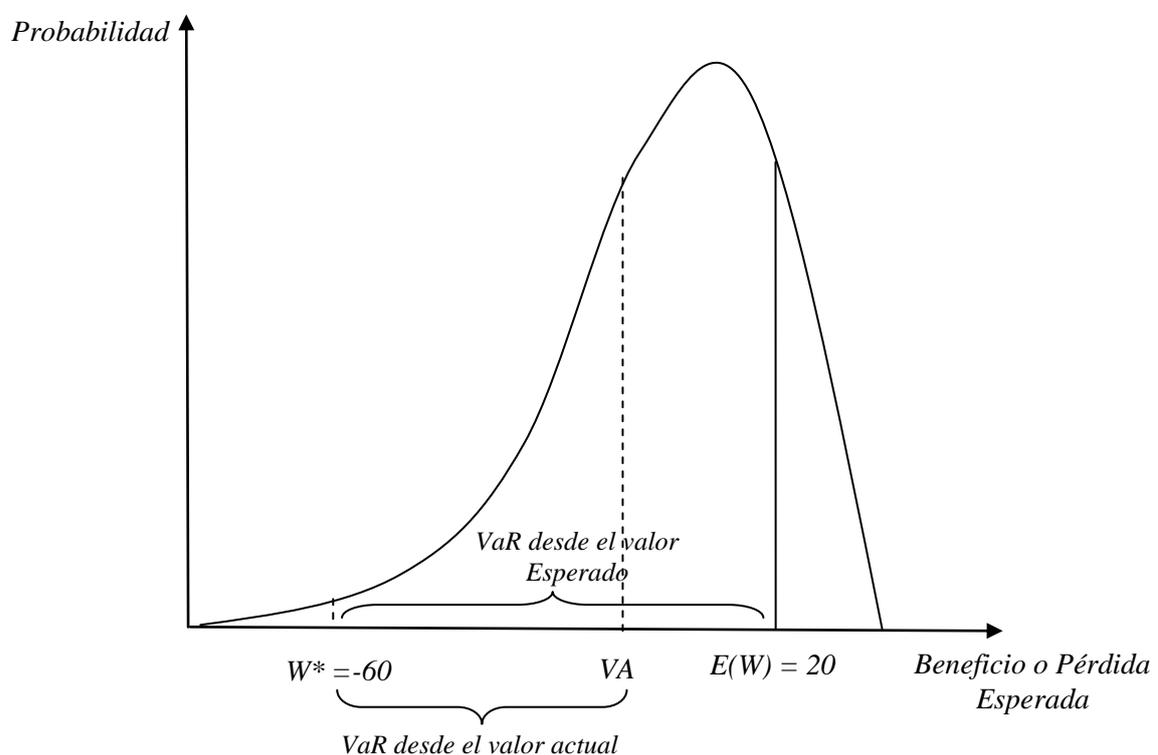
$$p = P(W \leq W^*) = 1 - c$$

$$1 - c = \int_{-\infty}^{W^*} g(w) dw$$

Se puede decir de forma general que el *VaR* es el percentil muestral de la distribución que va desde $-\infty$ a el valor del portafolio W^* menos el valor esperado del portafolio o su valor actual, dependiendo respecto a cual de los dos se esté midiendo la pérdida. Esta definición sirve para cualquier tipo de distribución probabilística que se pudiese suponer para el comportamiento esperado del portafolio de inversión. No obstante, dados los resultados del teorema del límite central, se suelen asumir o utilizar distribuciones normales en los cálculos del *VaR*.

En el Gráfico N° 9 se muestra un ejemplo de aplicación del *VaR* para una distribución en particular, tanto respecto al valor esperado del portafolio o activo ($E(W)$) como respecto a su valor actual (VA) considerando que para un nivel de confianza de 95% el valor del portafolio puede alcanzar un valor de -60 (es decir que se cien realizaciones de la distribución, el valor se ubicaría sólo un 5% de veces por debajo de -60).

Gráfico N° 9: Ejemplo del *VaR*



Fuente: Shahidehpour et al (2002).

III.1.5 Mercado de Contratos y Mercado *Spot*⁸

La combinación de posiciones en el mercado spot y la firma de contratos a futuro permiten a las empresas reducir los riesgos a los que están sometidos sus resultados cuando todas sus operaciones se hacen sólo en el mercado *spot*. Si combinan sus posiciones en el mercado spot con los contratos, el riesgo será mayor o menor según sea la combinación de rentabilidad esperada y varianza, en función de los ingresos y pagos que tengan que realizar en ambos mercados.

Definamos el precio medio esperado del precio *spot* (P_s) durante un período de tiempo especificado es \bar{P}_s y su varianza esperada es $var(\bar{P}_s)$. Supongamos que este agente sólo puede cubrir sus riesgos mediante la firma de contratos de adquisición o venta a un precio fijo (f) para su entrega futura. Si denominamos α a la proporción de operaciones a adquirir o vender en el mercado spot y $(1 - \alpha)$ a la proporción de operaciones a contratar, se puede usar la expresión de la “renta equivalente segura” (definida en la sección III.1.1) y derivando con respecto a α e igualando a cero se puede obtener la combinación óptima entre contratos y exposición al riesgo del mercado spot para un coeficiente absoluto de aversión al riesgo R_A . Esta proporción sería:

$$\alpha = \frac{f - \bar{P}_s}{R_A \times var(\bar{P}_s)}$$

Como se puede ver, la proporción de activos a transar en el mercado dependerá inversamente de la aversión al riesgo y de la varianza de los precios spot. Sin embargo, esta expresión sólo relaciona los niveles y volatilidades de los precios spot y de contratos, más no los riesgos cantidad, especialmente importantes en el sector eléctrico como veremos en las siguientes secciones.

III.1.6 Cobertura de Riesgos mediante Opciones Financieras

Una opción se puede definir como un contrato que da derecho a quien lo posee a comprar o vender un activo a un precio preestablecido durante un período o una fecha determinada. Las posiciones del comprador y el vendedor son asimétricas, dado que el comprador, mediante el pago de una prima, adquiere un derecho (que puede ejercer o no según le convenga) mientras que el vendedor adquiere una obligación que es compensada mediante el cobro de la prima. En general, existen dos modalidades de opciones las **europas** y las **americanas**, las primeras

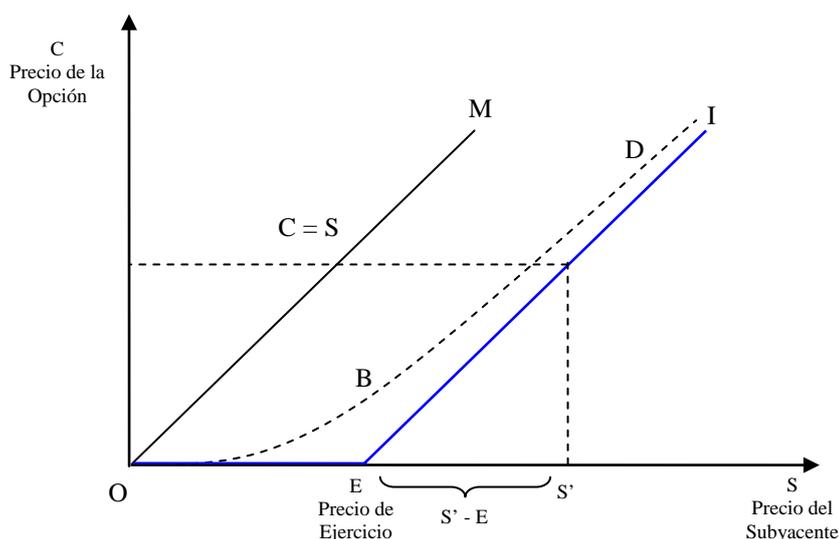
⁸ Esta sección está basada en Leong y Siddiqi (1998) donde se presentan los detalles de esta metodología para empresas que comercializan con productos energéticos.

pueden ser ejercidas sólo al tiempo de expiración, mientras que las segundas en cualquier instante hasta la expiración.

Normalmente se le denomina S al precio del activo subyacente o sea el activo sobre el cual se ejerce la opción; E al precio establecido en el contrato para la compra o venta del activo acordado, denominado precio de ejercicio o “Strike Price” y T al tiempo de expiración de la opción. En general, el valor de la prima de la opción tendrá un comportamiento como el presentado en el Gráfico N° 10. La línea OM marca el límite superior del valor de la opción, pues si el precio de esta fuese superior al de su acción, le resultaría más barato al inversionista comprarla directamente. La línea OEI marca el límite inferior del valor de la opción. Sin embargo, por lo general el precio de la opción sigue más bien una senda como OBD. Suele ocurrir que en el tramo OB el valor de la opción sea ligeramente positivo, pues si bien $S < E$ (no se ejercería la opción y por lo tanto tendría un valor nulo), suele ocurrir que existe una expectativa o probabilidad subjetiva de que el valor de S debe incrementarse en el futuro por encima de E. Una forma sencilla de analizar el valor de la opción (C) es la siguiente:

$$C = 0 \times \text{Pro} \{ S \leq E \} + (S - E) \times \text{Pro} \{ S > E \} = (S - E) \times \text{Pro} \{ S > E \}$$

Gráfico N° 10: Relación entre la Prima de una Opción de Compra y el Valor del Activo Subyacente



Fuente: Díez de Castro y Mascareñas (1996)

Cálculo del Ratio de Cobertura por el Método Binomial

Si bien la valorización de estos instrumentos financieros puede tornarse bastante compleja, siendo la fórmula de Black – Scholes la más utilizada, dada la finalidad de esta tesis que es mostrar como un mecanismo de cobertura de este tipo puede utilizarse en el sector eléctrico

peruano, no es necesario sofisticar más el análisis, por lo que se mostrará a continuación un ejemplo de valorización para un caso sencillo en que sólo hay dos posibles estados futuros y dos períodos de tiempo (conocido como modelo binomial) y donde se considera adicionalmente que la acción no reparte dividendos ⁹.

Supongamos que el valor actual de una acción es de 100, y que dentro de un período dicho título puede tomar un valor de 120, o bien, haber descendido hasta los 90. La probabilidad de que ocurra un resultado u otro no importa, sólo interesa el abanico de resultados posibles. Si adquirimos por c euros una opción de compra europea sobre dicha acción ordinaria con vencimiento dentro de un período y precio de ejercicio 100, sabemos que podrá valer 20, si el precio de la acción se sitúa en 120; o bien 0 euros si la cotización de la acción desciende a 90.

Existe una combinación, consistente en adquirir un número determinado de acciones al mismo tiempo que se emite una opción de compra sobre ellas, tal que la cartera formada proporcionará el mismo flujo de caja tanto si el precio de la acción ordinaria asciende como si desciende. Esta combinación es importante porque pase lo que pase con el precio de la acción ordinaria, el flujo de caja de la cartera será siempre el mismo, es decir, no variará y, por tanto, será cierto; en otras palabras carecerá de riesgo. A dicha combinación se la denomina cartera de arbitraje, ratio de cobertura o *delta* de la opción.

Así pues, si H es el número de acciones que compramos por cada opción de compra emitida tendremos dos posibles resultados:

- a) El valor de la acción ordinaria dentro de un período es de 120, entonces el valor de la opción de compra sería 20 ($120 - 100$). Por tanto, el flujo de caja de la cartera será igual a la suma del valor de mercado de las acciones menos el valor intrínseco de la opción de compra: $H \times 120 - 20$.
- b) El valor de la acción ordinaria dentro de un período es de 90 y el de la opción de compra es 0 (la opción no será ejercida y, por tanto, su valor es nulo).

El flujo de caja de la cartera de arbitraje será igual a: $H \times 90 - 0$

Igualando ambos flujos de caja y despejando obtendremos un valor de H igual a $2/3$:

$$120 H - 20 = 90 H - 0 \Rightarrow H = 2/3$$

⁹ El siguiente ejemplo está basado en Diez de Castro y Mascareñas (1996).

Esto es, la cartera formada por 2/3 de una acción ordinaria y la venta de una opción de compra sobre ella no tiene ningún riesgo (pase lo que pase siempre tendrá el mismo valor) y, por tanto, el rendimiento que se obtendrá con ella, a lo largo del periodo considerado, será un rendimiento sin riesgo (R_f):

$$\frac{\text{Flujo de caja}}{\text{Inversión}} = 1 + R_f$$

De tal manera que si, por ejemplo, el precio de la acción fuese de 120 y el tipo libre de riesgo durante ese período fuese del 6%, tendríamos que el valor del flujo de caja sería:

$$2/3 \times 120 - 20 = 60$$

Y el de la inversión:

$$2/3 \times 100 - C.$$

Así pues, despejando C reemplazando ambos valores en la ecuación del rendimiento obtendremos el valor actual de la opción de compra:

$$\frac{60}{2/3 \times 100 - C} = 1 + 0.06 \Rightarrow C = 10.0629$$

Si la opción de compra valiese en el mercado 11 deberíamos vender una opción de compra y adquirir 2/3 de una acción ordinaria con lo que, aunque el flujo de caja sería de 60 (igual que antes, pues en su cálculo nada tiene que ver el precio de compra de la opción), obtendríamos un rendimiento sin riesgo superior al 6%.

La fórmula general del ratio de cobertura óptimo es la siguiente:

$$H = \frac{C_u - C_d}{S \times (U - D)}$$

Siendo C_u el valor de la opción si el precio sube y C_d si baja, y U y D los coeficientes por los que habría que multiplicar el valor de la acción si esta sube (U) o baja (D).

La fórmula del valor de la opción será la siguiente:

$$C = \frac{C_u p + C_d (1 - p)}{1 + R_f}$$

Siendo p igual a la probabilidad implícita de ascenso del precio ($p = \frac{1 + R_f - D}{U - D}$) en el ejemplo anterior igual a 53.33% y $(1-p)$ es la probabilidad de descenso del precio.

III.2 El Manejo de Riesgos en los Mercados Eléctricos

III.2.1 Las Fuentes de Riesgo en el Suministro de Electricidad y su Efecto

La inversión y operación de las empresas generadoras en el sector eléctrico está sujeta a una serie de riesgos. En la inversión existen riesgos preconstructivos y de terminación a tiempo de las obras además de los riesgos asociados a la evaluación de las inversiones como la evolución de la demanda y los costos relativos de las tecnologías competitivas. En la operación, las características inherentes al proceso de provisión de la electricidad como la incertidumbre asociada a la existencia de *shocks* de oferta (indisponibilidades fortuitas de centrales, años secos en el caso de centrales hidroeléctricas) y demanda, generan una importante volatilidad de los precios *spot* o costos marginales de costo plazo.

Bajo el esquema de una empresa estatal verticalmente integrada vigente en la mayor parte del mundo hasta hace unos años, estos riesgos era administrados internamente dentro de las políticas de fijación de precios a los clientes finales. Sin embargo, con las reformas implementadas en el sector eléctrico en los años noventa, que incluyeron la separación de actividades, a fin de introducir competencia en la generación y comercialización, se hizo necesario crear mecanismos para el manejo de riesgos, ya sea mediante procedimientos administrativos o mediante la introducción de diferentes tipos de contratos. Sin embargo, este proceso es complejo, existiendo una serie de alternativas de “diseño de mercado”, entendidas como el conjunto de reglas dentro de las cuales los agentes toman sus decisiones, siendo las consecuencias de estas reglas de gran importancia para analizar el futuro de las inversiones en generación o las estrategias comerciales de las empresas. En particular, flujos de caja muy inestables o con gran incertidumbre pueden llevar a la postergación de inversiones rentables (ejercicio de la “opción real” de las empresas de postergar sus inversiones a fin de esperar una

reducción de la incertidumbre)¹⁰ o al establecimiento de políticas comerciales más conservadoras en el mercado eléctrico.

III.2.2 Mecanismos Administrativos de Manejo de Riesgos ¹¹

Existen mecanismos de estabilización de precios basados en el traspaso parcial de la volatilidad a los usuarios finales. Estos mecanismos han sido ampliamente estudiados en el caso del precio del petróleo, existiendo diferentes análisis sobre sus ventajas y desventajas relativas. A continuación se resumen los tres principales mecanismos en base a Federico, Daniel y Bingham (2001):

Un primer mecanismo es el uso de *Promedios Móviles*, donde los precios se basan en un promedio móvil de precios “spot” pasados, interviniéndose ante cualquier tipo de cambio de precios, si es que el valor corriente del precio no coincide con el promedio de los valores pasados. En este mecanismo, todas las variaciones de precios, sean grandes o pequeñas, se transmiten, aunque de manera gradual.

Sin embargo, este mecanismo tiene algunas desventajas, ya que requiere una constante intervención estatal, y el ajuste es lento, tanto a subidas como a caídas de los precios internacionales. Mientras más largo el período del promedio, el ajuste será más lento, logrando una mayor “suavización” de la serie de precios (los “shocks” se incorporan de manera rezagada al precio, y sólo en parte, debido a que se promedian con valores anteriores a él). En este sentido, durante largos períodos de incrementos de precios, se debe financiar un precio doméstico constantemente por debajo del precio internacional (la situación se revierte ante una caída sostenida del precio internacional). Por lo tanto, en períodos de alta volatilidad, la intervención estabilizadora se intensifica. La discrecionalidad se reduce a escoger el número de períodos que se deben incluir en el cálculo del promedio.

Un segundo tipo de mecanismo son las *Reglas tipo “gatillo”*, donde los precios se ajustan al precio “spot” sólo cuando se sobrepasa cierta banda fijada previamente. Dentro de la banda, el precio permanece fijado al nivel central de la misma, para lo cual se utilizan recursos para la estabilización. Este mecanismo evita fluctuaciones menores en el precio y transmite las variaciones importantes (que salen de la banda) de precios internacionales. Transmite

¹⁰ En el Anexo N° 1 se presenta como ilustración un ejemplo del ejercicio de la opción de esperar para un inversionista en generación de electricidad.

¹¹ Esta sección está basada en parte en la discusión de estos mecanismos realizada por Bendezú, Gallardo y Vásquez (2005).

únicamente “*shocks*” grandes, mientras que el resto es asumido por el programa de estabilización de precios.

La intervención estatal se reduce a variaciones pequeñas (no obstante, la suavización de fluctuaciones pequeñas suele ser realizada en forma independiente por los propios agentes). Durante períodos de alta volatilidad, el estado no asume un rol estabilizador si es que los cambios son suficientemente grandes. Dado que no se financian grandes desvíos respecto de precios internacionales, las intervenciones estatales nunca llegan a ser demasiado grandes. La discrecionalidad del gobierno se manifiesta en la elección del tamaño de la banda, y/o en la actualización del valor central de la misma.

Un tercer tipo de mecanismo consiste en el uso de ***Bandas de precios***. En este caso, los precios sólo pueden variar libremente dentro de una banda fijada previamente. Fuera de ella, se interviene para mantener los precios al nivel del límite (superior o inferior) de la banda. A veces se combina con alguna regla para actualizar el valor del centro de la banda, en caso de variaciones grandes o prolongadas. Este mecanismo evita grandes fluctuaciones en precios domésticos y transmite íntegramente las variaciones pequeñas de precios internacionales. Si existe un mecanismo de actualización de la banda, los “*shocks*” persistentes (no necesariamente permanentes) son transmitidos a los precios domésticos.

Sin embargo, requiere de intervención estatal en períodos de alta volatilidad de precios internacionales. En este sentido, durante períodos de alta volatilidad de precios, es probable que la carga de estabilización de precios sea altamente intensiva en recursos. Dada la naturaleza de las series de precios de petróleo (alta persistencia de “*shocks*”), es probable que un sistema de bandas rígido, que no incluye un mecanismo de actualización del centro de la banda, tenga que incurrir en fuertes gastos para financiar largos desvíos de los márgenes de la banda. Al igual que en el caso de las reglas tipo gatillo, la discrecionalidad del gobierno se manifiesta en la elección del tamaño de la banda, y/o en la actualización del valor central de la misma.

Las tres categorías descritas no son enteramente excluyentes, sino que es posible obtener reglas que sean combinaciones de estas. Por ejemplo, puede obtenerse una regla de bandas de precios que actualice el valor central de la banda cada cierto tiempo hacia un promedio móvil de las semanas anteriores. Naturalmente, hay que considerar que en este caso, las ventajas y desventajas de la regla pueden diferir de las descritas para cada regla particular, por lo que se requiere de una evaluación específica de cada sistema.

Cuadro N° 1: Propiedades de Reglas de Transferencia de Volatilidad

Área	Propiedades de Suavizamiento		Resultados de Simulación	
	<i>Shocks temporales</i>	<i>Shocks persistentes</i>	<i>Reducción de la Desviación</i>	<i>Shock fiscal promedio</i>
Promedios Móviles	Suaviza todos los <i>shocks</i>	Traslado pleno con rezago	30% a 70%	0.04 a 0.3%
Gatillo	Suaviza solo los <i>shocks</i> pequeños	Traslado pleno solo con <i>shocks</i> grandes	2% a 8%	0.05 a 0.26%
Bandas de Precios	Suaviza solo los <i>shocks</i> grandes	No traslado hasta que se renueve la regla	27% a 45%	0.08 a 0.17%

Elaborado por Benezú, Gallardo y Vásquez (2005) en base a Federico, Daniel y Bingham (2001)

III.2.3 Instrumentos Financieros utilizados en el Manejo de Riesgos

El riesgo asociado a las variaciones de precio en los mercados spot o de contado puede disminuirse, o gestionarse, mediante contratos a futuro o usando instrumentos financieros asociados a los mismos. Estos se denominan “derivados” y las fuentes de energía a que se refieren, como petróleo, el gas o la electricidad, se denominan “subyacentes”. Los derivados reciben denominaciones diversas, según sea su contenido (como *swaps*, futuros, u opciones), pero todos ellos pueden considerarse combinaciones o fracciones de los derechos y obligaciones implícitas en uno o varios contratos a futuro. La mayor ventaja de los mercados de derivados es que eliminan o reducen considerablemente los costos de transacción de los contratos a futuro que serían necesarios para adaptarse a las posiciones de los agentes en los mercados de contado.

En estos mercados existen tres tipos de agentes: el primer tipo corresponde a los que van a cubrir o limitar el riesgo de las entregas o las adquisiciones futuras que necesariamente han de realizar en el mercado spot, a estos se les denomina los “*hedgers*” o coberturistas. El segundo tipo está conformado por los que esperan obtener ganancias de las asimetrías de información, de las diferentes expectativas existentes, o de las distintas valoraciones del riesgo (los especuladores). El tercer tipo corresponden a los que pretenden obtener rentas de las diferencias de precios entre productos similares (los arbitrajistas). En un mercado “eficiente”, es decir, donde no existe información privada, no debería haber posibilidades de arbitraje.

En los diseños de mercado establecidos en las diferentes reformas a nivel internacional se pueden distinguir dos tipos de contratos. El primer tipo serían los contratos bilaterales denominados “*contratos físicos*” donde los generadores se comprometen a proveer

determinados niveles de potencia y bloques de energía reportando estas obligaciones directamente al operador del sistema, el cual debe aprobar la factibilidad de los despachos. Este esquema es utilizado en los diseños de mercado más descentralizados como el establecido en el año 2001 en Inglaterra y Gales conocido como NETA (“*New Electricity Trading Arrangements*”). El segundo tipo de contratos vienen a ser los “*contratos financieros*”, los cuales son propios de los sistemas eléctricos centralizados donde existe un operador que busca abastecer la demanda al menor precio, ya sea basado en costos auditados de los generadores o en ofertas de precios en los mercados de corto plazo, denominados comúnmente “*day ahead markets*”. En estos casos el proceso de abastecimiento de la energía se realiza de forma independiente a las obligaciones contractuales que tengan los generadores, por lo que los contratos sólo tienen un carácter financiero. Este es el esquema utilizado en el diseño del mercado eléctrico peruano y chileno. Si bien en un mercado basado en contratos bilaterales físicos se reduce el riesgo de tener que realizar compras en el mercado spot para cubrir las diferencias entre lo contratado y lo despachado, aun a costa de la eficiencia en la operación del sistema, este riesgo siempre existe por lo que se requiere diferentes instrumentos financieros para cubrirlos.

De acuerdo a la literatura, los instrumentos financieros, en particular los contratos a futuro, tienen una importante función adicional a la mejora del manejo de riesgos, esta consiste en reducir los incentivos a ejercer poder de mercado en el mercado spot, pues en un contexto en donde todos los generadores ofertan en una bolsa de energía, asumir compromisos contractuales les genera el riesgo de tener que comprar caro en el mercado spot si no son despachados. Dado que la presente investigación se centra en el manejo de riesgos, no se discutirán los modelos que abordan esta problemática.¹²

Existen algunos documentos que han sistematizado el funcionamiento de los diferentes instrumentos tales como Stoft et al (1998), Oren (2001), Pereira et al (2001), Read y Artman (2000) y a nivel latinoamericano Arriagada (2001) entre otros.

¹² El rol de los contratos financieros y la competencia en el mercado “*spot*” surge principalmente de los trabajos de Green (1996) y Newbery (1998) donde se incluye en la función de beneficios de los generadores la interacción entre el mercado “*spot*” y el mercado de contratos, en una modelación la competencia basada en un modelo de competencia en “funciones de oferta”, siendo las conjeturas de Cournot y de Bertrand sólo casos particulares. Ellos encuentran por diferentes métodos, que si las empresas tienen toda su capacidad contratada, tendrán incentivos para declarar sus costos marginales en el mercado “*spot*”. Este equilibrio surge porque si se declara un precio mayor existe el riesgo de comprar caro en el “*spot*”, debido a que la empresa que lo desplazó también podría haber declarado más alto que el costo marginal. Estos autores realizaron simulaciones con datos calibrados para mostrar sus resultados, las cuales fueron refrendadas en parte por investigaciones empíricas posteriores de Wolfram (1999) y trabajos como el de Wolak (2001) y Lien (2000), y fueron ampliados por Green (2003) al caso de la competencia minorista. Una aplicación al caso peruano se puede ver en De La Cruz y García (2002).

III.2.3.1 Contratos por Diferencias

El principal instrumento financiero que se utiliza en el manejo de riesgos en los mercados liberalizados es el denominado “contrato por diferencias” (“*contract for differences*”). Este tipo de contrato es conveniente a ambas partes, los clientes finales, representados por las distribuidoras y los generadores, permitiendo a ambos reducir la variabilidad de sus flujos de caja. Dependiendo de qué período se trate una de las partes estará coberturando a la otra y “asumiendo” la diferencia entre el precio “*spot*” (PS) y el precio del contrato (PC). En general, la ecuación de los beneficios variables netos o flujos de caja de los generadores tendrá la siguiente forma:

$$\underbrace{\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I P_{c_{it}} \times Q_{c_{it}}}_{\text{Ingresos por contratos}} - \underbrace{\sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N \sum_{i=1}^I P_{s_{nt}} \times Q_{s_{in}} + \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N \sum_{j=1}^J P_{s_{nt}} \times Q_{s_{jn}}}_{\text{Ingresos por ventas netas al spot}} - \underbrace{\sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N \sum_{j=1}^J CMg_{jnt} \times Q_{s_{jn}}}_{\text{Costos de operación}}$$

Donde:

P_{c_i} = Precio de contrato con el cliente i para el bloque horario t .

$Q_{c_{it}}$ = Cantidad contratada con el cliente i para el bloque t .

$P_{s_{nt}}$ = Costo Marginal en la barra n en el periodo t .

$Q_{s_{in}}$ = Cantidad de energía retirada por el cliente i en el periodo t en la barra n .

$Q_{s_{jn}}$ = Cantidad de energía producida por la central j en el periodo t en la barra n .

CMg_{jnt} = Costo Variable de la central j ubicada en la barra n en el período t .

En un caso simplificado, donde sólo exista un tipo de contrato pactado al precio P_c y un sólo precio “*spot*” (abstrayendo las diferencias derivadas de la congestión y pérdidas de transmisión), este mecanismo llevará a que los beneficios de corto plazo de los generadores sean los siguientes:

$$\pi_i(P_s) = \underbrace{Q_c * P_c}_{\text{Ingresos por contratos}} + \underbrace{(Q(P_s) - Q_c) * P_s}_{\text{Ingresos netos spot}} - \underbrace{CM * Q(P_s)}_{\text{Costos de operación}}$$

Donde:

- P_c : precio del contrato.
- Q_c : cantidad contratada.
- P_s : precio *spot*.
- $Q(P_s)$: cantidad producida.
- CMg : costo marginal de generación

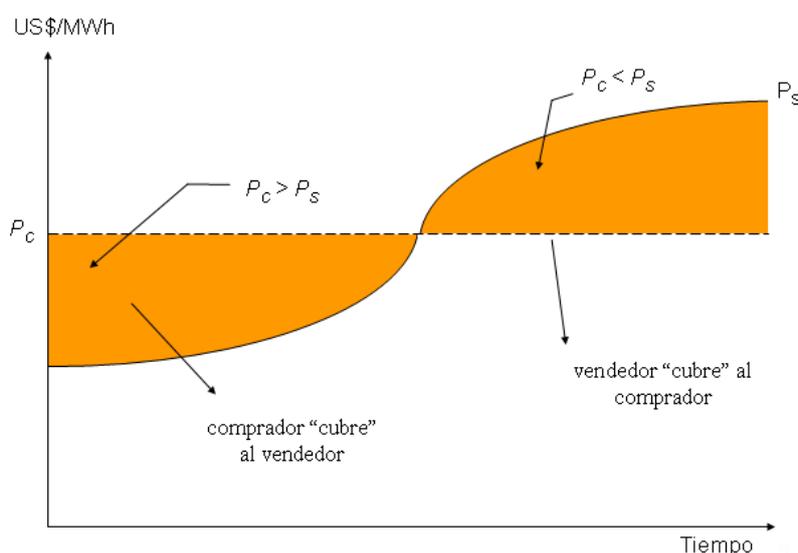
Como se puede ver, en el caso de que el generador produzca exactamente lo contratado, tendrá unos beneficios estables ($Q_c * P_c - CM * Q_c$) y eliminaría el riesgo asociado a la variabilidad del precio “*spot*”. Dependiendo de qué periodo se trate, una de las partes estará “cubriendo” (“*hedging*”) a la otra y “asumiendo” la diferencia entre el precio “*spot*” y el precio del contrato.

En los periodos en que el precio “spot” está por encima del precio del contrato, el vendedor (generador) estará “cubriendo” de altos precios “spot” al comprador (distribuidora) pues le estará asegurando un precio más bajo al que habría obtenido sin firmar el contrato y por lo tanto tener que comprar mercado “spot”. En el caso contrario, es decir cuando el precio “spot” está por debajo del precio del contrato, el comprador (distribuidora) estará “cubriendo” al vendedor (generador) de los bajos precios “spot” que habría obtenido de sus ventas al mercado “spot” en ausencia de un contrato (ver Gráfico N° 11).

Si lo que produce es menor a lo contratado, entonces generador comprará la diferencia al sistema pudiendo hacerlo a un precio más caro o más barato, dependiendo de la situación en la que se encuentre el sistema eléctrico y el tipo de central de que se trate. La existencia de “shocks” de oferta, cuando terminará produciendo efectivamente la central y en los precios spot, que en algunos casos están correlacionados, hace que los escenarios posibles de beneficios variables sean muy variados. Un ejemplo con un contrato en tres bloques horarios se muestra en el Anexo N° 2.

Como se comentó, en el caso peruano, dado que el precio “spot” se forma en base a procedimientos de operación que debe seguir el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), basado en el ordenamiento de los costos variables auditados y el uso óptimo del agua, la función de los contratos estaría asociada principalmente al manejo de riesgos y, la crisis de contratos, de acuerdo a nuestra hipótesis, estaría relacionada con esta problemática, aunque ello no quita la potencial influencia de mecanismos indirectos de ejercicio de poder de mercado o riesgos regulatorios.

Gráfico N° 11: Cobertura de la Volatilidad del Precio Spot mediante un Contrato por Diferencias



III.2.3.2 *Derechos Financieros de Transmisión*

Adicionalmente, autores como Hogan (1992) introdujeron otros instrumentos dentro de la ecuación de los contratos por diferencias relacionados con el riesgo de corto plazo asociado a la congestión de las líneas y que genera diferentes precios “spot” entre nodos, sugiriendo la creación de los posteriormente denominados “derechos financieros de transmisión”. Así, se puede considerar el siguiente caso. Un generador tiene una cantidad de energía contratada (Q_C) al precio P_C , su cliente retira energía en la barra B y el generador inyecta energía en la barra A, los ingresos netos del generador por energía estarían dados por:

$$P_C \times Q_C + P_A \times Q_G - P_B \times Q_C$$

Donde P_A y P_B vienen a ser los precios “spot” o costos marginales instantáneos en cada una de las barras y Q_G es la energía generada por la empresa. Se puede reordenar la expresión anterior de la siguiente manera:

$$P_C \times Q_C + P_A \times (Q_G - Q_C) - (P_B - P_A) \times Q_C$$

Como se puede ver, si el generador despachase exactamente la energía contratada, sólo asumiría como riesgo precio el valor del diferencial de precios entre las barras de retiro y de inyección por la energía contratada. Este diferencial suele ser menor y está asociado normalmente a la existencia de congestión y valorización de las pérdidas de energía. Sin embargo, este riesgo puede ser cubierto, y de hecho es así en mercados más desarrollados, a través de instrumentos como los Derechos Financieros de Transmisión (“*Financial Transmission Rights*” - *FTRs*). En el Anexo N° 3 se muestra un ejemplo del funcionamiento de este instrumento financiero en el caso sencillo de la cobertura de una transacción entre dos nodos.

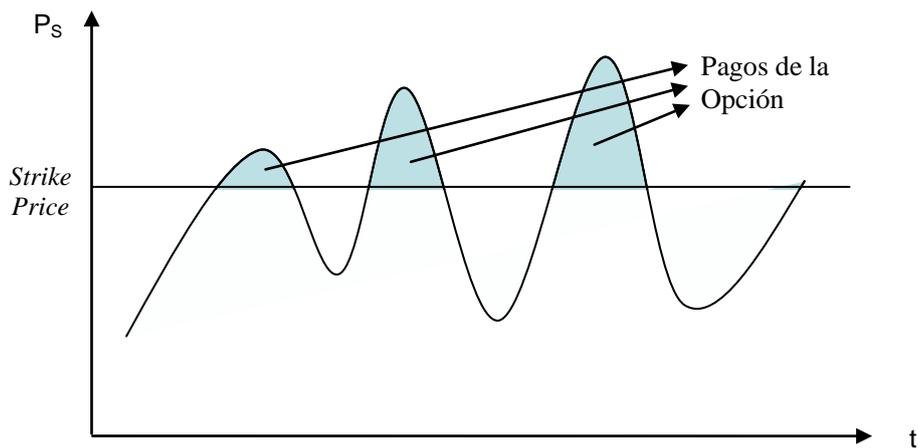
III.2.3.3 *Opciones de Compra*

Por su parte, en el contexto de la discusión sobre la remuneración de la capacidad, Pérez - Arriaga et al (2001) plantearon el uso de opciones de compra de energía, no sólo como un mecanismo que reemplace el pago de capacidad, sino como un mecanismo que sirva para manejar riesgos de compra de energía en el mercado “spot”. En la tesis de Altimiras (2002) se realizan una serie de simulaciones en un marco de agentes adversos al riesgo sobre el funcionamiento de un mercado de capacidad basado en el uso de opciones financieras.

En este sistema los generadores garantizan la disponibilidad de su capacidad para producir energía a un precio de ejercicio. El “cargo por capacidad” aquí es la prima por el *call option*

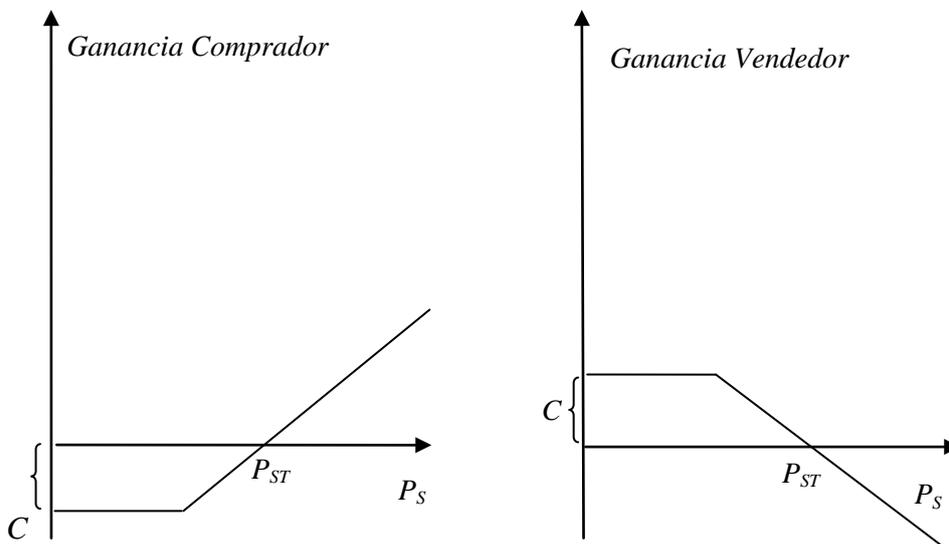
sobre la capacidad comprometida. Cuanto más alta la prima, más bajo el precio de ejercicio y viceversa. En un mercado transparente y fluido, los distribuidores y comercializadores minoristas son libres de elegir y adquirir el nivel de seguro de precios que deseen. Este sistema no solo sirve para mejorar la adecuación del parque en el mediano plazo financiando las nuevas inversiones, sino que permite cubrir los riesgos de corto plazo, en particular cuando los generadores sufren *shocks* de oferta que hacen que tengan que comprar el mercado spot a un precio que en ausencia de la opción de compra no podrían controlar.

Gráfico N° 12: Cobertura de Precios Volátiles mediante un Esquema de Opciones (Seguros)



Las funciones de ganancias tanto para el comprador como para el vendedor de la opción call para un valor de la prima C , un precio de ejercicio dado (P_{strike}) conforme cambia el precio spot (P_s) se muestra en el Gráfico N° 13.

Gráfico N° 13: Valor de una Opción de Compra para el Comprador y Vendedor



III.2.4 Breve discusión del manejo de riesgos de contratos a nivel internacional

A nivel latinoamericano se han realizado discusiones sobre la crisis eléctrica en Chile y la necesidad de un mejor mecanismo de manejo de riesgos (Galetovic, 2000; y Fischer y Galetovic, 2001), identificándose que el sistema de cálculo de precios en barra en Chile es muy rígido y no permite “acomodar” perturbaciones inesperadas de oferta, lo cual puede llevar a situaciones como el racionamiento ocurrido en el año 1999, el cual pudo haberse evitando transfiriendo señales de escasez a los usuarios o mediante otros mecanismos (Chumacero, Paredes y Sánchez, 2000). A su vez, Galetovic (2000) menciona adicionalmente que en el análisis de los incrementos de los precios se puede ver que los recursos hídricos no han sido adecuadamente empleados, lo cual se debería a un problema de incentivos de los generadores (“*moral hazard*”), los cuales tienden a embalsar menos agua con la finalidad de cumplir sus contratos y evitar comprar a precios spot altos, lo cual genera que luego surjan situaciones de escasez en las que estas decisiones inadecuadas terminarían socializándose.

En el caso argentino, las empresas de distribución no usan instrumentos financieros para amortiguar la volatilidad del precio “*spot*”, fundamentalmente porque no están sometidas al riesgo de este precio. La ley eléctrica argentina ha protegido a las distribuidoras del tener que comprar parte de su energía a precio “*spot*” sino que lo hacen a un precio “estabilizado” periódicamente (cada tres meses), establecido por un procedimiento de cálculo regulado.¹³

El precio estacional se calcula como el promedio trimestral de los precios “*spot*” esperados, ajustados con el propósito de reflejar las diferencias entre los precios estacionales ex ante (calculados a futuro) y los precios “*spot*” reales (ex post) del periodo de tres meses precedente (con esto se “corrige” el exceso o defecto de un estimado de un periodo, para el cálculo del periodo siguiente).

Adicionalmente al ajuste mencionado (que es fundamentalmente una corrección), se estableció un fondo (el fondo de estabilización) para absorber las diferencias monetarias que se presenten al pagar a todos aquellos que venden energía al precio “*spot*” y los ingresos por los pagos de las distribuidoras cuando compran al precio estacional. Este fondo funciona como una cuenta de balance. Teóricamente, si las estimaciones de precio “*spot*” futuro (que se refleja en el precio estacional) fueran muy buenas, los montos que entran y salen del fondo deberían compensarse en el tiempo. El costo (en caso que se esté aportando dinero al fondo) o el ingreso (en caso que

¹³ Esta sección está basada en Zolezzi (2005).

exista excedentes en el fondo) financiero del fondo se incluye en el cálculo del precio estacional.

En caso de que los montos disponibles en el fondo sean insuficientes en un determinado momento, el gobierno tiene que aportar fondos adicionales. Si los déficits aparecen regularmente, es una indicación de un defecto en el procedimiento de cálculo o en la estimación de los parámetros con los que se aplica el fondo.

En los primeros años de funcionamiento del fondo aparecieron problemas debido a las reglas establecidas, las que obligaban a que el fondo se auto-balanceara en dos trimestres consecutivos (lo que en la práctica indicaba que cualquier exceso o déficit en un trimestre tenía que ser compensado en el siguiente trimestre). Esto originó en algunos momentos ajustes importantes a las tarifas, desvirtuándose uno de los objetivos principales del fondo. Adicionalmente, debido al “retrazo” natural en la forma de aplicación del fondo algunas veces se enviaban señales erróneas a los consumidores como cuando el monto disponible en el fondo decrecería (como resultado de una proyección de precios “spot” menores a los reales), lo que hacía que se tuviera una proyección de precios estacionales mayores para el siguiente trimestre, que muchas veces era inconsistente con la proyección de mayor generación hidroeléctrica de los meses del otoño.

Debido a estos problemas, las reglas del fondo fueron modificadas. De acuerdo a las reglas actuales del fondo, el operador del sistema debe analizar diferentes escenarios y establecer el monto mínimo necesario del fondo para cubrir los requerimientos, de acuerdo a las desviaciones estimadas entre las condiciones esperadas y las reales. El fondo estuvo funcionando razonablemente bien hasta la crisis macroeconómica argentina de fines del 2001. Después de la crisis y la pesificación de la economía, el gobierno argentino en el intento de no tener aumentos tarifarios, ha mantenido los precios estacionales constantes. Como consecuencia de esto, el fondo se quedó sin recursos en junio, siendo insostenible en un contexto donde no se efectúan incrementos tarifarios. Existen algunos trabajos que intentaron introducir mecanismos de manejo de riesgos menos administrativos como un sistema de opciones de capacidad, realizando algunas simulaciones (ver Landrein, 2002). Este sistema, se detalla en la sección siguiente y es usado en algunos mercados como PJM, ERCOT y otros sistemas, aunque con una serie de variantes propias de cada diseño de mercado y requiere adaptaciones para poder implementarse en mercados con un menor grado de liberalización.

III.3 La Confiabilidad del Suministro y los Mecanismos de Remuneración de la Capacidad

La remuneración de la capacidad, en el caso de bienes con un patrón de oferta y demanda como la electricidad, tiene como base conceptual el modelo de “*Peak Load Pricing*”, aunque con las reformas estructurales en el sector este ha sido dejado de usarse en forma explícita de forma creciente. Más bien la separación de actividades implica que la fijación de tarifas a clientes finales, especialmente aquellos por los que existe competencia entre los operadores, corresponda a las políticas comerciales de las empresas, mientras que se introducen diferentes mecanismos contractuales con los cuales los agentes manejan los riesgos derivados de la incertidumbre sobre la oferta y la demanda. Sin embargo, los criterios del modelo de “*Peak Load Pricing*” sirven para analizar la problemática de la provisión de la capacidad suficiente de generación de electricidad que otorgue confiabilidad al servicio. Estos criterios son especialmente relevantes en algunas experiencias como la chilena y la peruana, donde la competencia a nivel de generación es todavía administrada y donde se fijan precios basados en los costos de energía y potencia.

La confiabilidad del suministro de electricidad está asociada a dos conceptos que están interrelacionados pero son diferentes: la adecuación (“*adequacy*”) y seguridad (“*security*”), que de acuerdo a la North American Electric Reliability Council - NERC (1996) se refieren:

Seguridad: la habilidad del sistema eléctrico para soportar disturbios imprevistos tales como cortes de los circuitos eléctricos o pérdidas no anticipadas de elementos del sistema.

Adecuación: la habilidad del sistema eléctrico para suplir los requerimientos de demanda de los consumidores en todo momento teniendo en cuenta la programación del despacho y un número razonable salidas de elementos del sistema no programadas.

La seguridad del suministro de electricidad dentro de un sistema interconectado es un bien público, mientras que la adecuación es un bien principalmente privado, aunque requiere del diseño de determinadas reglas para que ello sea posible. La seguridad y la adecuación pueden ser sustitutas y complementarias dependiendo de determinadas circunstancias.

En base a esta distinción, Stoft (2002) define dos tipos de reservas:

Reservas Operativas: aquellas destinadas a mantener la seguridad del sistema permitiendo el manejo de los disturbios de corto plazo. En este caso, la reserva viene a ser más bien un servicio

complementario (“*ancillary service*”), que tiene carácter de bien público, destinado a mantener la confiabilidad del suministro. Esta problemática que no será discutida en la presente tesis.

Reservas Planificadas: aquellas requeridas para mantener la adecuación del sistema permitiendo cubrir la máxima demanda. En este caso está más bien asociada a los mecanismos de remuneración de la capacidad discutidos en las secciones siguientes.

En ambos casos, la remuneración de la reserva estará asociada al valor que le dan los usuarios al suministro (*VOLL= Value of Lost load*), lo cual indicará su disposición a pagar por mantener capacidad adicional en el sistema ante eventualidades y la requerida para mantener la continuidad del servicio en condiciones normales.

III.3.1 La Planificación de Inversiones y el Surgimiento del Pago por Capacidad

El Modelo de “Peak Load Pricing”

Antes de discutir en detalles los diferentes mecanismos de remuneración de la capacidad, vamos a presentar un modelo sencillo de fijación de precios óptimos para el consumo de bienes como la electricidad que poseen una serie de características particulares, siendo la más importante la imposibilidad de almacenamiento a costos razonables. En estos casos se ha desarrollado el esquema de fijación de precios conocido como “*Peak Load Pricing*”, el cual es usado en mercados con las siguientes características:

- Producto o servicio con altos costos de almacenamiento (debido a esto, es necesario que la oferta responda inmediatamente a la demanda).
- Producto o servicio con demanda variable (estacional) a lo largo de un periodo (característica de los servicios de electricidad, transporte aéreo, servicios postales, hoteles, entre otros).
- Restricciones de capacidad para la provisión del producto o servicio en el corto plazo.

En industrias con estas características, donde además suelen existir relativamente altos costos fijos y bajos costos marginales de corto plazo, es necesario introducir un criterio de fijación de precios eficiente que brinde las señales adecuadas a los consumidores y productores. El problema de encontrar tarifas eficientes en estas industrias ha sido extensamente estudiado para el caso de aquellas industrias que están reguladas, y poco estudiado para el caso de aquellos mercados desregulados.

El planteamiento inicial del modelo “*Peak Load Pricing*” se debe a Boiteux (1960), quien lo desarrolló inicialmente en 1949 en Francia como parte del grupo de trabajo de la empresa estatal “Electricidad de Francia” (*Électricité de France, EDF*)¹⁴. A continuación se presenta la lógica del modelo sobre la base de una de las primeras formulaciones (Steiner, 1957).

