

ACUERDO No- 29-E-2007

LA SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES, a las quince horas con quince minutos del día doce de enero del año dos mil siete. CONSIDERANDO QUE:

- I. De acuerdo con el literal b) del artículo 5 de la Ley de Creación de la SIGET, es atribución de ésta aprobar las tarifas a que se refieren las leyes de electricidad y de telecomunicaciones.
- II. El artículo 79 de la Ley General de Electricidad dispone que los precios incluidos en los pliegos tarifarios deberán basarse, entre otros, en los precios de energía y capacidad contenida en contratos de largo plazo adjudicados mediante proceso de libre concurrencia, así como en el precio promedio de la energía en el MRS, y que estos contratos serán públicos y se adjudicarán mediante proceso de libre concurrencia que cumpla con los parámetros y procedimientos establecidos por la SIGET.
- III. El artículo 112-E de la Ley General de Electricidad dispone que “En tanto no existan condiciones que garanticen la competencia en los precios ofertados al MRS, la UT se regirá por un reglamento interno que propicie comportamientos de ofertas que asemejen un mercado competitivo, según la metodología establecida en el Reglamento de esta Ley, la que se basará en costos marginales de producción, costos fijos y de inversión. En el caso de centrales hidroeléctricas se basará en el valor de reemplazo del agua. Para tales efectos, la condición del mercado será establecida por el Superintendente General de Electricidad y Telecomunicaciones y el Superintendente de Competencia de manera conjunta, mediante un Acuerdo fundamentado en índices técnicos internacionalmente aceptados para medir competencia en los mercados eléctricos”.
- IV. El Decreto Ejecutivo N° 57 publicado el uno de junio de dos mil seis en el Diario Oficial 100 Tomo 371, estableció nuevas disposiciones en el Reglamento de la Ley General de Electricidad para facilitar la aplicación de lo dispuesto en el Artículo 112-E de la Ley General de Electricidad y para reglamentar los contratos de largo plazo en procedimientos de libre concurrencia, a que se refiere el Artículo 79 de dicha Ley.
- V. Entre dichas modificaciones se incluyó el artículo 67M del Reglamento de la Ley General de Electricidad, en donde se establece que el precio para valorar las transacciones de capacidad firme que resulten del balance anual a que se refiere la disposición anterior, se denominará cargo por capacidad y se determinará igual al

costo por kilowatt de inversión anualizado más costo fijo de operación de una unidad eficiente para otorgar respaldo y capacidad adicional en el período de control del sistema, amplificado en un margen de reserva y en un factor de pérdidas correspondiente a las horas de mayor demanda.

El cargo por capacidad y la fórmula de reajuste del mismo serán determinados y actualizados cada cinco años por la SIGET. La determinación de los costos de inversión, costos fijos de operación y vida útil de la máquina más económica para el servicio de potencia de punta y respaldo, considerando el tamaño, localización y características técnicas y económicas adecuados a la realidad del sistema eléctrico, serán determinados mediante un estudio contratado por la SIGET con una empresa consultora especializada.

Para el cálculo de la anualidad de la inversión, la SIGET usará una tasa de descuento representativa para la actividad de generación en El Salvador, la que será determinada con base en un estudio contratado de un consultor especializado. En ningún caso esta tasa de descuento será inferior a la establecida en la Ley General de Electricidad para los sectores de transmisión y distribución.

El margen de reserva no será inferior a 10% ni superior a 20%.

- VI. Por otra parte, el Artículo 86D del Reglamento de la Ley General de Electricidad, dispone que “El precio base de potencia que regirá cada contrato de suministro corresponderá en cada punto de suministro al cargo de capacidad vigente en el MRS a la fecha de la licitación. De no encontrarse en vigencia un cargo de capacidad en el MRS, el precio base de potencia que regirá cada contrato de suministro será definido por la SIGET, de manera tal que refleje el costo unitario de capital y de costo fijo de operación y mantenimiento de una unidad eficiente para otorgar respaldo y capacidad adicional en el período de control del sistema”.
- VII. Con base en lo dispuesto por el Decreto Ejecutivo No 57, en junio del año pasado la SIGET contrató “Servicios de Consultoría para Asesorar a la SIGET en la Puesta en Aplicación del Mecanismo de Contratos de Largo Plazo por Procesos de Libre Concurrencia y en la Migración Hacia un Modelo de Despacho Basado en Costos de Producción”, cuyo objetivo era analizar y desarrollar los procedimientos, metodologías, normativas y cálculos derivados de la implementación de la norma para la aplicación de los contratos de largo plazo y cambio de modelo basado en declaración de costos en el mercado mayorista de electricidad.

Como parte de los alcances de la consultoría, la empresa consultora recomendó el precio base de la potencia aplicable a los contratos de largo plazo y la tasa de descuento para la actividad de generación eléctrica en nuestro país.

- VIII. Con fecha cuatro de octubre de dos mil seis, se llevó a cabo en las instalaciones de un hotel capitalino un seminario taller denominado “Procedimiento de Contratos de Energía de Largo Plazo”, con el objetivo de explicar el funcionamiento del mecanismo de los contratos de largo plazo a todos los operadores del mercado eléctrico, incluyendo a otras instituciones involucradas con el sector eléctrico. Asimismo, se explicó con detalle la metodología de cálculo y los valores obtenidos respecto al Precio Base de la Potencia y de la Tasa de Descuento Representativa para la Actividad de Generación Eléctrica.
- IX. En vista de lo anterior, después de la revisión del cálculo del Precio Base de la Potencia y de la Tasa de Descuento Representativa para la Actividad de Generación recomendados por la empresa consultora, esta Superintendencia estima procedente su aprobación. En ese sentido, el precio base de la potencia aprobado mediante este acuerdo deberá consignarse en cada uno de los contratos de largo plazo que se suscriban con posterioridad a esta fecha.

Asimismo, si la SIGET y la Superintendencia de Competencia declararen por medio de Acuerdo conjunto que no existen las condiciones que garanticen una sana competencia en el mercado mayorista y se activara, en consecuencia, el artículo 112-E de la Ley General de Electricidad, una vez que haya entrado en aplicación el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción, el mismo valor aprobado como precio base de la potencia será utilizado como cargo de capacidad en el Mercado Mayorista de Electricidad. El cargo por capacidad y la fórmula de reajuste del mismo serán determinados y actualizados cada cinco años por la SIGET.

Por lo tanto,

En uso de sus facultades legales ACUERDA:

- I. Aprobar un Precio Base de la Potencia de SEIS PUNTO CUARENTA Y TRES DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA POR KILOVATIO AL MES (6.43 US\$/kW/mes); el cual, deberá ser especificado como pago por potencia en los contratos de largo plazo por proceso de libre concurrencia y aprobados por esta Superintendencia. Asimismo, si se activare el artículo 112-E mediante el

Acuerdo de declaración conjunta por el Superintendente de la SIGET y el Superintendente de Competencia de la inexistencia de condiciones que garanticen la competencia en los precios ofertados al MRS, y entraren en aplicación los requisitos especiales en las ofertas de oportunidad de inyección de los operadores especificados en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción, el Precio Base de la Potencia mencionado anteriormente deberá ser utilizado como cargo por capacidad en el Mercado Mayorista.

- II. Aprobar como Tasa de Descuento Representativa para la Actividad de Generación un valor de DOCE POR CIENTO (12%) real, a los efectos de lo establecido en el artículo 67M del Reglamento de la Ley General de Electricidad.
- III. El Precio Base de la Potencia y la Tasa de Descuento Representativa para la Actividad de Generación aprobados mediante el presente Acuerdo, tendrán una vigencia de 5 años.
- IV. Los procedimientos de cálculo utilizados para la determinación el Precio Base de la Potencia y de la Tasa de Descuento Representativa para la Actividad de Generación, forman parte integral de este Acuerdo y están detallados en los anexos I y II.
- V. Aprobar el procedimiento para los ajustes anuales del Precio Base de la Potencia, de conformidad con lo siguiente:
 - a. Se utilizará la siguiente fórmula:

$$PBPA_n = PBPA_{n-1} \left[\left(\frac{CPI_n - CPI_{n-1}}{CPI_{n-1}} \pm 0.015 \right) + 1 \right]$$

Donde:

PBPA_n: Precio Base de la Potencia Ajustado correspondiente al año “n”.

PBPA_{n-1}: Precio Base de la Potencia Ajustado correspondiente al año anterior “n-1”.

CPI_n: Consumer Price Index de los Estados Unidos perteneciente al segundo mes anterior al mes en el que entrará en vigencia el Precio Base de la Potencia Ajustado correspondiente al año “n”.

CPI_{n-1}: Consumer Price Index de los Estados Unidos perteneciente al segundo mes anterior al mes en el que entró en vigencia el Precio Base de la Potencia Ajustado correspondiente al año anterior “n-1”.

- b. La fórmula anterior se utilizará, siempre y cuando la variación anual del CPI de los Estados Unidos corresponda a un incremento o una disminución que exceda el 1.5% anual, ajustándose el Precio Base de la Potencia únicamente en el exceso de la variación respecto al 1.5%, de la siguiente forma:

- Si el incremento de la variación porcentual del CPI de los Estados Unidos supera el 1.5% anual, se utilizará la fórmula anterior con el signo menos, es decir restándole el 1.5% a la variación anual del CPI, como se indica a continuación:

$$PBPA_n = PBPA_{n-1} \left[\left(\frac{CPI_n - CPI_{n-1}}{CPI_{n-1}} - 0.015 \right) + 1 \right]$$

- Si la disminución de la variación porcentual del CPI de los Estados Unidos supera el 1.5% anual, se utilizará la fórmula anterior con el signo más, es decir sumándole el 1.5% a la variación anual del CPI, como se indica a continuación:

$$PBPA_n = PBPA_{n-1} \left[\left(\frac{CPI_n - CPI_{n-1}}{CPI_{n-1}} + 0.015 \right) + 1 \right]$$

- c. El Precio Base de la Potencia Ajustado entrará en vigencia en el mes de enero de cada año, previa aprobación de la SIGET.

VI. Notifíquese y Publíquese

Licenciado Jorge Isidoro Nieto Menéndez
Superintendente

ANEXO I

CÁLCULO DEL PRECIO BASE DE POTENCIA

1. PRECIO BASE DE POTENCIA

El Precio Base de la Potencia, entendido también como Cargo por Capacidad, ha sido determinado por la SIGET sobre la base de los costos de inversión y operación de la unidad generadora apropiada para proporcionar reserva y capacidad adicional durante el período de control a que se refiere el Artículo 67 K del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

2. DEFINICIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA Y SU PRECIO

En el presente cálculo se han tomado en cuenta las siguientes definiciones:

Unidad de Punta

La Unidad de Punta es la unidad generadora termoeléctrica que resulta más económica para proveer reserva y capacidad adicional durante el período de control del sistema eléctrico.