Se define una función de producción de tipo Leontief $y_t = f(x_t, k) = \min\left(\frac{x_t}{a}, k\right)$.¹⁵ Donde x_t es el factor variable, k es el factor fijo, y a es una constante mayor a cero ($a > 0$).

Utilizando la constante a se puede representar la estructura de producción dentro de una función de costos. Asumiendo que no se desperdician unidades del factor variable y que el factor fijo es el limitante se tiene $y_t = \frac{x_t}{a}$, de donde $x_t = ay_t$.

Definimos \tilde{b} como el costo de una unidad del factor variable (costo variable), que se asume constante en cada periodo. De esta manera, el costo variable total incurrido en el periodo t será $\tilde{b}x_t = \tilde{b}ay_t$. Por simplicidad para la notación denominaremos $b = \tilde{b}a$, de tal manera que el costo variable en el periodo t quedará definido como by_t .

Para incorporar el uso del factor fijo dentro de los costos de la empresa, asumiremos que la empresa puede cubrir toda la demanda. En este sentido, la firma deberá elegir la cantidad de capital k que satisfaga la máxima demanda. Asumiendo que no se desperdician unidades del factor capital en el periodo de máxima demanda, $k = y_{max} = \max_j y_j$, donde j representa al periodo donde la demanda es máxima.

¹⁴ *EdF* se creó luego de la segunda guerra mundial cuando se nacionalizaron algunas empresas privadas que proveían el servicio eléctrico en ese país, formándose un grupo de trabajo de especialistas que hicieron importantes aportaciones a las aplicaciones de la teoría marginalista a la provisión eficiente de los servicios públicos (ver Guadagni, 1965). Una revisión más reciente del desarrollo de la industria eléctrica francesa y el papel de EDF, así como del desarrollo de los criterios marginalistas y su aplicación a los planes tarifarios se puede revisar en Laffont (1996).

¹⁵ En este tipo de funciones de producción se requiere el incremento de ambos factores de producción para producir una unidad adicional de producto, ya que no son sustitutos entre ellos sino más bien complementarios, por lo que el nivel de producción estará determinado por el mínimo de los factores de producción. En el caso de la generación de electricidad se podría hacer un símil considerando que la producción estará limitada por la capacidad de diseño de la central, no siendo producir más aunque se tuviera una gran cantidad de combustible o algún otro insumo.

Definimos β como el costo por unidad del factor fijo (factor capital) en todos los periodos de tiempo. Teniendo en cuenta esto último, el costo total de la firma por el uso del factor fijo quedará definido como $\beta \max_j y_j$. La función de costo total de la empresa quedará definida como:

$$C = b \sum_{t=1}^T y_t + \beta \max_j y_j$$

Donde j es el periodo de máxima demanda

Suponiendo que el beneficio económico bruto de la sociedad por consumir el bien a lo largo de los diferentes bloques de demanda puede ser representado como: $A(y_1, y_2, \dots, y_T)$, entonces el beneficio económico neto de la sociedad o “Welfare” (“W”) puede ser expresado como:

$$W = A(y_1, y_2, \dots, y_T) - C$$

Se puede escribir A en términos del excedente del consumidor como la suma de los beneficios brutos de los consumidores en los diferentes bloques de demanda:

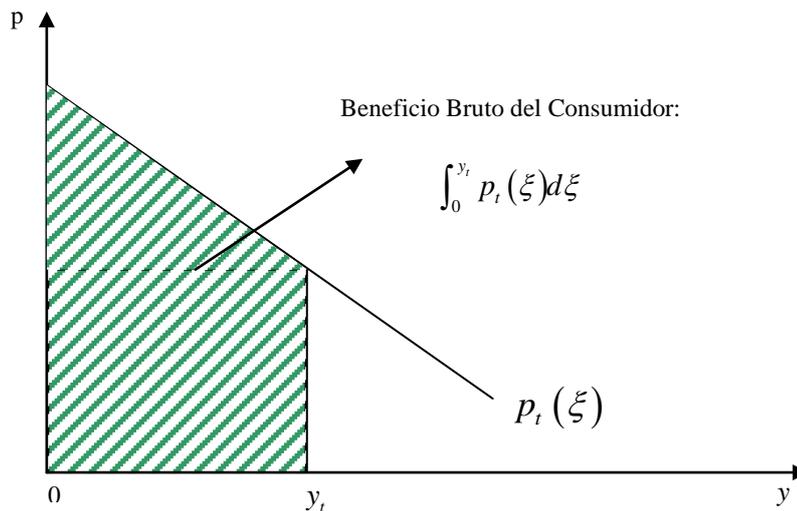
$$A(y_1, y_2, \dots, y_T) \equiv \sum_{t=1}^T \int_0^{y_t} p_t(\xi) d\xi$$

Donde:

- $p_t(\xi)$: demanda inversa para el período t .
- ξ : variable que representa la cantidad demandada.
- y_t : cantidad que efectivamente se demanda en el periodo t .

La ecuación nos dice que el beneficio económico bruto acumulado durante t periodos es igual a la suma de los excedentes del consumidor de los periodos dado un nivel de demanda y_t para cada periodo. Este excedente se ilustra en el Gráfico N° 14.

Gráfico N° 14: Beneficio Bruto del Consumidor para un Bloque de Demanda



Maximizando respecto a las cantidades para los periodos fuera de pico (en los cuales la demanda es menor a la máxima demanda, $y_t < \max_j y_j$) encontramos que la condición de primer orden necesaria para obtener un óptimo interior,¹⁶ en el cual $y_t > 0$, será:

$$\partial W / \partial y_t = p_t - b = 0 \quad \text{para } y_t < \max_j y_j \quad ^{17}$$

Despejando ello implica que $p_t = b$. En otras palabras, en periodos fuera de pico, los usuarios deberían pagar sólo los costos variables de producción (b), y no los costos fijos asociados a los costos de inversión y mantenimiento de la capacidad de la empresa. En los periodos pico (en los cuales $y_t = \max_j y_j$), la condición de primer orden para obtener un óptimo interior es:

$$\partial W / \partial y_t = p_t - b - \beta = 0, \quad \text{para } y_t = \max_j y_j$$

Lo que implica que $p_t = b + \beta$. En otras palabras, en periodos pico, los usuarios pagarán los costos variables de la empresa (b) más los costos de capacidad o costos fijos (β). Este es el resultado básico del modelo de “Peak Load Pricing”, que las tarifas se deben fijar de tal forma que los precios en los diferentes momentos deben ser iguales a los costos marginales de proveer el servicio. Este costo en el momento en que la demanda es baja (fuera de punta) corresponde normalmente sólo al costo operativo del servicio, mientras que en el momento en que la

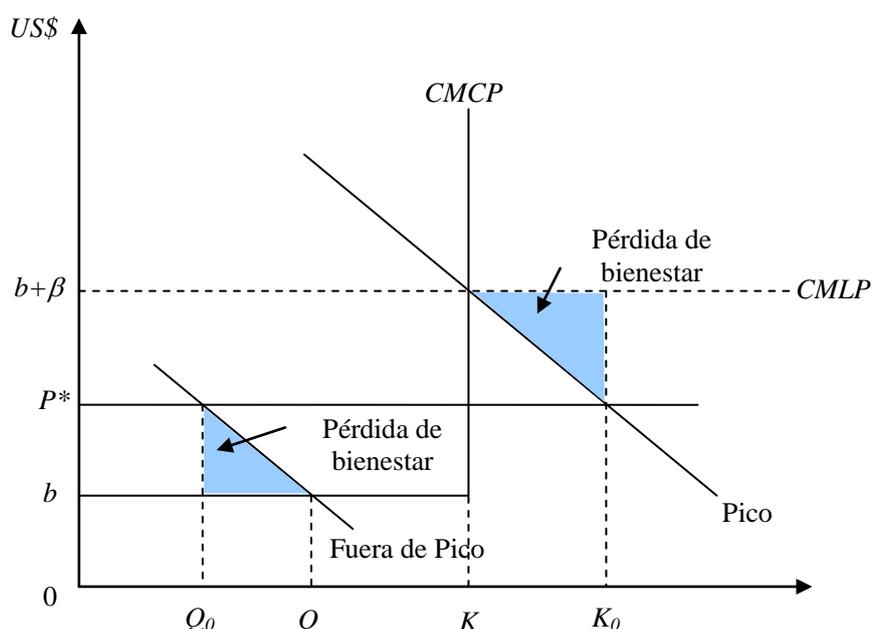
¹⁶ Para este caso, un óptimo interior es un punto en el que se maximizaría el bienestar económico neto de la sociedad.

¹⁷ Usando la regla de Leibniz se obtiene que $\frac{\partial A(y_1, y_2, \dots, y_T)}{\partial y_t} = \frac{\partial}{\partial y_t} \sum_{i=1}^T \int_0^{y_i} p_t(\xi) d\xi = p(y_t)$.

demanda es alta corresponde al costo operativo más el costo de invertir en nueva capacidad ($b+\beta$). La idea es que los consumidores que causan el pico de demanda tienen que asumir el costo de esta inversión en capacidad.

Este tipo de tarificación genera las señales correctas para el consumo en los diferentes periodos, ya que los precios están asociados a los costos de proveer el servicio. Este resultado se aprecia comparando, en términos de bienestar, los resultados de este esquema con los que se obtendría en un esquema de precio uniforme (ver Gráfico N° 15). En este caso, la demanda en el periodo punta sería mayor a la socialmente deseable (k), obligando a una mayor inversión (k_0) y elevando los costos, mientras que la demanda en periodos fuera de punta (Q_0) sería menor a la socialmente deseable (Q). Esta situación generaría pérdidas de bienestar social representadas por los triángulos sombreados.

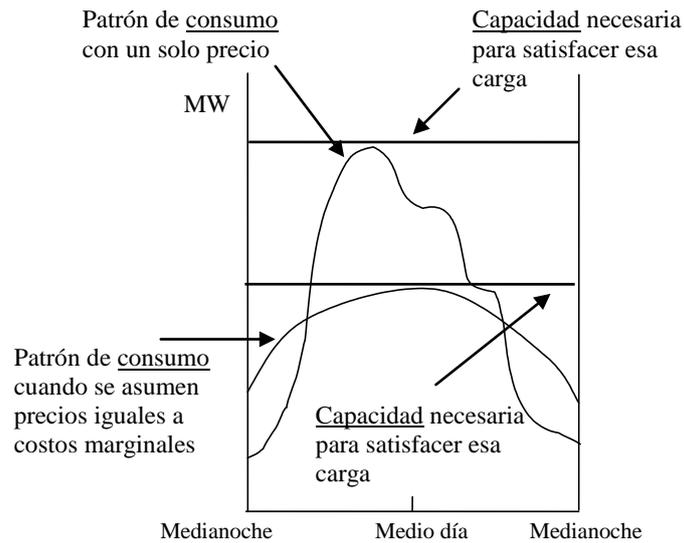
Gráfico N° 15: Fijación de Tarifas con el Modelo de “Peak Load Pricing”



Fuente: Viscusi et al (1996).

El efecto de la fijación de un precio uniforme sobre el patrón de consumo, por ejemplo en el caso de la demanda de electricidad a lo largo del día se ilustra en el Gráfico N° 16. Se puede ver que de fijarse un precio uniforme el patrón de consumo sería más variable y con una demanda pico mayor que en el caso de que se aplicara un criterio de tarificación basado en el modelo de “Peak Load Pricing”.

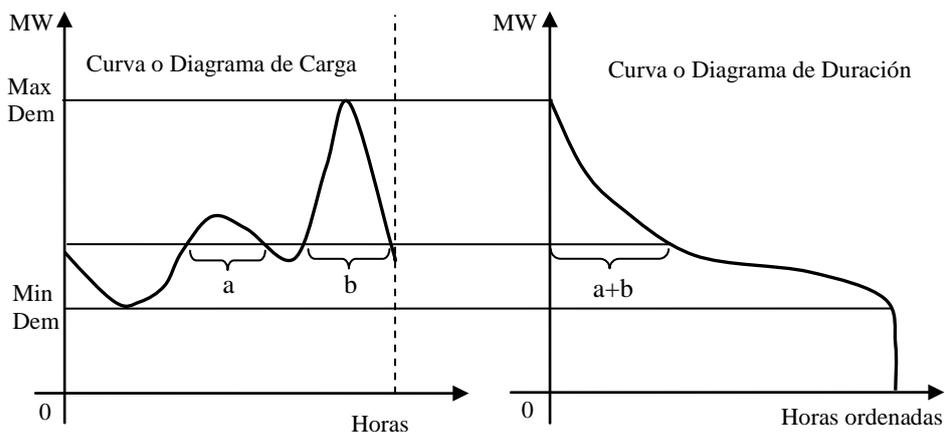
Gráfico N° 16: Patrones de Consumo con Precio Uniforme y con Precios Pico



Recuperación de Costos y Expansión Óptima

El sistema eléctrico debe tener capacidad de generación para satisfacer el pico de demanda del año (conocido como máxima demanda del sistema), pese a que durante otros periodos del año no se llegue a utilizar toda la capacidad. Es por ello que en las decisiones de planificación de inversiones de generación y operación del sistema debe tenerse en cuenta el patrón de demanda horario a lo largo de un período (conocido como Curva de Carga), en base al cual se construye la Curva de Duración o Diagrama de Duración, ordenando las demandas de mayor (máxima demanda) a menor (mínima demanda), siendo el periodo utilizado normalmente de un año (8,760 horas) o de un mes (720 horas). En el Gráfico N° 17 se ilustra como se obtiene el diagrama de duración de la demanda en base a la curva de carga.

Gráfico N° 17: Curva de Carga y Curva de Duración de la Demanda



Fuente: Oren (1985)

La lógica de este esquema es que se puede minimizar el costo de abastecimiento de la electricidad (definido como la suma de los costos de inversión y de operación de las diferentes tecnologías disponibles), instalando unos determinados niveles de capacidad por cada tipo de tecnología de generación aprovechando sus diferencias en costos de inversión y operación y reconociendo que, dado el patrón cambiante de la demanda en el tiempo y la imposibilidad de almacenar la electricidad, cada tecnología será eficiente para determinado número de horas de funcionamiento. Matemáticamente, el problema de optimización que se debe resolver es el siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & \left\{ \sum_{i=1}^{i=T} \beta_i Y_i + \sum_{i=1}^{i=T} b_i Y_i \right\} \\ & \{Y_i, t_i\} \\ \text{s.a:} \quad & \sum_{i=1}^T Y_i = D_{\text{max}} \end{aligned}$$

Donde:

E_i : Es la cantidad de energía despachada al sistema por la unidad i .

Y_i : Es la potencia que suministra al sistema la unidad i .

D_{max} : Es la demanda de potencia del sistema.

Este problema se resuelve representando la curva de duración de la demanda mediante alguna función que permita tener expresiones para la energía generada por cada tecnología y encontrando los puntos de corte entre tecnologías, la duración de las demandas a partir de las cuales el costo total entre las tecnologías adyacentes se iguala, pasado este período se debe empezar a utilizar la siguiente tecnología.

Este proceso se hace partiendo del mayor número posible de horas de operación en el año (8760), donde, tal como se puede ver en el Gráfico N° 18 el menor costo total lo posee la central hidroeléctrica, retrocediendo hasta un número de horas en que este costo se iguale con la siguiente central que en este caso es la de gas natural a ciclo combinado (a este período se le denomina t_{CC}):

$$CT_{CC} = CT_H \Rightarrow \beta_{CC} + b_{CC} \times t_{CC} = \beta_H + b_H \times t_{CC} \Rightarrow t_{CC} = \frac{\beta_{CC} - \beta_H}{\beta_H - b_{CC}}$$

Luego se proyecta este punto sobre la curva de duración para encontrar la cantidad de capacidad a instalar por cada tipo de tecnología¹⁸.

Además, se puede mostrar que siempre que la inversión en las diferentes tecnologías sea la que minimiza los costos, fijando los precios de energía y de potencia de acuerdo a los costos

¹⁸ Una demostración detallada de este resultado se puede ver en el Anexo N° 4 .

marginales en cada momento, es decir el precio de energía igual al costo de producción de la última central que entró a operar en cada bloque y el precio de potencia igual al costo de expansión o costo fijo de la central de punta, se logrará el equilibrio financiero del sistema¹⁹, es decir que los precios de potencia (PP) y energía (PE_i) sean fijados en función de los costos de inversión y producción de la última central que abasteció el sistema:

$$PE_i = b_i \text{ para } i=1,2,3...T \text{ y } PP = P_T \quad \forall$$

En un contexto donde existe libre entrada a la actividad, estos precios deberían generar las señales para que la combinación de tecnologías se vaya adecuando a la eficiente. Si a todos los generadores se les remunera al costo marginal de la tecnología más cara despachada en cada momento, todos terminan con un déficit de recuperación de costos equivalente al costo fijo unitario de la tecnología del pico. Este argumento es el que provee la racionalidad para otorgar un cargo de capacidad uniforme basado en los costos fijos de la tecnología de pico para complementar los ingresos basados en el costo marginal del sistema.

Es decir, en el óptimo se cumplirá la siguiente ecuación:

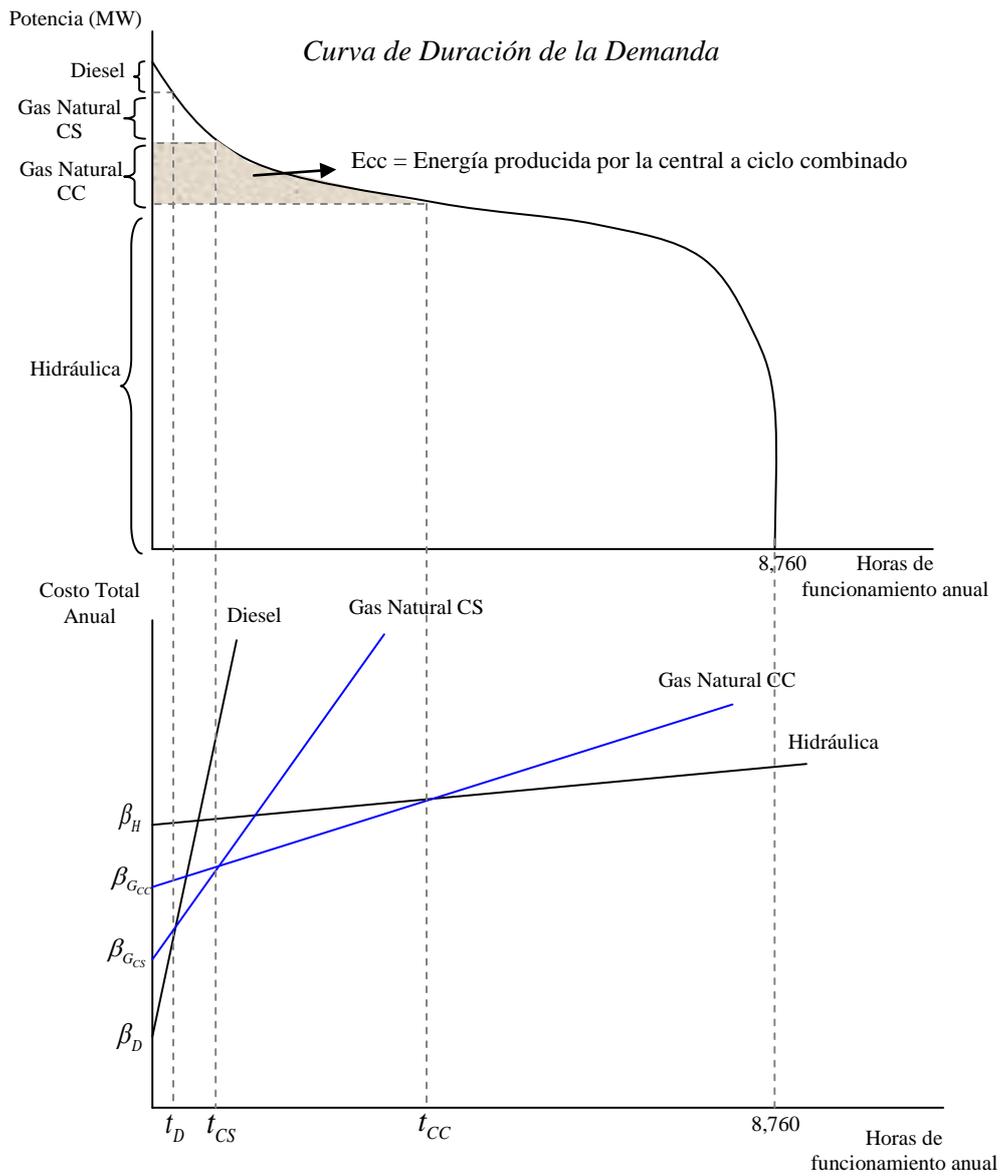
$$\sum_{i=1}^T BE_i \times PE_i + \sum_{i=1}^T PP \times Y_i = \sum_{j=1}^N b_j E_j + \sum_{j=1}^N \beta_j Y_j$$

$$\sum_{i=1}^T BE_i \times b_i + \sum_{i=1}^T \beta_i Y_i = \sum_{j=1}^N b_j E_j + \sum_{j=1}^N \beta_j Y_j$$

En el Cuadro N° 2 se presenta un ejemplo donde se ha tratado de representar una curva de duración de la demanda con niveles similares al peruano y los costos de las tecnologías al alcance actualmente. Usando las condiciones descritas anteriormente se encuentra la combinación óptima de tecnologías (cuanta capacidad instalar de cada una) y se muestra como se llega al equilibrio financiero de todas las centrales pagando la potencia igual al costo fijo de la unidad de punta y la energía al costo variable marginal en cada bloque horario. Se presenta también el precio monómico (suma de los precios de potencia y energía expresados en US\$ por MWh).

¹⁹ La demostración del equilibrio financiero bajo este esquema se muestra en el Anexo N° 4.

Gráfico N° 18: Minimización de Costos Totales de Abastecimiento



Cuadro N° 2: Ejemplo de Obtención de Combinación Óptima de Tecnologías y Precios de Energía y Potencia sin considerar el Valor de la Energía No Suministrada

Cálculo de Anualidades

Tipo de Central	Costo Unitario (miles de US\$ por MW)	Duración (años)	Factor de Anualidad	Anualidad (miles de US\$ por MW año)	Costo fijo de operación y mantenimiento (%)	Costo fijo de OyM (miles de US\$ por MW año)	Costo fijo anual (miles de US\$ por MW año)
Diesel	350	25	0.127	44.6	3%	10.50	55.12
Gas Natural a Ciclo Simple	400	25	0.127	51.0	3%	12.00	63.00
Gas Natural a Ciclo Combinado	550	25	0.127	70.1	3%	16.50	86.62
Hidráulica	1,300	40	0.121	157.7	2%	26.00	183.69
Tasa de Descuento	12%						

Cálculo de Costos Variables

Tipo de Central	Costo Unitario (US\$ por combustible) *	Consumo Específico (Combustible por MWh) **	Costo Variable Combustible (US\$ por MWh)	Costo Variable No Combustible (US\$ por MWh)	Costo Variable (US\$ por MWh)
Diesel	659.7	0.2	131.9	7.0	138.9
Gas Natural a Ciclo Simple	2	9.5	19.0	1.0	20.0
Gas Natural a Ciclo Combinado	2	6.0	12.0	1.0	13.0
Hidráulica	0.2	0.3	0.1	0.8	0.9

* Combustibles Líquidos: US\$/Ton, Gas Natural = US\$/MMBTU

** Combustibles Líquidos: Ton/MWh, Gas Natural: MMBTU/MWh

*** Barriles de petróleo por Tonelada Equivalente de Petróleo

7.33

*** Precio del Barril de Petróleo

90

Tecnología	Costo Fijo Anual "B" (US\$ por MW año)	Costo Variable "b" (US\$ por MWh)	$\beta_i = \frac{\beta_{i+1} - \beta_i}{b_i - b_{i+1}}$	Potencia (MW)	Energía producida por Tipo de Tecnología (MWh)
Diesel	55,125	138.940	66	17	548
Gas Natural a Ciclo Simple	63,000	20.000	3,375	827	1,423,280
Gas Natural a Ciclo Combinado	86,625	13.000	8,000	1,156	6,575,798
Hidráulica	183,695	0.866	8,760	2,000	17,448,174

Curva de Duración lineal D(t) = Máxima Demanda - m*t

Intercepto (Máxima Demanda)	4,000
Pendiente (m)	0.25
Demanda Mínima	1,810
Horas en el año	8,760
Demanda de Energía Total	25,447,800
Factor de Carga	72.6%

Resultados Adicionales

Tecnología	Participación en la Potencia (%)	Participación en la Energía (%)	Factor de Planta por Tecnología (%)
Diesel	0.4%	0.0%	0.4%
Gas Natural a Ciclo Simple	20.7%	5.6%	19.6%
Gas Natural a Ciclo Combinado	28.9%	25.8%	64.9%
Hidráulica	50.0%	68.6%	99.6%

Bloque	Energía por Bloque (MWh)	Costo Marginal de Energía (US\$ por MWh)	Costo de Energía por Bloque (miles de US\$)
Bloque I	264,291	138.9	36,720,647
Bloque II	11,811,878	20.0	236,237,569
Bloque III	11,923,456	13.0	155,004,928
Bloque IV	1,448,174	0.9	1,254,119
Total	25,447,800		429,217,262

Precios Marginales

Precio Marginal Promedio de Energía (US\$ por MWh)	16.87
Precio de Potencia Marginal expresado en Energía (US\$ por MWh)	8.66
Precio Monómico (US\$ por MWh)	25.53

Equilibrio Financiero del Sistema

Tecnología	Ingreso por Energía (miles de US\$)	Costo por Energía (miles de US\$)	Diferencia en Energía (miles de US\$)	Ingreso por Potencia (miles de US\$)	Costo de Potencia (miles de US\$)	Diferencia en Potencia (miles de US\$)	Neto	Costo Medio (US\$ por MWh)
Diesel	76,135	76,135	-	912,454	912,454	-	-	1,804.1
Gas Natural a Ciclo Simple	34,979,770	28,465,592	6,514,178	45,599,247	52,113,425	(6,514,178)	-	56.6
Gas Natural a Ciclo Combinado	121,905,777	85,485,377	36,420,400	63,735,700	100,156,099	(36,420,400)	-	28.2
Hidráulica	272,255,580	15,110,119	257,145,461	110,252,557	367,398,018	(257,145,461)	-	21.9
	429,217,262	129,137,223	300,080,039	220,499,958	520,579,997	(300,080,039)	-	25.5

Costo e Ingreso Total (miles de US\$) 649,717,220

Introducción del Valor de la Energía No Suministrada (VOLL)

La necesidad de un pago de capacidad basado en el costo de expansión o costo fijo de unidad que opera en la punta para garantizar la recuperación de costos de la generación puede ser eliminada introduciendo la posibilidad de un corte de demanda o cantidad de energía no suministrada cuando el costo para el sistema de cubrir este consumo es mayor al valor que le otorgan los consumidores a tener electricidad (conocido como “Value of Lost Load” o VOLL).

Este resultado se obtiene introduciendo el VOLL como una suerte de tecnología con cero de costo fijo y el coste marginal igual al VOLL unitario. En este caso ya no es eficiente instalar capacidad para suministrar a toda la demanda, pues existirán cantidades demandadas que se dan solo unas pocas horas al año cuyo abastecimiento llevaría a pagos muy altos (pues el costo fijo de la central punta tendría que repartirse en muy pocas horas de operación). Ello da origen a un nivel de demanda que en el óptimo no debe ser servida, la cual se obtiene de comparar el costo total de suministro de una carga adicional en las horas punta (usando los costos fijos y de operación de la tecnología marginal) con el valor que a esta energía le otorgan los consumidores. Ello implica comparar los valores del costo total ($CV_D \times t_v + CF_D$) con el valor total para los usuarios ($VOLL \times t_v$). El tiempo óptimo de corte se obtiene despejando “ t_v ” cuando ambos valores son iguales:

$$(CV_D \times t_v + CF_D) = VOLL \times t_v \Rightarrow t_v = \frac{CF_D}{Voll - CV_D}$$

Matemáticamente, el problema de optimización que se debe resolver es el siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & Voll \times ENS + \beta \sum_{i=1}^{i=T} Y_i b_i \times E_i + \sum_{i=1}^{i=T} i \quad i \\ & \{Y_i, t_i\} \\ \text{s.a:} \quad & \sum_I^T Y_i + PNS = Dmax \end{aligned}$$

Donde:

- E_i : Es la cantidad de energía despachada al sistema por la unidad i .
- Y_i : Es la potencia que suministra al sistema la unidad i .
- Dmax: Es la demanda de potencia del sistema.
- PNS: Es la potencia no suministrada
- ENS: Es la energía no suministrada
- VOLL: Valor de la energía no suministrada

Así, el precio durante el período donde una parte de la carga se raciona debe ser el igual al *VOLL* unitario. Pagar a los generadores ese precio de entrega durante períodos de escasez de suministro les proporcionará ingresos equivalentes a los que se obtendrían con el pago por capacidad y permitirá mantener el equilibrio financiero del sistema. Es decir que en el óptimo debe cumplirse:

$$\sum_{i=1}^T BE_i \times PE_i = \sum_{j=1}^T b_j E_j + \sum_{j=1}^T \beta_j Y_j$$

$$BE_T \times Voll + \sum_{i=1}^{T-1} BE_i \times b_i = \sum_{j=1}^T b_j E_j + \sum_{j=1}^T \beta_j Y_j$$

Donde:

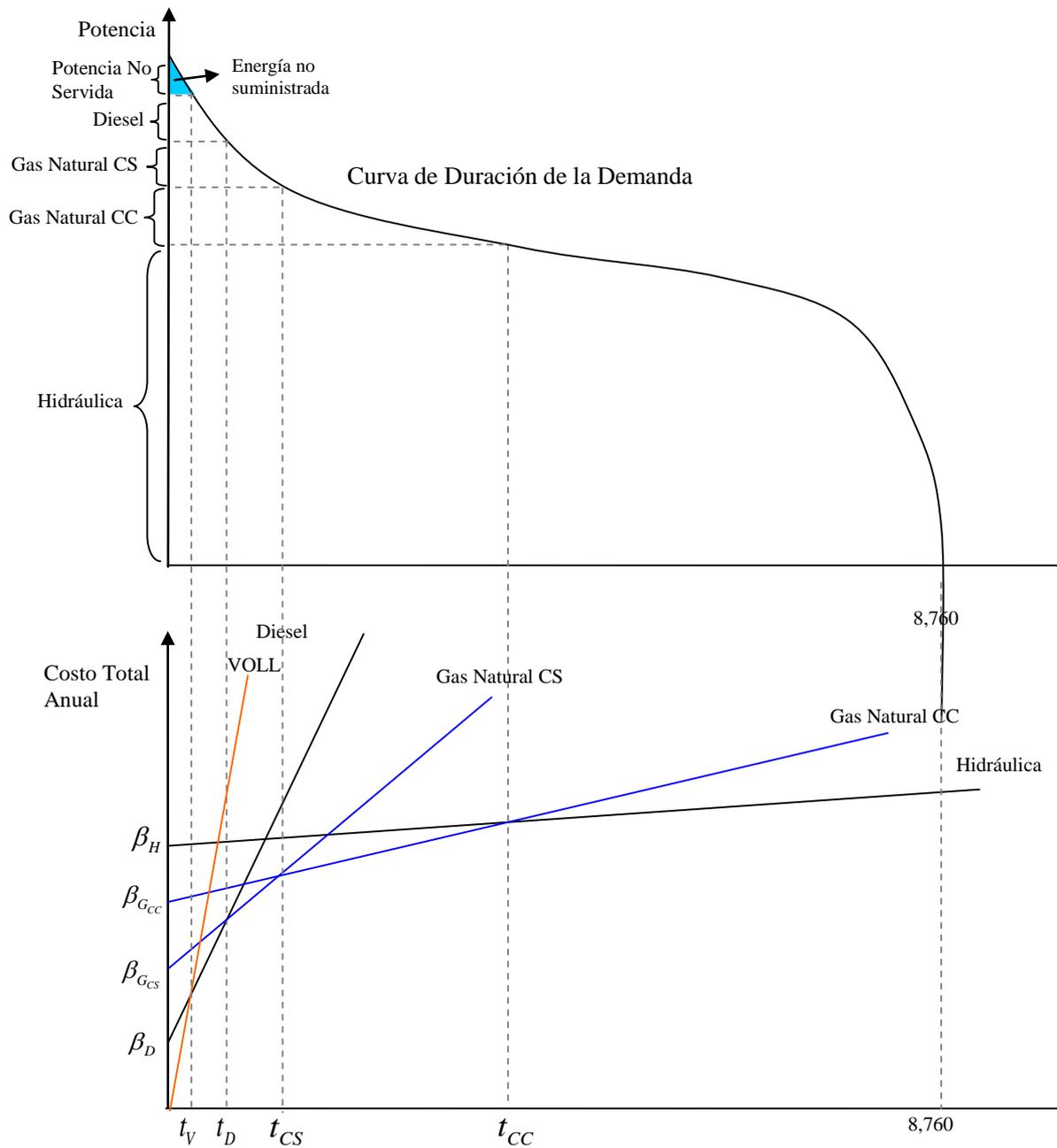
BE_i : Energía consumida en el bloque i

PE_i : Precio de Energía en el bloque i (igual a b_i o costo marginal de la última central e igual al *VOLL* en el bloque punta)

El precio promedio de energía bajo este esquema será equivalente al costo medio de producción del sistema. Este modelo presenta algunas ventajas sobre el sistema de un pago de capacidad uniforme, pues incorpora la disponibilidad a pagar por energía de los consumidores, haciendo que se instale menos capacidad cuando se va a utilizar muy pocas horas, lo cual reduce los costos totales de abastecimiento.

En el Cuadro N° 3 se presenta un ejemplo con mismos datos que el presentado con el esquema de minimización de costos discutido anteriormente, pero introduciendo la existencia del *VOLL* máximo y por lo tanto la posibilidad de energía no suministrada en el óptimo. Se puede ver que el nivel de capacidad a instalarse en el sistema ha disminuido ya que para demandas que están presentes menos de 16.4 horas al año no es económico instalar capacidad. En este cuadro también se presenta la nueva combinación óptima de tecnologías y el precio de energía promedio del sistema, el cual es ligeramente menor al precio monómico del sistema del ejercicio anterior.

Gráfico N° 19: Minimización de Costos considerando la posibilidad de energía no Suministrada



Cuadro N° 3: Ejemplo de Obtención de Combinación Óptima de Tecnologías y Precio de Energía considerando el Valor de la Energía No Suministrada

Cálculo de Anualidades

Tipo de Central	Costo Unitario (miles de US\$ por MW)	Duración (años)	Factor de Anualidad	Anualidad (miles de US\$ por MW año)	Costo fijo de operación y mantenimiento (%)	Costo fijo de OyM (miles de US\$ por MW año)
Voll						
Diesel	350	25	0.127	44.6	3%	10.50
Gas Natural a Ciclo Simple	400	25	0.127	51.0	3%	12.00
Gas Natural a Ciclo Combinado	550	25	0.127	70.1	3%	16.50
Hidráulica	1,300	40	0.121	157.7	2%	26.00
Tasa de Descuento	12%					

Cálculo de Costos Variables

Tipo de Central	Costo Unitario (US\$ por combustible) *	Consumo Específico (Combustible por MWh) **	Costo Variable Combustible (US\$ por MWh)	Costo Variable No Combustible (US\$ por MWh)	Costo Variable (US\$ por MWh)
Voll					3500
Diesel	659.7	0.2	131.9	7.0	138.9
Gas Natural a Ciclo Simple	2	9.5	19.0	1.0	20.0
Gas Natural a Ciclo Combinado	2	6.0	12.0	1.0	13.0
Hidráulica	0.2	0.3	0.1	0.8	0.9

* Combustibles Líquidos: US\$/Ton, Gas Natural = US\$/MMBTU

** Combustibles Líquidos: Ton/MWh, Gas Natural: MMBTU/MWh

*** Barriles de petróleo por Tonelada Equivalente de Petróleo

7.33

**** Precio del Barril de Petróleo

90

Tecnología	Costo Fijo Anual "B" (US\$ por MW año)	Costo Variable "b" (US\$ por MWh)	$t_i = \frac{\beta_{i+1} - \beta_i}{b_i - b_{i+1}}$	Potencia (MW)	Energía producida por Tipo de Tecnología (MWh)
Voll	-	3500.0		16.4	4.1
Diesel	55,125	138.9		66	12
Gas Natural a Ciclo Simple	63,000	20.0		3,375	827
Gas Natural a Ciclo Combinado	86,625	13.0		8,000	1156
Hidráulica	183,695	0.9		8,760	2000
					17,448,174

Curva de Duración lineal D(t) = Máxima Demanda - m*t

Intercepto (Máxima Demanda)	4,000
Pendiente (m)	0.25
Demanda Mínima	1,810
Horas en el año	8,760
Demanda de Energía Total	25,447,800
Demanda de Energía Suministrada	25,447,766
Factor de Carga	72.7%

Resultados Adicionales

Tecnología	Participación en la Potencia (%)	Participación en la Energía (%)	Factor de Planta por Tecnología (%)
Potencia No Servida	0.1%	0.000%	0.1%
Diesel	0.3%	0.002%	0.5%
Gas Natural a Ciclo Simple	20.7%	5.593%	19.6%
Gas Natural a Ciclo Combinado	28.9%	25.840%	64.9%
Hidráulica	50.0%	68.565%	99.6%

Bloque	Energía por Bloque (MWh)	Costo Marginal de Energía (US\$ por MWh)	Valor de Energía por Bloque (miles de US\$)
Bloque V	65,537	3,500.0	229,379,647
Bloque IV	198,721	138.9	27,610,258
Bloque III	11,811,878	20.0	236,237,569
Bloque II	11,923,456	13.0	155,004,928
Bloque I	1,448,174	0.9	1,254,119
Total	25,447,766		649,486,521

Precios Marginales

Precio Marginal Promedio de Energía (US\$ por MWh)	25.52
--	-------

Equilibrio Financiero del Sistema

Tecnología	Ingreso por Energía (miles de US\$)	Costo por Energía (miles de US\$)	Costo de Potencia (miles de US\$)	Costo Medio (US\$ por MWh)
Diesel	757,890	71,463	686,427	1,474
Gas Natural a Ciclo Simple	80,579,017	28,465,592	52,113,425	56.6
Gas Natural a Ciclo Combinado	185,641,477	85,485,377	100,156,099	28.2
Hidráulica	382,508,137	15,110,119	367,398,018	21.9
	649,486,521	129,132,551	520,353,970	25.52

Costo e Ingreso Total (miles de US\$)	649,486,521
--	--------------------

Ahorro por Incorporar el Voll (miles de US\$)	230,699
Ahorro en Porcentaje	0.04%

La Introducción de Incertidumbre (LOLP)

Una característica muy importante de la provisión de electricidad es la incertidumbre sobre el comportamiento de la demanda (incrementos o descensos súbitos por una mayor o menor temperatura, entre otros) y la oferta (indisponibilidades fortuitas, comportamiento de la hidrología, entre otros), lo cual, unido a la imposibilidad de almacenar electricidad a costos razonables, genera la necesidad de tener capacidad instalada adicional o de reserva.

En este caso, el problema de minimización de costos debe plantearse en valor esperado teniendo en cuenta las distribuciones de probabilidad de la demanda y la oferta a fin de encontrar el nivel de capacidad que minimiza los costos en valor esperado teniendo en cuenta el valor de la energía no suministrada y la probabilidad de pérdida de carga (“*Loss of Load Probability*” o *LOLP*). En particular debe tenerse en cuenta que el nuevo trade-off entre instalar más capacidad a fin de evitar cortes intempestivos de electricidad versus la probabilidad de que estos ocurran. En algunos casos, cuando una empresa verticalmente integrada realizaba las inversiones en capacidad se solía considerar un *LOLP* dado, digamos de 5%, a fin de simplificar el problema, pero ello era más bien arbitrario pues el *LOLP* en verdad es endógeno (un discusión de este problema en el marco de los modelos de equilibrio de mercado se puede encontrar en Balasko, 2001). Matemáticamente, el problema de optimización simplificado que se debe resolver es el siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Min } & VOLL \times ENS \times LOLP + \sum_{i=1}^{i=T} Y_i \times EPP_i + \sum_{i=1}^{i=T} t_i \\ & \{ \tilde{Y}_i, t_i \} \\ \text{s.a: } & E\left(\sum_{i=1}^T Y_i + PNS\right) = E(D_{max}) \end{aligned}$$

Donde:

- EPP_i : Energía producida probable de la unidad i .
- \tilde{Y}_i : Es la potencia que suministra al sistema la unidad i .
- ENS: Es la energía no suministrada
- VOLL: Valor de la energía no suministrada
- LOLP: Probabilidad de Pérdida de Carga

La resolución de este problema permitirá encontrar un nivel de reserva óptimo para el sistema, el cual debe ser remunerado, lo cual se puede hacer a través de un incremento en el precio por potencia (que incorpore este margen). Si los agentes son adversos al riesgo, este margen se incrementará en proporción a su grado de aversión al riesgo.

Paralelamente, se pueden obtener los precios a cobrarse bajo la existencia de incertidumbre, los cuales en un modelo con agentes neutrales al riesgo implica que deba fijarse precios de energía diferentes en cada bloque que incorporen la probabilidad de pérdida de carga en cada momento, tal como han demostrado los papers de Crew y Kleindorfer (1976) y Chao (1983)²⁰. Este precio tendría la siguiente forma:

$$\text{Precio Esperado de Electricidad}_i = \text{SMP}_i \times (1 - \text{LOLP}_i) + \text{VOLL} \times \text{LOLP}$$

Donde:

LOLP_i: Probabilidad de pérdida de carga en el bloque i.

VOLL: Valor de la energía no suministrada.

SMP_i: Precio marginal del sistema en el bloque i.

III.3.2 Mercados de Solo Energía donde no hay pago de capacidad

El resultado discutido en la sección anterior en un entorno de planificación, donde se puede eliminar el pago de capacidad remunerando a las centrales en el bloque punta con el *VOLL* y mantener el equilibrio financiero del sistema, se suele utilizar para mostrar que este mismo resultado se puede obtener en un mercado competitivo de generación basado en ofertas de precios y cantidades por parte de los diferentes tipos de generadores.

Es decir, en un mercado competitivo de generación se obtendrá un resultado eficiente en el largo plazo sin la necesidad de introducir cargos por capacidad pues en equilibrio la oferta tendría un tramo vertical que generaría ingresos adicionales a los generadores para remunerar sus costos fijos, al igualarse el valor que le dan los usuarios a la capacidad adicional (λ) con este costo fijo (β) tal como se muestra en el Gráfico N° 20. Es decir, en un entorno donde existe libre entrada y salida del mercado las señales de precios generarán que una composición del parque generador socialmente eficiente y precios que reflejen el valor que le otorga la sociedad a la electricidad (ver Borenstein, 1999). El ingreso por sobre los costos variables que obtienen las centrales inframarginales (denominado “*scarcity rent*” o “renta de escasez”) permitirá cubrir los costos fijos y supone que la oferta del sistema tenga un último tramo vertical.

Esta propuesta de diseño de los mercados eléctrico se le conoce como “*Energy Only Electricity Market*” y ha sido desarrollada como una alternativa que introduce menos mecanismos de intervención en el mercado eléctrico (ver Hogan (2005)). Sin embargo, este mecanismo requiere

²⁰ En el Anexo N° 5 se presenta en detalle la obtención de los precios óptimos bajo incertidumbre de acuerdo al desarrollo de Chao (1983).

la posibilidad de que los precios se incrementen de forma súbita (conocidos como “Precios Rayo” o “*Spike Prices*”), los cuales permitirán la recuperación de los costos fijos de las centrales y que existan los mecanismos para transferir estas señales a los usuarios de forma tal que se genere una respuesta de la demanda.

Gráfico N° 20: Valor Sombra de Capacidad Adicional

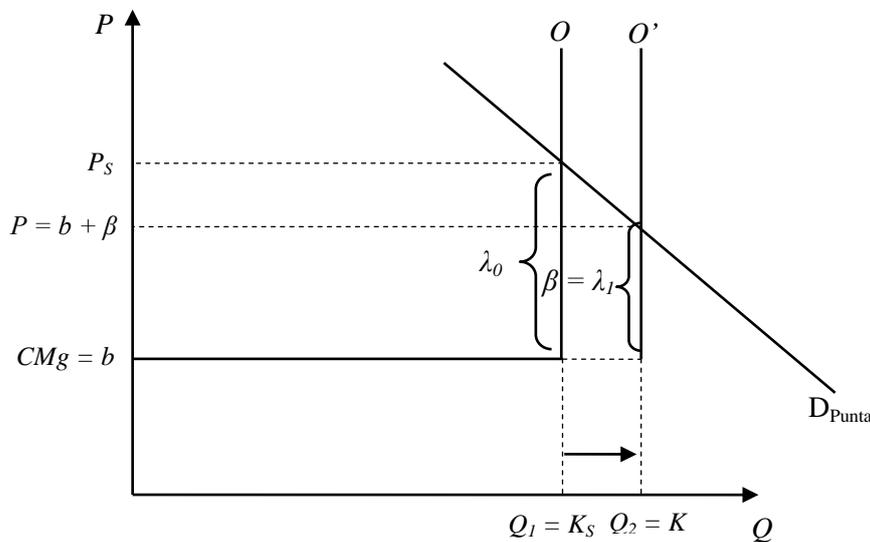
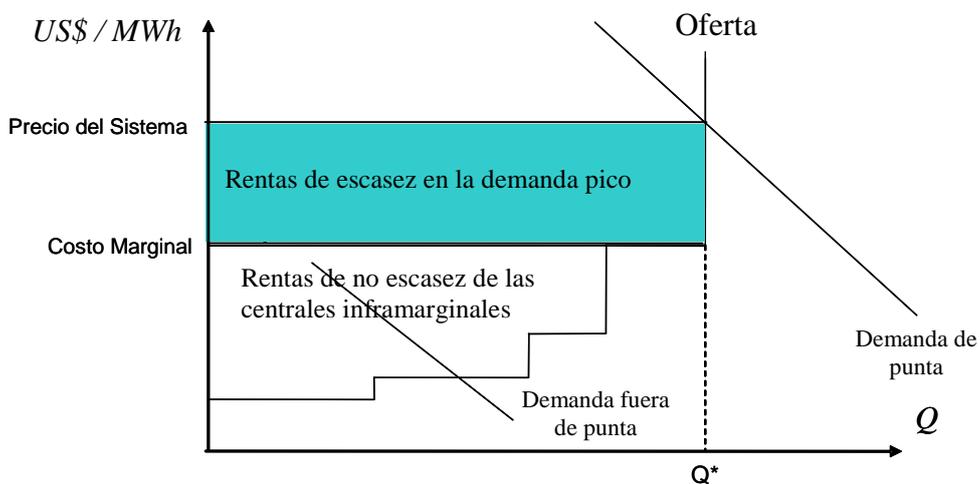


Gráfico N° 21: La Renta de Escasez y la Cobertura de los Costos Fijos



En un esquema descentralizado, donde los precios se forman por la intersección de la oferta y la demanda, una situación de desequilibrio, es decir donde la inversión en determinadas tecnologías se encuentra desadaptada, debe ser sólo temporal, pues la libre entrada y salida de inversionistas llevará a un parque generador eficiente donde se logra el equilibrio financiero del

sistema (Green, 2000). Ello se puede ilustrar mediante un ejemplo sencillo presentado por Borenstein (1999):

Oferta: se tienen dos tipos de generadores:

$G1: N = 50$	$G2: N = 100$
Capacidad = 80 MW	Capacidad = 60 MW
Costo Fijo = US\$ 926,400 mensual	Costo Fijo = US\$ 288,000 mensual
Costo Marginal = US\$ 15 por MWh	Costo Marginal = US\$ 25 por MWh

Demanda: dada por las siguientes funciones:

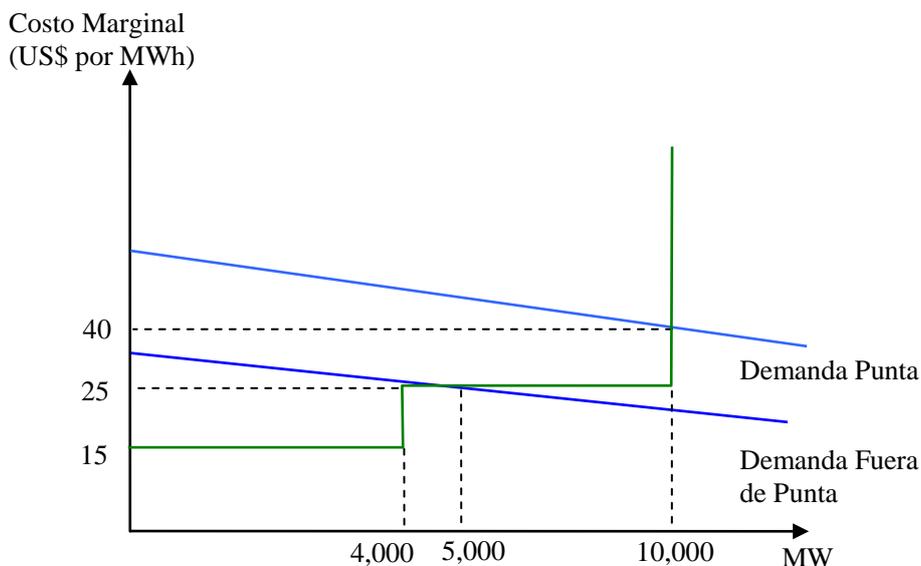
Fuera de pico: 420 horas al mes.	$P = 30 - Q/1,000$
Pico: 300 horas al mes.	$P = 50 - Q/1,000$

En este estado inicial la situación financiera de las empresas sería la siguiente:

$G1: 80 \cdot (40 - 15) \cdot 300 + 80 \cdot (25 - 15) \cdot 420 - 926,400 = \text{US\$ } 9,600$ mensual (beneficios extras).