Precio de la Potencia de Punta (o Costo Marginal de Potencia de Punta)

El Precio de la Potencia de Punta es el costo unitario mensual de la Capacidad Efectiva de la Unidad de Punta. Este valor es determinado como la mensualidad constante que permite cubrir el costo medio de inversión más el costo fijo de operación y mantenimiento de la Unidad de Punta, durante su vida útil. Para efectos de este cálculo se considerará una vida útil de 20 años.

Capacidad Efectiva de la Unidad de Punta

La Capacidad Efectiva de la Unidad de Punta es la potencia máxima que dicha unidad es capaz de suministrar a la red en forma continua, a partir de las características de su equipamiento.

3. SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN DE PUNTA

La metodología a aplicar para la determinación del tamaño y de la tecnología de la Unidad de Punta fue la siguiente:

- a) Para las distintas tecnologías que compiten por calificar como Unidad de Punta, se determinó un tamaño de unidad generadora existente en el mercado próximo al 5% de la demanda máxima del sistema eléctrico.
- b) Cabe mencionar que si no existieran a la venta en el mercado unidades generadoras de tamaño individual que alcancen el 5% mencionado anteriormente, se considerarían varias unidades generadoras, de modo que su suma se aproxime a dicho valor.
- c) Para las distintas tecnologías que compiten por calificar como Unidad de Punta, se determinaron costos unitarios de inversión, costos fijos anuales de operación y mantenimiento y costos variables de operación separados en sus componentes de combustible y no combustibles. Los costos unitarios de inversión, costos fijos de operación y mantenimiento y costos variables de operación, fueron determinados

por la SIGET a partir de costos medios típicos disponible. Los costos de inversión fueron anualizados considerando una vida útil de 20 años, la tasa de costo de capital aplicable a estos efectos, y valor residual igual a cero.

- d) Se determinaron el costo medio anual de inversión y operación de las diferentes tecnologías bajo análisis, en función de distintas horas anuales de funcionamiento, y se determina el número de horas de utilización en que una tecnología resulta económicamente indiferente de ser sustituida por otra. La tecnología que tiene el menor costo medio anual, para el menor número de horas de utilización que define el punto de indiferencia económica con la siguiente tecnología, define en forma preliminar el tipo de Unidad de Punta.
- e) Se ubica en la curva de duración anual de potencia del sistema eléctrico, desde arriba hacia abajo, potencia en la tecnología seleccionada preliminarmente, hasta llegar al número de horas anuales de indiferencia a que hace referencia el punto anterior. Si la potencia así colocada tiene una magnitud relevante, se confirma esa tecnología como la de la Unidad de punta. Se considera magnitud relevante una potencia que represente al menos 5% de la demanda máxima de potencia del sistema.

4. COSTO DE INVERSIÓN Y OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA

Se utilizaron valores resultantes de un estudio detallado de costos de inversión y de costos fijos de operación y mantenimiento en la tecnología de la Unidad de Punta, considerando el tamaño de la unidad definida.

Costos de Inversión

Se consideró que los costos de inversión de la Unidad de Punta debían incluir los costos directos e indirectos usualmente considerados en estudios de factibilidad técnica y económica para una unidad nueva. Se consideraron los siguientes componentes:

1. Terrenos
2. Ingeniería, administración y supervisión del proyecto, y estudios de impacto ambiental
3. Costo FOB del equipamiento
4. Fletes: transporte, carga, descarga, almacenaje y seguros
5. Gastos de aduana
6. Obras civiles
7. Estanques de combustible y sistemas auxiliares
8. Montaje electromecánico
9. Conexión al sistema eléctrico
10. Intereses durante la construcción

Costos fijos de operación y mantenimiento

Los costos fijos de operación y mantenimiento son los asociados a un régimen de funcionamiento diario correspondiente a las Horas de Funcionamiento de la Unidad de Punta. Los costos fijos no incluyen gastos de administración generales, pero sí la

componente de costos indirectos asociada a la administración del personal de operación necesaria.

5. PRECIO BASE DE LA POTENCIA

A partir de los costos de inversión y costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad de punta, el precio base de la potencia se determinó como la mensualidad del costo de inversión y costo fijo de operación y mantenimiento, afectado de las correcciones por concepto de altitud y temperatura e incrementado en un margen de reserva teórico. El margen de reserva se determinó como el cociente entre la potencia efectiva y la potencia firme que se le asigna a una unidad de punta en el mercado spot. De esta forma, al recibir un ingreso por capacidad igual al precio base de potencia aplicado a la potencia firme, la unidad de punta recupera sus costos fijos de inversión, operación y mantenimiento. La fórmula de cálculo del precio base de la potencia es la siguiente:

$$PBP = ((CINV * FRC(12 * VU, TDM) + CFOYMM) / PEF) * (1 + MRT)$$

Donde:

PBP: Precio base de potencia

CINV: Costo de inversión de una unidad de punta

FRC: mensualidad del factor de recuperación del capital, calculada con vida útil VU, en años, y una tasa de descuento mensual TDM

VU: vida útil de la unidad generadora de punta. Expresada en años.

TDM: tasa de descuento mensual aplicable a la actividad de generación, de acuerdo con el valor determinado por la SIGET.

CFOYMM: costo fijo de operación y mantenimiento, en valor medio mensual.

PEF: Potencia efectiva de la unidad generadora.

MRT: Margen de reserva teórico

Debe tomarse en cuenta que de acuerdo con el Reglamento de la Ley General de Electricidad, el margen de reserva teórico no será inferior a 10% ni superior a 20%.

6. TECNOLOGÍAS CONSIDERADAS

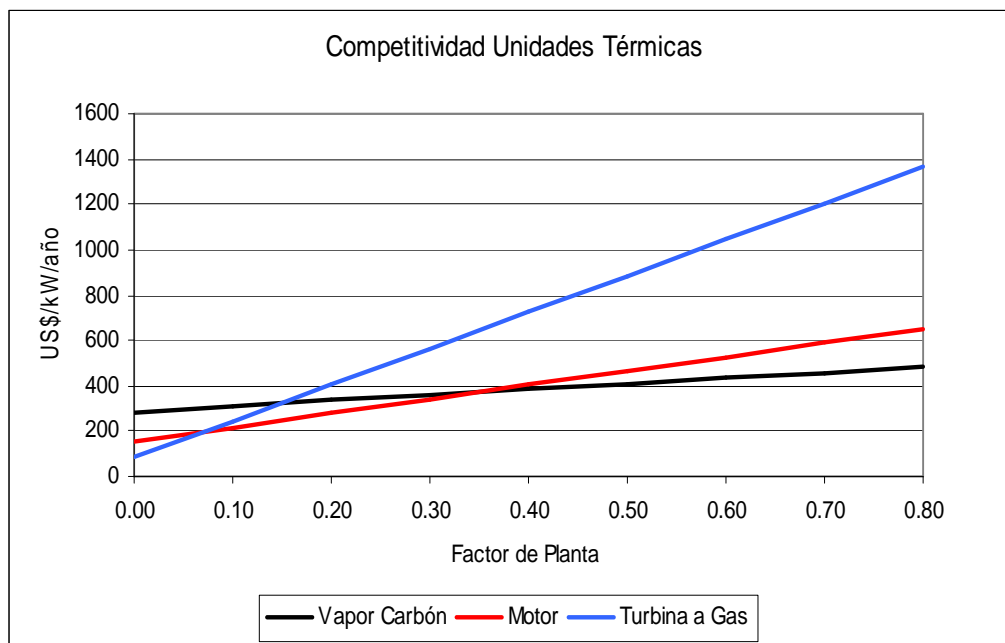
La forma de la demanda de energía eléctrica (distintos niveles de demanda con diferente duración) y las características económicas de las diversas tecnologías para abastecer dicha demanda (costos variables inversamente proporcionales a los costos de inversión) conducen a que la forma óptima de abastecer la demanda es con una combinación de las distintas tecnologías.

En el cuadro siguiente se indican características típicas de costos de inversión y de operación de tres tecnologías de generación: turbinas a vapor quemando carbón, motores diesel con fuel oil y turbinas de ciclo abierto con combustible diesel. Se indican también los costos medios para distintos factores de planta. Se ha usado una tasa de descuento de 12% real antes de impuestos.

Costo Medio de generación

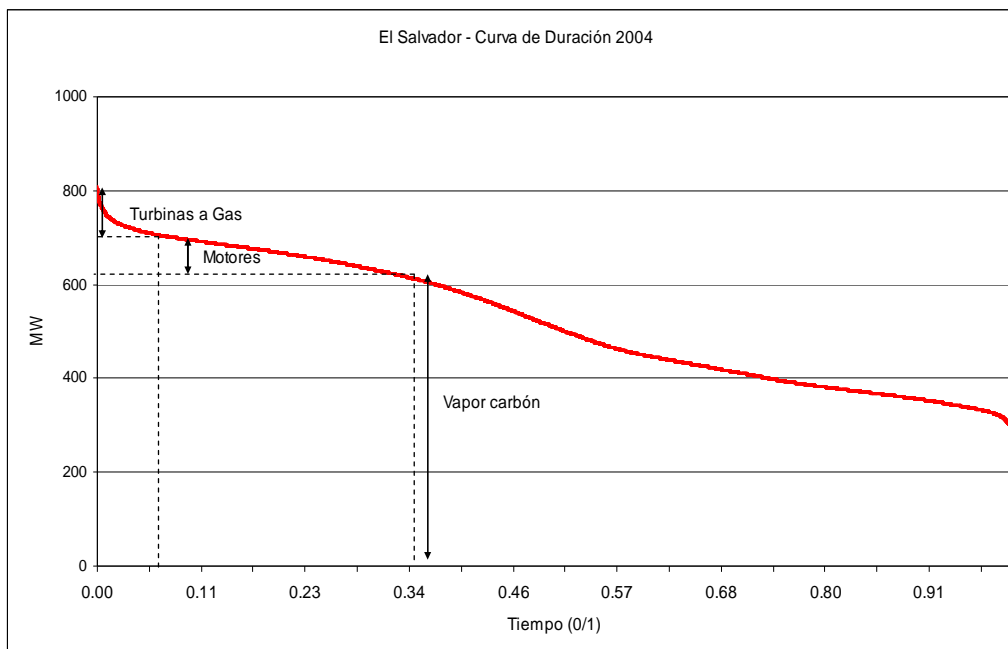
| | | Turbina Vapor Carbón | Motor | Turbina a Gas Diésel |
|----------------------------|------------|-------------------------|----------|-------------------------|
| Potencia Bruta | MWbr | 125 | 55 | 50 |
| Potencia Neta | MW | 114 | 53 | 50 |
| Costo Unitario | US\$/kW br | 1700 | 900 | 414 |
| Costo Fijo Transporte Gas | MUS\$/año | 0 | 0 | 0 |
| Costo Fijo Anual O. y M. | MUS\$/año | 2.5 | 0.825 | 0.5 |
| Disponibilidad | | 87% | 95% | 94% |
| Combustible | | Carbón | Fuel Oil | Diesel |
| Unidad | | ton | gal | Gal |
| Consumo específico | unid/kWh | 0.392 | 57 | 76 |
| Costo Combustible | US\$/unid | 67 | 1.11 | 2.4 |
| Costo Variable Combustible | US\$/MWh | 26.3 | 63.3 | 182.4 |
| Costo Variable No Combust. | US\$/MWh | 2 | 7.5 | 1 |
| Factor de Planta | | Costo | Medio | (US\$/MWh) |
| 5% | | 681 | 427 | 327 |
| 30% | | 137 | 130 | 207 |
| 50% | | 93 | 106 | 198 |
| 80% | | 69 | 93 | 192 |