$G2: 60 \cdot (40 - 25) \cdot 300 - 288,000 = - \text{US\$ } 18,000$ mensual (pérdidas).

Gráfico N° 22: Equilibrio Inicial en un Esquema Sin Pago de Capacidad



La existencia de ingresos extraordinarios para los generadores del tipo 1 y de déficit para los generadores del tipo 2 llevará a la instalación de mayor capacidad del tipo 1 y a la salida de

empresas del tipo 2. Así se generará la entrada de 2,000 MW G1 y la salida de 3,000 MW de G2.

Con ello los nuevos precios serían:

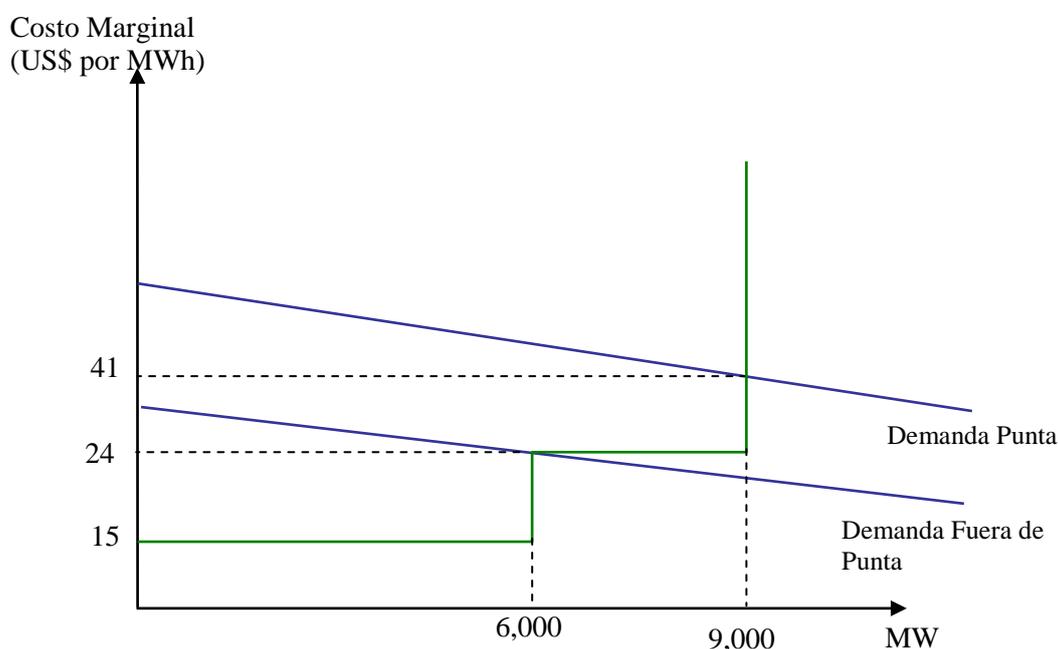
Precio Pico US\$ 41 por MWh y Precio Fuera de Pico US\$ 24 por MWh.

Las empresas de ambos tipos llegarían al equilibrio financiero donde sus ingresos serían iguales a los costos de operación e inversión (incluyendo el costo de oportunidad del capital). Así tenemos:

$$G1: \text{US\$ } 926,400 = 80 * ((41 - 25) * 300 + (24 - 15) * 420)$$

$$G2: \text{US\$ } 288,000 = 60 * (41 - 25) * 420$$

Gráfico N° 23: Equilibrio Final en un Esquema Sin Pago de Capacidad



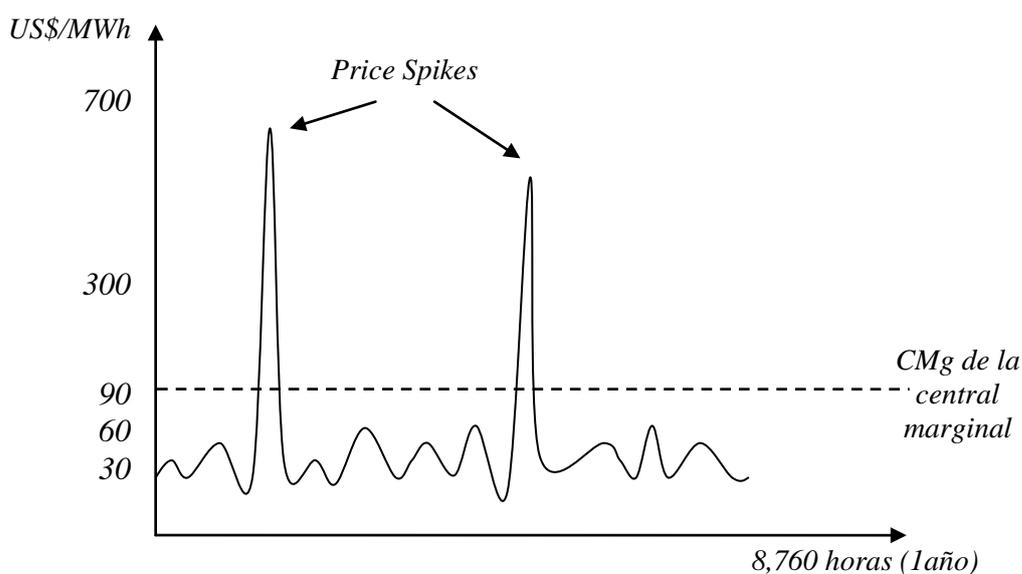
Es importante notar que la recuperación de los costos fijos para la central marginal se realiza exclusivamente mediante la “renta de escasez”, derivado de la diferencia entre el precio de mercado y el costo variable de la última central (obtenido de la intersección de la oferta con un último tramo vertical y la demanda), sirviendo este monto también para terminar de cubrir los costos fijos de las centrales inframarginales.

Este esquema en la práctica implica que los precios en determinados períodos pueden ser bastante altos en relación a los costos marginales de producción, lo cual supone una alta

variabilidad de los precios spot, por encima de la que existiría en un esquema alternativo con un pago de capacidad. Sin embargo, supone una mayor respuesta de la demanda y en el óptimo implica un menor nivel de capacidad a instalarse en el sistema.

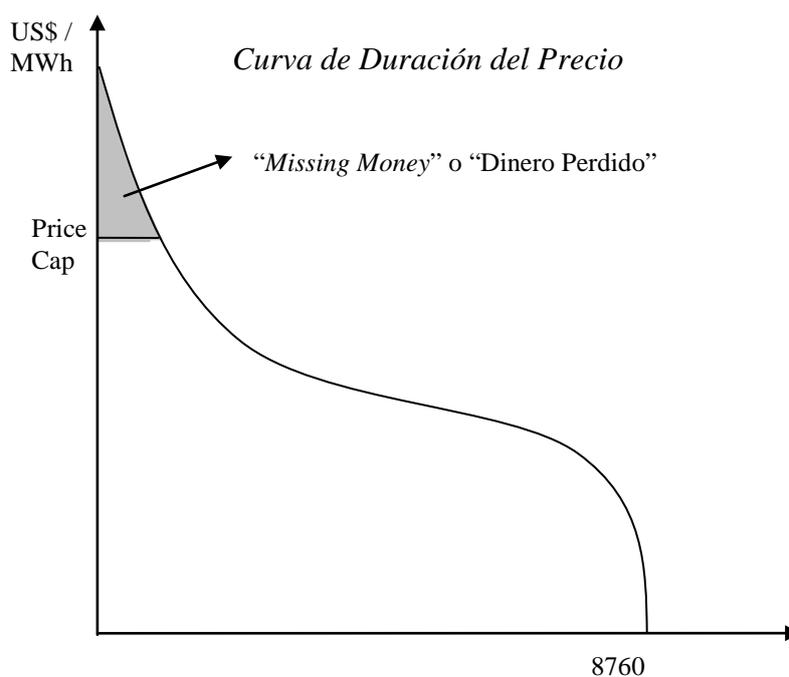
Esta necesidad de incrementos súbitos en los precios o generación de “*Prices Spikes*” en determinados períodos de corta duración (ver Gráfico N° 24) genera no solo el problema de buscar instrumentos para enfrentarla, como pueden los diferentes contratos financieros existentes en el sector eléctrico, sino que si el mercado no es lo suficientemente competitivo pueden generar rentas para los generadores lo que induce a que se discuta la posibilidad de fijar precios máximos para el sistema el sistema²¹. Sin embargo, distinguir los “*Price Spikes*” necesarios para la recuperación de los costos fijos de los derivados del abuso del poder de mercado es algo complejo y estos precios máximos en un esquema sin pago de capacidad pueden llevar a un problema para recuperar los costos totales de suministro, denominado problema de “*Missing Money*” y poner en riesgo la sostenibilidad del sistema como se muestra en el Gráfico N° 25. De acuerdo a la FERC (2005), la magnitud de este problema, es decir del dinero dejado de recuperar por la imposición de topes a los precios, en algunos mercados de Estados Unidos habría sido de cerca a la mitad de los costos fijos anuales requeridos por las centrales de punta (considerando un costo fijo anual de US\$ 65,000 por MW).

Gráfico N° 24: Precios de Electricidad con “*Price Spikes*”



²¹ Estos precios máximos se suelen denominar en las discusiones sobre este punto como “*Price Caps*”, aunque un término más adecuado usado en modelos microeconómicos sería el de “*Price Ceilings*”, pues el primer término se refiere más bien a un mecanismo de regulación por incentivos de monopolios naturales.

Gráfico N° 25: Efecto de la Imposición de Precios Máximos en Mercados de Solo Energía



Basado en Hogan (2005)

Debido a que existen una serie de restricciones institucionales y la necesidad del desarrollo de contratos e instrumentos financieros que hagan posible que los usuarios no enfrenten una volatilidad de precios desmedida en el mecanismo de pago por precios de solo energía, la implementación de este mercado es muchas veces no viable ni políticamente aceptable. Por ello, en la mayor parte de países se establecen cargos por capacidad como una forma de reducir la volatilidad de los precios y reducir la incertidumbre en el mercado.

III.3.3 Mecanismos de Remuneración de la Capacidad

Pago en base al Costo de Expansión

Tal como se discutió en la sección III.3.1, la minimización de costos del sistema eléctrico permite obtener un criterio sencillo para remunerar la capacidad, el cual consiste en fijar un pago por capacidad igual al costo de expansión del sistema o costo fijo de la central de punta.

La forma como se implementa este resultado en la práctica en el caso de la energía es ordenar los costos variables de cada central de menor a mayor construyéndose de esta forma la curva de oferta y que el precio de energía se fije de acuerdo al costo variable (o precio declarado) de la última unidad que ingresó a despachar energía para cubrir la demanda registrada en un momento del tiempo. Paralelamente, se establece un cargo de capacidad que permita la

inversión que cubra el incremento marginal de la demanda de potencia. Este corresponde a la anualidad de la inversión y costo fijo anual de la central que abasteció la máxima demanda. El precio monómico (suma del precio de energía promedio más el precio de potencia expresado en energía) será igual al costo medio del sistema. En el caso chileno y peruano se ha adoptado este esquema.

El cargo por capacidad basado en el costo fijo de la central térmica de punta ha sido recientemente criticado a nivel teórico por Arellano y Serra (2007). En este caso, el costo marginal de producción ahora incluye el valor marginal del agua y el costo de capacidad dependerá de los costos relativos de ambas tecnologías y de la relación entre el factor de planta de la central hidráulica con el factor de carga del sistema, por lo que no siempre el cargo de capacidad estará asociado al costo fijo de la central térmica de punta, sino que dependerá de la capacidad de embalse de los generadores hidrotérmicos pudiendo ser igual a cero.

Pago por Capacidad basado en el VOLL por el LOLP

Tal como se discutió en la sección III.3.1, el precio esperado de electricidad para un determinado bloque horario, tendrá la siguiente forma:

$$\text{Precio Esperado de Electricidad} = \text{SMP} \times (1 - \text{LOLP}) + \text{VOLL} \times \text{LOLP}$$

Reordenando tenemos:

$$\text{Precio Esperado de Electricidad} = \underbrace{\text{SMP}}_{\text{Precio de Energía}} + \underbrace{\text{LOLP} \times (\text{VOLL} - \text{SMP})}_{\text{Precio de Potencia}}$$

Así, el cargo por capacidad viene a ser el producto de la probabilidad de pérdida de carga en ese bloque (*LOLP*) y la diferencia entre el *VOLL* y el Precio Marginal del Sistema, que viene a ser la oferta del último generador despachado:

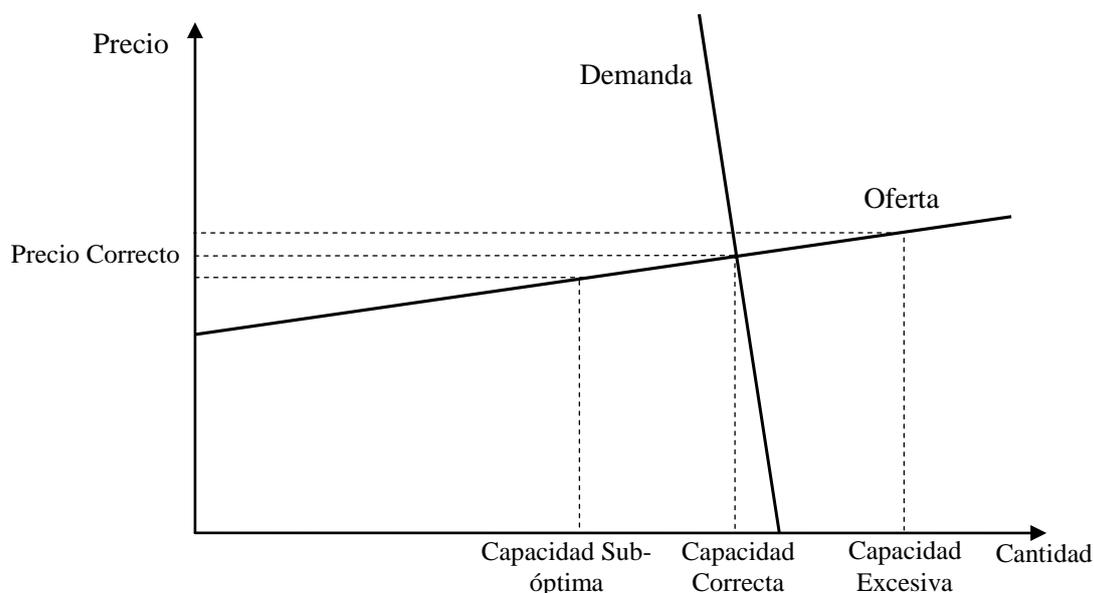
$$\text{Pago de Capacidad} = \text{LOLP} \times (\text{VOLL} - \text{SMP})$$

Este pago por capacidad se estableció en la reforma llevada a cabo en Inglaterra y Gales en 1989 y era trasladado proporcionalmente a los consumidores como un cargo adicional en las tarifas. La base teórica de este enfoque era que el *VOLL* daba una señal a los generadores de hasta qué punto era rentable invertir en capacidad de planta que excedía la máxima demanda. A mayor *LOLP*, mayor pago por capacidad, y mayor disposición de los generadores a construir capacidad adicional.

En este tipo de mercados con imposiciones cuantitativas de capacidad, se han desarrollado mercados secundarios, formales e informales, que permiten a los responsables de abastecer la demanda la compra/venta de los contratos de capacidad. La obligación de contratar permite a los generadores recaudar ingresos extra para cubrir los costos fijos de la reserva de capacidad no utilizada en el sistema, dando incentivos al sistema para construir reservas más allá de las necesidades de corto plazo para cubrir los servicios complementarios. Desde el punto de vista económico, la imposición de contratar funciona como un control de cantidad en el mercado de la reserva de capacidad, lo cual puede ser comparado con otro mecanismo de intervención, como es la fijación del precio de la capacidad.

El argumento clásico de intervención de precios versus cantidades sugiere que, si la demanda es casi vertical y la curva de oferta es horizontal, un pequeño error en la fijación del precio de la capacidad resulta en un error importante en la cantidad de capacidad ofrecida, por lo que el control directo de la capacidad proporciona una forma de intervención más adecuada. Por otra parte, desde el punto de vista de la confiabilidad del sistema, la obligación de instalación de capacidad es vista como un mecanismo más seguro que el otorgamiento del pago por capacidad, cuya correspondiente inversión puede o no materializarse. Sin embargo, esta también es una alternativa administrativa no guiada por señales de mercado.

Gráfico N° 27: Fijación de Precios versus Intervención Cuantitativa en Capacidad



Fuente: Ruff (1999).

Sin embargo, estos mercados, conocidos como *ICAP* (“*Installed Capacity*”) y luego *ACAP* (“*Available Capacity*”) no han estado adecuadamente diseñados, pues en muchos casos no diferencian las necesidades de reserva operativa de la requerida en el mediano y los sistemas de pagos, en muchos casos mensuales, no permiten su utilización para el financiamiento de inversiones. A su vez, pueden contribuir a mejorar la capacidad del sistema pero no asocian un precio a la energía producida ante requerimientos del sistema.

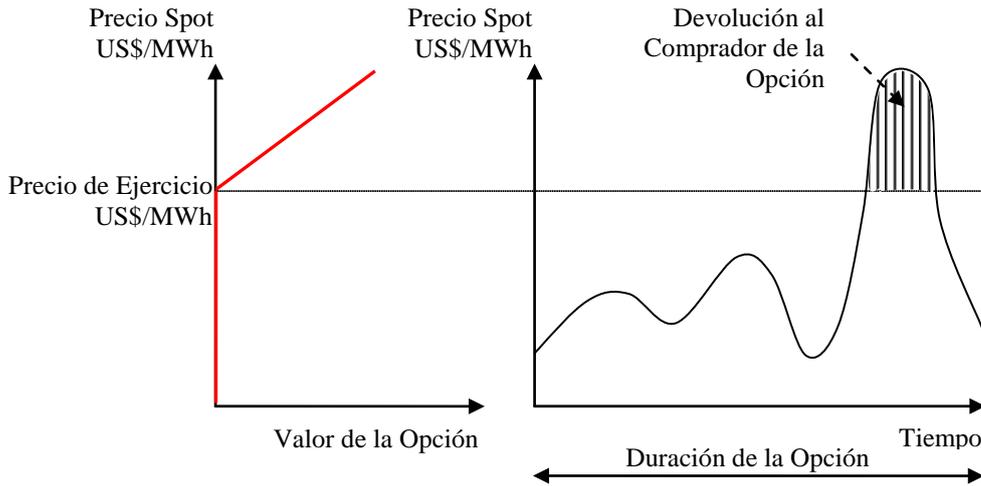
Sistemas Obligatorios de Seguros o Hedging

Puesto que el sistema de requerimientos cuantitativos de contratación de capacidad puede implicar una sobre inversión si el porcentaje requerido, ex-post, es excesivo, una alternativa con menor intervención directa en el mercado es la creación de *Sistemas Obligatorios de Seguros o Hedging*, la cual consiste en requerir que los distribuidores y comercializadores mantengan contratos que le aseguren una estabilidad de precios en circunstancias de escasez. Esto es equivalente a requerir que los distribuidores y comercializadores mantengan *hedges* por ciertos porcentajes de su demanda pico a un cierto precio de ejercicio (“*Strike Price*”).

En este sistema los generadores garantizan la disponibilidad de su capacidad para producir energía a un precio de ejercicio. El “cargo por capacidad” aquí es la prima por el *call option* sobre la capacidad comprometida. Cuanto más alta la prima, más bajo el precio de ejercicio y viceversa. Los “pagos por capacidad” implícitos salen como resultado espontáneo del mercado de primas, que no es uniforme, y que depende de los diferentes precios de ejercicio que se ofrezcan, lo cual a su vez depende de las preferencias de manejo de riesgos de los distintos actores, tanto compradores como vendedores.

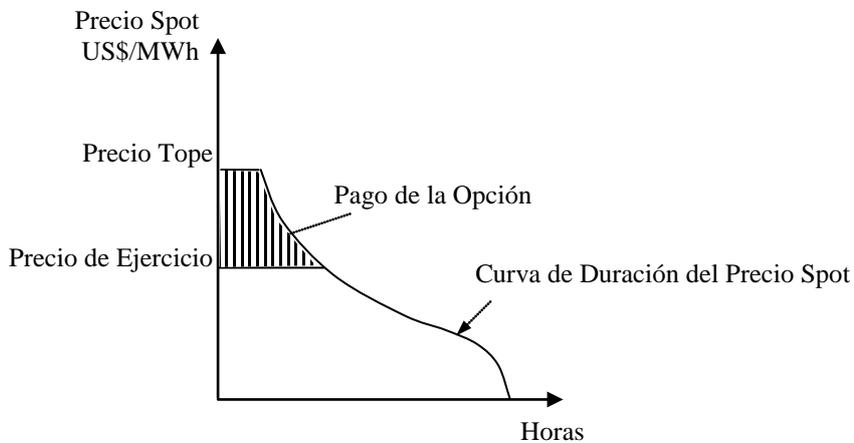
Este sistema no solo sirve para mejorar la adecuación del parque en el mediano plazo financiando las nuevas inversiones, sino que permite cubrir los riesgos de corto plazo. En el Gráfico N° 28 se representa el pago de la opción (sin descontar la prima) para un precio de ejercicio predeterminado. Por otra parte, en el Gráfico N° 29 se representa este mismo pago pero usando la curva de duración del precio (donde se ordenan los precios de mayor a menor), pero considerando la existencia de un precio tope en el mercado *spot*.

Gráfico N° 28: Valor de una Opción de Capacidad a un Precio de Ejercicio dado



Fuente: Oren (2005).

Gráfico N° 29: Pago de la Opción cuando hay Precios Tope en el Mercado Spot



Fuente: Oren (2005).

La ecuación general de beneficios de corto plazo para un generador que posee un contrato por diferencias más opciones cuando cubre todos sus contratos es la siguiente:

$$\pi = Q_c * P_c + (Q(P_s) - Q_c) * P_s + (Q_c - Q_s) * (\text{Strike Price} - P_s) - CM * Q(P_s) - C$$

El tercer término de la ecuación se aplicará siempre y cuando se cumplan las dos condiciones siguientes:

$(Q_c - Q_s) > 0$, es decir, que el generador sea deficitario pues la cantidad demandada en sus contratos es mayor que la cantidad de energía producida.

$(P_s - Strike Price) > 0$, es decir, que el precio “spot” sea mayor que el precio de ejercicio o máximo precio que el generador está dispuesto a comprar en el pool antes de ejercer su contrato de opción.

C viene a ser el pago de la prima (el cual podría por ejemplo pagarse en forma de mensualidades).

Sin embargo, como se ha mencionado, los generadores no requieren cubrir necesariamente todos sus contratos con la compra de opciones de capacidad, sino solo un porcentaje, tal como plantean Cramton y Stoft (2008). En este caso, la ecuación anterior se puede modificar de la siguiente forma:

$$\pi_v = Q_C * P_C + (Q(P_s) - Q_C) * P_s + \alpha(Q_C - Q_S) * (Strike Price - P_s) - CM * Q(P_s) - C$$

Siendo $\alpha = \frac{Q_{hedge}}{Q_C}$, es decir la proporción de sus compromisos contractuales cubiertos con la

opción de compra de capacidad.

Una forma de implementar este mecanismo, tal como plantean Cramton y Stoft (2008), es mediante un requerimiento centralizado donde a partir de determinado “Strike Price” del sistema, los generadores sean responsables por los retiros en la proporción de opciones de capacidad que hayan vendido. En este caso, cuando el precio spot está encima del precio de ejercicio de la opción, la ecuación de sus beneficios variables será la siguiente:

$$\pi_v = Q_C * P_C + Strike Price(Q_{share} - Q_C) + P_s * (Q_S - Q_{share}) - CM * Q(P_s)$$

Siendo Q_{share} la cantidad de opciones de compra de capacidad que ha vendido al sistema.

Como se puede ver, un generador que contribuya al sistema en la proporción que se ha comprometido descontando sus propios retiros tendrá un ingreso neto por sus ventas al “Strike Price”. Sin embargo, si se ha comprometido por un nivel mayor, tendrá que comprar energía al precio spot del mercado de balance. Este esquema se le ha denominado “The three-settlement system”.

Un resultado que debe mantener este modelo es garantizar el equilibrio financiero de las empresas, lo cual implica que se cumpla la siguiente ecuación:

$$Q_c * P_c + Strike Price(Q_{share} - Q_c) + P_s * (Q_s - Q_{share}) + C = CF + CMg * Q(P_s)$$

Este sistema de seguros tiene varias ventajas. Primero, reconoce la naturaleza privada del nivel de adecuación de la reserva de capacidad. Segundo, permite la elección del consumidor sobre el nivel deseado de contratación de seguros para su cobertura de riesgo precio, promoviendo un sistema no uniforme de pagos por capacidad a los generadores (en forma de premios de seguro). Tercero, minimiza el riesgo de equivocarse en la compensación a los generadores, ya que el cargo de capacidad implícito surge de un mecanismo que simula en forma más cercana un mecanismo de mercado. Cuarto, genera un sistema de aseguramiento de abastecimiento que reduce la volatilidad de los precios de energía.

El sistema de seguros con requerimientos de contratación mínima de reserva de capacidad, puede ser interpretado como una variante del sistema de requerimientos cuantitativos de capacidad, con la diferencia fundamental de que se reduce la volatilidad de los precios de energía, y que se genera un mercado secundario de primas de seguros que, de ser suficientemente líquido, provee soluciones más parecidas a las de mercado. El pago bruto de esta opción de capacidad es el siguiente:

$$Pago Opción = Max(S_T - K, 0)$$

Donde:

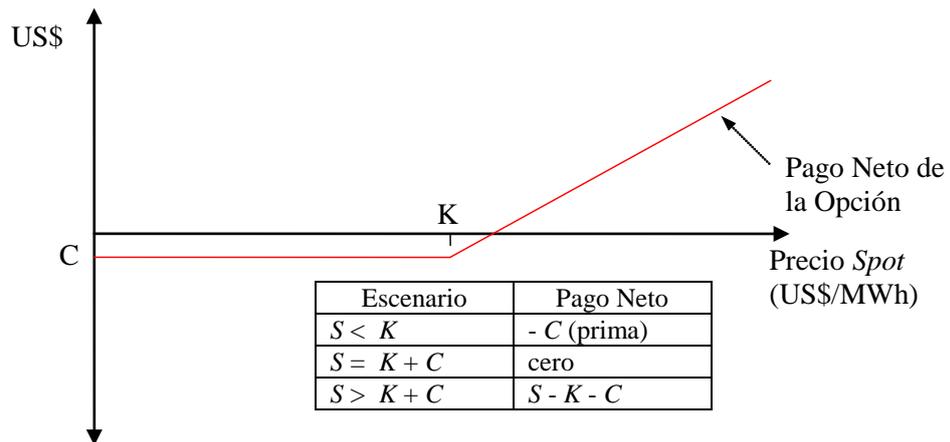
S_T = Precio del mercado spot en el período T

K = Precio de ejercicio de la opción.

C = Prima de la opción

En el Cuadro N° 4 se presenta un resumen de las ventajas y desventajas de este sistema de acuerdo a Pérez Arriaga et al (2001), en una de las primeras propuestas de este esquema para el caso colombiano, aunque debe mencionarse que algunas de las desventajas se han ido superando en planteamientos posteriores.

Gráfico N° 30: Pago de Capacidad mediante una Opción de Compra de Capacidad



Fuente: Oren (2003).

Cuadro N° 4: Ventajas y Desventajas del Sistema de Requerimiento Obligatorio de Seguros

Ventajas	Desventajas
Responde a un diseño avanzado basado en mecanismos de mercado.	Es un diseño novedoso y no existe mayor experiencia internacional para evaluar los resultados.
Existe un producto claramente identificado por el cual los agentes del sistema pagan y se comprometen a otorgar.	Es un mercado donde las subastas se convocan con un periodicidad de una vez al año por lo que los resultados comprometen al sistema en un período relativamente largo.
El ente regulador no interviene en la determinación del precio ni en la asignación del pago.	Si bien la intervención regulatoria es menor, existen variables que se deben fijar como la determinación de la cantidad a contratar total, lo cual tampoco es sencillo (aunque es mejor que intervenir en el precio).
Estabiliza los ingresos de los generadores, especialmente los de punta.	La introducción del sistema genera incertidumbre sobre la evolución de los ingresos de los generadores (y sobre el pago que se cargaría a la demanda).
Responde a un diseño de mercado que posibilita desarrollos hacia una mayor participación de la demanda.	Requiere modificar otros aspectos del diseño de mercado: formato de ofertas, aplicación del precio de racionamiento, separación de precios de energía y confiabilidad y una nueva interpretación de los contratos de largo plazo.
No requiere medir o auditar la disponibilidad de los grupos sino que se basa en el cumplimiento de los compromisos adquiridos.	
Tanto los montos de remuneración como los criterios de asignación responden a los desarrollos de la teoría microeconómica.	
Permite la participación activa de los potenciales entrantes sirviendo de señal para incentivar inversiones eficientes.	

Fuente: Pérez Arriaga et al (2000).

Por último, debe mencionarse que si bien el uso de contratos de cobertura de capacidad es una propuesta cuya implementación todavía es paulatina a nivel internacional, se han desarrollado recientemente una serie de papers que analizan sus ventajas teóricas en el manejo de riesgos, reducción del poder de mercado e incremento de la confiabilidad del mercado eléctrico. Este esquema viene siendo implementado en Nueva Inglaterra (un mercado eminentemente térmico) y en Colombia (predominantemente hidráulico) desde el año 2008.

En el caso colombiano, el modelo implementado ha incorporado algunas características de diseño particulares como la definición de un precio de escasez a partir del cual se activa la obligación de los generadores que están siendo remunerados a través del cargo por confiabilidad. El precio de escasez establecido fue inicialmente de US\$ 100 por MWh. A su vez, las subastas se basan en la oferta de “energía firme”, debido a que se ha considerado que en un sistema hidrotérmico la contribución a la confiabilidad se debe medir en los períodos secos y no necesariamente en los momentos de máxima demanda (ver CREG, 2008), la cual se utiliza como medida para repartir entre los generadores las obligaciones adquiridas por la venta de los contratos de confiabilidad. Las primeras subastas han dado cargos por confiabilidad de US\$ 13,045 US\$/MWh para el 2008 y de 13,889 US\$/MWh para el 2011 – 2012. Las subastas del cargo de confiabilidad parten de definir la energía firme de las centrales para determinar luego el precio que equilibre la oferta y demanda total del sistema usando un tipo de subasta denominado “reloj descendente”, el cual se inicia con un precio igual a dos veces el costo del entrante, valor calculado por la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) y ya conocido por los agentes, y el anuncio del mínimo precio al cual cerrará la primera ronda de la subasta. Entre esos dos precios los agentes construyen sus curvas de oferta de energía firme. Luego se va reduciendo el precio hasta que el exceso de oferta inicial se anula.

III.3.4 Balance de las Propuestas

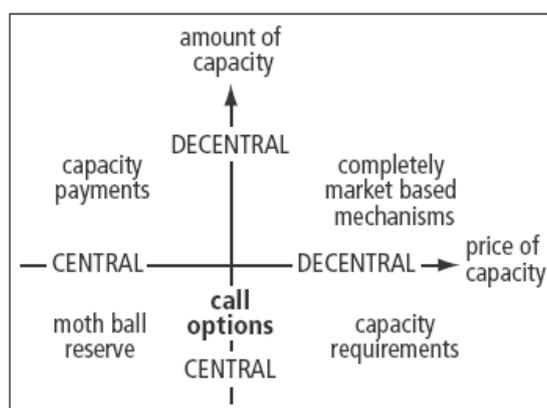
Como se ha podido ver, la provisión de capacidad de generación que otorgue confiabilidad al sistema eléctrico se ha tornado en uno de los principales temas de discusión en el diseño de los mercados eléctricos y las reformas a nivel mundial. El problema surge principalmente de algunas características peculiares del proceso de suministro de electricidad como la imposibilidad de almacenamiento y la existencia de shocks de oferta y demanda. Es por ello que en los mercados donde se ha reformado el sector, se ha optado por diferentes alternativas para proveer capacidad, las cuales tienen en menor o mayor grado un nivel de centralización de las decisiones ya sea sobre los precios o el margen de reserva, y por lo tanto sobre la capacidad total requerida por el sistema. Sobre este último punto, los nuevos desarrollos se orientan hacia

alinear mejor las preferencias de los consumidores por confiabilidad y los precios que estos asumirían con los requerimientos de capacidad solicitados al sistema.

Así, Cramton and Stoft (2006)²² estiman que los niveles tradicionales de los márgenes de reserva en EEUU, entre 20% y 30%, corresponden a valores que exceden las preferencias de los consumidores. Así, la reducción en los márgenes de reserva en mercados liberalizados puede ser atribuida a una oferta mejor alineada con el nivel de seguridad que están dispuestos a pagar los consumidores. Para el Reino Unido se encontró que entre 5 - 10% de margen de reserva es adecuado para mantener la seguridad en el sistema eléctrico. El criterio de seguridad aplicado al mercado eléctrico de Australia en el 2004 fue un margen de reserva de 5% sobre la demanda máxima.

Si bien es cierto, la discusión continúa y los instrumentos diseñados pueden tener una serie de variantes, existen algunas propuestas para ubicarlos dentro del espectro del grado de intervención de decisiones centralizadas tanto en el precio como en la cantidad, tales como la clasificación propuesta por Rosellón (2005) y presentado en el Gráfico N° 31.

Gráfico N° 31: Caracterización de los Mecanismos de Pago de la Capacidad de acuerdo al grado de centralización de las Decisiones



Fuente: Rosellón (2005)

A nivel teórico todavía no se ha incorporado tampoco el efecto de todas las reglas de funcionamiento alternativas del mercado eléctrico. Un avance en este sentido fue el realizado por Joskow y Tirole (2007), donde se analiza en un modelo microeconómico los efectos de diferentes reglas de diseño de mercado sobre los consumidores ante cambios en las condiciones

²² Estos autores también presentan una comparación de 15 mecanismos propuestos para enfrentar el problema de la confiabilidad en los mercados eléctricos y proponen un mecanismo de basado en un sistema de opciones de capacidad que cubra a toda la demanda del sistema.

del sistema, considerando la existencia de precios insensibles y la posibilidad de racionamiento. Entre los resultados que se encuentran están la existencia de problemas para la recuperación de los costos de inversión si existen precios techo para el mercado de corto plazo y la posibilidad de mejorar los incentivos a la inversión con esquemas de requerimientos de capacidad y precios por potencia, aunque su impacto es menor si existe poder de mercado. Un resultado adicional es la necesidad de implementar mecanismos para garantizar la reserva operativa del sistema, la cual viene a ser un bien público que puede ser provisto en niveles insuficientes.

IV. Síntesis de la Reforma y Diseño del Mercado Eléctrico Peruano

La reforma del sector se inició con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844) en noviembre de 1992. En esta norma se modificaba la forma cómo estaba organizada la industria y se establecía un nuevo marco regulatorio cuyo objetivo general era crear un sistema tarifario que fomentara la eficiencia económica. El sistema debería generar los incentivos para que las empresas invirtieran en un entorno estable y con un sistema tarifario adecuado. Ello permitiría incrementar la capacidad de generación y lograr un incremento de la cobertura del servicio eléctrico. A su vez, los usuarios deberían tener las opciones suficientes para elegir entre un mínimo de alternativas e incluso negociar directamente con los suministradores (clientes libres). Paralelamente, la reforma inició un proceso de promoción de la inversión privada a fin de aprovechar la experiencia de operadores internacionales y atraer inversiones al sector.

El esquema partió de la separación de las actividades de generación, transmisión y distribución creando sistemas tarifarios más adecuados a las características de cada actividad. En el caso de las tarifas a clientes finales se eliminaron las distinciones por tipo de uso. En particular, en la actividad de generación se estableció la libre entrada para cualquier inversionista y se diseñó un sistema tarifario basado en principios marginalistas (los criterios del modelo “*Peak Load Pricing*” y de planificación de inversiones aplicados al sector eléctrico en un entorno más desregulado). De esta forma los precios de generación se fijan en base al abastecimiento de la demanda a mínimo costo, dados los costos variables auditados de las centrales generadoras y el costo de inversión de una central de punta eficiente. Estos precios se calculan en base a proyecciones de la demanda y la oferta, y junto con los cargos por transmisión principal constituyen los “precios en barra” que son usados como tarifas máximas en las transacciones entre generadores y distribuidoras para el servicio público. Es decir, la competencia en la generación en el caso peruano se da a través de mecanismos indirectos tales como la libre entrada a la actividad y la competencia por la firma de contratos, ya sea con distribuidoras o con

clientes no regulados (aquellos que superan 1 MW donde los generadores compiten con las distribuidoras).

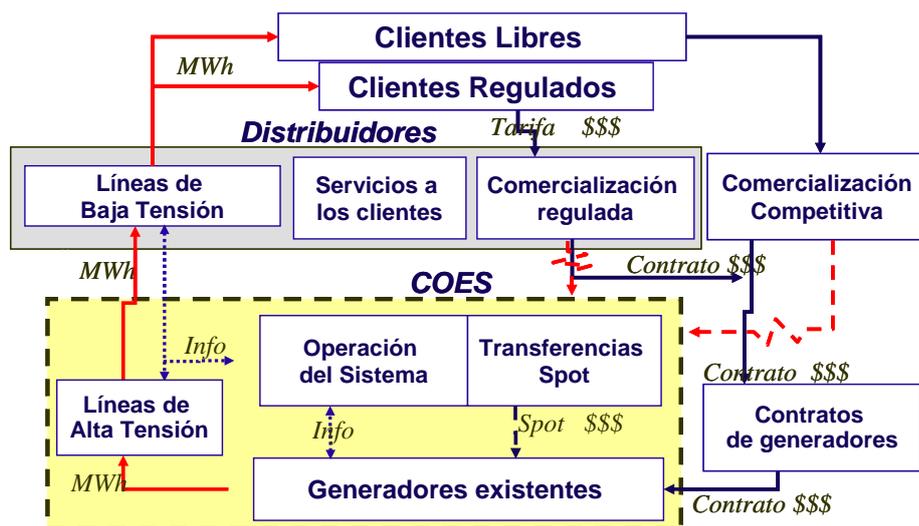
El abastecimiento del mercado mayorista se realiza de forma centralizada mediante un ente conformado por las empresas generadoras y transmisoras (COES) encargado de mantener la confiabilidad del sistema y minimizar el costo de abastecimiento. Si bien todas las transacciones pasan por esta entidad, lo que vendría a caracterizarlo como un “Mandatory Pool” o “Pool Obligatorio”, haciendo que no existan “contratos bilaterales físicos”, sí se permite la firma de “contratos financieros” entre generadores y distribuidoras o clientes no regulados. Sin embargo, el despacho es independiente de estos contratos, por lo que los generadores que no cubran la demanda de sus clientes deben comprar energía en este mercado *spot* al “costo marginal instantáneo”.

De acuerdo al artículo 41° de la LCE, las funciones básicas del Comité de Operación Económica del Sistema (COES) incluyen: i) la planificación de la operación del sistema interconectado, incluyendo el control del cumplimiento de los programas de operación y la coordinación del mantenimiento mayor de las instalaciones; ii) el cálculo de los costos marginales de corto plazo del sistema eléctrico; iii) el cálculo de la potencia y energía firme²³ de cada una de las unidades generadoras, iv) garantizar a todos los integrantes la venta de su potencia contratada, hasta el límite de su potencia firme y efectuar las liquidaciones de potencia y energía por las diferencias que puedan generarse entre el despacho óptimo de las centrales y sus compromisos contractuales. Otros rasgos importantes del modelo es que las distribuidoras solo pueden comprar energía a los precios regulados, no al mercado *spot*, y la no existencia de comercializadores independientes.

En Dammert, Gallardo y García (2005) se ha presenta un resumen de la problemática del diseño de mercados eléctricos y la opción tomada en la reforma del sector eléctrico peruano. En este documento también se incluyó un breve balance de los resultados logrados y la agenda pendiente. Asimismo, en Gallardo, García y Távora (2005) se discuten diferentes aspectos de la problemática de la inversión en generación incluyendo la crisis del mercado de contratos. Por ello en esta investigación sólo se desarrollan los aspectos de esta problemática relacionados con el manejo de riesgos y sus posibles implicancias sobre las decisiones de contratación de los generadores y sus potenciales efectos sobre la inversión.

²³ La potencia firme es aquella que puede ofrecer un generador en condiciones extremas. En los procedimientos del COES se definen estos criterios para el caso de las centrales hidráulicas y térmicas.

Gráfico N° 32: Principales Características del Diseño de Mercado Peruano



Fuente: Ruff (2003)

V. Problemática del Mercado de Contratos en el Perú

V.1 Los Precios de venta de Generador a Distribuidor

Como se mencionó, en el caso peruano el COES es el encargado de garantizar el abastecimiento de la electricidad al menor costo para lo cual realiza programaciones del despacho en base a los costos variables auditados de las centrales generadores y la disponibilidad de recursos hídricos. En este esquema los generadores no tienen la posibilidad de declarar precios en un mercado spot ni realizar despachos en base a sus obligaciones contractuales. Los generadores ponen a disposición del operador del sistema la capacidad de sus centrales y este programa el despacho a mínimo costo, para luego realizar una serie de liquidaciones donde se saldan las diferencias entre los compromisos contraídos por los generadores con sus clientes y el valor de la energía realmente inyectada.

En la actualidad, la tarifa en barra (que corresponde a los precios de energía, potencia y transmisión principal) tiene como finalidad de suavizar los precios que se transfieren a los consumidores finales. En particular, en el cálculo del Precio Básico de Energía (PBE) se considera un horizonte de proyección de la demanda y oferta de dos años. Luego se obtiene el costo marginal mensual esperado de suministro para el sistema utilizando los costos variables vigentes de las centrales y optimizando la operación del parque hidráulico considerando. El PBE corresponde al precio que iguala el valor presente de los ingresos esperados con el valor presente de los costos de suministro proyectados en un horizonte de 24 meses utilizando una tasa de descuento de 12%:

$$\sum_{j=1}^{24} \frac{PBE \cdot q_j}{(1+r)^j} = \sum_{i=1}^{24} \frac{Cmg_j \cdot q_j}{(1+r)^j} \Rightarrow PBE = \frac{\sum_{j=1}^{24} \frac{Cmg_j \cdot q_j}{(1+r)^j}}{\sum_{j=1}^{24} \frac{q_j}{(1+r)^j}}$$

Adicionalmente, recientemente se ha establecido que en esta actualización también se considere cuáles hubieran sido los costos de suministro en el año anterior en base a las realizaciones efectivas de la oferta de capacidad y demanda del sistema eléctrico.

La obligación que las empresas distribuidoras compren a un precio fijo esperado supone implícitamente un esquema de aseguramiento mutuo de la volatilidad del precio “spot” entre las empresas generadoras y las distribuidoras, por lo que se puede incluir bajo el esquema de “Contratos por Diferencias”.

Tal como se aprecia en el Gráfico N° 33, los cargos marginales o “precios spot” en el mercado peruano son bastante volátiles por una serie de razones, como la existencia de centrales que utilizan Diesel y Residual, cuyos costos variables son muy altos y cuyo costo de combustible está vinculado al precio del petróleo, los shocks de oferta asociados a la disponibilidad de recursos hídricos, la presencia de congestión en la red de transmisión e indisponibilidades en las centrales.