En el gráfico siguiente se han dibujado los costos medios de generación (expresados en US\$/kW-año) para las tres tecnologías en función del factor de planta anual (horas de utilización). Se observa que para un factor de planta superior a 35% la tecnología de menor costo son unidades vapor-carbón, para factores de planta menores de 35% y mayores de 7.5% la tecnología más económica son motores diesel quemando fuel oil y para factores de planta menores de 7.5%, las turbinas a gas son las unidades más económicas.



7 POTENCIA ÓPTIMA DE CADA TECNOLOGÍA

El suministro de menor costo del sistema salvadoreño, considerando la curva de duración anual de la demanda de 2004, la cantidad de potencia a instalar en cada una de las tres tecnologías indicadas quedaría determinada por el factor de planta en la frontera con la tecnología siguiente, de acuerdo a los límites calculados más arriba. El gráfico siguiente ubica las potencias correspondientes en la curva de duración anual.



Se concluye que la potencia óptima teórica a ser instalada en turbinas de ciclo abierto en El Salvador, para los precios de combustibles vigentes, tiene un carácter relevante, pues representa aproximadamente un 13% de la demanda máxima, es decir, algo más de 100 MW. Ello pone en evidencia que la tecnología de la Unidad de Punta corresponde a turbinas a gas operadas con petróleo diesel.

En la práctica, parte de esta potencia puede ser proporcionada por capacidad instalada en centrales hidroeléctricas (no incluidas en el análisis anterior) con costos de sobre equipamiento de las centrales de embalse. Los costos de este sobre equipamiento son, en general, similares a los costos de turbinas a gas, lo que refuerza el uso del costo de una turbina a gas como costo representativo de unidades de punta.

8. COSTOS DE INVERSIÓN Y OPERACIÓN DE UNA UNIDAD DE PUNTA Y PRECIO BASE DE POTENCIA

Aplicando la metodología establecida, se determinan los costos de inversión y operación de una unidad generadora de punta, de tamaño apropiado al sistema eléctrico salvadoreño, y del precio base de potencia que de ellos resulta. En el cálculo se aplica la tasa de costo de capital de 12%. Como margen de reserva teórico se aplicó un 15%. En la siguiente tabla se desarrolla el cálculo del precio base de potencia.

COSTO INVERSION DE UNA TURBINA A GAS
Pratt&Whittney FT8-3 de 58 MW netos (diesel)

| | |
|------------------------------------|--------------|
| Turbogenerador | Miles US\$ |
| Precio FOB | 17000 |
| Flete marítimo | 240 |
| Flete local | 110 |
| Terrenos y acceso | 200 |
| Edificio | 200 |
| Obras civiles | 122 |
| Montaje y puesta en marcha | 420 |
| Ingeniería | 460 |
| Estanques y sistema de petróleo | 610 |
| Sistema eléctrico interior | 530 |
| Sistema Aguas | 720 |
| Sistema anti- incendio | 184 |
| Patio Alta Tensión y transformador | 1400 |
| Línea de conexión 5 km | 500 |
| Paño conexión | 600 |
| Total costo directo | 23296 |
| IDC (8%, 0,5 años) | 930 |
| Total con IDC | 24226 |

PRECIO BASE DE POTENCIA

| | | |
|---------------------------------|----------------------|--------------|
| Costo unitario | US\$/kW neto | 417,7 |
| Mensualidad | US\$/kW neto | 4,42 |
| CO&M | US\$/kW neto | 0,83 |
| Subtotal | US\$/kW neto | 5,26 |
| Factor por altitud | | 0,00 |
| Derrateo por temperatura (25°C) | | 0,06 |
| | US\$/kW | |
| Subtotal | efectivo | 5,59 |
| Margen de reserva teórico | | 15% |
| Precio base | US\$/kW firme | 6,43 |

ANEXO II

CÁLCULO DE LA TASA DE DESCUENTO REPRESENTATIVA DE LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN

1. TASA DE DESCUENTO

La tasa de descuento se aplicará para determinar la anualidad y la mensualidad del costo de inversión de una unidad generadora de punta a efectos de dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 67M del Reglamento de la Ley General de Electricidad. Esta tasa será determinada cada 5 años, coincidiendo con la fecha en que se determine el precio base de potencia.