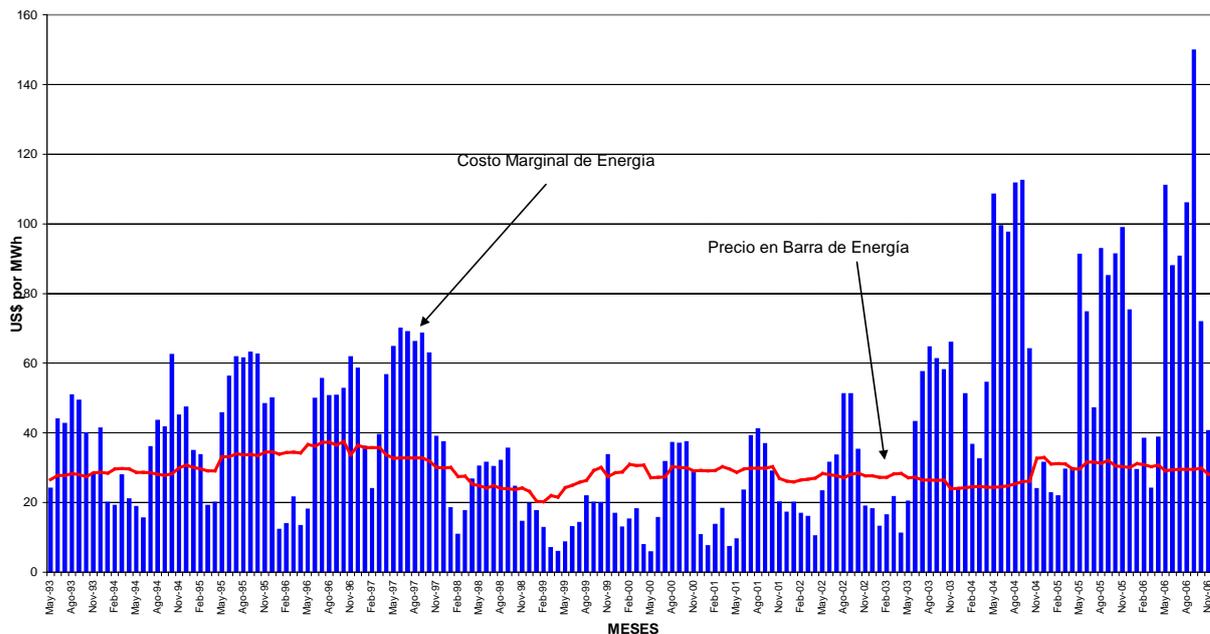
En la actualidad el parque generador está en un proceso de readaptación para un país que cuenta con tecnologías como las centrales basadas en gas natural a costos relativamente bajos. La anterior combinación óptima de tecnologías requería una mayor participación de centrales Diesel y Residual, con altos costos variables, debido a que no se contaba de forma masiva con gas natural. La introducción paulatina del gas natural ha reducido estos saltos en la curva de oferta (costos marginales) pero todavía se aprecian importantes incrementos de los costos de suministro en determinadas horas del día. Sin embargo, pese a la entrada del gas natural, la principal fuente de volatilidad está asociada a la evolución de la hidrología, lo cual, dada la preponderancia de energía hidroeléctrica en el SEIN, genera que la curva de oferta sufra importantes desplazamientos entre los períodos de estiaje y avenida (ver Gráfico N° 35)

Cuadro N° 5: Estadísticos de Precios “Spot”, Barra y Producción 1996-2006

Estadísticos	Tarifa en Barra	Costo Marginal
Desviación Estándar	3.7	28.9
Promedio (US\$ por MWh)	28.9	40.0
Coefficiente de Variación (desviación entre promedio)	0.1268	0.78
Coefficiente de Correlación entre Precio Spot y Barra	0.1268	

Fuente: COES y OSINERGMIN

Gráfico N° 33: Evolución del Precio “Spot” y del Precio en Barra (Abril 1993 – Diciembre 2006)



Fuente: COES y OSINERGMIN

Gráfico N° 34: Oferta y Demanda de Electricidad 2007

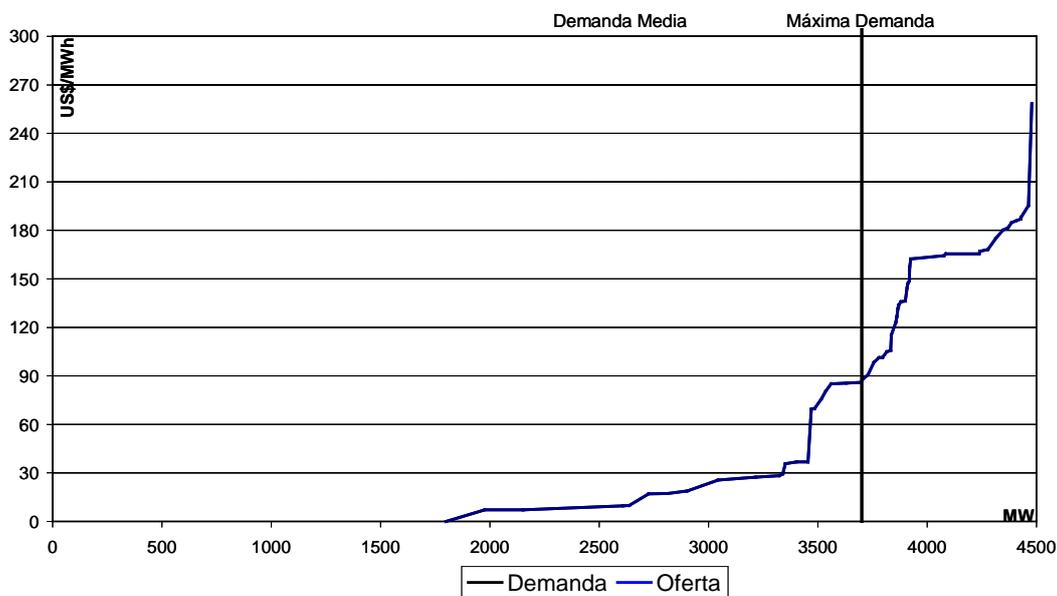
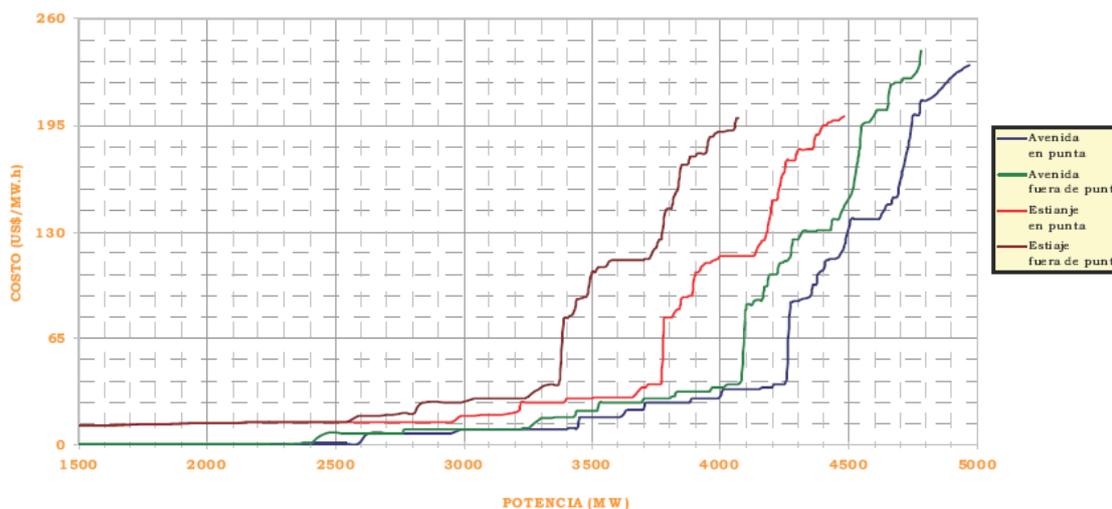


Gráfico N° 35: Cambios en la Curva de Oferta de acuerdo a la evolución de la Hidrología



La oferta hidroeléctrica se ha obtenido de la producción de enero (Avenida) y octubre (Estiaje)

Fuente: COES (2007)

Recientemente se ha introducido, mediante la Ley 28832 (“Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”) de julio de 2006, el mecanismo de licitación de contratos, como una forma de reducir los riesgos asociados al procedimiento administrativo de fijación de tarifas, pues las tarifas saldrán de las ofertas de los generadores para asumir los contratos, y se mantendrán fijas por un periodo de 5 a 10 años.²⁴

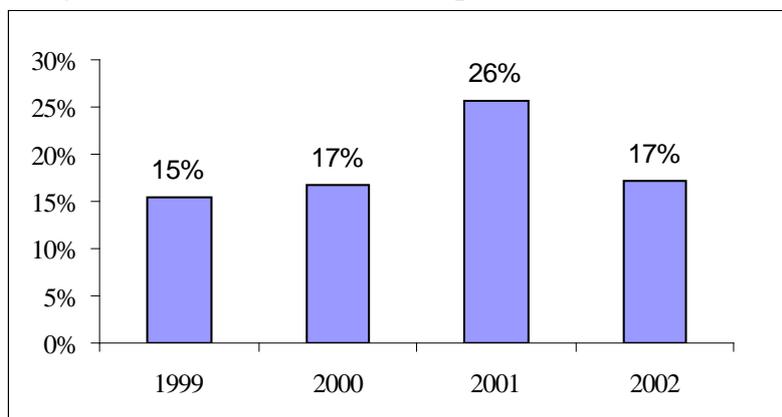
V.2 La estrategia de Contratación de los Generadores

Una forma de medir el riesgo de asumir obligaciones contractuales es identificar la magnitud de las desviaciones entre la energía contratada y la generada que tiene que ser comprada al mercado spot. Estas desviaciones para el período 1999 – 2002, tal como se puede apreciar en el Gráfico N° 36, estuvieron alrededor del 20% (a partir de este año debido a los problemas en el mercado de contratos, las estadísticas no permiten un análisis adecuado). En el caso de los generadores hidroeléctricos, que representan la mayor parte del parque generador, las compras de energía de los déficits respecto a los contratos son prácticamente por definición a un precio más alto que el precio de venta en barra. En el actual sistema, las generadoras asumirían parte

²⁴ La Ley 28832 incluye: i) la introducción del esquema de licitaciones de contratos de suministro donde los precios surjan de ofertas de los generadores y se mantengan fijos con plazos mayores a cinco años, ii) la apertura de operador del sistema (COES) a otros agentes del sector incluyendo una reorganización del mismo y, iii) la reformulación del sistema tarifario de la transmisión que reduzca la incertidumbre en la recuperación de las inversiones, entre otras.

importante de este riesgo debido a que las distribuidoras pueden tomar energía sólo con límites máximos de potencia o a potencia leída.

Gráfico N° 36: Porcentaje de Compras de Energía de los Generadores al Mercado Mayorista en relación a las ventas por contrato (1999 – 2002)



Fuente: Anuarios Estadísticos OSINERGMIN - GART

Estos riesgos, de importantes “shocks” de oferta y volatilidad de precios, llevarían a que los generadores tengan una estrategia de contratación más bien conservadora, así, en el Cuadro N° 6 se muestra la proporción de la potencia firme contratada por los generadores, apreciándose que en los generadores con mayor participación hidroeléctrica, como Edegel y en parte Egenor y Egesur, este porcentaje estaba entre 50% y 60%, siendo el caso de Electroperú más bien atípico pues prácticamente tenía toda su potencia contratada en el mercado regulado, además de haber comprometido potencia adicional gracias al contrato que mantenía con Etevensa. Este nivel de contratación para una hidroeléctrica no es óptimo y sólo se puede explicar por la presión que existía en ese momento para que la empresa estatal asuma los contratos que no estaban siendo renovados y los asociados al crecimiento de la demanda.

Cuadro N° 6: Estrategia de Contratación de los Generadores en el año 2004

Suministrador	Cliente Libre	Porcentaje	Distribuidor	Porcentaje	Total Contratado	Potencia Firme	Total / Potencia Firme
EDEGEL	231	46%	270	54%	501	961	52%
EGENOR	39	14%	230	86%	269	527	51%
ENERSUR	200	100%	-	-	200	360	56%
ETEVENSA	-	-	40	100%	40	325	12%
EGASA	8	4%	172	96%	179	317	57%
ELECTRO ANDES	59	100%	-	-	59	174	34%
TERMOSELVA	76	56%	60	44%	136	156	87%
EEPSA	8	14%	50	86%	58	142	41%
SAN GABÁN	79	68%	38	32%	117	141	83%
EGEMSA	35	41%	50	59%	85	99	86%
SHOUGESA	42	67%	21	33%	63	67	95%
ELECTROPERÚ *	55	5%	1,091	95%	1,147	883	130%
PACASMAYO	-	-	45	100%	45	54	83%
EGESUR	-	-	67	100%	67	61	110%

Electroperú ha podido contratar potencia adicional a su potencia firme por el contrato con Etevensa

Fuente: contratos. Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - OSINERGMIN

V.3 *La Crisis en el Mercado de Contratos*

En el año 1998, los años 2003 y 2004 e incluso en la actualidad, las empresas distribuidoras han experimentado problemas para renovar sus contratos con los generadores a los precios regulados por OSINERGMIN (conocidos como “tarifas en barra”). En teoría, si no existen mayores problemas de predicción de los precios “spot”, los contratos de largo plazo a tarifas relativamente estables como las tarifas en barra deberían preferirse a la venta de energía al mercado “spot”, cuya evolución, dada la imposibilidad de almacenar la electricidad y la necesidad de equilibrio instantáneo entre la oferta y la demanda, es muy volátil. Sin embargo, durante estos períodos los generadores prefirieron vender energía al sistema a precios “spot” y no renovar sus contratos. Sin embargo, esta situación no es sostenible ya que en el diseño de mercado peruano todos los retiros de energía para servicio público deberían tener el respaldo de un contrato. Para salir de este entrampamiento, se promulgó una norma donde se establecía que el valor de los retiros de energía sin contrato deberían socializarse o repartirse entre los diferentes generadores.

Esta problemática ha dado origen a una serie de discusiones sobre las razones que explicarían la decisión de no contratar de los generadores. Éstas fueron desde acusaciones de conductas oportunistas de los generadores y el ejercicio indirecto del poder de mercado hasta problemas de credibilidad en el cálculo de las tarifas en barra y la existencia de un importante riesgo regulatorio.

Como se ha mostrado, una de las razones de la no firma de contratos, a parte de los problemas asociados al método de cálculo de tarifas y otros factores, es la falta de mecanismos adecuados de manejo de riesgos de contratar por parte de los generadores. Este problema tiene una serie de consecuencias inmediatas y potenciales sobre el funcionamiento eficiente del mercado eléctrico, sobre el bienestar de los usuarios de servicio público y sobre la inversión y adecuación de la capacidad de generación en el mediano y largo plazo.

En el corto plazo, la no firma de contratos tendría como una primera consecuencia legal la caducidad de la concesión de las distribuidoras, pues estas deben tener contratada toda su demanda para los próximos dos años.²⁵ A su vez, se genera un vacío en el funcionamiento del mercado mayorista, pues el COES no debería permitir retiros de energía que no tengan el respaldo de contratos de suministro. Estos dos tipos de medidas tendrían un impacto sobre el bienestar de los consumidores, en particular, en el segundo caso, si se toma como ejemplo que

²⁵ El artículo 34° de la LCE establece una garantía de 24 meses de energía y la potencia contratada. La verificación de esta obligación tiene lugar en el mes de julio de cada año, y corre a cargo de la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas.

la demanda no contratada represente un 10% de la demanda del SEIN y que esta hubiera sido racionada, se habría tenido un daño a los consumidores que en un escenario conservador alcanzaría los US\$ 32.4 millones mensuales.²⁶

Si bien estas dos consecuencias son sólo potenciales, pues se han tomado medidas destinadas a impedir estos eventos, las medidas tomadas no se pueden considerar propiamente como soluciones pues sólo han evitado un colapso del sector, pero al mismo tiempo generan una serie de distorsiones sobre el funcionamiento del mercado mayorista. Así, en julio del 2004 se promulgó una norma mediante el cual se estableció que en el periodo julio-diciembre del 2004, las empresas generadoras del Estado a cargo del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE) asumirán, en forma proporcional a su potencia firme, los retiros que las distribuidoras estén realizando sin contrato para consumidores de servicio público, mientras que los retiros efectuados hasta esta fecha serían asumidos por todos los generadores del SEIN (Decreto de Urgencia N° 007-2004, que ha sido prorrogado).

El asignar la demanda de potencia no contratada en proporción a la potencia firme de las diferentes centrales del SEIN genera una serie de distorsiones, pues altera la política de contratación de las diferentes generadoras, la cual está asociada al carácter específico de sus patrones de “*shocks*” de oferta, muy diferentes tanto entre centrales hidráulicas y térmicas, como al interior de las mismas. Ello tiene una serie de consecuencias sobre la variabilidad de los flujos de caja de las empresas y por lo tanto sobre los riesgos asumidos en el mercado, lo cual es particularmente relevante en un contexto donde no existen mecanismos alternativos a la decisión de elegir cuánto contratar para manejar el riesgo cantidad referido al déficit de la energía despachada respecto a la energía retirada vía contratos.

Este riesgo cantidad es más relevante aún debido a la relativa rigidez del sistema de precios, y por lo tanto de la demanda regulada, para administrar o “acomodar” “*shocks*” de mediana magnitud como un año hidrológico seco o indisponibilidades de mediana magnitud, ya que la demanda regulada no reacciona a los precios “*spot*” obligando a los generadores contratados a asumir un riesgo mayor que el que se asumiría si existieran mecanismos que permitan manejar este riesgo.

Es en este contexto que se justifica el análisis de medidas destinadas a posibilitar que la magnitud de las diferencias de precios “*spot*” y barra para las compras en el mercado mayorista sea menor y más predecible, ya sea mediante mecanismos de “*pass trough*” o participación de

²⁶ Este surge de considerar una máxima demanda de 3000 MW, y un factor de carga de 60% (US\$ 32,400 miles = $0.1 \cdot 3000 \cdot 720 \cdot 0.6 \cdot 250$).

grandes clientes en el mercado mayorista que hagan una demanda más sensible a los precios “spot”, o, como se plantea en la tesis, mecanismos financieros o regulatorios como la creación o el fomento de un sistema de opciones de compra de capacidad en el mercado “spot” con precios máximos o un fondo de estabilización de precios en el mercado mayorista.

Recientemente, el problema ha resurgido optando el gobierno por adelantar en parte algunas de las medidas del Libro Blanco destinadas a solucionar el problema de los contratos, mediante la realización de licitaciones con precios fijos, surgidos de las ofertas de las empresas, por períodos mínimos de cinco años (Decreto de Urgencia N° 007-2006) y no sean modificados por el regulador. Sin embargo, pese a que estos cambios representan un avance, aunque introducen algunos nuevos retos como la posibilidad de colusión en las licitaciones, todavía se requerirían modificaciones adicionales que permitan un mejor manejo de riesgos y remuneración de la escasez de capacidad que posibiliten la firma de contratos entre generadores y distribuidores, pues las medidas solo se dirigen

VI. Problemática de la Remuneración de la Capacidad en el Perú

VI.1 Cálculo del Precio de Potencia y Mecanismo de Reparto de los Ingresos Obtenidos

En el Perú la capacidad es remunerada a través de un cargo de capacidad basado en la anualidad de la inversión más el costo fijo de operación y mantenimiento de la central de punta, al cual se le adiciona un Margen de Reserva para recaudar los ingresos necesarios para remunerar a estas centrales. Este pago, conocido como Precio Básico de Potencia es parte de la tarifa en barra, y es cobrado por todos los generadores a través de los contratos que estos firmen con las distribuidoras o clientes libres.

La Ley de Concesiones Eléctricas de 1993 señalaba que todas las centrales instaladas en el sistema participaban en la distribución de ingresos por potencia. Además, indicaba que primero se pagaba a las centrales térmicas en proporción a su potencia firme, la cual está definida como "la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad" y, luego, el residuo se distribuía entre las centrales hidráulicas. La potencia firme de las centrales térmicas era el producto de su potencia efectiva con el factor de indisponibilidad, mientras que en el caso de las centrales hidráulicas se redistribuía la diferencia entre la máxima demanda del sistema y la suma de la potencia de las centrales térmicas, entre todas las centrales hidráulicas en función de parámetros de disponibilidad de agua.

En 1999, mediante DS 004-99-EM, se modificó este esquema de remuneración a la potencia. En la actualidad, el monto total de ingresos por potencia del sistema eléctrico está compuesto por los "Ingresos Garantizados por Potencia Firme requerida por el Sistema" (IGPF) que corresponde al 70% del total y los "Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema" (IAPG) que cubren el otro 30%. En un inicio el porcentaje correspondiente al IAPG era menor estableciéndose que en 30% a partir del séptimo año²⁷.

Cuadro N° 7: Cambios en los Esquemas de remuneración a la potencia aplicados en el Perú.

	1993	1999
Monto	Máxima demanda más un margen valorizada al Precio Básico de Potencia Bolsa única	Máxima demanda más un margen valorizada al Precio Básico de Potencia Se desagrega en Ingreso Garantizado (70%) e Ingreso Adicional
Participantes	Todas las centrales instaladas en el sistema	El IG: centrales que cubren la máxima demanda más el margen de reserva El IA: centrales que despacharon energía.
Distribución	Primero, todas las centrales térmicas; el residuo, entre las centrales hidráulicas	El IG: potencia firme de las centrales de menor costo variable. El IA: proporcional a la energía despachada en el sistema.

Fuente: Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (1993) y DS004-99-EM

Tomado de De La Cruz (2008)

A continuación se pasa a describir el procedimiento actual de remuneración de la potencia. Los Ingresos Disponibles por Potencia se generan cuando los generadores con contratos "depositan" mensualmente en el COES lo recaudado por el pago por potencia, monto que viene a ser igual a:

$$\text{Ingresos Disponibles por Potencia} = \sum P P_i \times \text{Máxima Demanda Mensual}$$

Siendo:

PP_i: Precio de potencia en la barra *i*

$$PBP = PTG \times (1 + MRFO) \times \left(\frac{1}{1 - TIF} \right)$$

Donde:

PTG: precio del turbogenerador (anualidad de la inversión más costos fijos de OyM)

MRFO: margen de reserva firme objetivo (19.4%).

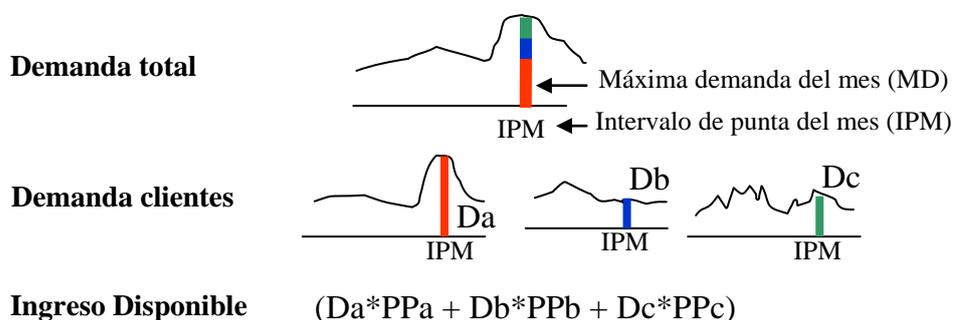
TIF: tasa de indisponibilidad fortuita (2.63%)

El PBP se lleva a cada barra del sistema haciendo la expansión por pérdidas de energía a fin de calcular los precios de potencia por barra (PP_i). Este será el precio que tendrán que pagar los

²⁷ En esta norma también se estableció un factor de incentivo a la contratación, el cual se inició con 5% y que terminaba al quinto año.

clientes por sus retiros de capacidad en el momento de máxima de demanda, cuya suma constituirá el Ingreso Disponible por Potencia. El detalle del cálculo del PBP se presenta en el Anexo N° 6.

Gráfico N° 37: Formación del Ingreso Disponible por Potencia

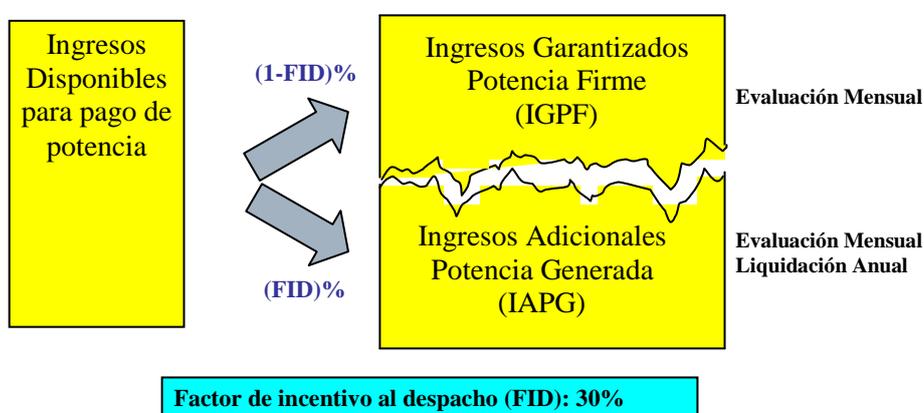


Da,Db,Dc : Demandas de clientes en IPM en la barra i.
PPa,PPb,PPc: Precio de Potencia en la barra i

Fuente: OSINERGMIN (2007)

El ingreso disponible por potencia es repartido en dos componentes a través de la aplicación del factor de incentivo al despacho (en la actualidad igual al 30%), generándose el concepto de ingresos garantizados por potencia firme (IGPF), igual al 70% del total y de ingresos adicionales por potencia generada (IAPG), igual al 30% del total.

Gráfico N° 38: Distribución del Ingreso Disponible por Potencia



Fuente: OSINERGMIN (2007)

A su vez, los ingresos garantizados por potencia firme (IGPF) se reparten de la siguiente forma. Si la suma de la máxima demanda al nivel de generación (MD) más un margen de reserva reconocido (R) (el cual es distinto al usado para el pago por potencia habiéndose llegado a

utilizarse un margen de 50% usándose actualmente un 32%) es mayor o igual a suma de la potencia firme de las centrales, éstas se incrementan proporcionalmente con el límite de la potencia efectiva existente, siendo los niveles que alcanzan esta igualdad conocidos como “Potencia Firme Remunerable” (PFR). En el caso contrario (que la suma de la máxima demanda más el margen de reserva sea menor que la suma de la potencia firme de las centrales), no todas las unidades se remuneran y se utiliza un flujo de potencia óptimo (OPF) para determinar PFR de cada central.

En el caso de los Ingresos Adicionales por Potencia Generada (IAPG) estos son calculados mediante la estimación de Factores de Distribución Horaria del Precio de la Potencia (FDHPP) a fin de repartir el monto de dinero disponible entre las centrales que suelen entrar a despachar en el sistema.

VI.2 Evolución del Margen de Reserva y Composición del Parque Generador

En el Gráfico N° 39 se muestra la evolución de la máxima demanda y la oferta de capacidad anual para el período 1996 – 2006, incluyendo la composición de esta oferta. Como se puede ver el margen de reserva, medido al nivel de potencia efectiva, en algunos períodos como inicios de la década representó cerca del 50% de la máxima demanda para ir reduciéndose en los últimos años debido principalmente al importante crecimiento de la demanda de electricidad. La evolución del margen de reserva mostrada y la composición del parque generador, si bien están afectados por una serie de factores como pueden ser los compromisos de privatización y las indivisibilidades en las inversiones, responde a los mecanismos tarifarios existentes. En particular, el modelo peruano incluye un cargo por capacidad que remunera un monto equivalente a cerca del 120% de la máxima demanda, por lo que en principio genera más incentivos a instalar capacidad que otros esquemas alternativos. Sin embargo, como se ha visto, este pago no está necesariamente asociado con compromisos contractuales y penalidades, sino con un mecanismo de reparto que posee una serie de dificultades como se detallará en el Capítulo VIII. Por ello, las estadísticas mostradas no necesariamente indican que el sistema haya tenido o tenga una gran confiabilidad como se ha podido ver en años secos o recientemente con el suministro de gas natural.

VI.3 Tratamiento como Servicio Complementario

Por otra parte, la capacidad también es remunerada como servicio complementario. Así mediante el procedimiento 22 del COES se establecen los requisitos que cumplirán las centrales

encargadas de aportar la reserva rotante, incluyendo una serie de procesos de calificación y pruebas, en base a lo cual se establece una lista de méritos de las centrales térmicas e hidráulicas.

El costo unitario de energía para la regulación será la diferencia entre el costo marginal de la energía para ese periodo, sin considerar la reserva por RPF, y el costo variable de la máquina de menor costo variable de la lista de mérito asignada para dar reserva rotante; es decir:

$$Cuei = [Cmgi - Cvumi]$$

Donde:

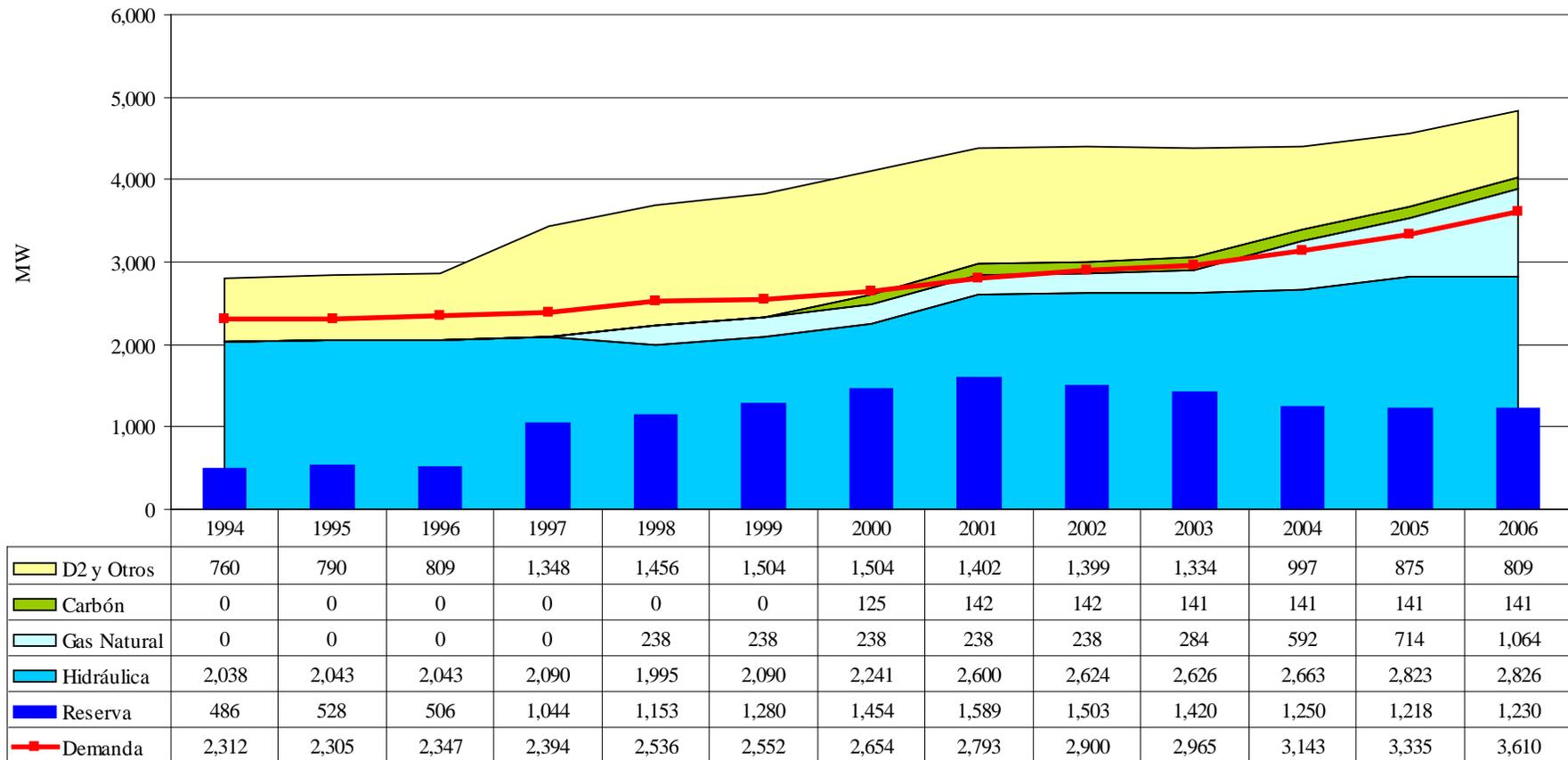
Cuei : Costo unitario de energía regulante calculado para un período “i”

Cmgi : Costo marginal de la energía para el período “i”

Cvumi : Costo variable de la máquina de menor costo variable de la lista de méritos a la que se ha asignado la reserva rotante.

Este monto es pagado proporcionalmente por los generadores de forma mensual.

Gráfico N° 39: Evolución de la Demanda y Oferta de Electricidad en el SEIN (1994-2006)



Fuente: GART - OSINERGMIN.

VII. Diagnóstico y Análisis de Alternativas para enfrentar la Crisis de Contratos

VII.1 Diagnóstico

Para que el mecanismo de contratos a precios en barra funcione, el plazo de los contratos debe ser suficiente para que ambas partes se aseguren (existan períodos de tarifas “spot” bajas y altas) y que los promedios sean similares, de forma tal que las diferencias asumidas por los agentes se compensen. Conceptualmente el precio en barra debe ser un buen predictor del precio “spot” en el largo plazo. En el caso peruano, el coeficiente de correlación entre el “spot” y la tarifa en barra para el período comprendido entre enero de 1996 y diciembre del 2006 es de 0.13²⁸ Este valor es pequeño debido a la alta varianza que presenta el precio “spot” y a la poca covarianza entre el “spot” y la tarifa en barra. La media de la tarifa en barra en este período ha sido de US\$ 28.9 por MWh y la media del “spot” ha sido de US\$ 40 por MWh, lo cual indica problemas en el mecanismo tarifario para predecir la evolución del precio spot.

Sin embargo, aún si estos problemas se superaran, este sistema no elimina el riesgo cantidad, el cual dependerá de las decisiones de contratación de los agentes y su asociación con los la naturaleza de los “shocks” de oferta que pueden enfrentar, aunque si podrían reducirse por ejemplo si existiera una mayor correlación o “pass trough” entre los precios “spot” y los precios en barra, la cual haría que cuando los generadores deficitarios tengan que comprar energía al mercado spot, las diferencias entre los precios de compra y los precios que reciben en sus contratos no sean tan significativas. Sin embargo, este tipo de medidas implica que los consumidores tengan que asumir una mayor variabilidad de precios y sólo representa una solución parcial al problema, pudiéndose diseñar mecanismos al interior del mercado mayorista más adecuados, tal como se plantea en la presente tesis.

A modo de ejemplo y para analizar la magnitud de este tipo de “shocks” sobre el flujo de caja de una empresa generadora se puede analizar el siguiente caso. Si un generador de 500 MW con toda su potencia contratada tuviera un “shock” de oferta negativo de 112 MW, similar a la potencia que se encontró sin suministrador en el año 2004 previsiblemente por un motivo similar, tendría que comprar la energía no vendida a un precio de US\$ 108 por MWh

²⁸ El coeficiente de correlación de Pearson entre las variables “x” e “y” ($\rho_{x,y}$) se define como:

$$\rho_{x,y} = \frac{Cov(X,Y)}{\sigma_x \cdot \sigma_y}, \quad \text{donde: } -1 \leq \rho_{x,y} \leq 1$$
$$Cov(X,Y) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \mu_x)(y_i - \mu_y) \quad \text{y} \quad \sigma_x = \sqrt{Var(x)} = \sqrt{\left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \mu_x)^2\right)}$$

correspondiente al costo marginal promedio de esos meses versus los US\$ 23 por MWh de la tarifa en barra de energía. En este caso, la empresa tendría una “pérdida” mensual de US\$ 5’500,000.²⁹ Si esta empresa tuviera una capacidad total de 500 MW valorizados a US\$ 1.2 millones por MW, y esta situación durara seis meses, la pérdida anual sería cercana al 5.5% de la rentabilidad sobre activos de ese año.

En el Gráfico N° 40 se ilustra este problema para un caso simplificado donde un generador firma un contrato a la tarifa regulada por un nivel igual a la demanda regulada total entre el número de empresas. Si el sistema tiene un “*shock*” de oferta negativo que desplaza la curva de oferta a la izquierda, éste llevará, ante una demanda completamente inelástica, a que el precio “*spot*” se incremente de P_S^0 (igual al precio en barra P_B^0) a P_S^1 . Si el generador podría seguir produciendo individualmente el mismo nivel de energía que el contratado, este “*shock*” podría ser administrado mediante el contrato por diferencias, pero en realidad suele existir una correlación entre el “*shock*” del sistema y la producción que individualmente puede producir el generador, tal como le sucede a un generador hidráulico.

En este caso específico, el nivel de producción del generador disminuye de q_S^0 a q_S^1 , con lo cual el generador para cumplir con sus obligaciones contractuales tendrá la obligación de comprar al sistema la diferencia, lo cual implicará un desembolso neto al sistema del tamaño del área (A+B). Si existiera algún mecanismo que haga que la demanda sea más elástica a los precios “*spot*” este desembolso sería sólo del tamaño del área B, ya que la demanda reaccionaría ante la mayor escasez relativa causada por el “*shock*” y el precio “*spot*” no se incrementaría tanto.

Como se puede ver este riesgo de contratar puede llevar a que en equilibrio, si los generadores son adversos al riesgo, no se decidan a contratar a una tarifa dada, incluso si ésta no tuviera mayores problemas en su proceso de formación, como los derivados de la fijación administrativa de precios y credibilidad del regulador. En el extremo los generadores sólo contratarían hasta un nivel similar al nivel mínimo de potencia disponible, lo cual es similar a la noción inicial de “potencia firme” (límite máximo de contratación de los generadores), la cual se ha visto distorsionada por los cambios en los procedimientos aprobados en los años recientes y que en la actualidad no representan este concepto.

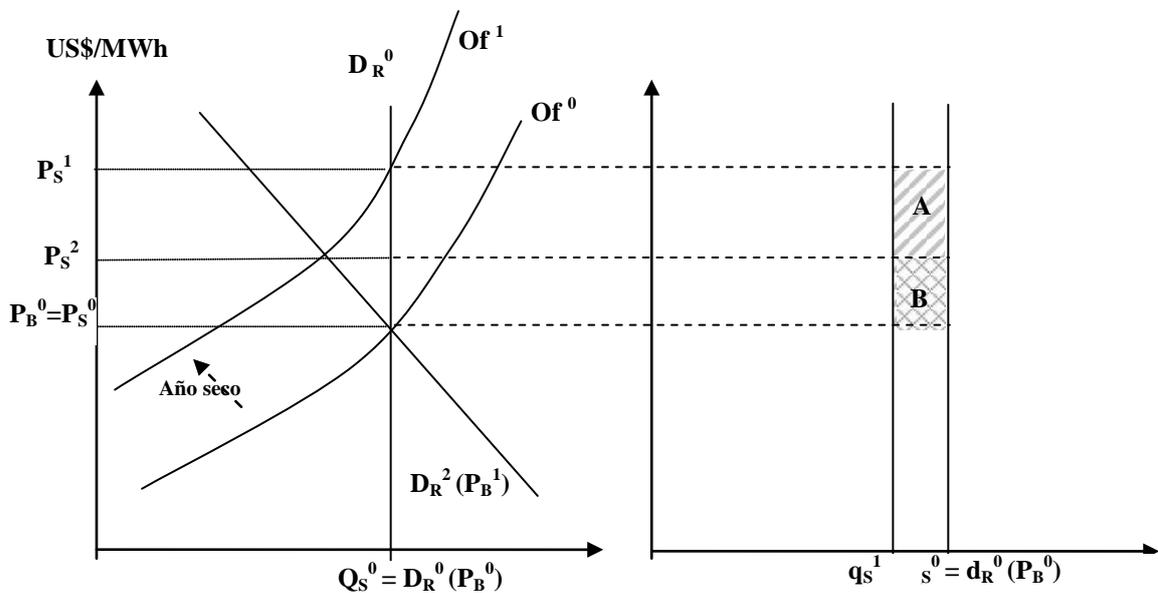
Las dificultades para administrar los “*shocks*” mediante contratos regulados pueden hacer que los generadores tengan más incentivos para contratar con el mercado libre, quizá a precios más

²⁹ Este monto sale de multiplicar la diferencia de precios por la energía consumida en un mes al 80% de factor de carga (((108-23)*720*0.8*112)).

altos que les permitan asumir los riesgos de contratar o con otras fórmulas de reajuste, aunque el tamaño de este mercado es limitado.

En particular, una mayor volatilidad del flujo de caja puede llevar no sólo a la decisión de no contratar, sino a la opción de postergar inversiones por la mayor incertidumbre, que se puede generar ante eventos como la probabilidad de un año seco, la entrada de nuevos generadores que pueden alterar el despacho, o el cambio de los costos relativos de las centrales debido a cambios en el precio de los derivados del petróleo, entre otros). A su vez, un flujo de caja más volátil reduce las posibilidades de asumir pagos de deuda fijos y por lo tanto de apalancamiento de las empresas, lo cual, “*ceteris paribus*”, incrementaría el costo ponderado del capital al cual se descuentan los proyectos y haría que algunas decisiones de inversiones no se realicen.

Gráfico N° 40: Efectos de “Shocks” sobre los Beneficios de un Generador con Contratos

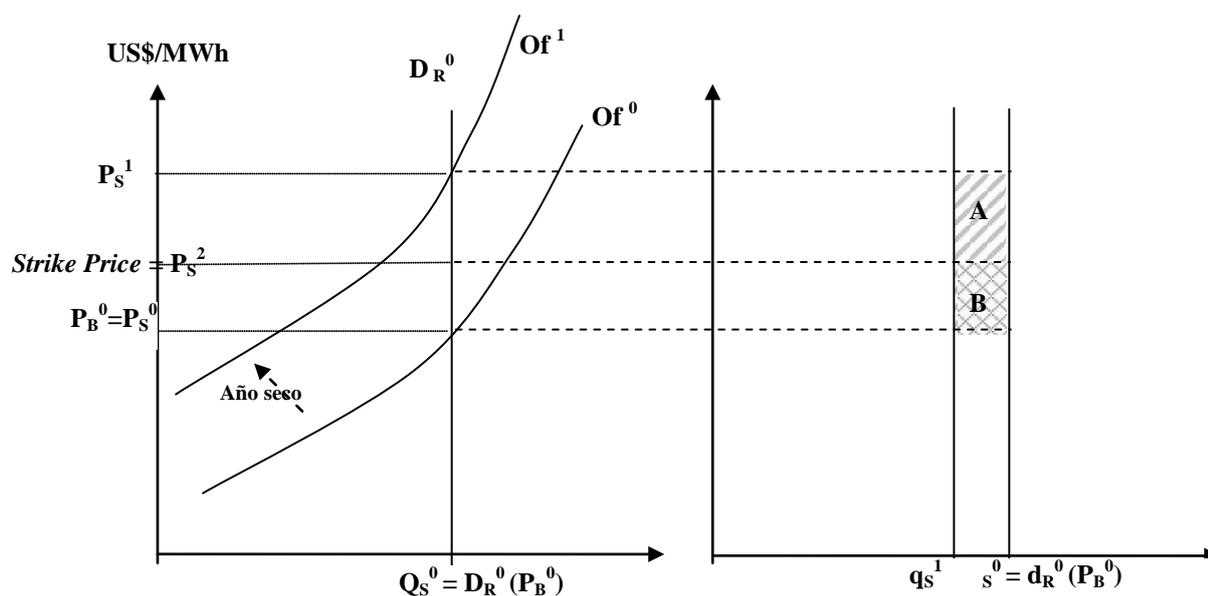


El efecto de la reducción de riesgos de contratación se puede lograr con una opción cuyo “*Strike Price*” sea P_S^2 y por el cual el generador haya pagado una determinada prima que a su vez le permita cubrir al generador que vende la opción sus costos fijos o incluso a un cliente libre desconectarse del sistema, lo cual tiene un efecto similar (ver Gráfico N° 41).

En el Anexo N° 6 se presenta un modelo teórico que intenta representar las características del mercado peruano, la existencia de dos segmentos en el mercado de contratos, el libre y el regulado, y como estos interactúan con el mercado spot, derivándose las cantidades de equilibrio en cada mercado para generadores adversos al riesgo.

Sin embargo, para los fines del presente trabajo no se requiere modelar con mayor detalle los aspectos relacionados con la organización industrial del mercado libre, más aún teniendo en cuenta que los precios en este mercado han tendido a converger a la tarifa en barra, y que lo que se quiere mostrar es más bien el potencial efecto de instrumentos financieros o regulatorios sobre las decisiones de contratación de las empresas.

Gráfico N° 41: Efectos de “Shocks” sobre los Beneficios de un Generador con Contratos y Opciones



VII.2 Simulación de un Sistema de Contratos de Cobertura

VII.2.1 Nivel de Contratación Óptimo en Ausencia de un Esquema de Opciones

Marco de Análisis

Un primer ejercicio que debe hacerse es analizar como las decisiones de contratación influyen en los beneficios variables de un generador con el mecanismo de fijación de precios vigentes o un esquema alternativo donde tanto el generador como el distribuidor buscan estabilizar sus flujos de caja. Para ello se plantea la ecuación de beneficios variables de un generador con contrato por diferencias para un determinado período de tiempo N^{30} . En términos formales la

³⁰ Tal como se discutió en otras secciones, es usual tomar los beneficios variables para analizar los riesgos comerciales. Ello implica abstraer el efecto de los ingresos por potencia y los costos fijos, principalmente los asociados con la operación y mantenimiento, pues la depreciación tiene una naturaleza más bien contable. Sin embargo, su inclusión, en un sistema como el peruano, sólo implicaría un efecto de escalamiento de los valores del flujo de caja, pues estos valores son prácticamente constantes. Adicionalmente, dado que lo que se busca es tratar de comparar el manejo de riesgos en el sistema actual con uno donde exista un mecanismo de contratos de cobertura, que implica la eliminación del sistema de

ecuación del valor presente del flujo de caja de los beneficios variables para cada escenario, definido por un nivel diferente de contratación, es la siguiente:

$$VPN_{FC} = \underbrace{\sum_{i=1}^N \beta^i P_{C_i} Q_{C_i}}_{\text{Ingresos Contratos (Ic)}} + \underbrace{\sum_{i=1}^N \beta^i P_{S_i} (Q_{S_i}(P_{S_i}) - Q_{C_i})}_{\text{Ingresos Mercado Spot (Is)}} - \underbrace{\sum_{i=1}^N \beta^i C_{mg_i} Q_{S_i}(P_{S_i})}_{\text{Costos Variables Totales (Cvt)}}$$

El siguiente paso es analizar la variabilidad de este flujo de caja ante cambios en el nivel de contratación. Para ello se introduce una condición adicional respecto al precio de los contratos, el cual se supone que es aquel que genera el mismo valor presente por la venta de determinada cantidad de energía en el mercado spot, pero con una menor variabilidad, es decir que se debe cumplir que:

$$\sum_{i=1}^n \frac{P_c \times Q_{C_i}}{(1+r)^i} = \sum_{i=1}^n \frac{P_{S_i} \times Q_{C_i}}{(1+r)^i} \Rightarrow P_c = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{P_{S_i} \times Q_{C_i}}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{Q_{C_i}}{(1+r)^i}}$$

Donde r es la tasa de descuento intertemporal. Esta ecuación es la que está detrás del cálculo de las tarifas en barra y la que guiaría las decisiones de contratación de los generadores en un esquema de licitaciones de contratos de existir competencia perfecta entre ellos.

Si se realiza un análisis de sensibilidad del flujo de caja considerando esta restricción y la distribución del precio spot y las cantidades producidas por una generadora, se puede encontrar el nivel óptimo de contratación que minimiza la varianza de los flujos de caja (pues por construcción todos los flujos de caja tienen el mismo valor presente). La varianza del valor presente de los flujos de caja (Var_{VPN}), considerando como variables aleatorias P_s y Q_s , más no así el costo marginal de la central (CMg) es la siguiente:

$$Var_{VPN} = \sum_{i=1}^N \beta^i Var(Is_i) + \sum_{i=1}^N \beta^i (C_{mg})^2 \times Var(Q_{S_i}) - 2 \sum_{i=1}^N \beta^i C_{mg} \times Cov(Q_{S_i}, Is_i) \quad 31$$

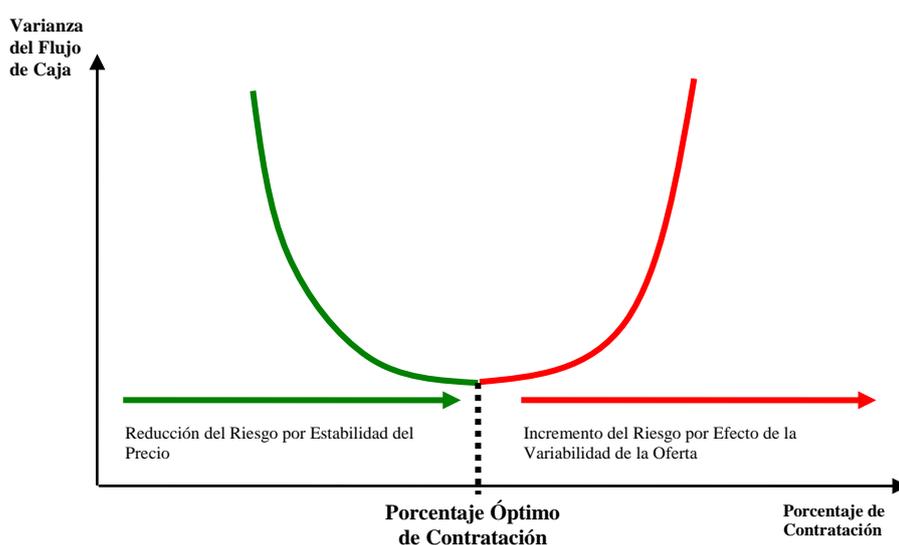
Este resultado se ilustra en el Gráfico N° 42. Se puede ver que conforme se incrementa el nivel de contratación la varianza del flujo de caja se reducirá debido al intercambio de un ingreso

pago de capacidad vigente, la introducción de estas variables no permitiría realizar una comparación relativamente directa con el nuevo esquema.

³¹ Se debe recordar que $Var(ax + by) = a^2 Var(x) + b^2 Var(y) - 2Cov(x, y)$, donde “x” y “y” son variables aleatorias y “a” y “b” son constantes.

estabilizado (con el precio de contrato) por un ingreso variable por las ventas al spot. Sin embargo, a partir de determinado punto, que vendría a ser un nivel óptimo de contratación, la variabilidad del flujo de caja de nuevo se incrementa debido a que por los shocks de oferta (riesgo cantidad), el generador tiene que cubrir las crecientes diferencias entre lo contratado y lo producido en el mercado “spot”.

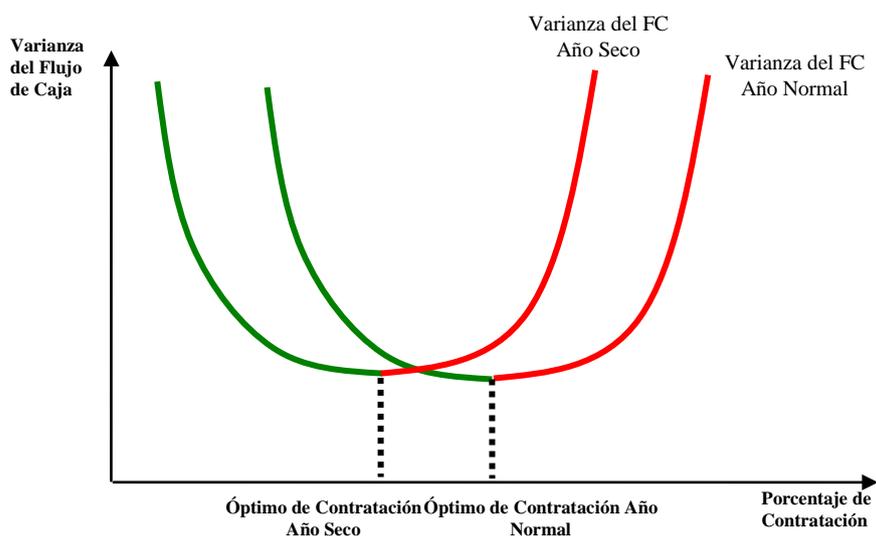
Gráfico N° 42: Varianza del Flujo de Caja Esperado y Nivel de Contratación para un Generador



Una conclusión del análisis anterior es que no necesariamente a los precios regulados que sigan la regla anterior podrán cerrarse todos los contratos del mercado eléctrico, pues puede ser que la suma de los niveles óptimos de contratación de los generadores sea menor que la demanda de potencia que buscan contratar las distribuidoras. En particular, en el caso de los generadores hidroeléctricos por ejemplo, cuando se avizoren años secos, donde sus niveles de potencia disponible se reduzcan, su nivel óptimo de contratación será menor.

Ante esta situación existen varias posibilidades, una es reducir los potenciales diferenciales entre el precio spot y el precio de contratos mediante alguna regla de “*pass through*”, otra que se incremente el precio por la energía adicional que se requiere contratar debido al mayor riesgo que ello implica a los generadores y una tercera alternativa, que es la que se plantea en esta tesis, es que se introduzca un mecanismo que permita cubrir este riesgo como un contrato de opción de compra de capacidad.

Gráfico N° 43: Varianza del Flujo de Caja Esperado y Nivel de Contratación para un Generador Hidroeléctrico



Simulación en Algunos Casos Concretos

Para encontrar el nivel óptimo de contratación usando el marco anterior se utilizaron los siguientes supuestos:

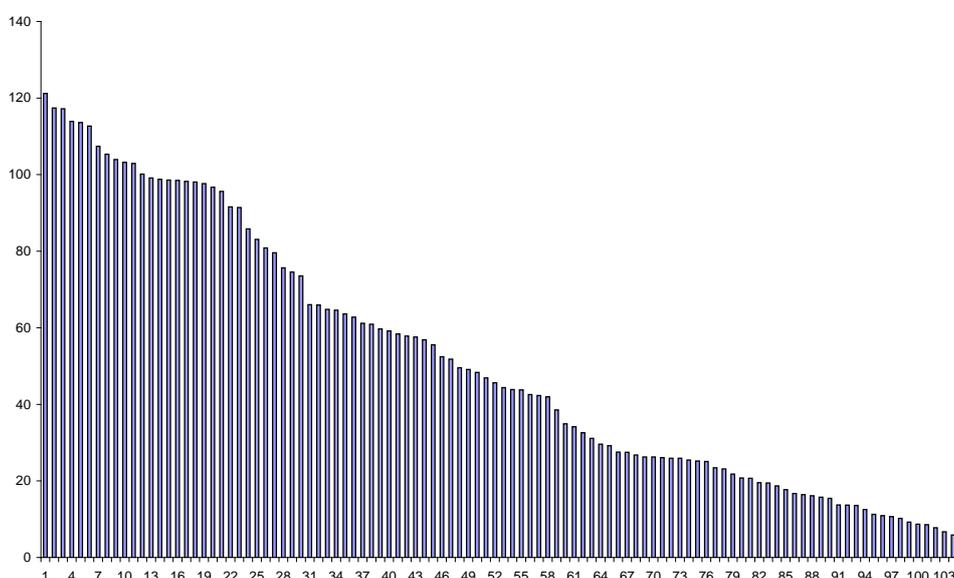
- i) Se identificó a las principales empresas con capacidad hidroeléctrica, pues era presumible que estas, dados los “shocks” de oferta de la hidrología estuvieran más sujetas al riesgo cantidad. Esta capacidad se ha tomado como si fuera de una sola empresa independiente a fin de identificar los efectos de los “shocks” de oferta y no complicar el análisis introduciendo el efecto de las otras centrales térmicas que pueden mantener una misma empresa.
- ii) El precio spot tomado corresponde al calculado en la barra San Rosa, la principal barra del SEIN y representativa del centro de carga del sistema. Se abstraigo el efecto de la congestión y pérdidas de energía en transmisión que generan precios spot diferentes entre las barras de inyección y las barras de retiro para identificar solo el efecto del riesgo de los “shocks” de oferta de los generadores y su interacción con el mercado spot sobre su estrategia de contratación.
- iii) Se asumió un precio de contrato que iguale el valor presente del flujo de caja que se habría obtenido de vender esos montos al precio spot. Es decir, se calculó este precio asumiendo previsión perfecta, lo cual implica que la exposición al riesgo precio del mercado spot estaría cubierta si la empresa cubriera siempre la cantidad contratada con su propia producción. Ello permite distinguir claramente el efecto del riesgo cantidad.
- iv) Los flujos de caja se construyeron para un horizonte de dos años. En un primer momento se utilizaron datos mensuales de precios y cantidades para el período 1996 – 2006. Sin embargo, el análisis de las simulaciones indicaba que agregar los datos de

esta forma (promediar el precio spot y sumar la energía mensualmente) subestiman la exposición al riesgo del mercado spot de los generadores reduciendo la varianza del flujo de caja esperada al subestimar la magnitud de las compras netas al mercado spot. Por ello se construyó una base de datos semanal para el período 2003 – 2004.

- v) La tasa de descuento de los flujos utilizada fue de 0.22% semanal, la cual sale de convertir a una tasa semanal (usando 52 semanas al año) la tasa anual de 12% usada en los cálculos tarifarias y considerada como costo de capital del sector eléctrico peruano.
- vi) A fin de simplificar las variables que introducen riesgo se asumió un costo de operación igual a cero, lo cual resulta razonable en el caso de una central hidroeléctrica.
- vii) Asimismo, se ha modelado la decisión de contratación sin diferenciar el mercado regulado y libre, sino asumiendo que en condiciones de competencia las estrategias de contratación de los generadores no serían muy diferentes en ambos mercados.

Estas simplificaciones se han hecho con fines metodológicos y a fin de mostrar los aspectos del problema de contratación relacionados con el manejo de riesgos independientemente de los otros factores que puedan afectar las decisiones de contratación de los generadores. El procedimiento seguido consiste principalmente en: calcular para cada porcentaje de contratación (referido a la proporción entre la cantidad contratada y la máxima contratable) la esperanza y varianza del flujo de caja asumiendo la regla de formación del precio de contratos. Dado que por construcción todos los flujos tienen el mismo valor esperado, se debe tomar el que posee menor varianza, pudiéndose identificar el porcentaje de contratación que logra este objetivo.

Cuadro N° 8: Curva de Duración del Precio Spot Semanal 2003 – 2004 (US\$ por MWh)

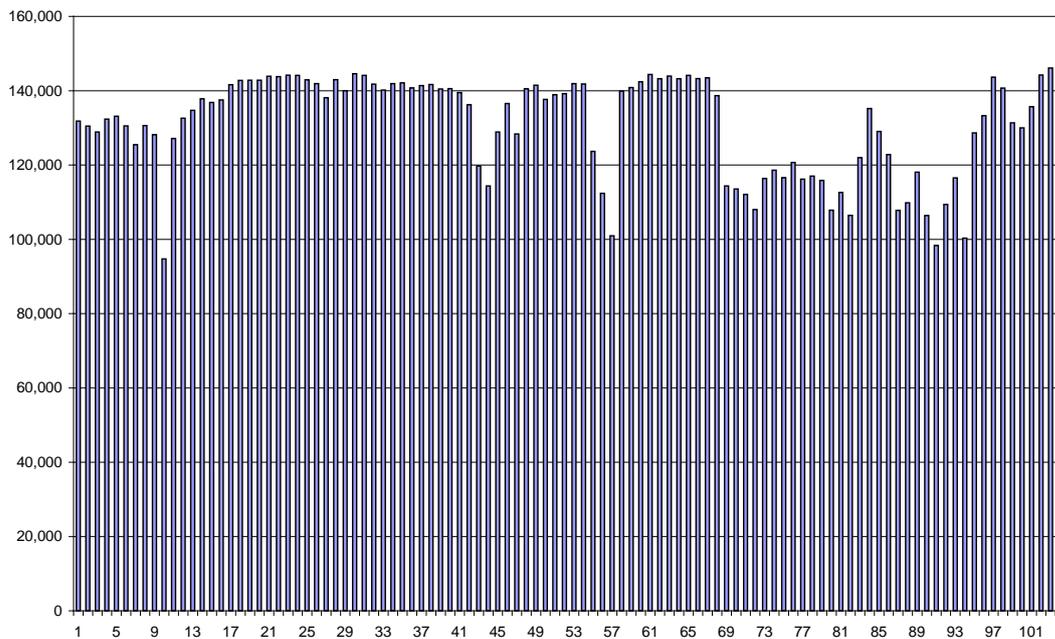


Fuente: COES - SEIN

Caso de Electroperú

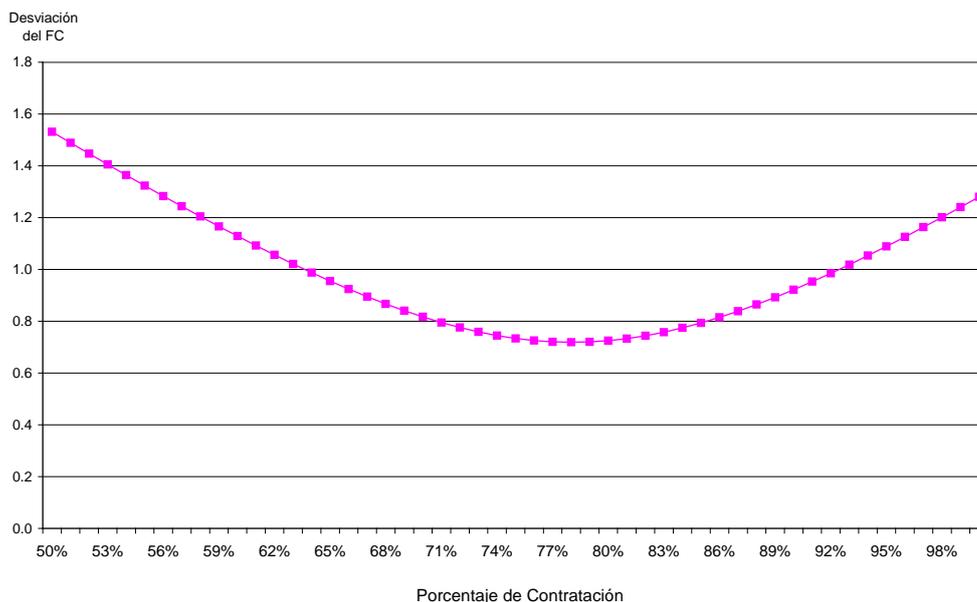
Esta empresa es particularmente importante porque en algunos períodos esta empresa tuvo casi el 100% de su capacidad contratada, mientras otras empresas privadas similares como Edegel solo contrataban un 60% de su capacidad, lo cual se habría debido a cierta presión para cerrar contratos con las empresas distribuidoras a pesar de que ello implicaba presumiblemente la asunción de mayores riesgos comerciales. El perfil de producción de Electroperú se aprecia en el Gráfico N° 44. Dado que todos los flujos de caja darán el mismo valor presente por construcción se puede encontrar el nivel óptimo de contratación buscando el valor que minimiza la desviación estándar, el cual corresponde al mínimo de la curva presentada en el Gráfico N° 45. Este valor es aproximadamente 78% de su capacidad efectiva.

Gráfico N° 44: Perfil de Producción Semanal de Electroperú 2003 – 2004 (MWh)



Fuente: COES - SEIN

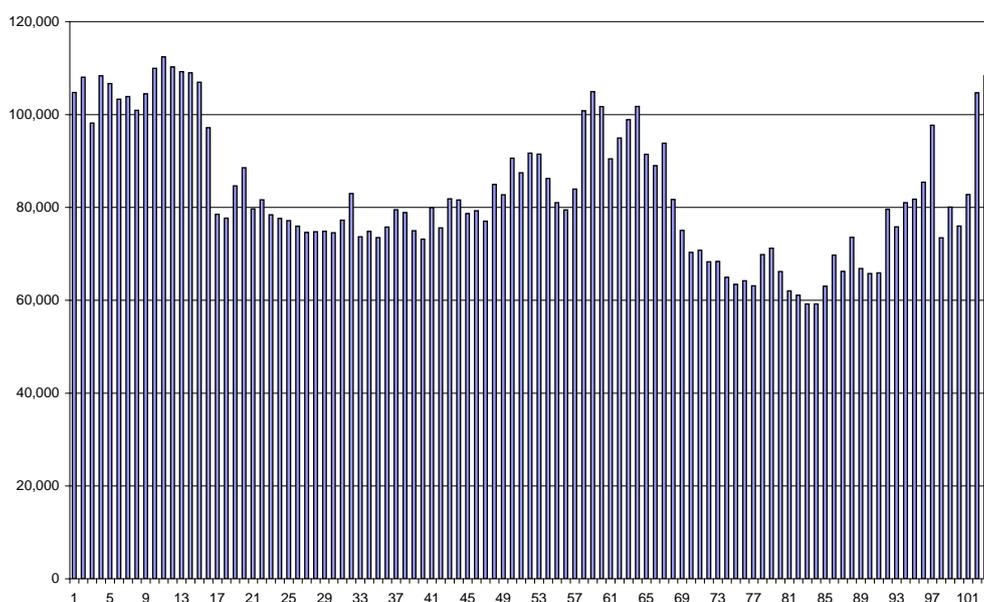
Gráfico N° 45: Varianza del Flujo de Caja y Nivel de Contratación para Electroperú



Caso Edegel

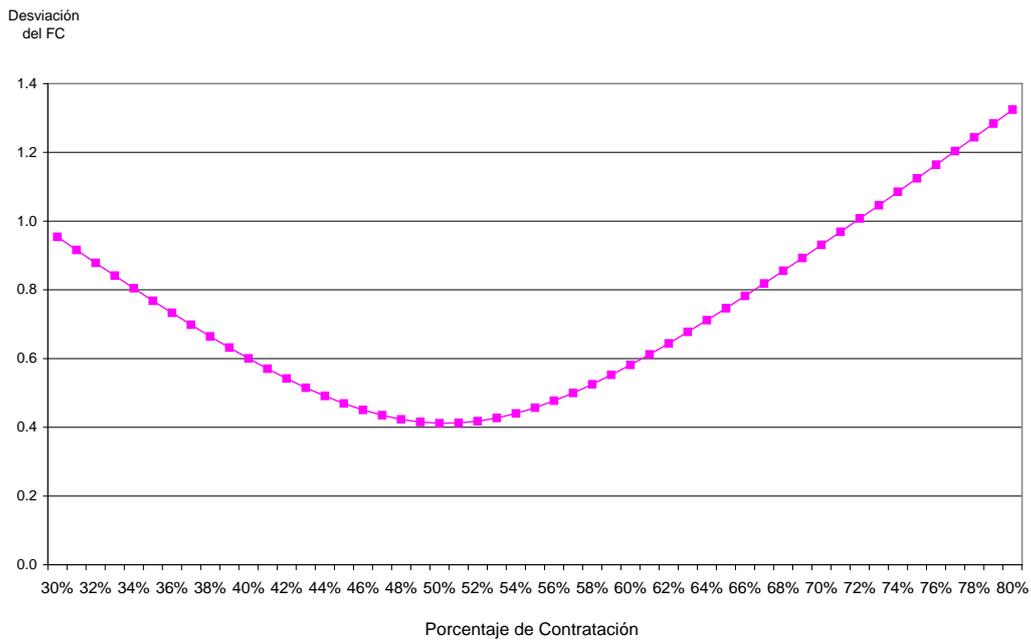
El perfil de producción de las centrales hidroeléctricas de Edegel es más variable que el de Electroperú, siendo sus niveles máximos de producción alcanzados también menores respecto a su capacidad efectiva tal como se puede ver en el Gráfico N° 46. Ello se debería a que estas centrales tienen una capacidad de regulación de sus embalses menor a las de Electroperú. Ello explicaría en parte porque el nivel óptimo de contratación también es menor, alcanzando un porcentaje cercano al 50%, tal como se muestra en el Gráfico N° 47.

Gráfico N° 46: Perfil de Producción Semanal de Edegel 2003 – 2004 (MWh)



Fuente: COES - SEIN

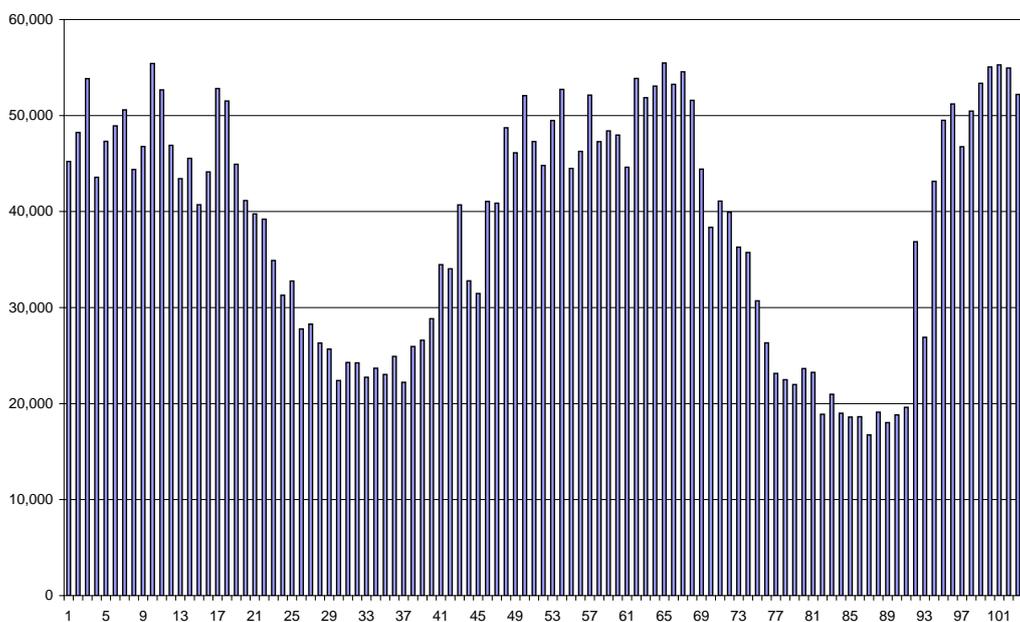
Gráfico N° 47: Varianza del Flujo de Caja y Nivel de Contratación para Edegel



Caso de Egenor

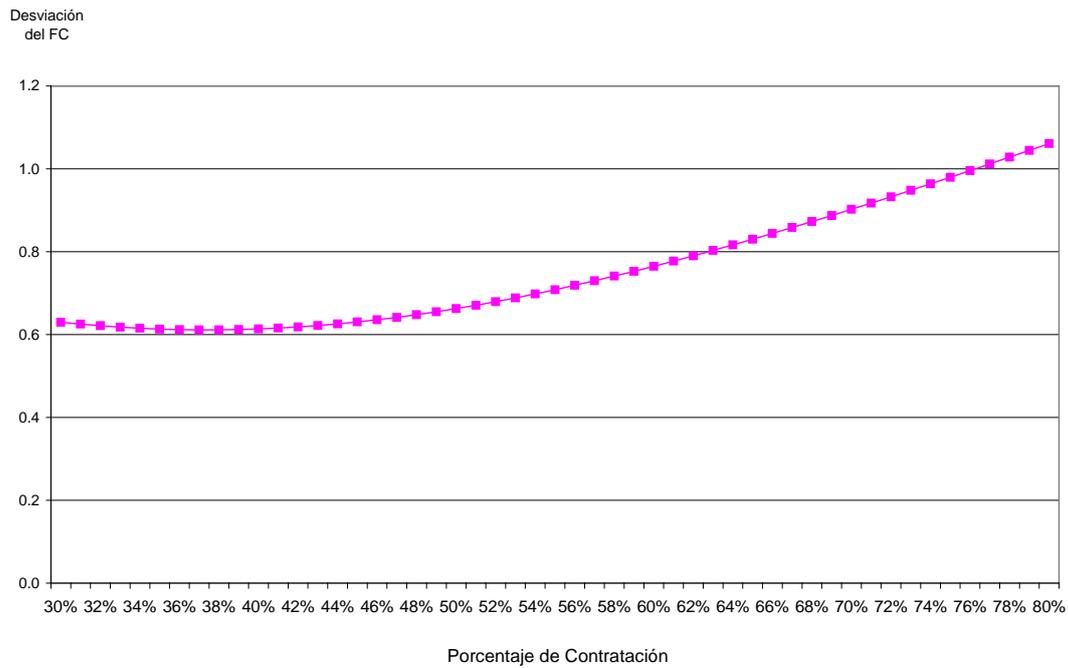
El perfil de producción de las centrales hidroeléctricas de Egenor se muestra en el Gráfico N° 48. Este perfil también es muy variable, incluso más que el de Edegel, lo cual explicaría un nivel de contratación óptimo cercano al 37% de su capacidad efectiva.

Gráfico N° 48: Perfil de Producción Semanal de Egenor 2003 – 2004 (MWh)



Fuente: COES - SEIN

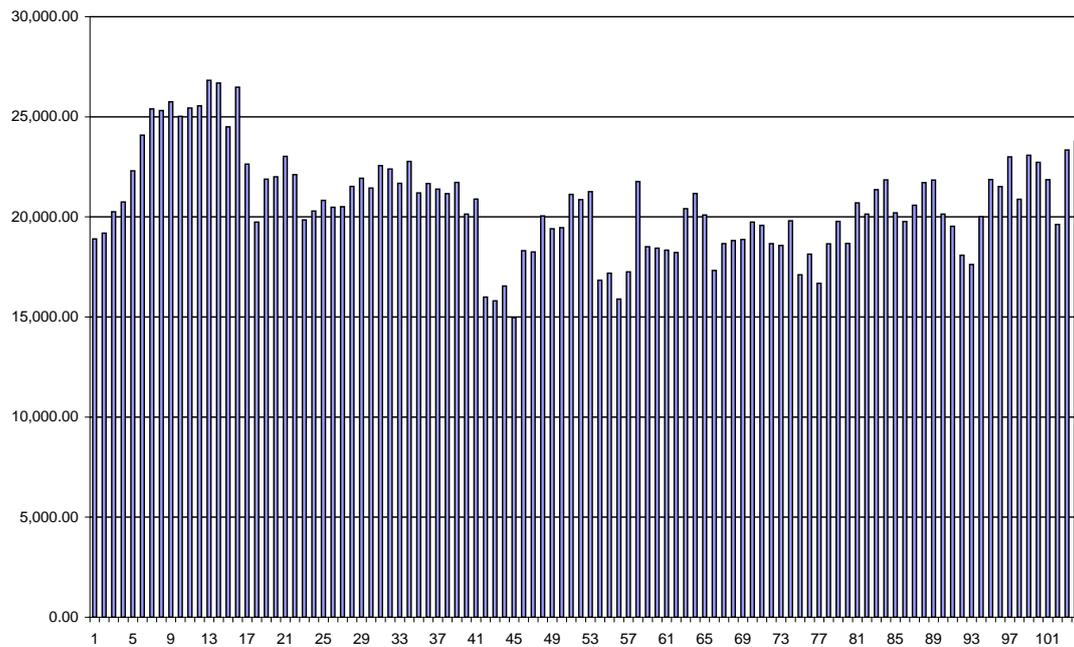
Gráfico N° 49: Varianza del Flujo de Caja y Nivel de Contratación para Egenor



Caso Electroandes

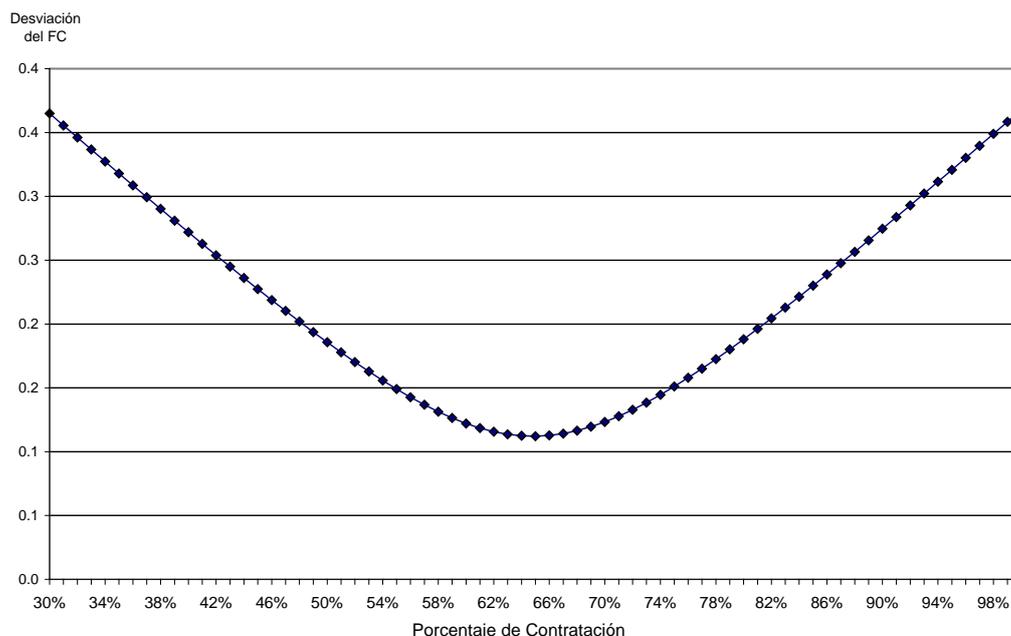
El perfil de producción de Electroandes se muestra en el Gráfico N° 50, pudiéndose ver que este es relativamente estable, aunque no tanto como el de las centrales de Electroperú, encontrándose un nivel óptimo de contratación cercano al 65% (ver Gráfico N° 51).

Gráfico N° 50: Perfil de Producción Semanal de Electroandes 2003 – 2004 (MWh)



Fuente: COES – SEIN

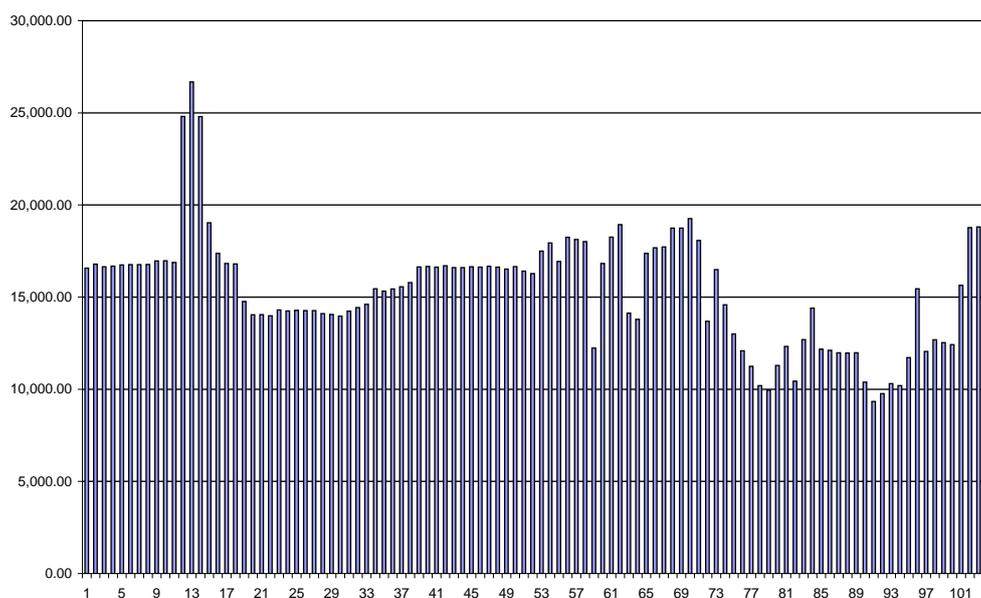
Gráfico N° 51: Varianza del Flujo de Caja y Nivel de Contratación para Electroandres



Caso Egasa

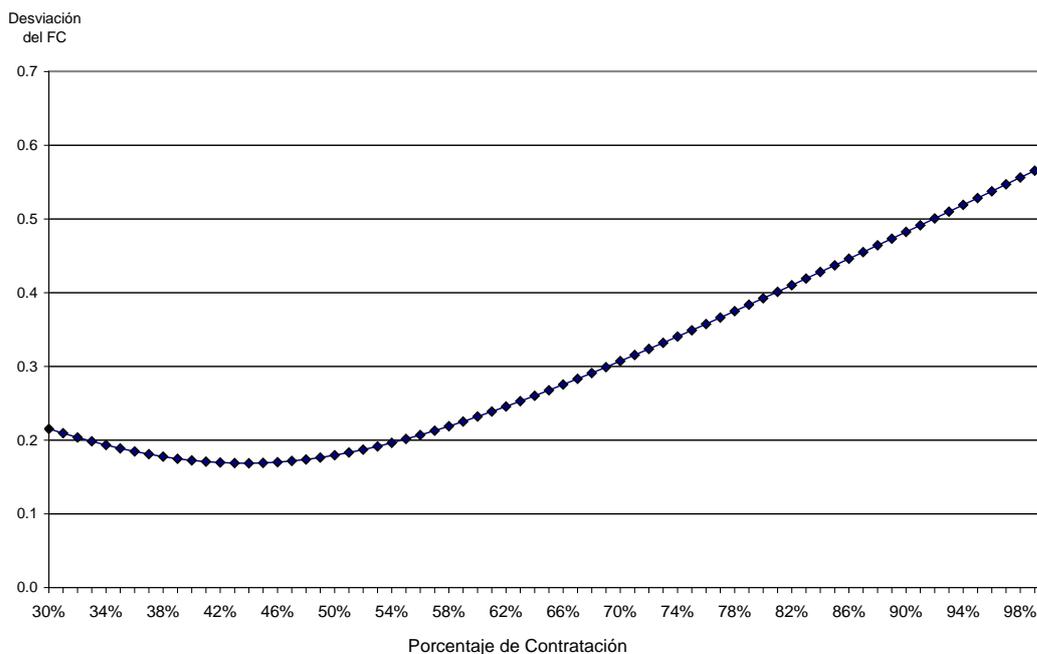
El perfil de producción de las centrales hidroeléctricas de Egasa se muestra en el Gráfico N° 52, pudiéndose apreciar también importantes variaciones a lo largo del año, encontrándose un nivel óptimo de contratación cercano al 44% de su capacidad efectiva (ver Gráfico N° 53).

Gráfico N° 52: Perfil de Producción Semanal de Egasa 2003 – 2004 (MWh)



Fuente: COES - SEIN

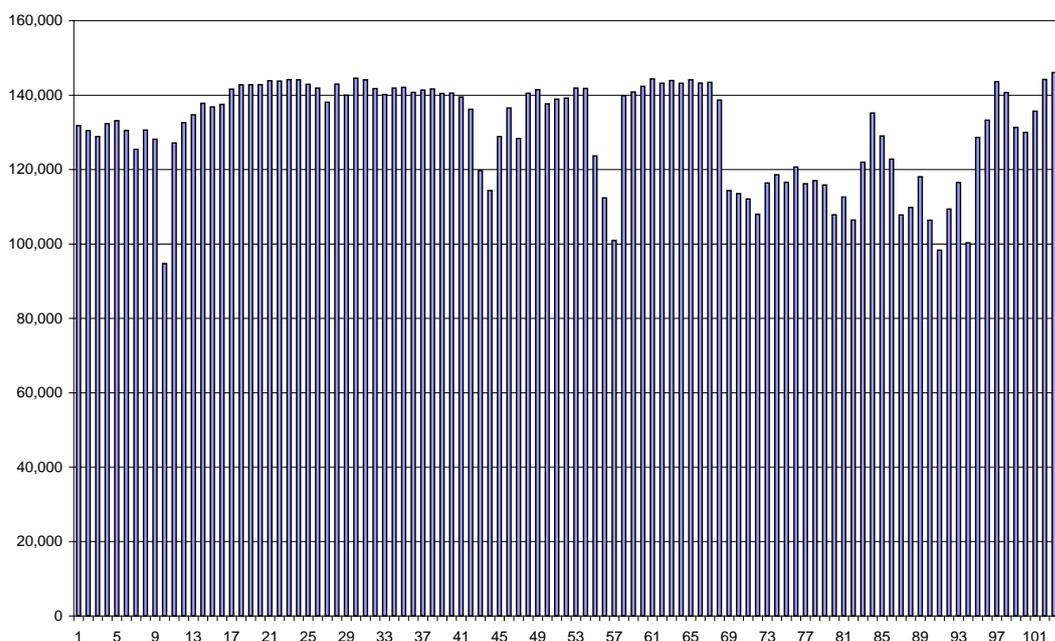
Gráfico N° 53: Varianza del Flujo de Caja y Nivel de Contratación para Egasa



Caso San Gabán

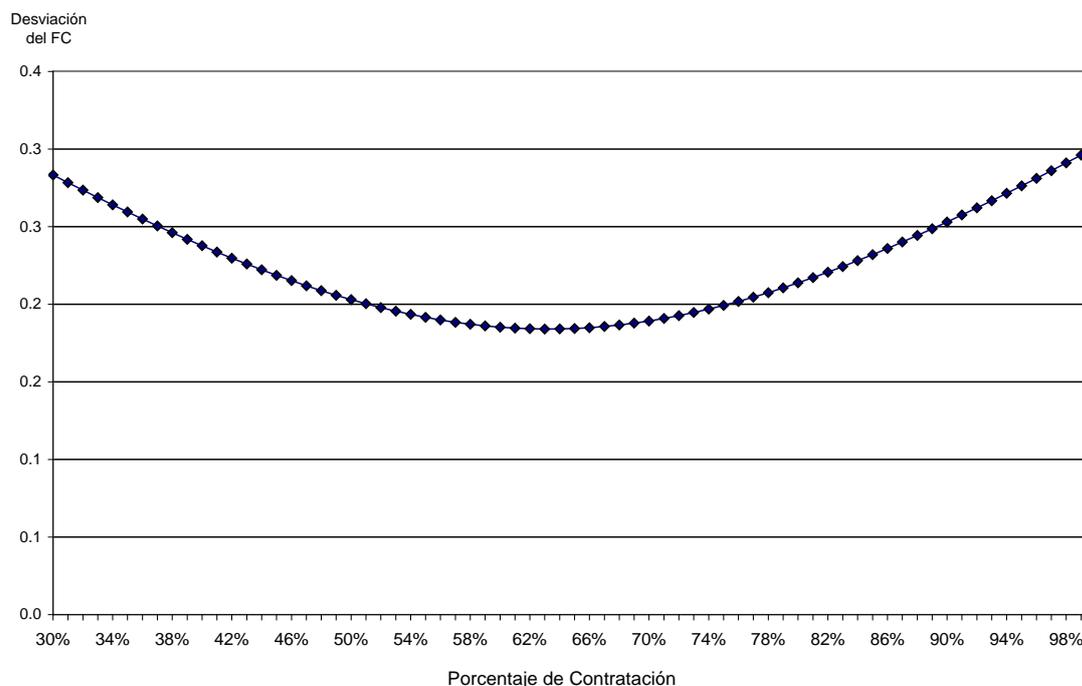
En el caso de San Gabán, su perfil de producción es relativamente estable, aunque con algunas fluctuaciones en períodos específicos, tal como se puede ver en el Gráfico N° 54. El nivel de contratación óptimo encontrado es aproximadamente de 63% (ver Gráfico N° 55).

Gráfico N° 54: Perfil de Producción Semanal de San Gabán 2003 – 2004 (MWh)



Fuente: COES - SEIN

Gráfico N° 55: Varianza del Flujo de Caja y Nivel de Contratación para San Gabán



El análisis de la evolución de la varianza del flujo de caja de las empresas predominante hidráulicas para un período específico de años usando datos semanales de producción y precios spot, corroboran la existencia de dos tramos en la varianza de su flujo de caja asumiendo la posibilidad de firmar contratos a un precio calculado administrativamente. Un primer tramo donde conforme se incrementa el porcentaje de capacidad contratada se reduce la varianza del flujo de caja debido a que se intercambia un flujo de caja variable asociado a las ventas al mercado spot por un flujo de caja más estable asociado a la venta a precios en barra (efecto precio) y un segundo tramo, donde a partir de cierto nivel óptimo, el seguir incrementando el porcentaje de capacidad contratada tiene como efecto, dada la variabilidad del despacho de la central, que se tenga que comprar los déficits entre la capacidad generada y la despachada al mercado spot, normalmente a un precio más alto, lo que incrementa la varianza del flujo de caja (efecto cantidad). Ello hace que el porcentaje óptimo de contratación sea mayor para las empresas con menor variabilidad en sus perfiles de producción variando entre cerca del 37% al 78%, tal como se puede ver en el resumen presentado en el Cuadro N° 9. Este resultado indicaría que de los 2394 MW involucrados, solo se contratarían cerca de 1416.9, un 59.2% de la potencia efectiva, quedándose sin contratar cerca de 977 MW, lo que indica un importante problema para el cierre en el mercado de contratos. Debe tenerse en cuenta que en sistema como el peruano, basado en el despacho a mínimo costo, estos perfiles de producción también pueden estar afectados por las políticas de optimización intertemporal del operador del sistema.

Cuadro N° 9: Resumen de Niveles Óptimos de Contratación

Empresa	Potencia Efectiva (MW)	Valor Esperado FC (US\$ millones)	Desviación FC semanal (US\$ millones)	Porcentaje Óptimo de Contratación	Potencia Equivalente a Contratar
Electroperú	841.5	590.5	1.5	78%	656.4
Edegel	739.4	358.6	0.4	50%	369.7
Egenor	355.7	156.6	0.6	37%	131.6
Electroandes	173.9	93.7	0.1	65%	113.0
Egasa	170.3	68.3	0.2	44%	74.9
San Gabán	113.1	64.8	0.2	63%	71.3
Total	2393.9	1332.5	3.0	59.2%	1416.9

Elaboración propia

En el caso de las centrales térmicas se puede hacer un ejercicio similar, pero debe tenerse en cuenta que en estos casos existe una fuente de incertidumbre adicional que es la variabilidad de sus costos de combustible, los cuales dependen de la cotización internacional del petróleo por ejemplo. Sin embargo, esta variabilidad no necesariamente altera el orden de despacho y puede cubrirse con contratos financieros. Por ello, en un sistema de despacho a mínimo costo, que las centrales térmicas no despachen los niveles contratados implicará en la mayor parte de los casos que lo hicieron las centrales hidroeléctricas o centrales térmicas más baratas como las que usan gas natural o carbón si se está analizando a las centrales a diesel o residual. En otros casos, como el de las centrales a gas natural, que no despachen en los niveles esperados puede deberse a restricciones de transmisión o indisponibilidades en el suministro de gas natural.

Precios a Ofertarse cuando se ha superado el nivel óptimo de contratación

Cuando un generador ha superado su nivel óptimo de contratación, sólo estará dispuesto a contratar capacidad adicional, incluso si hubiera competencia perfecta, mediante mayores precios que incorporen el riesgo de no poder cumplir con estos contratos, lo cual financieramente se traducirá en una mayor volatilidad del flujo de caja de la empresa. Una forma de estimar este riesgo es asociándolo a la capacidad de financiamiento de la empresa. Es decir, cuanto más variable es el flujo de caja de una empresa, su capacidad de endeudarse disminuirá y por lo tanto el costo promedio del capital (WACC) se incrementará pues se tendrá que incrementar el nivel de capital propio en el financiamiento, el cual por definición tiene un costo mayor que el de la deuda. Ello se puede ver claramente analizando el comportamiento del WACC, el cual está definido por la siguiente ecuación:

$$WACC = \left(\frac{D}{D + E} \right) (1 - t) r_D + \left(\frac{E}{D + E} \right) r_E,$$

donde:

r_D = tasa de la deuda,

r_E = tasa del capital propio (“equity”),

D= financiamiento vía deuda de largo plazo,

E = financiamiento vía capital propio, t = tasa impositiva.

Se puede ver que si: $r_D < r_E$, entonces: $\frac{D}{D+E} \downarrow \Rightarrow WACC \uparrow$

En este contexto, asumir contratos por encima de su nivel óptimo llevará a los generadores a un incremento de su costo de financiamiento y por lo tanto a una reducción del valor de sus inversiones. Por ello, en ausencia de otro mecanismo, solo asumirán mayores obligaciones incrementando el precio de las cantidades marginales contratadas por encima de su nivel óptimo. El nivel en que este precio se incrementaría estará en proporción al incremento en el riesgo de “*default*” si se asume un nivel alto de deuda, con la consiguiente reducción en el financiamiento vía deuda (lo cual permite obtener un indicador de aversión al riesgo). Este riesgo está, a su vez, directamente relacionado a las veces en que, para un determinado nivel de endeudamiento, el flujo de caja no alcanza a cubrir las obligaciones corrientes fijas mensuales (a las que se ha descontado un 30% para el pago de impuestos y un 10% para reposición del capital).

En la estimación de la proporción de financiamiento externo se ha optado por obtener el mayor nivel de financiamiento externo posible que podría cubrir en todos los escenarios (criterio *maximin*) para el nivel óptimo de contratación. Este nivel de endeudamiento se ha comparado con el valor semanal requerido para recuperar todos los costos de inversión y operación y mantenimiento fijos, asumiendo costos estándares y usando una tasa de descuento de 12% anual, vigente en el sector para los cálculos tarifarios. De esta forma se ha obtenido el ratio deuda / capital total y, con el fin de mantener la consistencia, usando una tasa de impuestos de 30%, una tasa de endeudamiento de 9% anual y tomando como base un WACC de 12%, se ha calculado la tasa implícita del capital propio. Este ejercicio se realizó para el caso de Electroperú, pero es replicable para las otras empresas. Los detalles del cálculo se presentan en el Cuadro N° 10.

Cuadro N° 10: Cálculo del Costo del Capital Propio Implícito en el Nivel Óptimo de Contratación

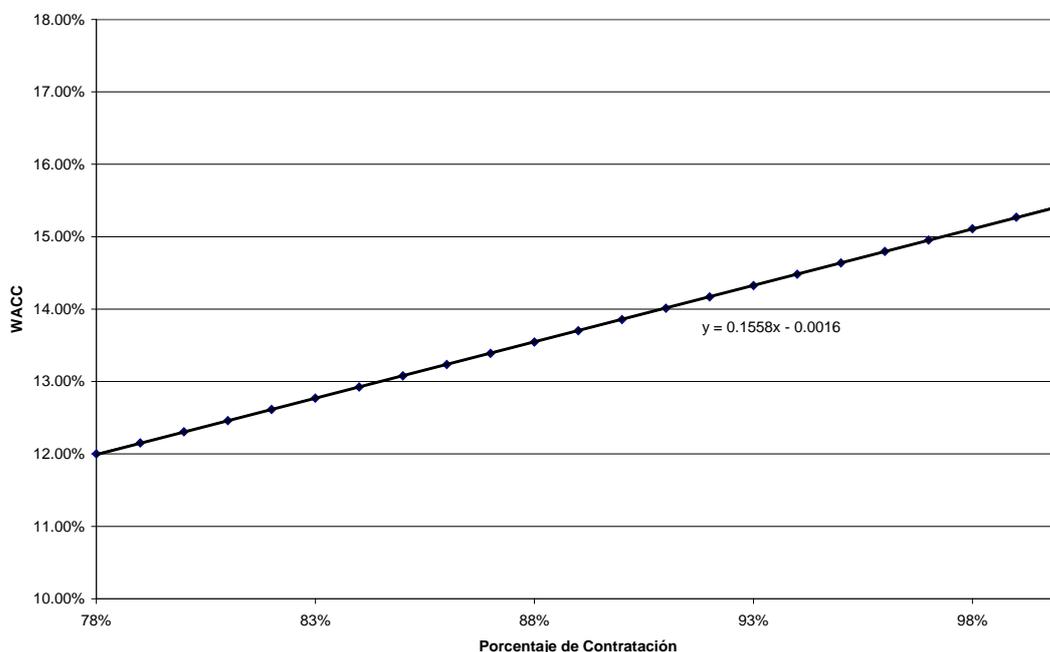
Potencia Efectiva (MW)	842
Valor Unitario (US\$ por KW)	2,500
Valor Total Inversión (US\$ miles)	2,103,750
Valor Presente Costo de Operación y Mantenimiento (US\$ miles) *	70,686
Valor Total (US\$ miles)	2,174,436
Valor Total Semanal	4,795
Mínimo Valor Mensual de Flujo de Caja	2,480
Porcentaje de financiamiento vía deuda	51.7%
Porcentaje de financiamiento vía capital propio	48.3%
Tasa implícita del capital propio (anual)	18.5%

* Se asumió un porcentaje de 3% anual respecto al costo de inversión total y una vida útil de treinta años.