La tasa de descuento se determina como el costo promedio ponderado del capital, incluyendo una rentabilidad del capital propio y de la deuda, considerando la estructura deuda/capital y la tasa de impuesto a las utilidades, de conformidad al procedimiento que se detalla a continuación.

2. COSTO PROMEDIO PONDERADO DEL CAPITAL

El costo promedio ponderado del capital (WACC) se define como la media ponderada de la rentabilidad de la deuda y el capital propio, según la siguiente expresión:

$$WACC = Wd \cdot Kd + We \cdot Ke \quad (1)$$

Wd = peso que tiene la deuda en la estructura de capital = $D/(D+E)$

Kd = costo de la deuda

We = peso que tiene el capital propio en la estructura de capital = $E/(D+E)$

Ke = costo del capital

A su vez:

$$Wd = \sum_{i=1}^n Wfi \quad (2)$$

fi = fuente de financiamiento dentro de la deuda total

Wfi = peso que tiene cada fuente de financiamiento que compone la deuda dentro de la estructura de capital = $fi/(D+E)$

$$We = \sum_{i=1}^n Wyi \quad (3)$$

y_i = fuente de financiamiento dentro del capital propio

W_{y_i} = peso que tiene cada fuente de financiamiento que compone el capital propio dentro de la estructura de capital = $y_i/(D+E)$

Para obtener el costo de capital después de impuestos se tiene la siguiente fórmula:

$$WACC = W_d \cdot K_d(1-T) + W_e \cdot K_e \quad (4)$$

T = tasa impositiva

Para obtener el costo de capital antes de impuestos obtenemos la siguiente expresión:

$$WACC = W_d \cdot K_d + \frac{W_e \cdot K_e}{(1-T)} \quad (5)$$

Se requiere considerar el riesgo debido a que la decisión de estructura de capital afecta el riesgo del costo de capital. De esta manera se asocia el riesgo de asumir una determinada estructura de capital en base al riesgo de la deuda, riesgo del capital propio y los pesos que tienen cada uno dentro de la estructura.

Para esto se establece lo siguiente:

$$\sigma WACC = W_d \cdot \sigma_d + W_e \cdot \sigma_e \quad (6)$$

$\sigma WACC$ = riesgo de la tasa de costo de capital

σ_d = riesgo de la deuda

σ_e = riesgo del capital propio

3. ESTRUCTURA DE CAPITAL

La estructura de capital de una empresa representa qué fuentes de financiamiento componen la empresa para inversiones. El indicador más significativo dentro de la estructura es el de apalancamiento financiero (D/E), el cuál indica que proporción existe entre el capital propio y la estructura de deuda.

No existe una relación óptima que pueda establecerse por empresa, todo depende de la industria, de la facilidad de endeudamiento tanto nacional como internacional y el beneficio o protección fiscal brindada por la deuda. También depende del flujo de efectivo capaz de ser generado por la empresa y del riesgo de pago de cada empresa.

Mientras la empresa se mantenga en ciertos rangos de estructura de capital ésta no afecta en una manera significativa el costo de capital, entre menor es el costo de la deuda mayor es el endeudamiento, a mayor deuda mayor riesgo financiero.

Lo que se busca con el modelo de estructura de capital es establecer bajo que estructura se minimiza el costo de capital, esto puede ajustarse a cambios en el mercado financiero que pueden afectar la estructura.

Como se menciona anteriormente no existe una fórmula que determine el nivel óptimo de endeudamiento. En este caso se ha tomado una muestra de empresas del sector generación de energía eléctrica dentro de El Salvador, Estados Unidos y Panamá, estableciendo un promedio para esta industria de 1.59, es decir que se utiliza en mayor proporción deuda que capital. Se observa que el promedio de las industrias de Panamá y El Salvador tienen comportamientos más similares en cuanto a estructura que con las de Estados Unidos por lo que se establece que el promedio de endeudamiento (D/E) es de 0.96

El promedio de proporción de deuda ($D/(D+E)$) es de: 0.49

El promedio de proporción de capital ($E/(D+E)$) es de: 0.51

Se observa que para la industria de generación y distribución de energía eléctrica existe una tendencia a un grado alto de endeudamiento, aunque no siendo el más óptimo es la realidad de la industria por lo que es el que se utilizará como referencia.

En El Salvador no existe mucha información, pero a pesar de tener un promedio establecido de diferentes empresas es importante mencionar que todo depende de la capacidad de generación de efectivo para el pago de la deuda de cada empresa, depende de su capacidad de generación de utilidades que cubran el gasto financiero y generar utilidades después de impuestos.

Para efectos de esta metodología se establece que el cálculo del costo de capital dependerá de la estructura de endeudamiento de cada empresa, tomando en consideración las distintas fuentes de financiamiento internas y externas. La tasa de costo de capital dependerá además de la estructura de endeudamiento y del riesgo que estén dispuestos a asumir los inversionistas y los accionistas de cada empresa.

4. METODOLOGÍA DE CÁLCULO

La metodología consiste en determinar el costo de capital (WACC) antes de impuestos

$$WACC = Wd \cdot Kd + \frac{We \cdot Ke}{(1-T)} \quad (5)$$

Luego de determinar el WACC se debe determinar el riesgo del WACC con la formula establecida previamente:

$$\sigma WACC = Wd \cdot \sigma d + We \cdot \sigma e \quad (6)$$

Supuestos de la metodología:

- Trabajar con una estructura óptima, en base a generación de flujo de efectivo.