Tomando como caso inicial los valores obtenidos de las tasas de capital propio y deuda, se calcularon las proporciones de financiamiento vía deuda para niveles de contratación diferentes al óptimo, y la tasa del WACC correspondiente suponiendo que el costo del capital propio y el de la deuda se mantienen constantes³².

Los resultados se muestran en el Gráfico N° 56. Como se puede ver, conforme se incrementa el nivel de contratación por encima del óptimo (78%), el generador tendría menores posibilidades de incrementar su financiamiento vía deuda y el WACC se va incrementando llegando en el extremo a cerca de 16% anual. Este incremento en el costo de capital hará que el generador incremente a su vez el precio requerido para asumir incrementos marginales en el nivel de contratación. Algo inverso sucedería si el generador todavía no alcanza su nivel óptimo de contratación, pues en este caso se esperaría más bien que estuviera dispuesto a renunciar a un precio mayor debido a la estabilidad que le aportan los contratos a su flujo de caja.

Gráfico N° 56: Incremento del WACC conforme se supera el Nivel Óptimo de Contratación para Electroperú



Con la información de los cambios en el WACC ante incrementos en el porcentaje de contratación es posible calcular la oferta de precios que realizaría el generador conforme se incrementa el nivel de contratación por encima del óptimo. Este mayor precio sería básicamente

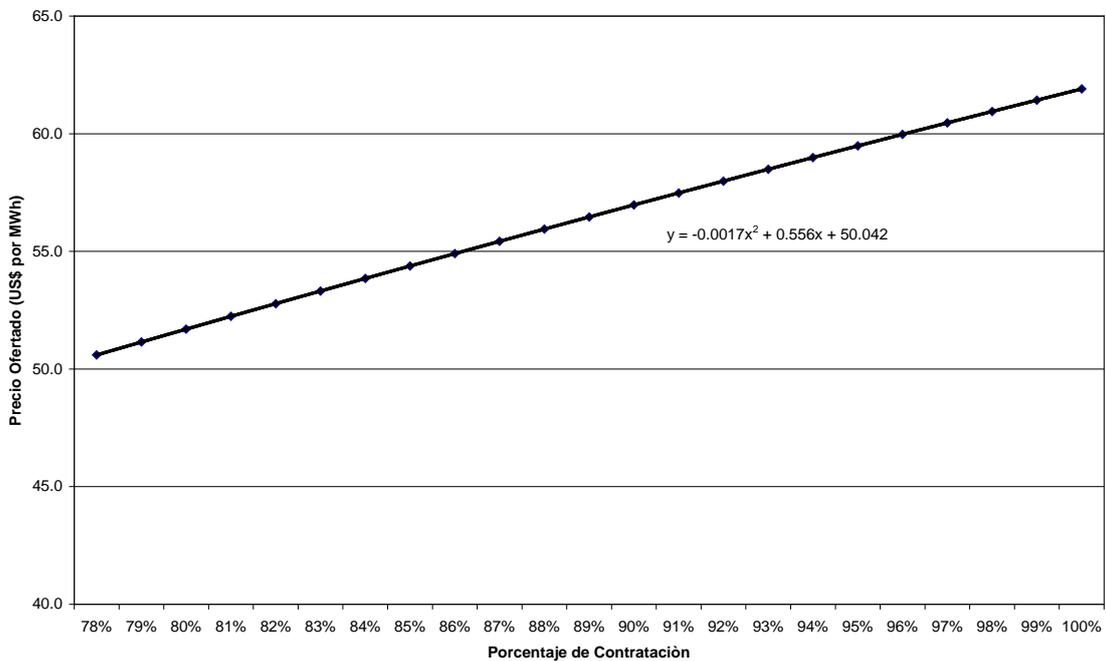
³² Otra alternativa podría haber consistido en tratar de simular el cambio en estas tasas conforme varía el nivel de contratación, pero dado que se trata de empresas en marcha, ello implicaría un seguimiento muy continuo de las políticas comerciales por parte de los accionistas y los prestatarios, lo cual no suele darse en la realidad, por lo que se ha optado por asociar directamente el incremento en la percepción de riesgo de la empresa con una menor posibilidad de conseguir financiamiento externo a una tasa dada.

aquel que compense la pérdida de valor de la empresa asociada a un mayor WACC derivado del incremento marginal en el nivel de contratación:

$$\Delta p = \left| \frac{\nabla \text{Valor Presente}}{\Delta \text{Nivel de Contratación}} \right|$$

En el Gráfico N° 57 se muestra el incremento de los precios ofertados conforme aumenta el nivel de contratación, apreciándose que si Electroperú contratara al 100% de su capacidad efectiva debería solicitar un precio cercano a US\$ 62 por MWh, casi US\$ 10 más que el precio al que firmaría los contratos en su nivel óptimo de contratación, a fin de cubrir las pérdidas de valor asociadas a un mayor riesgo.

Gráfico N° 57: Incremento de los Precios Ofertados conforme se incrementa el Nivel de Contratación para Electroperú



VII.2.1 Nivel de Contratación Óptimo con Esquema de Opciones

Marco de Análisis

La introducción de un contrato de opción de compra de capacidad en el valor presente del flujo de caja del generador se muestra en la siguiente ecuación:

$$VPN_{FC} = \sum_{i=1}^N \beta^i P_{c_i} Q_{c_i} + \sum_{i=1}^N \beta^i P_{s_i} (Q_{s_i}(P_{s_i}) - Q_{c_i}) - \sum_{i=1}^N \beta^i C m g_i Q_{s_i}(P_{s_i}) + \sum_{i=1}^N \beta^i (Q_{c_i} - Q_{s_i})(SP - P_{s_i}) - \sum_{i=1}^N \beta^i c$$

Donde

$SP =$ Strike Price

$C =$ pago fijo de la prima de la opción

Usando esta ecuación se puede encontrar el nivel óptimo de contratación incorporando la posibilidad de comprar los déficits de lo generado respecto a lo contratado a un determinado "Strike Price".

En el cálculo de las primas de las opciones de compra de capacidad deben tenerse en cuenta dos aspectos, por un lado el valor mínimo que requeriría una empresa generadora que vende estas opciones y el valor que tener esta opción le genera a una empresa que la haya comprado para protegerse la volatilidad del mercado spot cuando tenga que recurrir a este. Siguiendo a Rivier et al (2000) se puede plantear la siguiente ecuación para valorizar las opciones por el lado del vendedor:

$$\text{Precio para ofertar la opción} = \sum_{i=1}^T \frac{(P_s - PE)}{(1+r)^i}, \text{ siempre que } P_s > PE$$

Donde:

P_s : precio spot

PE : precio de ejercicio

R : tasa de descuento

Si además se impusiera una penalidad por el incumplimiento de los compromisos de capacidad (denominada PEN)³³, el precio que solicitará un generador para las opciones que venda a otros agentes sería el siguiente:

$$\text{Precio para ofertar la opción con penalidad} = Er \left[(1-\lambda) \sum_{i=1}^T \frac{(P_s - PE)}{(1+r)^i} \right] + Er \left[\lambda \sum_{i=1}^T \frac{(P_s - PE + PEN)}{(1+r)^i} \right]$$

siempre que $PB > PE$

Er : operador de valor esperado ponderado por riesgo

λ : probabilidad de que el vendedor de la opción no pueda cumplir con su compromiso

Como se puede ver el valor de las primas no es único, el valor marginal será mayor que el valor medio conforme se incremente el nivel de capacidad comprometido por la central. Se ha optado

³³ Esta penalidad podría ser un monto ligeramente mayor al costo de racionamiento vigente (US\$ por MWh)

por valorizar las opciones (c) calculando el valor presente de sus realizaciones y convirtiéndolos a pagos fijos semanales. Luego se discutirán algunas alternativas a esta forma de valorización. El análisis del efecto de la existencia de un mercado de capacidad basado en opciones de cobertura se ha realizado valorizando las opciones en base al valor presente de sus realizaciones convertida a pagos fijos semanales y encontrando el nivel de contratación que minimiza la varianza del flujo de caja (pues el valor esperado no ha cambiado) para cada toda una gama de “*Strike Prices*”. Ello con la finalidad de discutir en las siguientes secciones cual debe ser una posible opción de “*Strike Price*” que se imponga en una primera etapa al sistema por parte del operador del mismo,

Simulación en Algunos Casos Concretos

Caso Electroperú

Esta relación para el caso de Electroperú, usando los mismos datos de precios y cantidades del ejercicio sin opciones, se presenta en Gráfico N° 58. Como se puede ver el nivel de contratación óptimo dependerá del “*Strike Price*” elegido para el ejercicio de opción, pudiendo alcanzar un máximo de 89% respecto al 78% del mercado sin opciones. Sin embargo, los modelos teóricos indican que el “*Strike Price*” debe ser relativamente alto y estar asociado a los precios de escasez del sistema, por lo que en el caso de Electroperú, cuya hidrología es menor variable que las otras hidroeléctricas del sistema, el efecto del mercado de opciones sería limitado respecto a una política de contratación adecuada en ausencia de este mecanismo. Sin embargo, se podría realizar otro ejercicio consistente en analizar el efecto del mercado para una empresa sobrecontratada respecto a sus niveles óptimos.

Caso Edegel

Como se puede ver en el Gráfico N° 59 en el caso de Edegel, la relación entre el “*Strike Price*” y el nivel óptimo de contratación, indica que este se puede incrementar en un rango entre 51% a 54%, siendo el efecto del mercado de opciones menor que en el caso de Electroperú debido a que sus importantes variaciones en sus niveles de producción limitan el efecto de la cobertura mediante opciones.

Gráfico N° 58: Relación entre Nivel de Contratación Óptimo y el “Strike Price” de las Opciones de Capacidad para Electroperú

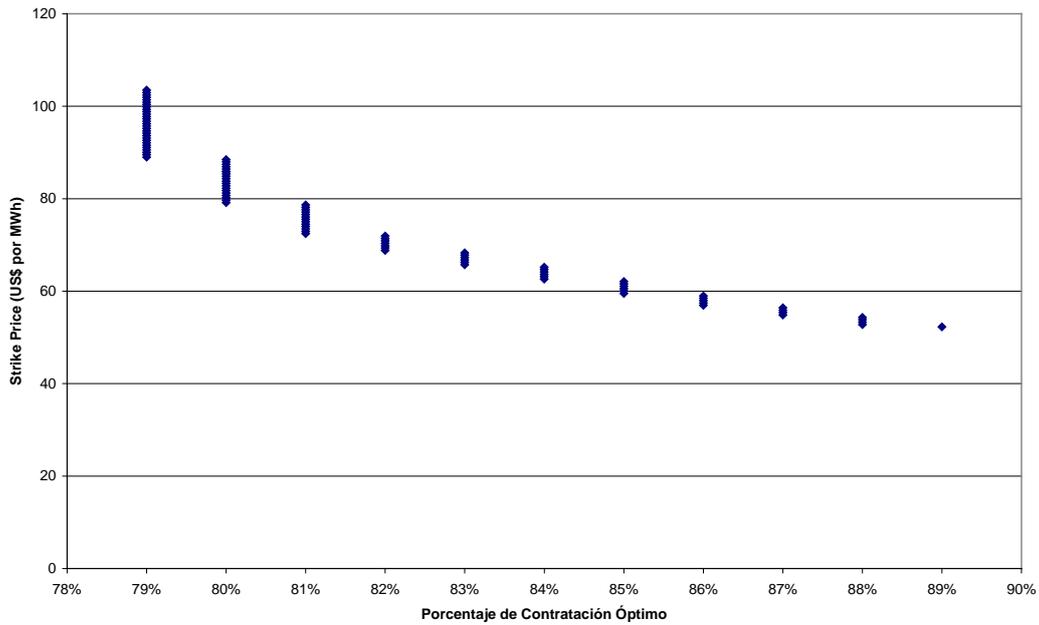
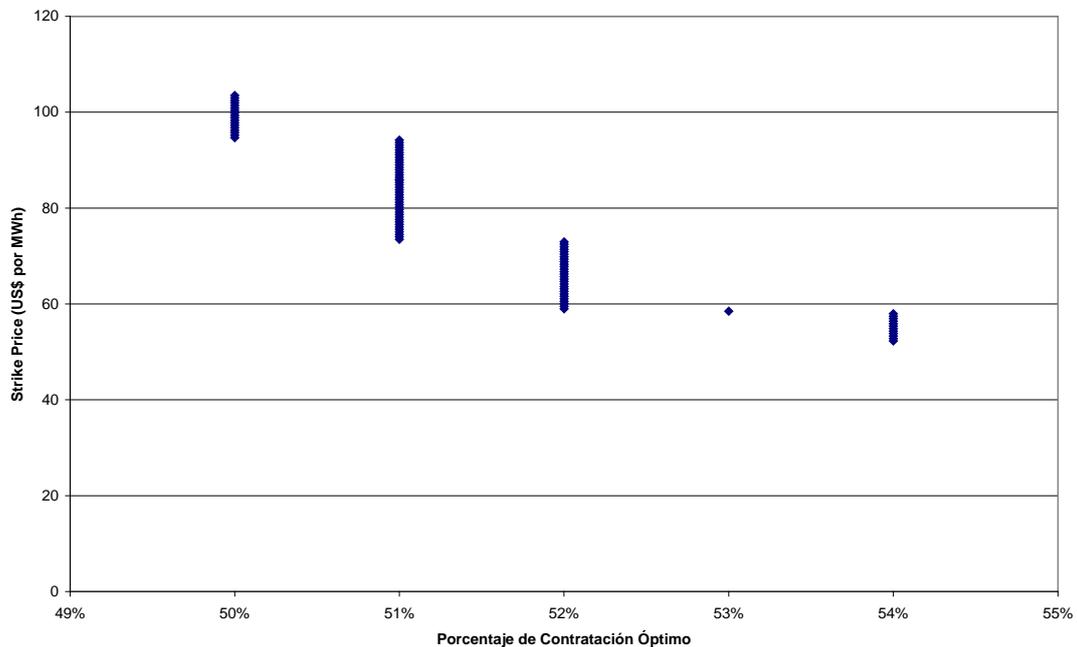


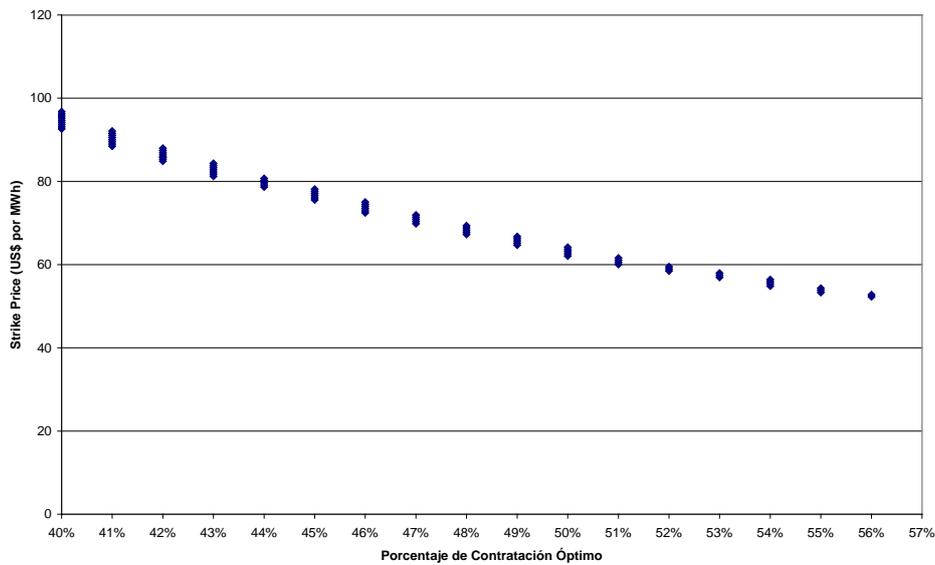
Gráfico N° 59: Relación entre Nivel de Contratación Óptimo y el “Strike Price” de las Opciones de Capacidad para Edegel



Caso Egenor

En el caso de Egenor, como se aprecia en el Gráfico N° 60, la relación entre el “Strike Price” y el nivel óptimo de contratación, indica que este se puede incrementar en un rango entre 37% a 56%, lo cual se debería a una interacción diferente entre los “shocks” de oferta de Egenor y el precio spot del sistema.

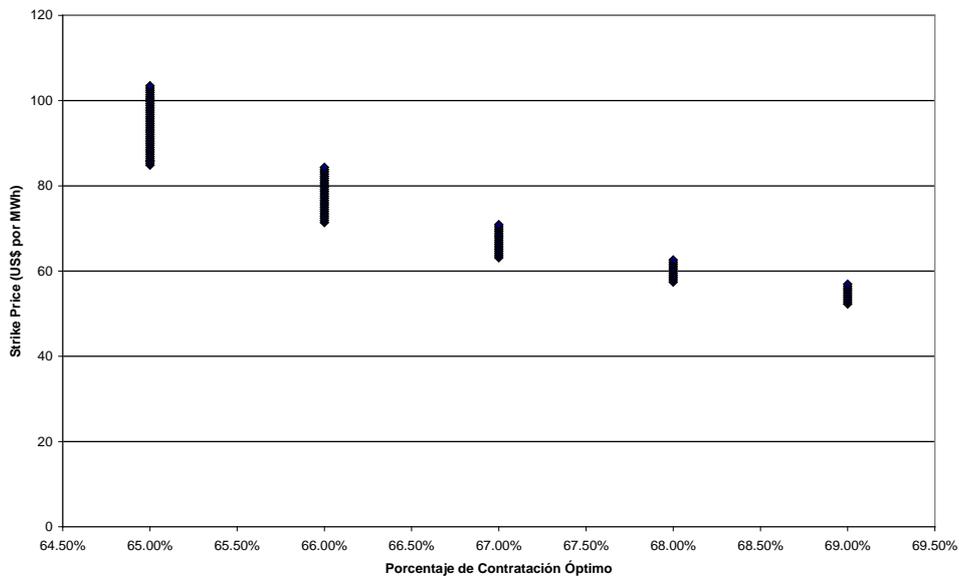
Gráfico N° 60: Relación entre Nivel de Contratación Óptimo y el “Strike Price” de las Opciones de Capacidad para Egenor



Caso Electroandes

En el caso de Electroandes, como se aprecia en el Gráfico N° 61, la relación entre el “Strike Price” y el nivel óptimo de contratación, indica que este se puede incrementar en un rango entre 65% a 69%.

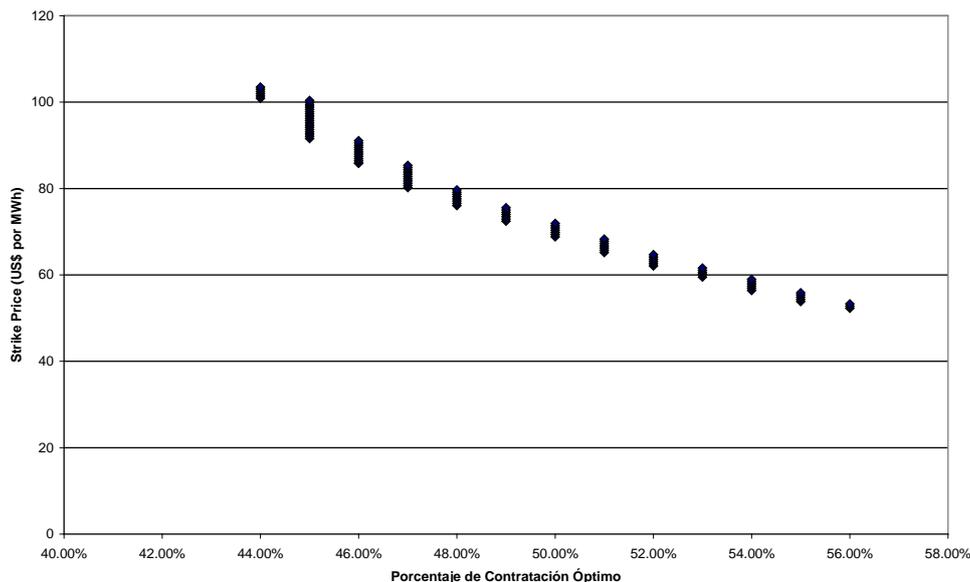
Gráfico N° 61: Relación entre Nivel de Contratación Óptimo y el “Strike Price” de las Opciones de Capacidad para Electroandes



Caso Egasa

En cuanto a Egasa, como se aprecia en el Gráfico N° 62, la relación entre el “Strike Price” y el nivel óptimo de contratación, indica que este se puede incrementar en un rango entre 44% a 56%.

Gráfico N° 62: Relación entre Nivel de Contratación Óptimo y el “Strike Price” de las Opciones de Capacidad para Egasa



Caso San Gabán

Por último, en el caso de San Gabán, como se aprecia en el Gráfico N° 63, la relación entre el “Strike Price” y el nivel óptimo de contratación, indica que este se puede incrementar en un rango entre 64% a 78%, siendo uno de los más beneficiados por la existencia de los contratos de cobertura.

Comentarios Finales

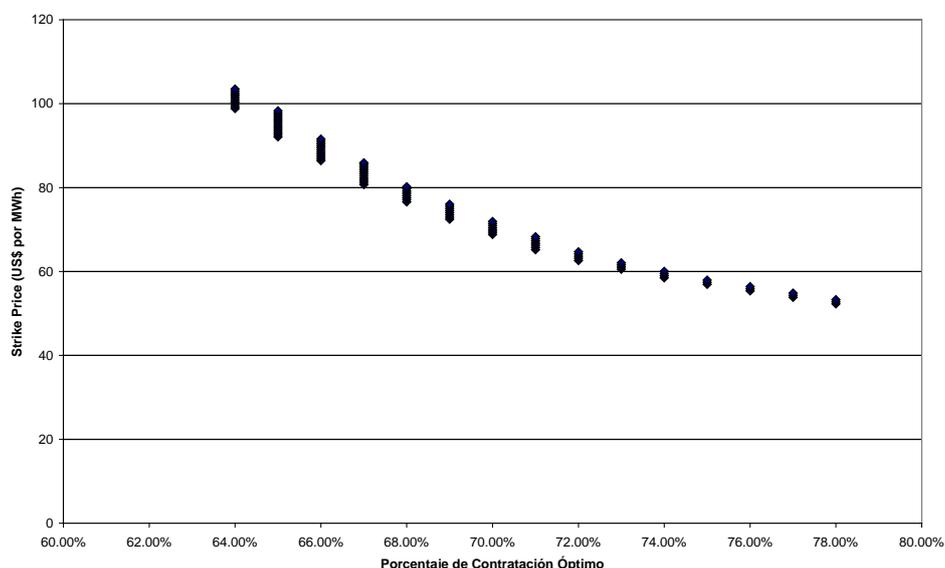
Como se puede ver, el efecto del mercado de opciones incrementa en general el porcentaje de contratación óptimo, aunque su efecto es diferente en cada empresa, siendo mayor en las más expuestas al riesgo cantidad. Dado que el “Strike Price” debe estar asociado a una señal de escasez y surge en un mercado donde no hay un cargo por capacidad, y por lo tanto la capacidad instalada es menor que en nuestro sistema, es necesario evaluar en primer lugar el “Strike Price” que se propondría el operador del sistema y los criterios que tendrían que seguirse para ir modificándolo paulatinamente conforme se elimina el pago por capacidad o de acuerdo a la evolución de los precios del sistema.

El “Strike Price” en un mercado de solo energía en el cual se implemente un sistema de contratos de confiabilidad, tal como indica Pérez Arriaga et al (2000), si se quiere separar el mercado de capacidad del funcionamiento del mercado de energía, debería ser similar al costo marginal o oferta de la última central que entró a operar en el sistema, haciendo que las primas de las opciones tengan un valor similar al valor presente esperado de las rentas de escasez del sistema, lo cual en un sistema económicamente adaptado sería a su vez equivalente a los costos

fijos de las centrales necesarios para mantener el equilibrio financiero de las diferentes centrales del sistema. Sin embargo, tal como se ha mostrado, un nivel así no mejoraría el manejo de riesgos en el mercado de contratos en un sistema como el peruano, sujeto a importantes shocks de oferta por la hidrología y con una curva de oferta con un pendiente alta debido a la permanencia de capacidad a Diesel 2 y Residual. Por ello, se plantea que el “*Strike Price*” del sistema sea menor que el costo marginal de la central marginal en un magnitud que permita una mejora en el manejo de riesgos del mercado de contratos. En este caso, el valor de las opciones incluiría no sólo los costos fijos de las centrales por mantenerse disponibles sino un riesgo adicional (cuya magnitud tampoco debe ser muy alta y que estaría compensado en el valor de las opciones), asociado a cubrir a las empresas predominantemente hidráulicas de los “*shocks*” de oferta.

En el Cuadro N° 11 se presentan algunas opciones para el “*Strike Price*” y su efecto en el mercado de contratos. Teniendo en cuenta que los años tomados 2003 – 2004 fueron relativamente secos, se sugiere tomar un “*Strike Price*” menor que el precio spot promedio más media desviación estándar (cercano a unos US\$ 68.8 por MWh) pero algo mayor que el precio spot promedio. Con ello se hubiera logrado que los generadores hidroeléctricos analizados contraten a los precios regulados entre 150 a 200 MW adicionales. En el ejercicio se puede ver también que un esquema donde los generadores compitan por los contratos de cobertura es difícilmente implementable con un mecanismo de remuneración de la capacidad adicional como el peruano porque ello reduce incentivos a asumir los riesgos de no poder cumplir con los contratos. Este mercado tendría por ello un importante problema de liquidez y viabilidad.

Gráfico N° 63: Relación entre Nivel de Contratación Óptimo y el “*Strike Price*” de las Opciones de Capacidad para San Gabán



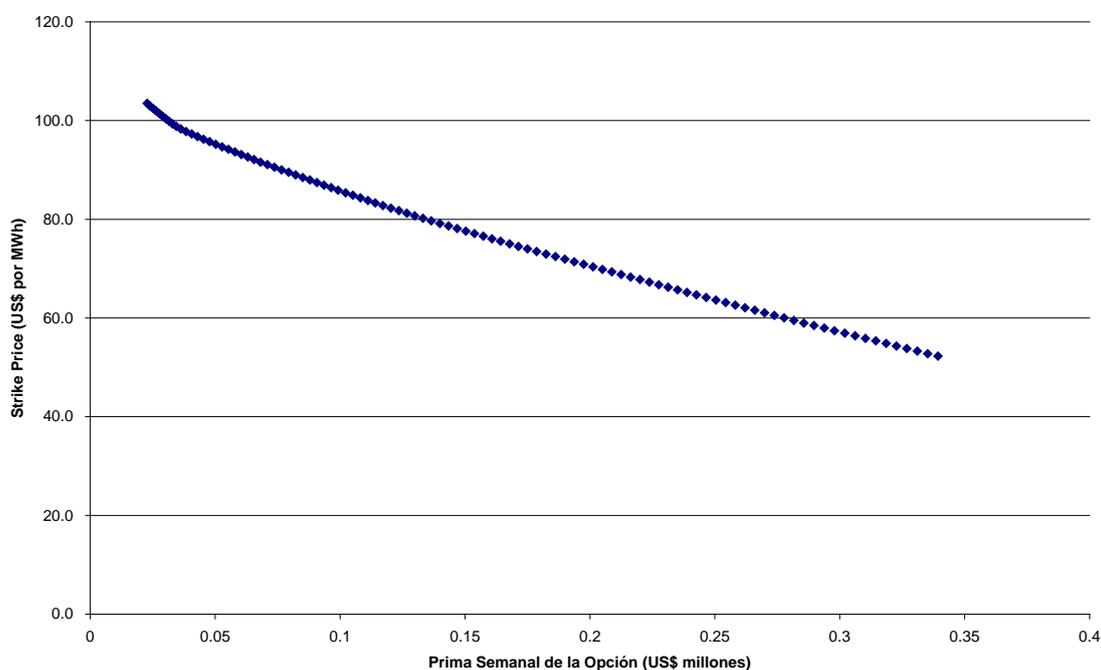
Cuadro N° 11: Efecto en el Mercado de Contratos del Esquema de Opciones con Diferentes “Strike Prices”

Empresa	Potencia Efectiva (MW)	Valor Esperado FC (US\$ millones)	Porcentaje Óptimo de Contratación con PStrike = Ps promedio+ una desviación	Potencia Equivalente a Contratar con PStrike = Ps promedio+ una desviación (US\$ 85.9 por MWh)	Porcentaje Óptimo de Contratación con PStrike = Ps promedio+ media desviación (US\$ 68.8 por MWh)	Potencia Equivalente a Contratar con PStrike = Ps promedio+ media desviación	Porcentaje Óptimo de Contratación con Pstrike = Ps promedio (US\$ 51.7 por MWh)	Potencia Equivalente a Contratar con PStrike = Ps promedio
Electroperú	841.5	590.5	80%	673.2	82%	690.0	89%	748.9
Edegel	739.4	358.6	51%	377.1	52%	384.5	55%	406.7
Egenor	355.7	156.6	42%	149.4	48%	170.7	56%	199.2
Electroandes	173.9	93.7	65%	113.0	67%	116.5	70%	121.7
Egasa	170.3	68.3	46%	78.3	50%	85.2	56%	95.4
San Gabán	113.1	64.8	67%	75.8	70%	79.2	79%	89.3
Total	2393.9	1332.5	61.3%	1466.8	63.7%	1526.1	69.4%	1661.2

Algunos Alcances sobre el Valor de las Primas

Asumiendo un sistema de valorización simple, en donde los agentes son neutrales al riesgo, se puede calcular el valor de las primas como el equivalente al valor presente de las cantidades coberturas valorizadas por la diferencia de los precios *spot* y los “*Strike Prices*”. Así, se puede calcular un pago fijo semanal de estas opciones. Ello hace que por construcción el valor presente de los flujos de caja de los generadores que compran las opciones será igual al de un esquema sin opciones, aunque con una menor varianza. El valor de las opciones se irá reduciendo conforme se incrementa el precio de ejercicio de la opción y viceversa, como se ha podido comprobar en las diferentes simulaciones realizadas y se presenta en el Gráfico N° 64

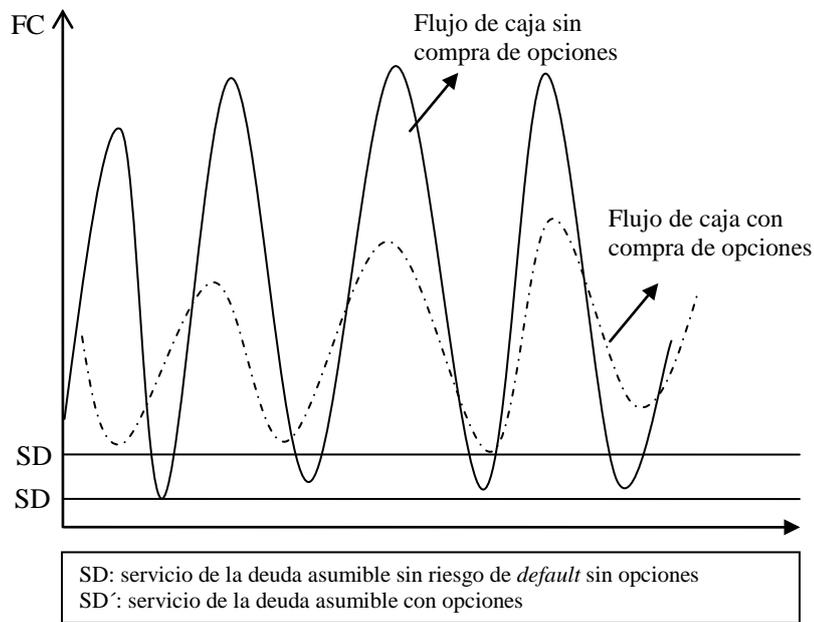
Gráfico N° 64: Relación entre el “*Strike Price*” y el Valor de las Opciones cuando existe Neutralidad al Riesgo – Caso Electroperú



La introducción de un mecanismo de cobertura vía opciones de capacidad genera un valor adicional que está directamente asociado a la disminución de la variabilidad del flujo de caja. A nivel microeconómico existen una serie de enfoques que relacionan el valor que le darán los agentes a los retornos esperados de un activo dependiendo de su grado de aversión al riesgo. En este caso, una metodología que puede usarse para estimar el valor generado por la posibilidad de contar con una opción de compra de capacidad se puede basar en la comparación del valor presente de los flujos de caja de la empresa generadora descontados con un WACC inicial, que varía con el nivel de contratación, versus el valor del mismo descontado con un WACC menor

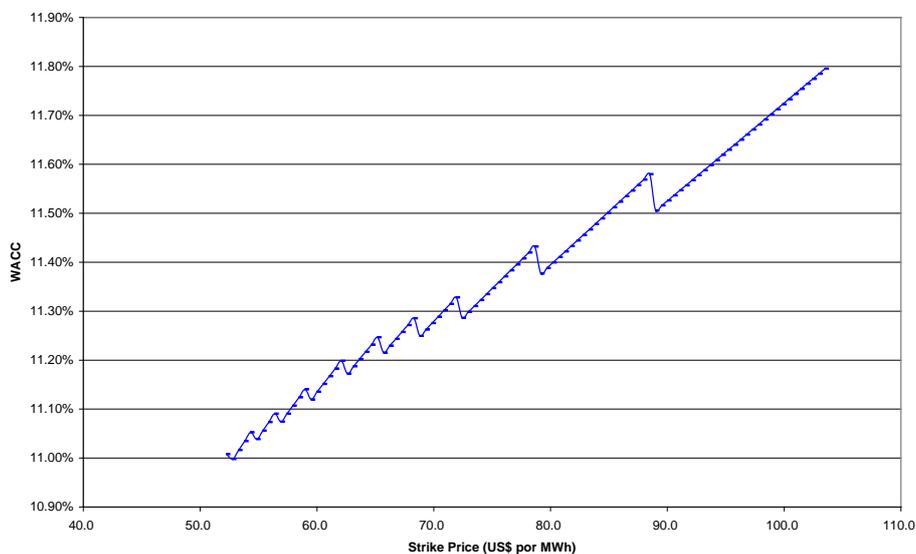
posibilitado por la reducción en la volatilidad de los flujos de caja (que permiten asumir un mayor endeudamiento) gracias a la compra de opciones de capacidad.

Gráfico N° 65: Variabilidad del Flujo de Caja y Endeudamiento



Tal como se aprecia en el Gráfico N° 66, para el caso de Electroperú, se ha realizado el cálculo del WACC que podría obtener la empresa gracias a la compra de opciones y como este evoluciona en relación al “*Strike Price*” contratado, pues a menor precio de ejercicio la empresa estará más cubierta y por lo tanto podrá obtener un nivel de apalancamiento mayor.

Gráfico N° 66: Relación entre el “*Strike Price*” y el WACC cuando existe Neutralidad al Riesgo – Caso Electroperú

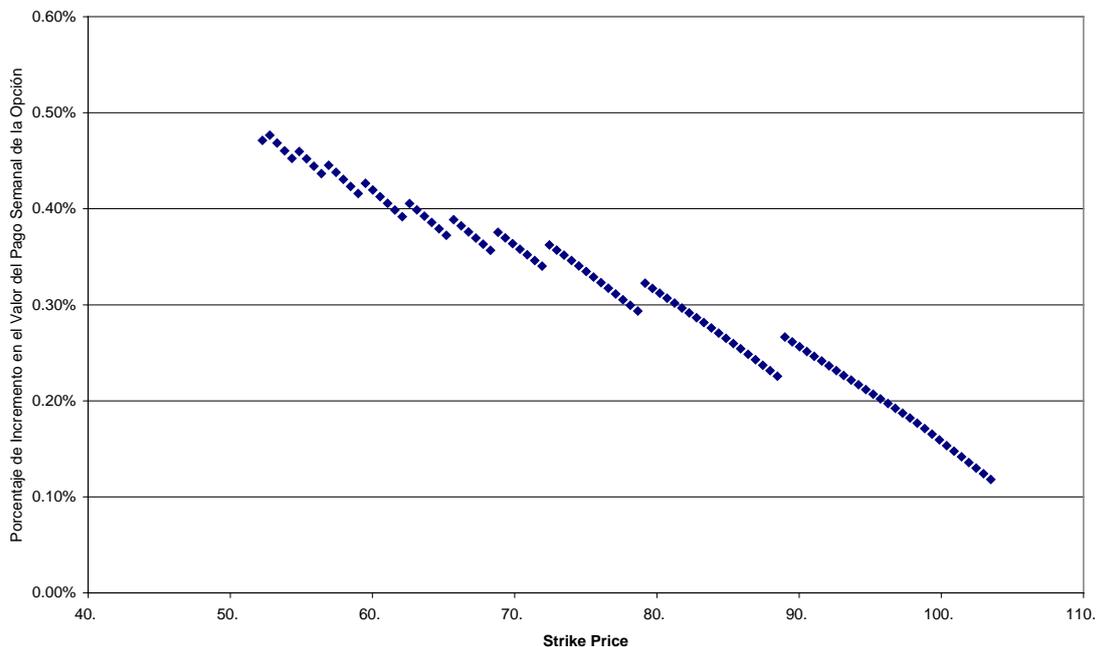


En estos casos, el valor que le otorga a la compra de opciones un generador será más alto que el valor presente de las compras que hubiera tenido que realizar al mercado spot, siendo este valor mayor debido a la mejora en el perfil de su flujo de caja, lo cual está asociado a su aversión al riesgo. Por ello, se puede aproximar el valor de la opción para el generador que la compra con la siguiente fórmula:

$$\text{Valor de Compra de la opción} = \sum_{i=1}^T \frac{(Ps - PE)}{(1 + WACC^*)^i}, \text{ siempre que } Ps > PE$$

Donde WACC* es la tasa de costo ponderado del capital que se puede conseguir con el flujo de caja más estable. En el Gráfico N° 67 se aprecia el incremento en el valor que le daría un generador como Electroperú a los contratos de opción de compra de capacidad teniendo en cuenta el efecto de la reducción en el WACC para cada “Strike price”.

Gráfico N° 67: Incremento en el Valor de las Opciones por Reducción en el WACC – Caso Electroperú



Por último, un siguiente paso es analizar que pasaría con los generadores que venden las opciones. Ello se puede realizar tomando como ingresos los valores obtenidos de las opciones y sumarle el valor de estas ventas al “Strike Price” acordado y restándole un costo estándar de inversión y operación y mantenimiento más los costos de producción. Sin embargo, dada la metodología utilizada para analizar el efecto de las opciones sobre las estrategias de los

generadores hidroeléctricos, esta comparación no podría realizarse debido a que los precios spot históricos responden a una determinada configuración del parque generador obtenida en base a los mecanismos tarifarios vigentes, los cuales incluyen un mecanismo de pago de la capacidad que influye tanto sobre la capacidad total del sistema como sobre la combinación de tecnologías. Por ello, la implementación de un mercado de capacidad requiere la eliminación paulatina del pago por potencia, lo que llevará a una mejor valorización de las opciones y reconfiguración del parque generador.

VIII. Diagnóstico y Análisis de Alternativas para mejorar la Remuneración de la Capacidad

La aplicación de los procedimientos descritos en la sección VII.1 de remuneración de la capacidad tiene una serie de problemas. Uno de los principales son las importantes diferencias entre la potencia firme calculada para las centrales hidroeléctricas y la potencia efectiva que estas han podido suministrar en las horas punta de cada mes (que es cuando el sistema se encuentra en sus momentos más críticos). En el Cuadro N° 12 se muestra estas diferencias para el tercer trimestre del año 2007, apreciándose un déficit promedio cerca al 12.2% de la capacidad. Ello implicaría que, tomando en cuenta que el 70% de la remuneración se realiza por potencia firme, abstrayendo las otras distorsiones del mecanismo, las generadores hidroeléctricas estarían obteniendo en promedio un 8.5% de mayores ingresos por potencia que los que les habrían correspondido por su contribución a la confiabilidad del sistema.

Cuadro N° 12: Potencia Firme Reconocida y Potencia Efectivamente puesta a Disposición del Sistema

Empresa	Potencia Firme (MW)	Potencia media en HP (MW)	Diferencias (MW)	% (*)
Cahua - CNP	75.9	69.6	-6.3	-8.3%
Edegel	718.7	592.7	-126.0	-17.5%
Egasa	175.2	137.7	-37.5	-21.4%
Egamsa	85.8	85.2	-0.6	-0.7%
Egenor	355.4	313.1	-42.3	-11.9%
Egesur	34.9	26.2	-8.7	-24.8%
E. Santa Rosa	0.7	0.8	0.1	9.5%
Electroandes	177.4	144.7	-32.7	-18.4%
Electroperú	865.8	852.0	-13.8	-1.6%
Enersur	136.8	77.2	-59.6	-43.6%
San Gabán	113.1	106.0	-7.1	-6.2%
S.M. Corona	6.3	4.9	-1.4	-22.0%
Total	2,746.0	2,410.1	-335.9	-12.2%
Estatal	1,274.8	1,207.1	-67.7	-5.3%
Privada	1,471.2	1,203.0	-268.2	-18.2%

(*) Se ha tomado el promedio de las potencia para el cuarto trimestre del 2007.

Fuente: OSINERGMIN – GART. “Boletín de Operación del Sector Eléctrico”

En el caso de las centrales termoeléctricas, en particular de las centrales a gas natural, en la actualidad se han encontrado problemas adicionales en el mecanismo de remuneración de la capacidad basado en el cálculo administrativo de la potencia firme. En particular, el ducto de gas natural hacia la zona sur está llegando a plena capacidad y existe el riesgo de racionamiento del gas natural, no teniendo las centrales a gas natural contratos de suministro a firme. Por ello se ha establecido recientemente que el pago por potencia firme a estas centrales se vincule a la tenencia de estos contratos (D.L. 1041).

A su vez, el reparto de la bolsa por potencia considerando un margen de reserva diferente respecto al reconocido en el sistema tarifario (de 32% versus el 20%), termina reduciendo en el mejor de los casos la remuneración por MW efectivo en una proporción igual a

$$0.7 * \frac{1+0.20}{1+0.32} = 0.64$$

Es decir, que el generador que contribuye efectivamente a la confiabilidad del sistema termina recibiendo un 94% (64%+30%) de la remuneración que debería. El impacto sobre la rentabilidad de los generadores se puede analizar usando el ejemplo simplificado de obtención del parque generador óptimo presentado en el Cuadro N° 2 y que se resumen en el Cuadro N° 13. En el se puede ver que, en el esquema actual de remuneración de la capacidad, más del 90% de los ingresos anuales requeridos por un generador Diesel y cerca de 60% en el caso de una central a ciclo simple se obtienen del pago por potencia, mientras que en el caso de las centrales hidroeléctricas y a ciclo combinado esta remuneración no alcanza al 30%, por lo que el efecto sobre la recuperación de las inversiones es distinto por tipo de central, alcanzando un máximo de 5% y un mínimo de 1.7%. Sin embargo, cuando el margen de reserva reconocido era mayor (llegó a ser mayor a un 50% a inicios de la década) el efecto de esta distorsión también se incrementaba.

La consideración de un margen de reserva diferente para el reparto de ingresos por potencia tenía como motivación inicial reconocer algunos costos hundidos que llevaron a cierta sobreinversión asociada al cumplimiento de compromisos de inversión (por eso este margen era mayor que el tarifario), pero termina generando incentivos incorrectos como la pérdida de dinero para las centrales nuevas y el mantenimiento de centrales muchas veces obsoletas en el parque generador.

Cuadro N° 13: Efecto de la Distorsión en el Margen de Reserva Reconocido sobre los Ingresos de los Generadores

Equilibrio Financiero Inicial del Sistema

Tecnología	Ingreso por Energía (miles de US\$)	Ingreso por Potencia (miles de US\$)	Costo por Energía (miles de US\$)	Costo de Potencia (miles de US\$)	Ingreso Total ó Costo Total (miles de US)	Costo Medio (US\$ por MWh)
Diesel	76.135	912.454	76.135	912.454	988.589	1.804
Gas Natural a Ciclo Simple	34.979.770	45.599.247	28.465.592	52.113.425	80.579.017	57
Gas Natural a Ciclo Combinado	121.905.777	63.735.700	85.485.377	100.156.099	185.641.477	28
Hidráulica	272.255.580	110.252.557	15.110.119	367.398.018	382.508.137	22
Total	429.217.262	220.499.958	129.137.223	520.579.997	649.717.220	

Tecnología	Participación en el Ingreso Total		Participación en el Costo Total		Efecto de la Distorsión en el Pago por Potencia sobre el Ingreso Total
	Ingresos por Energía	Ingresos por Potencia	Costo por Energía	Costo por Potencia	
Diesel	7,7%	92,3%	7,7%	92,3%	-5,5%
Gas Natural a Ciclo Simple	43,4%	56,6%	35,3%	64,7%	-3,4%
Gas Natural a Ciclo Combinado	65,7%	34,3%	46,0%	54,0%	-2,1%
Hidráulica	71,2%	28,8%	4,0%	96,0%	-1,7%
Total	66,1%	33,9%	19,9%	80,1%	-2,0%

Por su parte, el efecto del factor de incentivo al despacho, que actualmente hace que 30% de la bolsa de potencia se reparta en función al despacho tiene consecuencias aún mayores sobre el equilibrio financiero de las empresas generadoras generando una transferencia de ingresos de las centrales de punta y media hacia las centrales de base. En el Cuadro N° 13 se presenta para el ejercicio que venimos analizando el efecto de introducir este factor en el equilibrio financiero inicial del sistema (sin considerar la existencia de reserva) donde el reparto se hacía en función a la contribución a la máxima demanda del sistema. Se puede ver que las centrales de punta y media ven reducidos sus ingresos en cerca de US\$ 12.3 millones al año que incrementan los ingresos de las hidroeléctricas. En el caso de las centrales de punta esta reducción es un 28.9% de sus ingresos por potencia dado que despacha muy pocas horas y 27.5% de reducción en sus ingresos totales.

El factor de incentivo al despacho se introdujo en un contexto de sobre inversión en capacidad como un mecanismo que intentara reducir el tamaño de las centrales obsoletas. Sin embargo, no es consistente con la lógica de la remuneración de la capacidad donde lo que se busca remunerar es la disponibilidad de las centrales en los momentos de mayor estrés del sistema.

En conjunto para las centrales de punta el efecto de ambos factores (reparto con un margen diferente e introducción del factor de incentivo al despacho) pueden generar una reducción de sus ingresos cercana al 33.1% respecto al que se habría obtenido en un modelo simplificado pero teóricamente consistente con el sistema de remuneración de la capacidad adoptado en el Perú. En el caso de las centrales a gas natural a ciclo simple, de mayor importancia para la evolución del parque generador, esta distorsión sería cercana a un 15.8%. El efecto es menor en las centrales a ciclo combinado e incluso ligeramente positivo para las centrales hidroeléctricas debido a su preponderancia en el despacho. Sin embargo, este análisis no incluye el efecto de la menor potencia firme de las centrales hidroeléctricas pues asume una participación igual a su contribución a la máxima demanda.

Cuadro N° 14: Efecto Conjunto de las Distorsiones sobre el Equilibrio Financiero de los Generadores

Tecnología	Efecto Conjunto
Diesel	-33,1%
Gas Natural a Ciclo Simple	-15,8%
Gas Natural a Ciclo Combinado	-3,2%
Hidráulica	1,5%
Total	-2,0%

Por último, adicionalmente a los problemas mencionados, el sistema de remuneración de la capacidad no tenía una forma de asegurarse que las centrales que no entraron a operar estaban o no disponibles, por lo que se implementó un sistema de pruebas aleatorias multándose a las centrales que estuvieran de reserva pero que ante una prueba aleatoria no estuvieran disponibles. En resumen, el sistema actual de cálculo y reparto del pago por potencia tiene las siguientes características, algunas de las cuales constituyen importantes debilidades:

- i) Tiene un enfoque basado en la recuperación de costos y el costo de expansión (costo fijo de la unidad marginal definida idealmente), el cual se intenta complementar con la introducción de un margen de reserva a fin de tomar en cuenta la existencia de incertidumbre.
- ii) Los contratos incorporan este pago, pero el dinero recaudado es repartido luego entre los generadores independientemente si tienen o no obligaciones contractuales (en un momento se incluyó un factor de incentivo a la contratación pero actualmente es igual a cero),
- iii) El criterio de reparto se basa en la noción de potencia firme (70%) y en el despacho (30%). Las estadísticas indican que el concepto de potencia firme es muchas veces inadecuado, pues las centrales en muchos casos no han llegado en la realidad a la potencia firme reconocida.
- iv) El monto a repartir se ha obtenido con un margen de reserva diferente al reconocido en el precio de potencia (actualmente 32% versus 20%).
- v) La introducción del incentivo al despacho no está acorde a la lógica del sistema de remuneración basado en la disponibilidad de las centrales al sistema en los momentos de estrés (máxima demanda).
- vi) Esta situación genera que el pago efectivo por potencia que reciben las centrales sea en promedio menor que el que deberían recibir, generando un problema de “*Missing Money*” y transferencia de recursos entre tecnologías haciendo que el reparto entre las centrales no represente los compromisos reales de las centrales con la confiabilidad del sistema.

- vii) La necesidad de establecer mecanismos adicionales, como un sistema de pruebas aleatorias y multas, para asegurarse que las centrales que no entraron a operar estuvieron efectivamente disponibles³⁴.

³⁴ Estas multas se establecieron en la Resolución N° 672-2006-OS/CD) de OSINERGMIN por incumplimiento a lo establecido en el Procedimiento para “supervisar la disponibilidad y estado operativo de las unidades de generación del SEIN”, aprobado por Resolución del Consejo Directivo N° 316-2005-OS/CD.

Cuadro N° 15: Efecto de la Introducción del Factor de Incentivo al Despacho sobre el Equilibrio Financiero del Sistema

Bolsa de Potencia	Por Disponibilidad	154.349.970
	Por Despacho	66.149.987

Equilibrio Financiero del Sistema

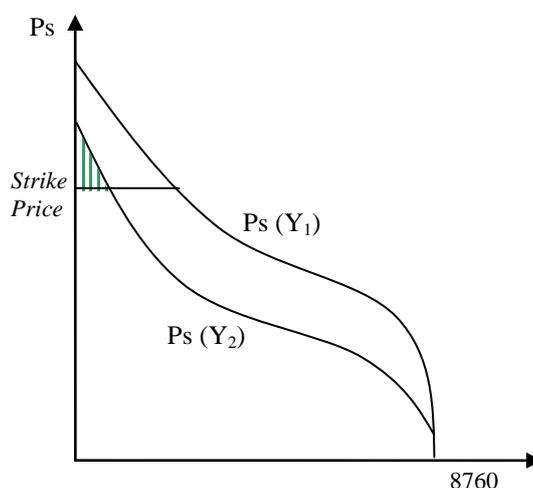
Tecnología	Ingreso por Energía (miles de US\$)	Costo por Energía (miles de US\$)	Diferencia en Energía (miles de US\$)	Ingreso por Potencia (miles de US\$)	Costo de Potencia (miles de US\$)	Diferencia en Potencia (miles de US\$)	Neto	Efecto Porcentual sobre Ingresos Totales
Diesel	76.135	76.135	-	640.142	912.454	(272.312)	(272.312)	-27,5%
Gas Natural a Ciclo Simple	34.979.770	28.465.592	6.514.178	35.619.200	52.113.425	(16.494.225)	(9.980.046)	-12,4%
Gas Natural a Ciclo Combinado	121.905.777	85.485.377	36.420.400	61.708.372	100.156.099	(38.447.728)	(2.027.328)	-1,1%
Hidráulica	272.255.580	15.110.119	257.145.461	122.532.243	367.398.018	(244.865.775)	12.279.686	3,2%
	429.217.262	129.137.223	300.080.039	220.499.958	520.579.997	(300.080.039)	(0)	(0)

Costo e Ingreso Total (miles de US\$)	649.717.220
--	--------------------

El análisis de los pagos obtenidos por la venta de opciones por parte de los generadores presenta algunas dificultades como la necesidad de realizar simulaciones sobre la disponibilidad de las centrales y la evolución de la hidrología, algo que dada la magnitud de la información y necesidad de usar modelos de despacho sofisticados no se ha hecho. Sin embargo, teniendo en cuenta el diseño planteado, el cual incluye la eliminación del pago por capacidad independiente de las obligaciones contractuales que puedan asumir los generadores, debe esperarse una recomposición de los pagos por capacidad obtenidos por las empresas, el cual debe reflejar aproximadamente la contribución de las centrales a la confiabilidad del sistema. Esta contribución se puede medir en función a la contribución a la satisfacción de la máxima demanda mensual por parte de las generadoras, la cual se puede comparar con las remuneraciones obtenidas con el esquema actual.

Un problema adicional relacionado con la transición a un mercado de capacidad basado en la venta de contratos de cobertura está relacionado con el nivel de capacidad total del sistema y combinación de tecnologías que se obtiene en un sistema donde existe un pago de capacidad como el peruano con el que se obtendría en un mercado de solo energía con opciones. En el primer sistema la capacidad instalada total sería mayor al equilibrio en el otro sistema. Ello hace que valor de las primas que se obtendrían con los precios generados de acuerdo a un despacho a mínimo costo para cualquier “*Strike Price*” sea menor al requerido para recuperar los costos fijos de las centrales existentes, lo cual genera la necesidad de evaluar implementar un esquema de transición o reconocimiento de “*Stranded Costs*” si se busca reconocer los costos hundidos de las centrales existentes. En el Gráfico N° 68 se muestra esta situación, donde la curva de duración del precio para el nivel de capacidad Y_2 genera un valor de las opciones menor al requerido en el equilibrio del sistema sin pago de capacidad asociado al nivel de capacidad Y_1 .

Gráfico N° 68: Valor de las Opciones dependiendo de la Capacidad del Sistema



Fuente: Oren (2005)

IX. Conclusiones y Medidas de Política

El diseño de mercado peruano tiene algunas limitaciones que se han traducido en problemas recurrentes en los últimos años como las dificultades que ha enfrentado el cierre de contratos entre generadores y distribuidores para el servicio público con todas las consecuencias que ello ha ocasionado sobre el desempeño del sector, y una dinámica de la inversión no alineada con el crecimiento de la demanda que puede comprometer la confiabilidad del suministro.

El análisis realizado en la presente tesis muestra que estos problemas estarían asociados principalmente a los mecanismos de remuneración y reparto del pago por potencia y a la forma como se calculan las tarifas en barra de energía, los cuales no aseguran la inversión en capacidad eficiente y confiable, no generan los incentivos para contratar a los generadores y generan problemas en el manejo de riesgos comerciales.

Parte de estos problemas se han intentado solucionar mediante diversas modificaciones al mecanismo de pago de la potencia en los últimos años, medidas de urgencia de diferente tipo y, más recientemente mediante la introducción del esquema de licitaciones de contratos de suministro donde los precios surjan de ofertas de los generadores con plazos mayores a cinco años, además de otras medidas como la apertura del COES a otros agentes del sector y la reformulación del sistema tarifario de la transmisión, entre otras. Sin embargo, estas medidas son parciales y no tienen el alcance necesario para resolver los problemas existentes, por lo que los problemas han vuelto a surgir dando lugar a la reiteración de medidas de urgencia como la asignación de los retiros sin contrato entre todos los generadores.

En la presente se ha discutido con cierta amplitud las opciones de remuneración de la capacidad y los mecanismos de administración de riesgos de los generadores y su interrelación y se ha intentado mostrar que la creación de un mercado de capacidad, a través de un sistema de contratos de cobertura (denominados en algunas ocasiones opciones de capacidad) permitirá que el valor de la capacidad refleje la escasez del sistema y comprometa de una forma más efectiva a los generadores con la confiabilidad del suministro. De esta forma, el valor de la capacidad se obtendría por mecanismos de mercado y no de forma administrativa como sucede actualmente, mecanismo que tiene una serie de problemas de implementación y que llevado a distorsiones en la asignación de recursos en el pasado. Este mercado incentivará a su vez una mayor liquidez en el mercado de contratos pues permitirá un mejor manejo de los riesgos comerciales de los generadores.

En particular, en la presente tesis se ha mostrado, en base al análisis de los mecanismos de manejo de riesgos y remuneración de la potencia vigente y simulaciones contrafactuales, lo siguiente:

- Las debilidades del actual sistema de remuneración de la capacidad: i) estar basado en un pago uniforme asociado a la recuperación de costos que no varía con la escasez relativa o abundancia de capacidad en el sistema, ii) la existencia de reglas de reparto que generan distorsiones y reducción de los ingresos de las centrales que realmente otorgan confiabilidad al sistema, y iii) la falta de vinculación entre este pago y los compromisos reales de los generadores con los clientes finales a través de mecanismos contractuales.
- La posibilidad de mejorar el manejo de riesgos de los generadores, especialmente los hidroeléctricos, mediante la compra de contratos de cobertura de capacidad, los cuales incrementan sus niveles de contratación óptimos, haciendo más estables sus flujos de caja, posibilitando este tipo de inversiones y por lo tanto, contribuyendo a solucionar las recurrentes crisis en el mercado de contratos (negativa de los generadores a firmar contratos con las distribuidoras). Sin embargo, para que este mercado sea líquido y los generadores tengan incentivos a asumir compromisos de entrega de capacidad, debe eliminarse el actual mecanismo de pago de capacidad.
- Las posibles mejoras en la remuneración de la capacidad en base a las primas de estas opciones, las cuales deben reflejar el aporte a la confiabilidad del sistema de los generadores reemplazando los criterios administrativos vigentes que han sido varias veces modificados y que, tal como lo muestran las estadísticas no representan el aporte a la confiabilidad del sistema de las centrales e introducen problemas de “*Missing Money*” en la recuperación de las inversiones eficientes. Este nuevo esquema estimulará a su vez el reemplazo de las centrales ineficientes, pues las centrales térmicas a gas natural, que tengan el suministro garantizado, tendrán ventajas para competir por las ventas de opciones sobre las otras tecnologías, obligándolas a realizar mejores ofertas y reconocer el carácter hundido de sus costos.
- La necesidad de realizar modificaciones de importancia en el diseño de mercado y marco regulatorio para introducir este sistema, pues no se puede tratar de forma independiente el uso de opciones, solo como instrumento financiero, de los mecanismos de remuneración de la capacidad.

- Si bien la evidencia presentada se basa en indicadores parciales, pues no se ha podido realizar una simulación que calcule las ganancias en el excedente de los consumidores y los ahorros para el sistema, ello tiene su justificación en la imposibilidad práctica de hacer estos cálculos debido, principalmente, a que el diseño de mercado actual no permite tener una elasticidad de la demanda en el mercado spot (esta es nula por definición), lo cual no permite calcular la reducción en la capacidad instalada necesaria en el sistema y las ganancias de eficiencia asociadas. Ello también limita el cálculo del efecto sobre la reducción del costo del capital para los generadores contratados, pues existe una contraparte en los riesgos que asumirían los generadores que venden las opciones y que sinceraría ciertos aspectos del grado de confiabilidad del sistema.

Entre las medidas que deben tomarse para implementar este mercado están las siguientes:

- Se debe eliminar paulatinamente el pago de capacidad actual que remunera a las centrales en base a indicadores indirectos de disponibilidad calculados administrativamente, pues de lo contrario el sistema de seguros no será viable y tendría serios problemas de liquidez. El cargo actual, obtenido en base al costo de expansión eficiente para satisfacer la demanda pico, es constante y no varía con la escasez o abundancia de potencia en el sistema y cubre a los generadores independientemente de sus contratos usando criterios de confiabilidad y presencia de las centrales. Por ello, debe ser reemplazado por un esquema que incentive la firma de contratos de suministro y que, mediante mecanismos de mercado, permitan otorgar un valor más adecuado a la confiabilidad del suministro, haciendo que los generadores asuman una mayor responsabilidad por la garantía de suministro.
- En una primera etapa, mientras los agentes no demanden la garantía de suministro en sus contratos con los generadores, el OSINERGMIN u otro organismo debe velar porque el operador del sistema garantice que los generadores hayan adquirido una cantidad predeterminada de contratos de cobertura que cubran parte o toda la demanda a un precio de ejercicio predeterminado. Se plantea inicialmente que toda la demanda contratada esté cubierta a partir de un “*Strike Price*” cercano a los US\$ 70 por MWh, el cual debería ir variando a fin de reflejar una situación de escasez de capacidad en el sistema, lo cual debe suceder conforme se vaya eliminando el actual precio de potencia. Dado que nuestro sistema está adaptado a un esquema de remuneración distinto, se plantea como opción de política unos cinco años de reducción paulatina del actual precio de potencia, el cual se usaría para complementar los ingresos de los generadores en la etapa inicial del sistema.

- Estos contratos deben tratar de estandarizarse a fin de facilitar las transacciones entre los generadores y posibilitar una mayor liquidez y ser de largo plazo a fin de que el sistema de “*hedging*” otorgue incentivos suficientes a la inversión. Otro tema de importancia es la combinación de un alto “*Strike Price*” y un precio máximo elevado para generación no cubierta, la cual otorga incentivos a los distribuidores y comercializadores a entrar en contratos bilaterales para manejar sus riesgos. En particular, dada la volatilidad temporal de sus necesidades, los distribuidores y comercializadores bajarán su demanda de cobertura en períodos con baja demanda y la aumentarán para períodos con alta demanda. Esto implicará que el cargo implícito de capacidad se moverá con las necesidades de reserva, reflejando por lo tanto las necesidades. La valorización de las opciones de capacidad dependerá de cada empresa en particular, de su exposición a “*shocks*” de oferta, de sus alternativas de financiamiento (que se reflejarán en su aversión al riesgo) y requiere también la calibración de distribuciones para la producción de las centrales a fin de realizar estimados ex ante del valor de estas opciones.
- Los generadores de altos costos, principalmente a Diesel 2 y Residual, tendrán que competir entre ellos para vender las opciones de capacidad, esperándose una reducción del precio de capacidad, dada la naturaleza hundida de los costos fijos de estas centrales.
- Debe incentivarse como medidas complementarias una mayor participación de la demanda en el mercado spot, que reduzca los altos picos a los que suele estar sujeta así como un mecanismo de reajuste de tarifas que genere mayores señales de la escasez relativa de electricidad a los clientes finales.
- Otra medida complementaria que debe evaluarse en una etapa posterior es la incorporación de comercializadores independientes en el mercado que dinamicen el mercado y contribuyan a un mejor manejo de riesgos en el sistema.

Finalmente, si bien las simulaciones y discusión efectuada presentan evidencia de la viabilidad y conveniencia de un mercado de capacidad basado en contratos de cobertura, su implementación requiere el análisis de una serie de temas entre los cuales destacan:

- La elección de la cantidad de contratos de cobertura que debe requerir el operador del sistema a los generadores en la primera etapa de implementación. Se sugiere que en una primera etapa se contrate toda la demanda, para evitar problemas de “*free riding*” y el establecimiento de reglas de racionamiento.

- La elección del “*Strike Price*” a partir del cual debe ejercerse la opción en la primera etapa donde este sea fijado administrativamente. Para el período analizado un “*Strike Price*” factible habría sido uno cercano a los US\$ 70 por MWh.
- El análisis más detallado, incluyendo la simulación del despacho y disponibilidad de las centrales, a fin de identificar la magnitud del riesgo que pueden enfrentar los generadores que venden las opciones de no poder afrontar los requerimientos de los compradores, lo cual influirá en los precios de las primas.
- La realización de simulaciones sobre la competencia en el mercado de capacidad, incluyendo la fijación de topes máximos en las licitaciones, así como la estandarización de los contratos. En este contexto, se esperaría que los generadores más eficientes tenderán a tener mayores oportunidades en el mercado de capacidad debido a que si tienen un respaldo de potencia a bajo costo en el caso que tengan que cumplir con las obligaciones de sus contratos.
- La evaluación del diseño de “opciones de compra de energía firme”, tales como las que se vienen implementando en Colombia debido a las características del parque generador de ese país. aunque este esquema introduce un componente administrativo adicional (“el cálculo de la energía firme”) que quizá podría eliminarse mediante el establecimiento de altas penalidades.
- La evaluación de mecanismos adicionales orientados a garantizar niveles adecuados de contratación al nivel de clientes finales (tanto regulados como libres). Algunas medidas en este sentido se han incluido en la Ley 28832 donde se requiere que las distribuidoras contraten a futuro y se les da incentivos a hacerlo con más de tres años de anticipación. Ello debido a que el mercado de capacidad, tal como se ha mostrado funciona como un sistema de cobertura entre generadores, y requiere que el mercado a clientes finales funcione adecuadamente.
- Por último, debe evaluarse posteriormente la migración hacia un sistema de despacho en base a los compromisos contractuales de los generadores, tal como el implementado en Inglaterra y Gales (*NETA*), el cual reduce la exposición al mercado spot de los generadores, como puede suceder con un generador hidroeléctrico a quien el operador del sistema en el marco actual puede no dejar operar a plena capacidad si prevé un año seco en el siguiente período, lo que lo llevaría a tener que comprar en el mercado spot. Este esquema debe ser evaluado teniendo en cuenta las consideraciones de eficiencia versus el manejo de riesgos e incentivos.

Bibliografía

- ALTIMIRAS CEARDI, Carlos Alberto
2002. “Pago por capacidad vía opciones financieras”. Tesis para optar el título de Ingeniero Civil Industrial. Pontificia Universidad Católica de Chile.
- ARELLANO, María Soledad y Pablo SERRA
2007 “Marginal Cost Pricing in Hydrothermal Power Industries: Is a Capacity Charge Always Hended?. Documento de Trabajo N° 238, Serie Economía. Universidad de Chile.
- ARRIAGADA, José Luis
2001 “Aplicación de Instrumentos Financieros en el Sector Eléctrico”. Tesis para optar el grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería, Chile: Pontificia Universidad Católica de Chile.
- BALASKO, YVES
2001 Theoretical perspectives on three issues of electricity economics (mimeo).
- BENDEZÚ, Luis; José GALLARDO y Arturo VÁSQUEZ
2005 “La Problemática de los Precios de los Combustibles”. Documento de Trabajo N° 11, Oficina de Estudios Económicos - OSINERG.
- BOITEUX, Michael
1960 “Peak-Load Pricing”. *Journal of Business*. April 1960, Vol. 33(2), pp. 157-179.
- BORENSTEIN, Severin
1999 “Understanding Competitive Pricing and Market Power in Wholesale Electricity Markets”. PWP-067. University of California Energy Institute. Mimeo.
2005 “Time Varying Retail Electricity Prices: The Theory and Practice”. En GRIFFIN, M. James y Steven L. PULLER (editores). *Electricity Deregulation: Choices and Challenges*. University of Chicago Press, Capítulo 8.
- CAMPOSANO, Mauricio
2001 “Contratos Bilaterales Físicos v/s Transacciones Spot: Oportunidades para ejercer Poder de Mercado”.
- CHAO, Hung-po
1983 “Peak Load Pricing and capacity planning with demand and supply uncertainty”. *Bell Journal of Economics*, Vol. 14, N° 1, Spring 1983, pp. 179-190.
- CHAO H-P, WILSON R.
2004 Resource adequacy and market power mitigation via option contracts. Proceeding of the POWER Conference, University of California Energy Institute, Berkeley, CA.
- CHUANG, Angela S. y Félix WU
2000 Capacity Payments and The Pricing of Reliability in Competitive Generation Markets”. Proceedings of The 33RD Hawai Conference of System Sciences.
- CHUMACERO, Rómulo; PAREDES, Ricardo y José Miguel SÁNCHEZ
2000 “Regulación para crisis de abastecimiento: Lecciones del racionamiento eléctrico en Chile”, Universidad de Chile.
- COES
2007 Estadística Anual de Operaciones

- CRAMTON, Peter y Steven STOFT
2005 A Capacity Market that Makes Sense. *Electricity Journal*, 18, 43-54, August/September 2005.
- 2006 “The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity with Special Attention to the CAISO’s Resource Adequacy Problem”. A White Paper for the Electricity Oversight Board
- 2008 “Forward Reliability Markets: Less Risk, Less Market Power, More Efficient”. *Utilities Policy*, 16, 194-201.
- CRAMTON, Peter
2007 Colombia’s Forward Energy Market (mimeo)
- 2007 Colombia Firm Energy Market (mimeo)
- CREG
2008 Cargo por Confiabilidad. Esquema Regulatorio para asegurar la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica en Colombia, Una Visión de Largo Plazo.
- CREW, Michael y Paul KLEINDORFER
1976 “Peak Load Pricing with a Diverse Technology”. *Bell Journal of Economics*, Vol. 7, N° 1 (Spring), pp. 207-231.
- DAILAMI, Robert; Hauswald, MANSOOR
2000 “Risk Shifting and long-term contracts: Evidence from the Ras Gas Project”, The World Bank.
- DAMMERT, Alfredo; José GALLARDO y Raúl GARCÍA
2005 “Reformas Estructurales en el Sector Eléctrico Peruano”. Documento de Trabajo N° 5, Oficina de Estudios Económicos - OSINERG.
- DE LA CRUZ, Ricardo y Raúl GARCÍA
2002 *Mecanismos de Competencia en Generación y su Impacto en la Eficiencia: El Caso Peruano*. Proyecto Breve N° 46, Consorcio de Investigación Económica y Social (CIES).
- DE LA CRUZ, Ricardo (2008). "Remuneración a la potencia y composición del parque de generación eléctrica: El caso peruano" (mimeo).
- DÍAZ, GALETOVIC y SOTO
1999 “Anatomía de una crisis eléctrica”, CEPAL Chile.
2000. “La crisis eléctrica de 1998-1999: causas, consecuencias y lecciones”, CEPAL Chile.
- DIEZ DE CASTRO, Luis y Juan MASCAREÑAS PÉREZ – IÑIGO
1996 Ingeniería Financiera. La gestión en los mercados financieros internacionales. Segunda Edición. McGraw Hill.
- DIXIT, Avinash y Robert PINDYCK
1994 “Investment under Uncertainty”. Princeton University Press.
- DOMINGUEZ, Fernando (2004). “The Use of bilateral contracts in the electricity market”, European University Institute.

DS 004-99-EM

DUFFIE, Durrell

1987 “Stochastic Equilibria with incomplete Financial Markets”. *Journal of Economic Theory* 41: 405-416.

EYDELAND, Alexander y Krzysztof WOLYNIEC

2003 “Energy and Power Risk Management. New Development in Modeling, Pricing and Hedging”. John Wiley & Sons, Inc.

FAUS, Josep

2001 “Políticas y decisiones financieras para la gestión del valor de las empresas”. Estudios y Ediciones, IESE.

FEDERICO G., J. DANIEL y B. BINGHAM

2001 “Domestic Petroleum Price Smoothing in Developing and Transition Countries”. International Monetary Fund. Working Paper WP/01/75.

FERC (Federal Energy Regulatory Commission)

2005 “State of The Markets Report 2004”, Washington DC, June 2005.

FISCHER, Ronald y Alexander GALETOVIC

2001 “Regulatory Governance and Chile’s 1998-99 Electricity Shortage”.

GALETOVIC, A.; OLMEDO y R. SOTO (2001). “¿Qué tan probable es una nueva crisis eléctrica?” CEPAL Chile.

GALETOVIC, Alexander

2000 “Crisis de abastecimiento eléctrico ¿Por qué ocurre en Chile?” (mimeo).

GALLARDO, José, Raúl GARCÍA y Raúl PÉREZ – REYES

2005 *Determinantes de la Inversión en el Sector Eléctrico Peruano*. Documento de Trabajo N° 3. Lima: Oficina de Estudios Económicos - OSINERGMIN.

GALLARDO, José, Raúl GARCÍA y José TÁVARA

2005 *Instituciones y Diseño de Mercado en el Sector Eléctrico Peruano: Análisis de la Inversión en Generación*. Proyecto de Investigación Mediano. Lima: Consorcio de Investigación Económica y Social (CIES).

GARCÍA, Raúl y Raúl PÉREZ - REYES

2005 *El Costo de Capital en Industrias Reguladas: Una aplicación a la Distribución de Electricidad en el Perú*. Documento de Trabajo N° 19. Lima: Oficina de Estudios Económicos - OSINERGMIN.

GARCÍA, Raúl

2006 “¿Por qué no Firman Contratos los Generadores con las Distribuidoras de Electricidad?”. *Revista Peruana de Derecho de la Empresa*. N° 62: Hidrocarburos y Electricidad. Noviembre 2006.

GUADAGNI, Alieto A.

1965 “El Marginalismo y la Política de Precios de las Empresas Nacionalizadas en Francia: El Caso de Electricité de France”. *Desarrollo Económico*, Vol 4, N°16.

GREEN, Richard

1996 “Increasing Competition in the British Electricity Spot Market”. *Journal of Industrial Economics*, Vol, 44, Issue, 2, pp. 205-216.

2000 “Competition in Generation: The Economic Foundations”. *Proceedings of the IEEE*. 88(2): 128-139.

2003 “Retail Competition and electricity contracts”, Cambridge Working Papers in Economics. (Presentación Power Point)

GREEN, Richard y David NEWBERY

1992 “Competition in the British Electricity Spot Market”. *The Journal of Political Economy*, vol. 100, Sigue 5, pp. 929 – 953.

HART, Oliver

1975 “On the optimality of equilibrium when markets are incomplete”. *Journal of Economic Theory* 11: 418.433.

HARVEY, S., W. HOGAN y S. POPE (1996). “Transmission Capacity Reservations and Transmission Congestion Contracts”, Cambridge (mimeo).

HIRSHLEIFER, J., RILEY, J.G.,

1992 “The Analytics of Uncertainty and Information”. Cambridge University Press, Cambridge.

HOGAN, William

1992 “Contract Networks for electric power transmission: Technical Reference”, Center of Business and Government, Harvard University.

2005 “On an “Energy Only” Electricity Market Design for Resource Adequacy”, Harvard University.

HUANG, Chi-Fu y Robert LITZENBERGER

1988 “Foundations of Financial Economics”. North – Holland.

HULL, J. (2005). “Introducción a los mercados de futuros y opciones”. Prentice Hall.

ILIC, Marija y Petter SKANTZE

2001 “Valuation, Hedging and Speculation in Competitive Electricity Markets” Kluwer`s Power Electronics and Power Systems Series.

JOSKOW, Paul y Jean TIROLE

2007 “Reliability and competitive electricity markets”. *RAND Journal of Economics*. Vol. 38, No. 1, Spring 2007, pp. 60–84.

LAFFONT, Jean - Jacques

1989 “The Economics of Uncertainty and Information”. The MIT Press.

1996 “The French Electricity Industry”. En GILBERT, Richard y Edward KAHN. *International Comparison of Electricity Regulation*. Cambridge University Press, Capítulo 10.

LANDERRETICHE, Oscar

2002 “Lecciones de la crisis eléctrica chilena 1998-1999. Presentación Power Point”.

LANDREIN, Maximiliano

2002 “Evaluación de contratos de futuros y opciones eléctricos en Argentina”. Bolsa de Comercio del Rosario.

- LEONG, Kenneth y Riaz SIDDIQI
1998 “Value at Risk for Power Markets”, en Peter Fusaro (editor) “Energy Risk Management. Hedging Strategies and Instruments For International Energy Markets, McGraw Hill.
- LIEN, Jeffrey
2000 “Forward Contracts and the Curse of Market Power”, University of Maryland.
- LÓPEZ, L. y V. FERRER
2005 “Los precios en los mercados reestructurados de electricidad: algunas lecciones básicas para la negociación derivada”. Departamento de Economía de la Universidad de Valencia.
- MARÍN, José M. y Gonzalo RUBIO
2001 “Economía Financiera”. Barcelona: Antoni Bosch Editor.
- MAS-COLLEL, Andreu, Michael WHINSTON y Jerry GREEN
1995 *Microeconomic Theory*. New York: Oxford University Press.
- NERA Economic Consulting,
2003 “Central Resource Adequacy Markets for PJM, NY-ISO and NE-ISO, Final Report, February.
- NERC
1996 *Glossary of Terms*. Report prepared by the Glossary of Terms Task Force. New Jersey: Princeton.
- NEWBERY, David
1998 “Competition, Contracts, and Entry in The Electricity Spot Market”. RAND Journal of Economics, Vol. 29, Nº 4, Winter 1998, pp. 726 – 749.
- 1999 *Privatization, Restructuring and Regulation of Network Utilities*. The Walras-Pareto Lectures. MIT Press.
- OREN Shmuel
2001 “Market Based Risk Mitigation: Risk Management vs. Risk Avoidance”, Berkeley: Universidad de California.
- 2005a “Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets”. En GRIFFIN, M. James y Steven L. PULLER (editores). *Electricity Deregulation: Choices and Challenges*. University of Chicago Press, Capítulo 10.
- 2005b “Generation Adequacy via Call Options Obligations: Safe Passage to the Promised Land”. UC Energy Institute - Energy Policy and Economics 016.
- OREN, Shmuel; Yumi, O; y S. DENG. (2005) “Hedging Quantity Risk with Standard Power Options in a Competitive Wholesale Electricity Market”, Working paper.
- OSINERGMIN
2007 Análisis de la Remuneración de Potencia Firme. Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (mimeo).
- PEREIRA, Mario, Michael M. MCCOY y Hyde M. MERRYL
2001 *Managing Risk in The New Power Business*. Oslo: Merryl Energy LLC.
- PÉREZ ARRIAGA, José Ignacio, Carlos VÁSQUEZ, Michel RIVIER y Juan Carlos ENAMORADO

2000 Estudio Cargo por Capacidad en Colombia. Informe Final. Preparado para la Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica (ALCOGEN).

PÉREZ ARRIAGA, José Ignacio, Carlos VÁSQUEZ y Michel RIVIER

2001 “A market approach to long term of supply”. *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol. 17, N° 2, pp. 349-357.

PÉREZ ARRIAGA, José Ignacio, Carlos VÁSQUEZ, BATTLE, Carlos y Michel RIVIER

2003 “Security of Supply in the Dutch Electricity Market: the Role of Reliability Options”. Universidad Pontificia Comillas, Madrid.

PILIPOVIC, Dragana

1998 “Energy Risk. Valuing and Managing Energy Derivatives”. Mc-Graw-Hill.

RAINERI, Ricardo

2000 Comentarios al Documento “Anatomía de una crisis eléctrica”.

READ, J, y A. ARTMAN

2000 Energy Derivatives and Price Risk Management” en: Faruqui, A. y K. Eakin “Pricing in Competitive Electricity Markets”. Kluwer Academic Publishers.

RONN, Ehud

2002 “Real Option and Energy Management. Using Options Methodology to Enhance Capital Budgeting Decisions”. Risk Waters Group.

ROSELLÓN, Juan

2005 Different Approaches to Supply Adequacy in Electricity Markets. Publicado en “Repsol YPF-Harvard Kennedy School Fellows 2003–2004, Research Papers”. Center for Business and Government, John F. Kennedy School of Government, Harvard University.

ROTHWELL, Geoffrey y Tomás GÓMEZ

2003 *Electricity Economics. Regulation and Deregulation*. IEEE - Wiley Interscience.

ROZAS, Patricio

1999 “La crisis eléctrica en Chile: antecedentes para una evaluación de la institucionalidad regulatoria”, CEPAL Chile.

RUFF, Larry

1999 *Capacity Payments, Stranded Costs and Security of Supply*. Paper presentado en el Workshop sobre Garantía de Suministro en el Largo Plazo. Comisión Nacional de la Energía. Madrid, 7 de junio.

2003 *Transmission Pricing & Investment: International Theory and Practice*. Presentación realizada al COES en Lima.

SHARPE, William

1963 “A simplified model for portfolio analysis”. *Management Science*, Volume 9, Issue 2, pp. 277 – 293.

SPILLER, Pablo, OREN Schmucl, Manuel ABDALÁ y Gonzalo TAMAYO

2004 *Revisión del Marco Regulatorio de la Actividad de Generación* Informe de Consultoría elaborado para OSINERGMIN.

STEINER, Peter O.

1957 “Peak Loads and Efficient Pricing”. *Quarterly Journal of Economics*, Vol. 71 pp. 585-610.

STOFT, Steven

2002 *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. Wiley-IEEE Press. En www.stoft.com se pueden encontrar referencias adicionales sobre los temas tratados en este libro.

STOFT, Steven, Timothy BELDEN, C. GOLDMAN y S. PICKLE

1998 *Primer on electricity futures and other derivatives*. Environmental Energy Technologies Division Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory.

TOBÓN, David y Gustavo LÓPEZ

2001 Suministro de Información y Seguros de Confiabilidad en el Mercado Spot de Generación de Electricidad Colombiano. *Revista de Economía del Rosario*, Vol. 4, pp. 56 – 83.

VÁSQUEZ, C.; BATTLE, C., RIVIER, M. E I. PÉREZ ARRIAGA

2003 “Security of Supply in Dutch Electricity Market: the role of reliability options”, Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), Madrid: Universidad Pontificia Comillas.

WESTON, J. Y T. COPELAND. 1988.

“Finanzas en administración”. Octava Edición., Mc Graw-Hill Interamericana de México, S.A

WOLAK, Frank

2001 “An empirical analysis of the impact of hedge contracts on bidding behavior in a competitive electricity market”, Stanford University: *International Economic Journal*.

WOLFRAM, K.

1999 “Measuring Duopoly Power in The British Electricity Spot Market”. *American Economic Review*.

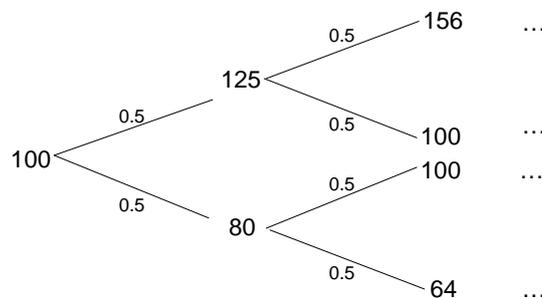
ZOLEZZI, Eduardo

2005 “Apoyo a la Alta Dirección en la Evaluación y Discusión de Propuestas de Modificaciones al Marco Regulatorio”. Informe preparado para OSINERG.

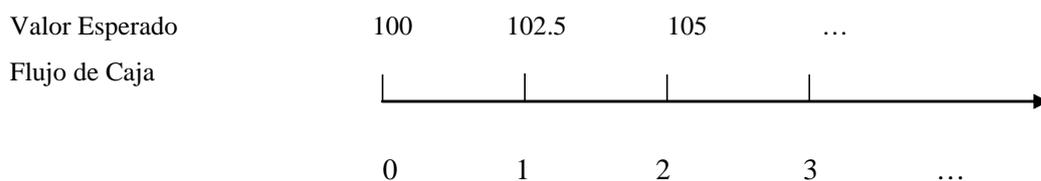
Anexo N° 1: Un Ejercicio de “Opción Real” en un proyecto de Generación Eléctrica ³⁵

A continuación se ilustran las ideas anteriores con un ejercicio simple de un proyecto de inversión en generación de electricidad con los siguientes retornos en diferentes escenarios:

Gráfico N° A1



El valor presente esperado del flujo de caja de este proyecto se construiría en base a los siguientes estimados:



$$Valor\ Presente(VP) = \frac{100}{1.10} + \frac{102.5}{(1.10)^2} + \frac{105}{0.10} \frac{1}{(1.10)^2} = 1,043.4$$

Supongamos que existen dos casos a evaluar. El Caso 1, donde la inversión tendría que realizarse ahora o nunca y el Caso 2 donde esta puede postergarse al año siguiente, con la información adicional el generador puede tomar una decisión más “inteligente”. En ambos casos existen dos situaciones, la A donde el costo de construcción es de US\$ 1,100 por KW y la B donde el costo es de US\$ 1,000 por KW. Los Valores Presentes Netos serían los siguientes:

Caso 1

Caso 1A:

³⁵. Tomado del material de enseñanza de finanzas del WEMBA (Wharton Executive MBA program) del año 2000. El marco conceptual se puede consultar en Dixit y Pyndick (1994)

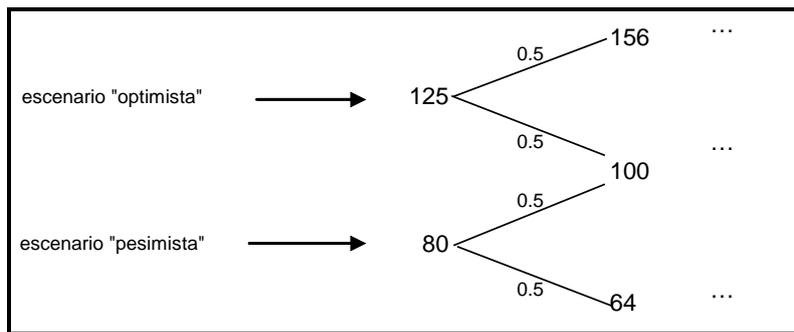
- $VPN = 1,043.4 - 1,100 = -56.6$.
- VPN negativo.
- Se rechaza el proyecto.

Caso 1B:

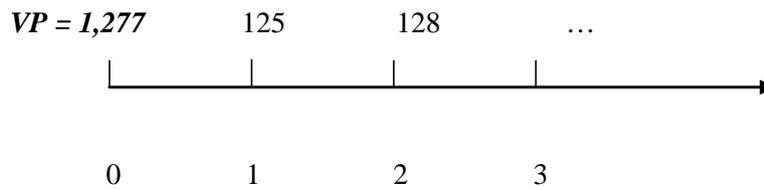
- $VPN = 1,043.4 - 1,000 = 43.4$
- VPN positivo.
- Aceptación del proyecto.

Caso 2

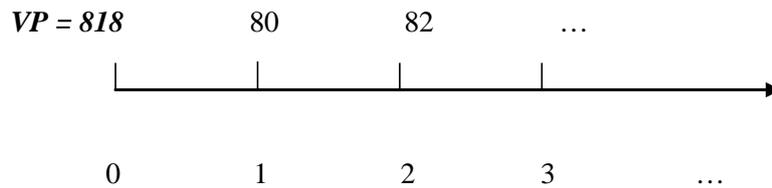
Gráfico N° A2



Caso 2A:



$$1277.3 = 125/1.10 + (128/(0.1))/1.10$$



$$818.2 = 80/1.10 + (82/(0.1))/1.10$$

$$VPN \text{ optimista} = 1277.3 - 1,100 = 177.3$$

$$VPN \text{ pesimista} = 0$$

VPN esperado hoy:

$$VPN_0 = \frac{(0.5)177.3 + (0.5)0}{1.10} = 80.6$$

Comparado con el VPN sin un año de retraso, la diferencia es 137.2 (80.6 – -56.6)

Caso 2B:

VPN optimista = 1277.3 - 1,000 = 277.3

VPN pesimista = 0

VPN esperado hoy:

$$VPN_0 = \frac{(0.5)277.3 + (0.5)0}{1.10} = 126$$

Comparado con el VPN sin un año de retraso, la diferencia es 82.6 (126 – 43.4).

Comentarios:

- La opción de retrasar es valiosa incluso si el proyecto ya tiene un VPN positivo si se iniciara de manera inmediata.
- El valor de esperar no es tomado en cuenta en las técnicas estándares de flujo de caja descontado.
- El análisis apropiado de estas opciones es necesario no sólo para la *valoración* del proyecto, sino también para tener algún nivel de predicción de la fecha de entrada del mismo.

Anexo N° 2: Ejemplo del Funcionamiento de un Contrato por Diferencias

Un generador con 170 MW de capacidad efectiva y con un costo marginal constante de US\$ 18 por MWh que opera en un sistema eléctrico donde existe un *pool* obligatorio, y donde éste oferta su costo marginal, debe decidir si realizar o no un contrato con una empresa distribuidora o cliente libre. El último año, los precios del mercado *spot* fueron US\$ 60 por MWh en las horas pico (25% del tiempo total), US\$ 35 por MWh en las horas de media (50% del tiempo) y US\$ 12 por MWh en las horas valle (25% del tiempo).

- a) Si la capacidad del generador está disponible durante todo el año, calcular los beneficios variables que éste puede obtener de sus ventas al *pool* considerando que éste es despachado de acuerdo a su costo marginal y que los precios del año anterior se repiten.
 - b) Basado en lo anterior, el generador firma un contrato con un cliente por 120 MW al precio de US\$ 35.5 por MWh. Sin embargo, ese año los precios en el mercado *spot* se han reducido debido a la abundancia de recursos hidráulicos por las mayores lluvias llegando a US\$ 38 por MWh en las horas punta y US\$ 25 por MWh en las horas medias. ¿Cuáles son los beneficios variables del generador? ¿Cuáles habrían sido sino habría firmado el contrato?
 - c) Considerar el mismo contrato, pero en este caso los precios *spot* más bien se han incrementado debido a la ausencia de lluvias, siendo US\$ 65 por MWh en las horas punta y US\$ 40 en las horas medias. A su vez, el generador hidráulico ha visto disminuida su capacidad de producción ha 80 MW durante todo el año. ¿Cuáles son los beneficios variables del generador? ¿Cuáles habrían sido sino habría firmado el contrato?
- a) Los beneficios variables del generador por sus ventas al *pool* vienen definidos de la siguiente forma:

$$\pi(p_i) = \sum_{i=1}^3 Q_i(p_i) \theta_i \times (p_i - CMg)$$

Donde el subíndice *i* indica el bloque horario, siendo *i*=1 el bloque base, *i*=2 el bloque media e *i*=3 el bloque punta, y θ_i la proporción del tiempo en el año que dura el bloque horario *i*.

En las horas pico, el generador puede colocar en el mercado toda su capacidad, por lo que sus beneficios variables en este periodo son:

$$170\text{MW} \times (60 - 18) \times 0.25 \times 8760 = 15'636,600$$

En las horas media, el generador también puede colocar en el mercado *spot* toda su capacidad, por lo que sus beneficios variables en este periodo son:

$$170\text{MW} \cdot (35-18) \cdot 0.5 \cdot 8760 = 12'658,200$$

En las horas valle, el precio vigente (12) es menor que el costo marginal del generador (18), por lo que no producirá nada.

El beneficio variable total será por lo tanto:

$$15'636,600 + 12'658,200 = \text{US\$ } 28'294,800$$

b) Los beneficios variables del generador en el caso que tenga un contrato por 120 MW y venda sus excesos de energía al *pool* vienen definidos de la siguiente forma (contrato por diferencias):

$$\pi(p_i) = \sum_{i=1}^3 (Q_i(p_i) - QC) \times \theta_i \times (p_i - CMg) + (PC - CMg) \times QC \times 8760$$

En las horas pico, el generador puede colocar en el mercado toda su capacidad neta de lo que vende en contratos, por lo que sus beneficios variables en este periodo son:

$$(170-120) \cdot (38-18) \cdot 0.25 \cdot 8760 = 2'190,000$$

En las horas medias, el generador también puede colocar en el mercado toda su capacidad neta, por lo que sus beneficios variables en este periodo son:

$$(170-120) \cdot (25-18) \cdot 0.5 \cdot 8760 = 1'533,000$$

En las horas valle, el precio vigente (12) es menor que el costo marginal que el generador (18), por lo que no producirá nada, teniendo un retiro neto de 120, lo cual será también una ganancia pues en lugar de producir a US\$ 18 por MWh está comprando a US\$ 12 por MWh.

$$(0-120) \cdot (12-18) \cdot 0.25 \cdot 8760 = 1'576,800$$

A estos beneficios netos por ventas al *pool* hay que sumar los beneficios del contrato:

$$(PC - CMg) \times QC \times 8760 = (35.5 - 18) \times 120 \times 8760 = 18'396,000$$

El beneficio variable total sumando los cuatro componentes será US\$ 23'695,800.

Si no habría firmado el contrato por diferencias, sus ganancias serían menores debido a la disminución de precios en el *pool* alcanzando los US\$ 12'658,200.

En periodos como éste, el cliente que firmó el contrato por 120 MW estaría “cubriendo” del riesgo de disminución de los precios *spot* al generador.

- c) Usando la misma ecuación anterior, se pueden ver los resultados cuando los precios en el *pool* son más bien altos y el generador se encuentra sobrecontratado debido a una disminución de su capacidad disponible por el año seco.

En este caso los beneficios variables netos por las ventas en el *pool* son los siguientes:

En las horas pico, el generador puede colocar en el mercado toda su capacidad neta de lo que vende en contratos, pero dado que ésta ha disminuido tendrá que comprar la diferencia entre lo producido y el compromiso adquirido en el contrato al sistema teniendo pérdidas:

$$(80-120) \times (65-18) \times 0.25 \times 8760 = - 4'117,200$$

En las horas media, el generador también puede colocar en el mercado *spot* toda su capacidad neta, pero también incurrirá en pérdidas debido a que ésta es menor al compromiso de su contrato:

$$(80-120) \times (40-18) \times 0.5 \times 8760 = - 3'854,400$$

En las horas valle, el precio vigente (12) es menor que el costo marginal del generador (18), por lo que no producirá nada, teniendo un retiro neto de 120, lo cual será también una ganancia pues en lugar de producir a US\$ 18 por MWh está comprando a US\$ 12 por MWh.

$$(0-120) \times (12-18) \times 0.25 \times 8760 = 1'576,800$$

A estos beneficios netos por ventas al *pool* hay que sumar los beneficios del contrato, que se mantiene constante:

$$(PC - CMg) \times QC \times 8760 = (35.5 - 18) \times 120 \times 8760 = 18'396,000$$

El beneficio variable total sumando los cuatro componentes será US\$ 12'001,200.

Si el generador no habría firmado un contrato, sus beneficios habrían sido US\$ 15'943,200.

En periodos como éste, el generador al firmar un contrato por 120 MW estaría “cubriendo” del riesgo de precios *spot* altos al cliente (distribuidora o cliente libre) pues en este caso, de no tener contrato, éste tendría que comprar sus requerimientos en el *pool*.

Como se puede ver los beneficios variables del generador dependerán de las diferentes combinaciones de precios *spot* y cantidades producidas, y si éste ha firmado o no un contrato con un cliente y el precio al cual lo ha hecho. El Cuadro N° 16 resume estas posibles situaciones, presentando entre paréntesis los beneficios variables que se habrían obtenido si sólo se hubiera vendido al *pool*.