- Reflejar la realidad del mercado asegurando la sostenibilidad en el largo plazo de la industria de generación eléctrica.
- Alimentar el modelo con información de fuentes reconocidas.
- La tasa impositiva a considerar es el 25% para El Salvador.
- Se separará el cálculo por cada fuente de financiamiento.
- El riesgo será medido por la varianza que tenga el costo de capital, la varianza del costo de la deuda y la varianza del costo de capital propio.
- La moneda de El Salvador es el dólar americano por lo cual se elimina el riesgo de tipo de cambio, y se toman tasas de referencia en USD.

Wd y We

Como se consideró inicialmente no existe una estructura óptima de endeudamiento (D/E) pero se establece dentro del rango promedio de la industria del 0.96 al 1.59.

Habiendo determinado el rango de endeudamiento (D/E), debe determinarse el Wd y We. Dentro de la deuda y el capital propio deben establecerse las diferentes fuentes de financiamiento para la estructura determinada.

Rango Wd: 49% a 56%

Rango We: 44% a 51%

Al escoger la tasa de endeudamiento es importante determinar la razón de cobertura de intereses:

$$\text{Razón de cobertura} = \text{Gasto financiero} / \text{UAI} \quad (7)$$

UAI = Utilidad antes de intereses e impuestos

Para evaluar la razón de cobertura de intereses es importante determinar el histórico de la demanda, y hacer la proyección a 5 años de la demanda para en base a los ingresos recibidos determinar la capacidad de pago de la deuda y en base a eso determinar la razón de endeudamiento.

Se ha establecido que en el caso de las empresas de energía eléctrica la demanda ha experimentado variaciones de 11.8% en un período de 5 años (período en que podrá aplicarse la tasa de costo de capital), siendo el promedio anual de aproximadamente 2.36% (tomado de informe del Ministerio de Economía de El Salvador) lo cual puede utilizarse como promedio para estimación de ingresos y cobertura de intereses.

Al mismo tiempo se debería determinar la estructura del capital propio, su composición, las políticas de reinversión, pago de dividendos y las políticas de crecimiento.

Los puntos mencionados anteriormente afectan de manera directa la tasa de costo de capital:

- Estructura de capital: a mayor endeudamiento tenderá a bajar el costo de capital debido a que existirá una mayor protección fiscal. Se disminuye el riesgo del negocio pues el riesgo del capital propio es mayor que el riesgo de la deuda.
- Política de reinversión, pago de dividendos y políticas de crecimiento: al aumentar el pago de dividendos se disminuye la inversión y por ende se disminuye el rendimiento sobre la inversión futura que podrá obtenerse lo que encarece el costo de capital. Pero esto dependerá de la composición.
- Composición: determina cuánto deuda de corto plazo, largo plazo, interno y externo. Con la composición lo que se busca es tener la mayor proporción en aquella deuda que sea de menor costo para así reducir el costo total de la deuda y la tasa de costo de capital.

Costo de la deuda = K_d

El costo de la deuda es el ponderado de los créditos obtenidos dependiendo de la fuente de financiamiento.

$$W_d = \sum_{i=1}^n W_{fi} \quad (2)$$

Para los préstamos de corto plazo en moneda nacional se toma como referencia la tasa de eurobonos de corto plazo, la tasa de mercado S&P y la tasa de interés activa de Estados Unidos.

Para los préstamos de largo plazo en moneda nacional, se toma como tasa de referencia eurobonos de largo plazo, bonos a 10 años de Estados Unidos, índice de precios al consumidor, precios del petróleo.

Para los préstamos de corto y largo plazo en moneda extranjera se toma como tasa de referencia tasa LIBOR más un spread: para el corto plazo: LIBOR + 0.25-0.50% (empresas grandes), para el largo plazo: LIBOR + 2%. Consideraremos como deuda externa la que sea tomada fuera del país.

Para el caso de los proveedores se debe establecer el precio del insumo utilizado su variación y cómo afecta el costo de la deuda.

Dentro del costo de la deuda hay diferentes factores que afectan las tasas mencionados anteriormente por lo cual dependiendo de la estructura de cada empresa se determinan los factores que afectan y el costo. Se utiliza para su valuación un modelo factorial, siendo la fórmula a aplicar para cada tipo de fuente:

$$K_i = r_f + \beta_{i1}\lambda_1 + \beta_{i2}\lambda_2 + \dots + \beta_{in}\lambda_n \quad (8)$$

Modelo similar al CAPM

Donde:

β_{in} = Beta de la tasa con respecto al factor determinado

λ_n = prima por riesgo del factor

r_f = tasa libre de riesgo

Costo que también se vera afectado por el riesgo de cada tipo de fuente de financiamiento. Se puede determinar el riesgo del costo de cada fuente en base a lo siguiente:

$$\sigma^2_i = \beta^2_{i1}\sigma^2_{f1} + \beta^2_{i2}\sigma^2_{f2} + \dots + \beta^2_{in}\sigma^2_{fn} + \sigma^2_{ei} \quad (9)$$

σ^2_{fn} = riesgo factorial

σ^2_{ei} = riesgo especifico de la empresa

Costo del capital propio = K_e

El costo de capital propio se considera como el retorno esperado que exigen los inversionistas.

Al igual que el costo de la deuda este se ve afectado por el riesgo, donde el más significativo es el riesgo de mercado, el cual no es diversificable a través de un portafolio de inversiones.