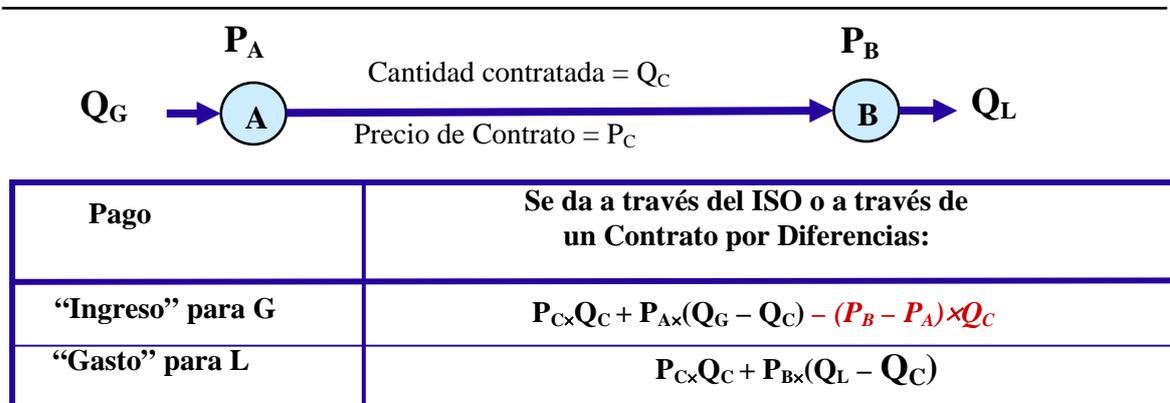
Cuadro N° 16: Posibles resultados de Beneficios Variables ante cambios en los precios y cantidades

Casos	Ps < Pc	Ps = Pc	p > Pc
	(precios caen)	(precios iniciales)	(precios suben)
Q < Qc (80 < 120) MW	16,994,400 (5,956,800)	13,315,200 (13,315,200)	12,001,200 (15,943,200)
Q = Qc (120 = 120) MW	19,972,800 (8,935,200)	19,972,800 (19,972,800)	19,972,800 (23,914,800)
Q > Qc (170 > 120) MW	23,695,800 (12,658,200)	28,294,800 (28,294,800)	29,937,300 (33,879,300)

Anexo N° 3: Ejemplo del Uso de un Derecho Financiero de Transmisión

Un generador (G) y un cliente con una demanda determinada (L) realizan un contrato (normalmente en el mercado de día previo) por la cantidad Q_C en el nodo B al precio P_C . En tiempo real el generador G produce Q_G en A y el cliente L retira Q_L en B.

Gráfico 1: Inserción de un Derecho de Transmisión en un Contrato por Diferencias



Si G adquiere un derecho financiero de transmisión (*FTR*) de A-B por un monto de Q_C , tendrá un beneficio de recibir el equivalente a la diferencia de precios en tiempo real por la cantidad de derechos que haya comprado ($FTR = (P_B - P_A) \times Q_C$). Con ello logra contrapesar exactamente los cargos por congestión o diferencias que hubiera tenido que asumir ante el operador del sistema por la diferencia de precios en tiempo real entre el nodo de retiro de la energía y el nodo de inyección. En el Cuadro N° 17 se muestra como se realizaría esta cobertura para el caso que Q_C sea igual a 100 MW.

Cuadro N° 17: Coberturas Secuenciales con un Derecho Financiero de Transmisión (*FTR*) seguido por transacciones del día previo

Transacción	Ingreso	Costo
Adquisición de 100 MW de FTR_{AB}		Costo del <i>FTR</i>
Valor realizado del <i>FTR</i>	$100 \times (P_B - P_A)$	
Programación de 100 MW en el mercado del día previo	$100 \times P_A$	$100 \times P_B$
Flujo de potencia neto en tiempo real de A a B (Desviaciones entre lo enviado y 100 MW)	$P_{AO} \times (Q - 100)$	$P_{BO} \times (Q - 100)$

Fuente: Stoft (2002).

El comercializador vende 100 MW en la barra A y compra 100 MW en la barra B en el mercado de día previo, lo cual equivale exactamente a sus transacciones protegidas con el *FTR*.

Si no existen desviaciones en el mercado por tiempo real (despacho igual a cantidad contratada), el único costo en que habrían incurrido las empresas provendrá del costo inicial de adquirir el *FTR*.

En este caso, la impredecibilidad de los precios en el Mercado de Día Previo y el Mercado en Tiempo Real no afectará al comprador del *FTR*. Los costos e ingresos por este concepto se cancelan exactamente.

Anexo N° 4: Minimización de Costos e Inversión Eficiente en Generación

La Oferta y la Demanda

En las decisiones de planificación de inversiones de generación y operación del sistema debe tenerse en cuenta el patrón de demanda horario a lo largo de un período (conocido como Curva de Carga), en base al cual se construye la Curva de Duración o Diagrama de Duración, ordenando las demandas de mayor (máxima demanda) a menor (mínima demanda), siendo el periodo utilizado normalmente de un año (8,760 horas) o de un mes (720 horas).

Las tecnologías disponibles para abastecer la demanda son diversas y su disponibilidad depende de una serie de factores como el acceso a recursos naturales o combustibles. En general, estas tecnologías tienen diferentes costos de inversión (β_i) y de operación (b_i) manteniendo una relación inversa entre ambos. Es decir, aquella que posee mayores costos de inversión suele tener los menores costos de operación, como sucede con las centrales hidráulicas. Es decir, los costos de las tecnologías mantienen una relación del tipo:

$$\begin{aligned}\beta_1 &> \beta_2 \dots > \beta_{N-1} > \beta_N \\ b_1 &< b_2 \dots < b_{N-1} < b_N\end{aligned}$$

Si el período de planificación fuera un año, el costo variable (b_i) corresponde usualmente al costo de producción de un KWh, mientras que el costo de inversión (β_i) corresponde al pago anual que debería recibir la central considerando el período de vida útil de la misma y descontada al costo de oportunidad del capital.

La Minimización del Costo de Abastecimiento

El primer problema que se puede plantear es minimizar el costo de abastecimiento total (inversión y operación) dada una demanda con estas características y la oferta de potencia compuesta por las opciones tecnológicas a su alcance. En esta sección se mostrará el procedimiento a seguirse para minimizar el costo de abastecimiento en un modelo sin restricciones de capacidad y cómo la fijación de tarifas en base a principios marginalistas garantiza el equilibrio financiero de las empresas.

El objetivo consiste en encontrar el tiempo que debe operar cada tecnología y los niveles de capacidad a instalar. En este problema, el planificador podrá configurar el parque generador

óptimo sin restricciones de capacidad, es decir, instalará la potencia requerida con cada tipo de tecnología. En términos formales se debe solucionar el siguiente problema de optimización:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & \left\{ \sum_{i=1}^{i=T} \beta_i Y_i E_i + \sum_{i=1}^{i=T} i \cdot i \right\} \\ & \{Y_i, t_i\} \\ \text{s.a:} \quad & \sum_1^T Y_i = D_{\max} \end{aligned}$$

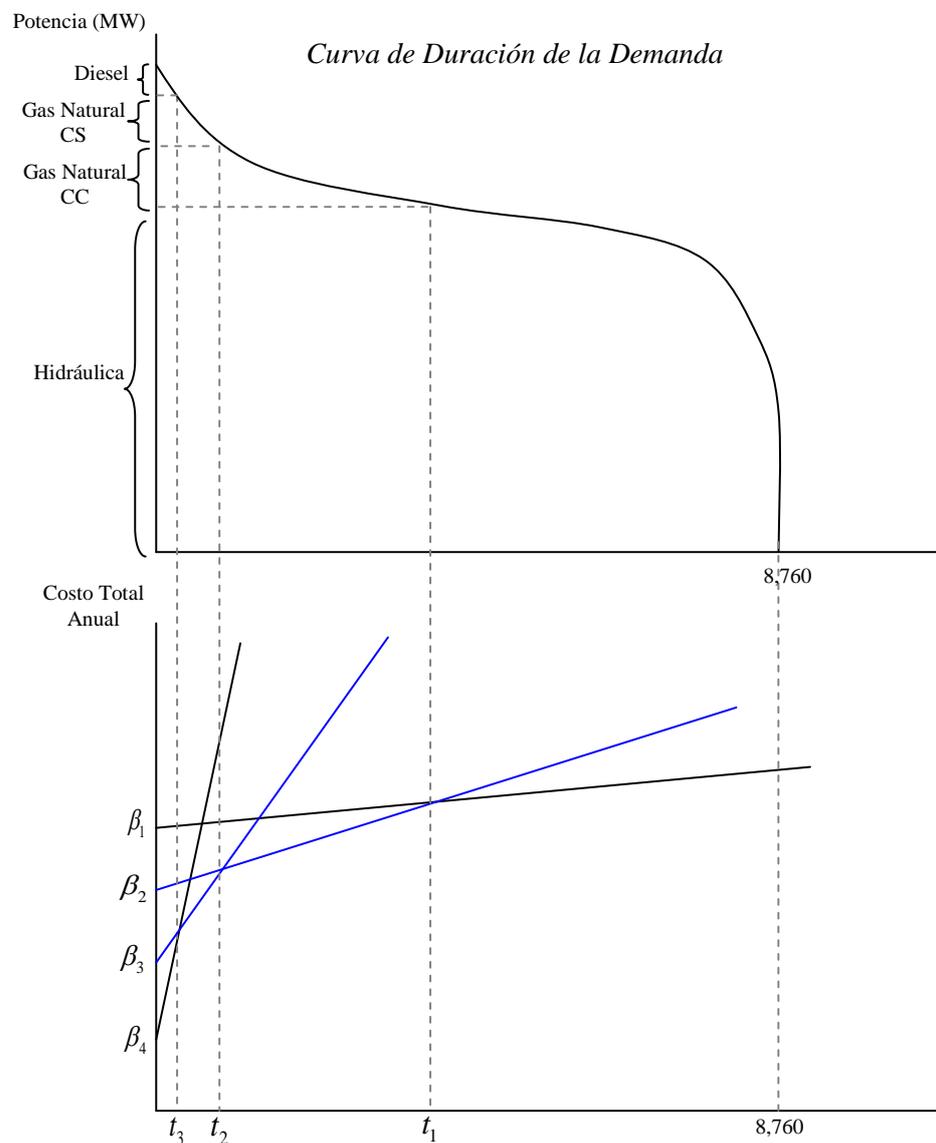
Donde:

E_i : Es la cantidad de energía despachada al sistema por la unidad i .

Y_i : Es la potencia que suministra al sistema la unidad i .

D_{\max} : Es la demanda de potencia del sistema.

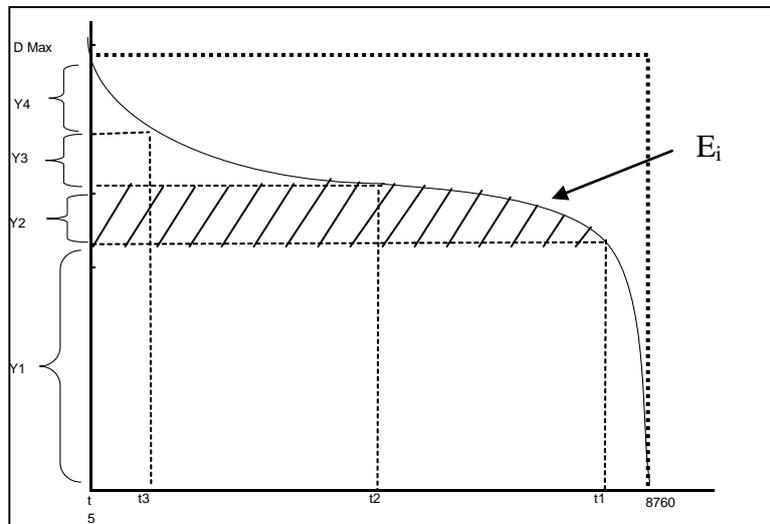
Gráfico 1: Elección de Tecnologías en el Proceso de Minimización de Costos



El planteamiento de este problema busca relacionar el costo de abastecimiento teniendo en cuenta las diferentes tecnologías con la curva de duración del sistema para un período de tiempo dado, generalmente se considera un año. El objetivo central es obtener las capacidades óptimas a instalar por cada tipo de tecnología, teniendo en cuenta los costos de operación e inversión de las diferentes tecnologías y observar cómo cada una puede ser eficiente para determinados niveles de demanda. Si se divide el diagrama de duración por períodos de tiempo asignados a cada tecnología se puede derivar la expresión matemática de la cantidad de energía despachada por la unidad i (E_i).

$$E_i = Y_i \times t_i + \int_{t_i}^{t_{i-1}} D(s) ds - (t_{i-1} - t_i) \times \left(\sum_{j=1}^{i-1} Y_j \right)$$

Gráfico 2: Energía Producida por cada Tecnología



Reemplazando la expresión en la función objetivo se plantea el problema de Lagrange asociado:

$$\text{Min } L = \left\{ \sum_{i=1}^{i=T} b_i \times \left[Y_i \times t_i + \int_{t_i}^{t_{i-1}} D(s) ds - (t_{i-1} - t_i) \times \left(\sum_{j=1}^{i-1} Y_j \right) \right] + \sum_{i=1}^{i=T} \lambda_i \left(\sum_{j=1}^{i-1} Y_j \right) \right\}$$

$\{Y_i, t_i\}$

Desarrollando la expresión anterior tenemos:

$$\begin{aligned}
L = & Y_1 \cdot t_1 \cdot b_1 + \left(\int_{t_1}^{t_0} D(s) ds \right) \cdot b_1 + \left(Y_2 \cdot t_2 + \int_{t_2}^{t_1} D(s) ds - (t_1 - t_2) \cdot Y_1 \right) \cdot b_2 + \left(Y_3 \cdot t_3 + \int_{t_3}^{t_2} D(s) ds - (t_2 - t_3) \cdot (Y_1 + Y_2) \right) \cdot b_3 + \dots \\
& \dots + \left(Y_{T-2} \cdot t_{T-2} + \int_{t_{T-2}}^{t_{T-3}} D(s) ds - (t_{T-3} - t_{T-2}) \cdot (Y_1 + Y_2 + \dots + Y_{T-3}) \right) \cdot b_{T-2} \\
& + \left(Y_{T-1} \cdot t_{T-1} + \int_{t_{T-1}}^{t_{T-2}} D(s) ds - (t_{T-2} - t_{T-1}) \cdot (Y_1 + Y_2 + \dots + Y_{T-2}) \right) \cdot b_{T-1} \\
& + \left(Y_T \cdot t_T + \int_{t_T}^{t_{T-1}} D(s) ds - (t_{T-1} - t_T) \cdot (Y_1 + Y_2 + \dots + Y_{T-1}) \right) \cdot b_T \\
& + (\beta_1 \cdot Y_1 + \beta_2 \cdot Y_2 + \dots + \beta_{T-2} \cdot Y_{T-2} + \beta_{T-1} \cdot Y_{T-1} + \beta_T \cdot Y_T) + \lambda \cdot (D^{\text{MAX}} - Y_1 - \dots - Y_T)
\end{aligned}$$

Derivando L respecto a Y e igualando a cero se obtiene:

$$\frac{\partial L}{\partial Y_T} = t_T \cdot b_T + \beta_T - \lambda = 0$$

$$\frac{\partial L}{\partial Y_{T-1}} = t_{T-1} \cdot b_{T-1} - (t_{T-1} - t_T) \cdot b_T + \beta_{T-1} - \lambda = 0$$

$$0 = t_{T-1} \cdot b_{T-1} - (t_{T-1} - t_T) \cdot b_T + \beta_{T-1} = \lambda = t_T \cdot b_T + \beta_T$$

$$0 = t_{T-1} (b_{T-1} - b_T) = \beta_T - \beta_{T-1}$$

$$0 = t_{T-1} (b_T - b_{T-1}) = \beta_{T-1} - \beta_T$$

Despejando t_{T-1} :

$$t_{T-1} = \frac{\beta_T - \beta_{T-1}}{b_{T-1} - b_T} = \frac{\beta_{T-1} - \beta_T}{b_T - b_{T-1}}$$

$$\frac{\partial L}{\partial Y_{T-2}} = t_{T-2} \cdot b_{T-2} - (t_{T-2} - t_{T-1}) \cdot b_{T-1} - (t_{T-1} - t_T) \cdot b_T + \beta_{T-2} - \lambda = 0$$

$$t_{T-2} \cdot b_{T-2} - (t_{T-2} - t_{T-1}) \cdot b_{T-1} - (t_{T-1} - t_T) \cdot b_T + \beta_{T-2} - \lambda = 0$$

$$t_{T-2} \cdot b_{T-2} - (t_{T-2} - t_{T-1}) \cdot b_{T-1} + \beta_{T-2} = \lambda + (t_{T-1} - t_T) \cdot b_T$$

$$t_{T-2} \cdot b_{T-2} - (t_{T-2} - t_{T-1}) \cdot b_{T-1} + \beta_{T-2} = \beta_T + t_T \cdot b_T + (t_{T-1} - t_T) \cdot b_T$$

$$t_{T-2} (b_{T-2} - b_{T-1}) = \beta_{T-1} - \beta_{T-2}$$

Despejando t_{T-2} :

$$t_{T-2} = \frac{\beta_{T-2} - \beta_{T-1}}{b_{T-1} - b_{T-2}}$$

Derivando L respecto a t e igualando a cero:

$$\frac{\partial L}{\partial t_1} = Y_1 \cdot b_1 + \left(\frac{\partial}{\partial t_1} \int_{t_2}^{t_1} D(s) ds - Y_1 \right) b_2 + \left(\frac{\partial}{\partial t_1} \int_{t_1}^{t_0} D(s) ds \right) b_1 = 0$$

$$Y_1 \cdot b_1 + (D(t_1) - Y_1) \cdot b_2 - D(t_1) \cdot b_1 = 0$$

$$Y_1 \cdot b_1 - D(t_1) \cdot b_1 = (Y_1 - D(t_1)) \cdot b_2$$

$$(b_2 - b_1)(D(t_1) \cdot b_1 - Y_1) = 0$$

Despejando Y_1 :

$$D(t_1) = Y_1$$

$$\frac{\partial L}{\partial t_2} = \left(Y_2 + \frac{\partial}{\partial t_2} \int_{t_2}^{t_1} D(s) ds + Y_1 \right) b_2 + \left(\frac{\partial}{\partial t_2} \int_{t_3}^{t_2} D(s) ds - (Y_1 + Y_2) \right) b_3$$

$$(Y_2 - D(t_2) + Y_1) \cdot b_2 + (D(t_2) - (Y_1 + Y_2)) \cdot b_3 = 0$$

$$(b_3 - b_2) \cdot (Y_1 + Y_2) = (b_3 - b_2) \cdot (D(t_2))$$

Despejando Y_2 :

$$Y_1 + Y_2 = D(t_2) \Rightarrow Y_2 = D(t_2) - Y_1$$

En resumen, los t_i^* o puntos de corte óptimos son:

$$t_1 = t_1(t_T)$$

$$t_1 = \left(\frac{\beta_1 - \beta_2}{b_2 - b_1} \right)$$

$$t_2 = \left(\frac{\beta_2 - \beta_3}{b_3 - b_2} \right)$$

Mientras que los Y_s^* óptimos vendrían dados por:

$$Y_1 = D(t_1)$$

$$Y_2 = D(t_2) - Y_1$$

$$Y_3 = D(t_3) - (Y_1 + Y_2)$$

$$Y_T = D(t_T) - (Y_1 + Y_2 + \dots + Y_{T-1})$$

Es importante destacar que el momento de corte (t_i^*) hasta el cual es conveniente usar la tecnología “i” debe cumplir la siguiente condición:

$$(b_i - b_{i+1}) t_i^* \geq \beta_{i+1} \quad i$$

Esta expresión indica que es conveniente seguir produciendo con la tecnología i hasta el momento en el cual el ahorro generado por los menores costos operativos se compense con el menor costo de instalación de la siguiente tecnología.

El procedimiento consiste en encontrar los momentos de corte óptimos (t_i^*) y obtener luego las potencias a instalar de cada tecnología usando la forma funcional de la curva de duración. El conjunto de potencias óptimas a instalarse con cada tecnología configuran el “sistema de generación económicamente adaptado”.

Uso de Principios Marginalistas y equilibrio financiero

Los principios marginalistas establecen que los precios de potencia (P_{Y_i}) y energía (p_i) sean fijados en función de los costos de inversión y producción de la última central que abasteció el sistema. Es decir:

$$p_i = b_i \quad i=1,2,3...T$$

$$P_{Y_i} \geq T \quad \forall$$

Un resultado importante de la aplicación de estos principios es que permiten cubrir los costos de cualquier empresa siempre y cuando ésta se adecue a los criterios del sistema económicamente adaptado.

Considérese el caso de i-ésima tecnología. Los ingresos estarán dados por la siguiente expresión:

$$\text{Ingresos} = p_{Y_i} \cdot Y_i + E_i^{t_{T-1}-t_T} \times p_T + E_i^{t_{T-2}-t_{T-1}} \times p_{T-1} + \dots + E_i^{t_i-t_{i+1}} \times p_{i+1} + E_i^{t_i-t_{i-1}} \times p_i$$

Es decir, la central i obtendrá ingresos derivados de la potencia instalada por el precio de potencia más ingresos por la energía generada valorizada al precio vigente en cada bloque horario.

Del procedimiento seguido para obtener el parque económicamente adaptado sabemos que:

$$E_i^{t_i - t_{i+1}} = (t_i - t_{i+1}) \times Y_i$$

$$E_i^{t_{i+1} - t_i} = \int_{t_i}^{t_{i+1}} D(T) \partial T - (t_{i+1} - t_i) \sum_j^{i-1} Y_j$$

Reemplazando estas expresiones de la energía en cada período y usando los precios que se impondrían de acuerdo a los criterios marginalistas tenemos:

$$\text{Ingresos} = Y_i \left[\int_{t_i}^{t_{i+1}} D(s) ds - (t_{i+1} - t_i) \sum_j^{i-1} Y_j \right] + (t_i - t_{i+1}) Y_i \left[\int_{t_i}^{t_{i+1}} D(s) ds - (t_{i+1} - t_i) \sum_j^{i-1} Y_j \right]$$

Por su parte los gastos de la empresa “ i ” están dados por la siguiente expresión:

$$\text{Gastos} = \tilde{\beta}_i Y_i + \left(Y_i t_i + \int_{t_i}^{t_{i+1}} D(s) ds - (t_{i+1} - t_i) \sum_j^{i-1} Y_j \right) Y_i$$

Donde $\tilde{\beta}_i$ es el costo de inversión real.

Luego se puede obtener la expresión de los beneficios:

$$\text{Beneficios} = Y_i \left(\int_{t_i}^{t_{i+1}} D(s) ds - (t_{i+1} - t_i) \sum_j^{i-1} Y_j \right) - \tilde{\beta}_i Y_i - \left(Y_i t_i + \int_{t_i}^{t_{i+1}} D(s) ds - (t_{i+1} - t_i) \sum_j^{i-1} Y_j \right) Y_i$$

Simplificando:

$$\Pi_i = \underbrace{Y_i \left[(t_{i+1} - t_i) (b_T - b_i) \tilde{\beta} - \beta (t_i - t_{i+1}) (b_{i+1} - b_i) \right]}_{\text{Ganancia neta por energía}} + \underbrace{Y_i (T - \tilde{t}_i)}_{\text{Pérdida neta por potencia}}$$

Igualando a cero los beneficios extraordinarios tenemos:

$$-Y(\beta - \tilde{\beta}_i)Y_i \left[\left(\frac{\beta_{T-1} - \beta_T}{b_T - b_{T-1}} \right) (b_T - b_i) + \left(\frac{\beta_{T-2} - \beta_{T-1}}{b_{T-1} - b_{T-2}} - \frac{\beta_{T-1} - \beta_T}{b_T - b_{T-1}} \right) (b_T - b_i) + \dots + \left(\frac{\beta_i - \beta_{i+1}}{b_{i+1} - b_i} - \frac{\beta_{i+1} - \beta_{i+2}}{b_{i+2} - b_{i+1}} \right) (b_{i+1} - b_i) \right]$$

Dada la relación existente entre los costos de inversión y operación la igualdad entre estas dos expresiones indica que cuando los beneficios extraordinarios sean nulos, la pérdida neta asociada al reconocimiento de un costo de potencia menor al de la central se compensa con las ganancias netas derivadas de la valorización de la energía de acuerdo a los costos marginales de la última central que entró a abastecer cada bloque horario.

Si los momentos de corte corresponden a los óptimos para minimizar el costo de abastecimiento, es decir $t_i^* = \frac{\beta_i - \beta_{i+1}}{b_{i+1} - b_i}$, reemplazando esta condición en la expresión anterior y

eliminando Y_i a ambos lados obtenemos:

$$-(\beta_T - \tilde{\beta}_i) = \left(\frac{\beta_{T-1} - \beta_T}{b_T - b_{T-1}} \right) (b_T - b_i) + \left(\frac{\beta_{T-2} - \beta_{T-1}}{b_{T-1} - b_{T-2}} - \frac{\beta_{T-1} - \beta_T}{b_T - b_{T-1}} \right) (b_T - b_i) + \dots + \left(\frac{\beta_i - \beta_{i+1}}{b_{i+1} - b_i} - \frac{\beta_{i+1} - \beta_{i+2}}{b_{i+2} - b_{i+1}} \right) (b_{i+1} - b_i)$$

$$-(\beta_T - \tilde{\beta}_i) = \left(\frac{\beta_{T-1} - \beta_T}{b_T - b_{T-1}} \right) (b_T - b_{T-1}) + \left(\frac{\beta_{T-2} - \beta_{T-1}}{b_{T-1} - b_{T-2}} \right) (b_{T-1} - b_{T-2}) + \dots + \left(\frac{\beta_{i+1} - \beta_{i+2}}{b_{i+2} - b_{i+1}} \right) (b_{i+2} - b_{i+1}) + \left(\frac{\beta_i - \beta_{i+1}}{b_{i+1} - b_i} \right) (b_{i+1} - b_i)$$

Simplificando:

$$-(\beta_T - \tilde{\beta}_i) = \beta_{T-1} - \beta_T + \beta_{T-2} - \beta_{T-1} + \beta_{T-1} - \beta_{T-2} + \dots + \beta_{i+1} - \beta_{i+2} + \beta_i - \beta_{i+1}$$

$$-(\beta_T - \tilde{\beta}_i) = -\beta_T + \beta_i$$

Reordenando obtenemos la siguiente igualdad:

$$\beta_N - \tilde{\beta}_i = \beta_T - \beta_i$$

Es decir, cuando el costo de inversión de la central “i” utilizado en la obtención de los puntos de corte corresponda al incurrido en la realidad por la empresa ($\tilde{\beta}_i = \beta_i$) y si la potencia instalada por la central es la económicamente adaptada, cualquier tecnología recuperará todos sus costos en un contexto donde los precios se fijan de acuerdo al modelo marginalista.

Anexo N° 5: “Peak Load Pricing” con Costo de Racionamiento y Oferta y Demanda Estocásticas

A continuación se presenta el modelo de “Peak Load Pricing” planteado por Chao (1983) donde se incorpora el carácter aleatorio de la oferta y demanda y el valor que le dan los individuos a tener electricidad en el problema de encontrar los precios óptimos.

Demanda

En primer lugar se asume que los períodos de fijación de precios tienen una duración constante igual a θ . El modelo también se puede extender para períodos de fijación de precios variables.

Se tiene una demanda de potencia (o demanda instantánea) de carácter estocástico $\tilde{D}(p)$, por lo que la demanda de energía $\tilde{D}_e(p)$ será la multiplicación de la demanda esperada de potencia $E\{\tilde{D}(p)/\varepsilon\}$ por el período de fijación de precios θ :

$$\tilde{D}_e(p) = \theta * E\{\tilde{D}(p)/\varepsilon\}$$

Se define también el beneficio bruto del consumidor:

$$\tilde{U}(q, \varepsilon) = \tilde{U}(q), \quad \text{donde } U' > 0 \text{ y } U'' < 0$$

Dado que $q = \tilde{D}_e(p)$ entonces $\tilde{U}(q) = \tilde{U}(\tilde{D}_e(p))$.

Se asume que este consumidor tiene preferencias cuasilineales³⁶ por lo que la primera derivada del excedente del consumidor en q es igual al precio:

$$\tilde{U}'(\tilde{D}_e(p)) = p$$

Oferta

³⁶ En este caso las curvas de indiferencia del consumidor (función de utilidad en el plano de los bienes) son traslaciones verticales unas de otras.

La capacidad disponible de cada tecnología “i” constituye una variable aleatoria donde se cumple que:

$$\tilde{Y}_i(\tilde{Y}) = \int_0^{Y_i} \tilde{Y}(z) dz$$

Donde:

$$\tilde{Y}(z) \in [0,1]$$

$$E(\tilde{y}_i) = a_i$$

Por lo tanto, la capacidad total obtenible \tilde{z}_i también será una variable aleatoria, siendo las tecnologías ordenadas por sus costos operativos:

$$\tilde{z}_i = \sum_{j=1}^i \tilde{Y}_j$$

Dado que la potencia total no debe superar a la demanda en cada momento, la oferta total en un momento dado del tiempo estará dada por el mínimo entre la demanda y la capacidad disponible:

$$\tilde{Q}(p_i, z_i) = \text{MIN} \{D(p), z_i\}$$

La cantidad esperada de energía suministrada por la tecnología i estará dada por:

$$\theta_i E \{ \tilde{Q}(P, Z_i) - \tilde{Q}(P, Z_{i-1}) \}$$

Por lo que el costo operativo total será el siguiente:

$$\sum_{i=1}^N \theta b_i E \{ \tilde{Q}_i(p_i, \tilde{z}_i) - \tilde{Q}_i(p_i, \tilde{z}_{i-1}) \} \quad \text{donde } i = 1,2,3,\dots, N.$$

Costo de Racionamiento

Este costo puede ser representado como una función de la energía ofertada y la energía demandada:

$$\tilde{S}(\tilde{Q}_e(p, z_M) \tilde{D}_e(p))$$

Donde: $\tilde{Q}_e(\theta, E_M, Q=P.z \{ \tilde{\zeta}, z_M \} / \{ \})$

El Objetivo

Si llamamos β_i al costo fijo de la tecnología i y b_i al costo variable se puede obtener una expresión general para el problema del planificador o regulador. Este buscará maximizar el bienestar de la sociedad (W) que viene a ser la suma del beneficio bruto del consumidor menos los costos de operación, inversión y racionamiento.

$$W = E\tilde{U}(\tilde{D}_e(p)) - \sum_{i=1}^N \beta_i Y_i - \sum_{i=1}^N \theta b_i E\{\tilde{Q}_i(p_i, \tilde{z}_i) - \tilde{Q}_i(p_i, \tilde{z}_{i-1})\} - \theta r E\{\tilde{D}(p) - \tilde{Q}(p, \tilde{z}_N)\}$$

Si llamamos a_i a la disponibilidad promedio de las centrales (variable que está entre 0 y 1) y derivamos esta expresión respecto a Y_i y Y_{i+1} , se puede mostrar que la condición hasta la cual es conveniente utilizar la tecnología $i+1$ viene dada por la siguiente expresión:

$$\theta \text{Prob}(\tilde{D}(p_i) > \tilde{z}_i) = \frac{\beta_i / a_i - \beta_{i+1} / a_{i+1}}{b_{i+1} - b_i} \quad \forall i = 1, 2, \dots, N$$

Como se puede apreciar el punto de corte, en este caso, es similar al del caso donde no existe incertidumbre.

Por su parte, derivando la expresión respecto al precio se puede obtener la siguiente expresión para el precio óptimo con demandas correlacionadas (P_C):

$$P_C = \sum_{i=1}^N b_i \frac{E\{\tilde{D}'(p_i) / \tilde{z}_i > \tilde{D}'(p) > \tilde{z}_{i-1}\}}{E\{\tilde{D}'(p_i)\}} \text{Prob}(\tilde{z}_i > \tilde{D}(p) > \tilde{z}_{i-1}) + r \times \frac{E\{\tilde{D}'(p_i) / \tilde{D}'(p_i) > \tilde{z}_N\}}{E\{\tilde{D}'(p_i)\}} \text{Prob}(\tilde{D}'(p) > \tilde{z}_N)$$

Es decir, el precio será la suma del costo variable esperado ponderado por la probabilidad de que la demanda se encuentre en un rango donde margine la tecnología “ i ” más el costo de racionamiento ponderado por la probabilidad de que la demanda supere a la oferta. Este último componente es similar al pago de capacidad que se implementó en Inglaterra y Gales que consistía en adicionar al precio de energía un cargo equivalente a la multiplicación del *VOLL* por el *LOLP*.

En el caso de que las demandas marginales sean independientes de la demanda total esta expresión se simplifica, teniéndose el siguiente precio óptimo (P_I):

$$P_I = \sum_{i=1}^N b_i \text{Prob}(\tilde{z}_i > \tilde{D}(p_i) > \tilde{z}_{i-1}) + r \times \text{Prob}(\tilde{D}(p_i) > \tilde{z}_N)$$

Anexo N° 6: Detalles del Cálculo del Precio Básico de Potencia en el Caso Peruano:

El Precio Básico de Potencia se basa en el costo de instalación y mantenimiento de la central que será la última en despachar en los períodos de máxima demanda proyectada durante los próximos 2 años, incluyendo un margen de reserva y un porcentaje de indisponibilidad forzada. El cálculo de este precio se basa en el “Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia”, aprobado mediante Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CDE.

La central en base a cuyos costos se calcula el precio básico de potencia deberá tener una capacidad estándar no menor al 3.5% y ni superior al 5.0% de la máxima demanda anual del sistema. En la actualidad la central corresponde a una unidad turbogas de 174.2 MW (ISO - diesel 2). El precio de potencia calculando un valor por MW- mes en base a la anualidad de los costos de inversión y operación y mantenimiento, considerando una vida útil de 30 años para la conexión y de 20 años para el generador, y usando una tasa de actualización de 12%. Se considera que la central está ubicada en Lima (centro de carga) siendo la potencia efectiva el 95.1% de la potencia ISO. A este costo se le suman otros componentes que resultan de aplicar los Factores de Indisponibilidad Fortuita de la unidad punta (*FIF*) y el Factor Margen de Reserva Firme Objetivo (*FMRFO*). En el primer caso se considera una Tasa de Indisponibilidad Fortuita (*TIF*) de 2.63%, y en el segundo un Margen de Reserva Firme Objetivo (*MRFO*) de 19.4%. Luego de aplicar estos dos factores al precio de potencia (*PP*), se obtiene el precio básico de potencia (*PBP*). La idea es que de esta forma los generadores podrán recaudar en sus contratos, a través de la tarifa en barra, el monto de dinero necesario para pagar a las centrales disponibles incluyendo la reserva del sistema.

$$PBP = PP * (1 + MRFO) * (1/1-TIF) = PP * FMRFO * FIF$$

Por último, debe tenerse en cuenta que la central marginal no necesariamente corresponde a una central existente en el sistema, sino más bien a una central eficiente de acuerdo a consideraciones técnicas y económicas, que permitan identificar un costo razonable de expansión del sistema. Entre estas consideraciones están el tamaño y la tecnología o modelo a utilizar, para lo cual se toma como referencia la información de la publicación “*Gas Turbine World Handbook*” del año vigente, la cual considera precios promedio del mercado. Los resultados de la regulación tarifaria de mayo del 2006 se resumen en el Cuadro 1:

Cuadro 1: Fijación del Precio Básico de Potencia en el Perú - Mayo 2006

CENTRAL TERMOELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		35 212,50		35 212,50
Repuestos iniciales	2,50%	880,31		880,31
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	1 408,50		1 408,50
Aranceles ad-valorem	4,00%		1 500,05	1 500,05
Gastos de desaduanaje	0,80%		300,01	300,01
Transporte local			202,67	202,67
Montaje electromecánico		293,38	569,40	862,78
Pruebas y puesta en marcha			120,50	120,50
Supervisión		241,72	469,23	710,95
Adquisición de terreno (incluye sub estación)			283,66	283,66
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			120,42	120,42
Obras civiles			341,92	341,92
Suministro de sistema de combustible			1 003,41	1 003,41
Suministro de sistema contra incendio			177,34	177,34
Gastos Generales - Utilidad Contratista			215,16	215,16
Intereses Durante la Construcción (1)	6,76%	2 572,16	358,66	2 930,82
Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTI _{CT})		40 608,57	5 662,44	46 271,01

CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		2 107,51		2 107,51
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	84,30		84,30
Aranceles ad-valorem	4,00%		87,67	87,67
Gastos de desaduanaje	0,80%		17,53	17,53
Transporte local			18,60	18,60
Obras civiles			36,56	36,56
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			130,27	130,27
Supervisión			47,74	47,74
Gastos Generales - Utilidad Contratista			26,38	26,38
Intereses Durante la Construcción (1)	6,76%	148,22	24,67	172,88
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI _{CE})		2 340,03	389,43	2 729,46

ANUALIDAD DE LA INVERSION				
CENTRAL TERMOELECTRICA		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Vida Útil (años)	20			
Factor de Recupero de Capital	13,39%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Central Térmica (aCTI _{CT})		5 436,63	758,08	6 194,71

CONEXIÓN ELECTRICA		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Vida Útil (años)	30			
Factor de Recupero de Capital	12,41%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Conexión Eléctrica (aCTI _{CE})		290,50	48,35	338,84

Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento				
		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)			890,28	890,28
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFoYMe)		662,46		662,46
Participación		79,02%	20,98%	
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe)		8,92	US\$ / kW-año	

		Miles US\$ / año	US\$ / kW-año
Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta (aINV)		37,52	
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar (CCUPS)		46,43	
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE)		48,78	
Precio Básico de la Potencia (PBP)		59,82	US\$ / kW-año

			MW
Capacidad Estándar de la unidad de Punta (CE _{EST})		174,2	
Potencia Efectiva (PE _{Ef})		165,8	
Factor de Ubicación (FU)		1,0506	
Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (MRFO)		19,40%	
Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad (TIF)		2,63%	

(1) Tamex = 10,53% vigente al 31.03.03

Fuente: OSINERG-GART/DGT N° 058-2006.

Anexo N° 7: Construcción de modelo teórico que permita identificar determinantes de la decisión de contratar para el mercado peruano ³⁷

Como primera aproximación se construirá un modelo de maximización de beneficios para un agente adverso al riesgo en un contexto de incertidumbre, y donde se capturen en la medida de lo posible las características principales del diseño del mercado eléctrico peruano.

A continuación se plantea un modelo simplificado de las decisiones de contratación que recoge algunos aspectos del diseño del mercado eléctrico peruano. Así, se asume que existen dos mercados de contratos que abastecer, el mercado de clientes regulados, donde las distribuidoras realizan compras a tarifas en barra, y el mercado de clientes libres donde los precios son negociados y existe competencia entre generadoras y distribuidoras. Estos mercados de contratos son representados en el modelo mediante dos curvas inversas de demanda, ambas vienen dadas por:

$$\text{Mercado Regulado: } p_R = a_R - b_R \cdot Q_R$$

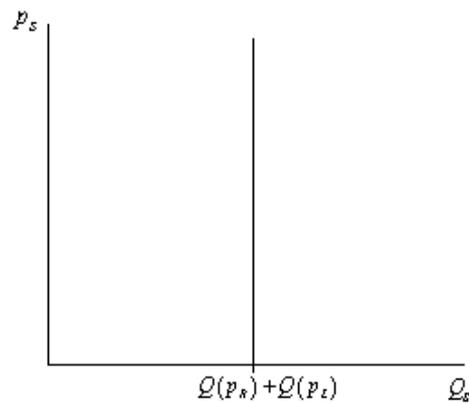
$$\text{Mercado Libre: } p_L = a_L - b_L \cdot Q_L$$

A su vez, es necesario incorporar la existencia de un mercado “*spot*” donde los generadores son despachados de acuerdo al ordenamiento de costos y la obtención de una curva de oferta de la industria. Es en este mercado donde se generan las transferencias entre generadores que resultan compradores netos del sistema y aquellos que resultan vendedores netos, a fin de garantizar el equilibrio entre la oferta y demanda en los mercados de contratos.

Sin embargo, en el “*spot*”, la curva de demanda de corto plazo vendría a ser perfectamente inelástica al precio “*spot*”, ya que no depende de la oferta existente en el corto plazo, sino que viene determinada por el precio de los contratos. Esto implica que dado un precio del mercado regulado, y dado el precio del mercado de clientes libres les corresponde a ambos una determinada cantidad, la cual es representada gráficamente como una línea vertical al nivel $Q(p_R) + Q(p_L)$.

³⁷ Este planteamiento se hizo con la colaboración de Lennin Quiso.

Demanda en el Mercado “Spot”



En cuanto a la oferta, se asume que la función de costos de la empresa representativa es una función lineal, con costo medio y costo marginal constante, y que está sujeta a “*shocks*” que siguen una distribución normal. En términos matemáticos esta función de costos se puede expresar de la siguiente forma:

$$C(q, \tilde{\theta}) = \tilde{\theta} \cdot q \text{ con función de costos marginales } cmg = \tilde{\theta}, \text{ donde } \tilde{\theta} \approx N(\theta, \sigma_{\theta}^2).$$

Por lo tanto, si se supone que los generadores tienen la misma función de costos marginales, el precio “*spot*” debe ser igual a $\tilde{p}_s = \tilde{\theta}$, el cual también tiene un carácter aleatorio.

Asimismo, en el corto plazo se puede considerar que el precio regulado viene también determinado exógenamente, aunque tiene cierto nivel de aleatoriedad asociado a los procedimientos y supuestos que utiliza finalmente el regulador y que podrían introducir cierto nivel de riesgo. Matemáticamente se tendría la siguiente expresión:

$$p_R = \tilde{p}_R \text{ donde } \tilde{p}_R \approx N(\mu_R, \sigma_R^2)$$

Con el fin de simplificar, se supone también que la relación entre el precio en barra y el precio “*spot*” es nula en el corto plazo, es decir que $Cov(\tilde{p}_R, \tilde{\theta}) = 0$.

Teniendo en cuenta los supuestos anteriores, se puede plantear la función de beneficios de corto plazo de la empresa representativa, la cual tendría la siguiente expresión:

$$\Pi = \tilde{p}_R \cdot q_R + p_L(Q_L) \cdot q_L + \tilde{p}_s \cdot (q - q_R - q_L) - \tilde{\theta} \cdot q$$

Donde q es la cantidad producida por la empresa representativa. Ésta, en el caso de una demanda completamente inelástica, viene determinada por una interacción entre la oferta y la cantidad total demandada, representada por $Q = Q(p_R) + Q(p_L)$, dado que se asume simetría entre las empresas a cada una le corresponde producir $q = (Q/n)$.

Asimismo, se asume que en sus decisiones de contratación, las empresas generadoras toman el precio regulado como dado y que el precio del mercado libre es determinado por la interacción de todos los agentes los cuales compiten a lo Cournot. Reemplazando los valores del precio “spot” en la función de beneficios, y la función inversa de demanda del mercado libre, y asumiendo una solución simétrica, estos se pueden expresar de la siguiente forma:

$$\Pi = \tilde{p}_R \cdot q_R + (a_L - b_L \cdot n \cdot q_L) \cdot q_L - \tilde{\theta} \cdot (q_R + q_L)$$

Sin embargo, dado que la empresa opera en un entorno de incertidumbre, es necesario analizar el problema considerando la función de utilidad esperada de los generadores. En un contexto de aversión al riesgo, y bajo el supuesto de una función de utilidad cuadrática o asumiendo que la función de beneficios se distribuye normalmente, esta función puede representarse de la siguiente forma:

$$\text{Utilidad Esperada} = UE = E(\Pi) - \frac{\gamma}{2} \cdot \text{Var}(\Pi)$$

Es decir que la función de utilidad depende positivamente del beneficio esperado, y negativamente de la varianza de los beneficios, donde $\frac{\gamma}{2}$ es una medida de la aversión al riesgo del generador.

Las expresiones de la utilidad esperada y la varianza son las siguientes:

$$E(\Pi) = \mu_R \cdot q_R + (a_L - b_L \cdot n \cdot q_L) \cdot q_L - \theta \cdot (q_R + q_L)$$

$$\text{Var}(\Pi) = q_R^2 \cdot \text{Var}(\tilde{p}_R) + (q_R + q_L)^2 \cdot \text{Var}(\tilde{\theta}) = \text{Var}(\Pi) = q_R^2 \cdot \sigma_R^2 + (q_R + q_L)^2 \cdot \sigma_\theta^2$$

Usando los resultados anteriores, la función de Utilidad Esperada (UE) vendría dada por la siguiente expresión:

$$UE = \mu_R \cdot q_R + (a_L - b_L \cdot n \cdot q_L) \cdot q_L - \theta \cdot (q_R + q_L) - \frac{\gamma}{2} \cdot (q_R^2 \cdot \sigma_R^2 + (q_R + q_L)^2 \cdot \sigma_\theta^2)$$

El objetivo de la empresa representativa sería maximizar su utilidad esperada eligiendo las cantidades a contratar en el mercado libre y en el mercado regulado, y sujeto a las restricciones de no negatividad.

$$\underset{q_L, q_R}{Max} \quad UE = \mu_R \cdot q_R + (a_L - b_L \cdot n \cdot q_L) \cdot q_L - \theta \cdot (q_R + q_L) - \frac{\gamma}{2} \cdot (q_R^2 \cdot \sigma_R^2 + (q_R + q_L)^2 \cdot \sigma_\theta^2)$$

Sujeto a:

$$q^R, q^L \geq 0$$

Las condiciones de primer orden son:

$$\frac{\partial UE}{\partial q_R} = \mu_R - \theta - \gamma \cdot (q_R \cdot \sigma_R^2 + (q_R + q_L) \cdot \sigma_\theta^2) \leq 0, \quad q_R \geq 0, \quad \frac{\partial UE}{\partial q_R} \cdot q_R = 0$$

$$\frac{\partial UE}{\partial q_L} = a_L - 2 \cdot b_L \cdot n \cdot q_L - \theta - \gamma \cdot (q_R + q_L) \cdot \sigma_\theta^2 \leq 0, \quad q_L \geq 0, \quad \frac{\partial UE}{\partial q_L} \cdot q_L = 0$$

Dada la naturaleza de las restricciones, existirán dos casos:

$$\text{Caso 1: Si } \frac{\partial UE}{\partial q_R} < 0:$$

En este caso las condiciones de primer orden implican que si $\mu_R - \theta \leq 0$, es decir si el esperado del precio regulado es menor o igual que el precio “spot” esperado, entonces $\frac{\partial UE}{\partial q_R} < 0$ y $q_R = 0$,

es decir que la cantidad contratada del mercado regulado sería cero y la cantidad contratada en el mercado libre vendría determinada por la siguiente expresión:

$$q_L = \frac{a_L - \theta}{2 \cdot b_L \cdot n + \gamma \cdot \sigma_\theta^2}$$

$$\text{Caso 2: Si } \frac{\partial UE}{\partial q_R} = 0:$$

En este caso para que exista una solución interior con $\frac{\partial UE}{\partial q_R} = 0$, se debe cumplir que $\mu_R > \theta$,

es decir que el esperado del precio regulado sea mayor que el esperado del precio “spot” y además que “ γ ” sea lo suficientemente pequeña, siendo $q_R > 0$ y $q_L \geq 0$. En este caso tenemos que las cantidades a contratarse en ambos mercados vendrían de solucionar las siguientes ecuaciones:

$$q_R = \frac{\mu_R - \theta - q_L \cdot \gamma \cdot \sigma_\theta^2}{\gamma \cdot (\sigma_R^2 + \sigma_\theta^2)} \text{ y } q_L = \frac{a_L - \theta - \gamma \cdot q_R \cdot \sigma_\theta^2}{2 \cdot b_L \cdot n + \gamma \cdot \sigma_\theta^2}$$

Reemplazando q_L en la primera expresión obtenemos la expresión de la cantidad contratada en el mercado regulado:

$$q_R = \frac{(\mu_R - \theta) \cdot (2 \cdot b_L \cdot n + \gamma \cdot \sigma_\theta^2) - (a_L - \theta) \cdot \gamma \cdot \sigma_\theta^2}{2 \cdot \gamma \cdot b_L \cdot n \cdot (\sigma_R^2 + \sigma_\theta^2) + \gamma^2 \cdot \sigma_\theta^2 \cdot \sigma_R^2} \text{ con } q_L = \frac{a_L - \theta - \gamma \cdot q_R \cdot \sigma_\theta^2}{2 \cdot b_L \cdot n + \gamma \cdot \sigma_\theta^2}$$