El riesgo de mercado debe ser considerado en los flujos de efectivo que se proyectan. En el caso de una inversión fuerte en acciones se debe considerar el movimiento de los precios en el mercado el cual afecta el flujo de efectivo.

Al igual que el costo de la deuda se utiliza el modelo multifactorial para estimar el costo de capital propio que es influenciado por la tasa libre de riesgo, el riesgo propio del negocio y el riesgo país (que es el riesgo de realizar las operaciones en El Salvador). Las primas de los diferentes factores son las que compensan la incertidumbre por realizar inversiones en la generación y distribución de energía eléctrica y realizar las operaciones el El Salvador.

Para el costo de capital propio se trabajará únicamente con dos factores que son los mencionados en el párrafo anterior riesgo país y riesgo de la empresa.

$$K_e = r_f + \Pi_{rn} + \Pi_{rp} \quad (10)$$

Π_{rn} = prima por riesgo de negocio

Π_{rp} = prima por riesgo país

Tasa libre de riesgo

La tasa libre de riesgo que se ha estimado es aquella que refleja el retorno que perciben los inversionistas con riesgo mínimo o casi nulo. Es el mínimo esperado de retorno que se exige a cualquier proyecto. Sobre la tasa libre de riesgo se estima el costo de capital que implica cada empresa en específico. Se toman dos referencias:

- Debido a que la economía esta dolarizada se puede utilizar como tasa libre de riesgo el rendimiento ofrecido por los bonos de Estados Unidos. (T-bonds)

- La tasa libre de riesgo basada en los eurobonos de El Salvador más un split para el sector energía eléctrica.

Prima del riesgo de negocio

El riesgo de negocio es el retorno adicional sobre la tasa libre de riesgo que compensa el riesgo de invertir en el negocio de generación de energía eléctrica.

Se utiliza el modelo CAPM (Capital Asset Pricing Model) donde el riesgo de negocio es proporcional a la prima por riesgo del mercado:

$$\Pi_{rn} = \beta \Pi_{rm} \quad (11)$$

$$r_n - r_f = \beta_e \cdot (r_m - r_f) \quad (12)$$

r_n = rendimiento del negocio

$r_n - r_f$ = prima de riesgo del negocio

$r_m - r_f$ = prima por riesgo de mercado

β_e = riesgo de la inversión

Riesgo del negocio es el riesgo que no se puede diversificar y que viene derivado del riesgo del mercado.

La prima por riesgo de mercado se calcula en base al índice S&P de Estados Unidos y en base al rendimiento de los T-bonds para la tasa libre de riesgo. Se toma como referencia debido a la dolarización de la economía salvadoreña lo que permite una mejor aproximación de un mercado con la misma moneda.

En base al riesgo de negocio se mide el riesgo del mercado global que afecta cada uno de los sectores e industrias.

La Beta (β) de la inversión depende de la estructura de capital (D/E) y se estima en base a una empresa que no tenga apalancamiento financiero y se construye su apalancamiento de acuerdo a la estructura de capital que decida:

$$\beta_e = (1 + (D/E)(1-T)) \beta_a \quad (13)$$

Se considera β_a como la beta de una empresa con activos libre de riesgo de endeudamiento, solo financiados con capital propio.

β_a = beta de una empresa libre de endeudamiento

$$\beta_a = (\text{cov}(a, m)) / \sigma^2 m \quad (14)$$

Debido a que la industria de prestación de servicios es regulado el riesgo es mas bajo que el riesgo de mercado por lo cual la β_a tiene a ser menor que uno.

Prima del riesgo país

El riesgo país es el que viene dado por los riesgos por incertidumbre de la estabilidad macroeconómica, por la incertidumbre jurídica y regulatoria, por riesgos políticos.

El riesgo país se calcula en base a eurobonos emitidos por el gobierno de El Salvador. A diferencia del riesgo de mercado este puede diversificarse un poco y en algunos casos no afectar de una manera significativa, lo que si hay que considerar es que el riesgo país de El Salvador puede verse afectado por movimientos en su estructura de deuda.

$$\Pi_{rp} = \lambda \cdot \text{riesgo país}$$

λ = exposición al riesgo país

Asumiremos para este trabajo que la exposición al riesgo país es de 1, debido a la estrecha relación de la industria de generación de energía eléctrica con la economía salvadoreña.

5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA Y CÁLCULO DE LA TASA DE DESCUENTO

En el siguiente cuadro se calcula la tasa de descuento para generación en El Salvador, de acuerdo con los pasos anteriormente descritos.

| | | |
|-----------------------------|-------------------------|---------------|
| Proporción de endeudamiento | W_d | 49% |
| Proporción de capital | W_e | 51% |
| Endeudamiento | (D/E) | 96.1% |
| Tasa libre de riesgo | r_f | 5.25% |
| Riesgo país | r_p | 6.105% |
| Tasa impositiva | T | 25% |
| Prima de mercado | $r_m - r_f$ | 5.32% |
| Beta de la inversión | B_e | 0.69 |
| Prima por riesgo de negocio | $r_n - r_f$ | 3.66% |
| Inflación | | 3.20% |
| Costo de capital | K_e | 15.02% |
| Costo de la deuda | K_d | 10.83% |
| WACC | | 12.97% |
| WACC antes de impuestos | | 15.52% |
| WACC real | | 11.94% |

Tasa recomendada

Sobre la base de los resultados obtenidos en la aplicación de la metodología, se establece como tasa de costo de capital el valor de 12% real, antes de impuestos.

Cuadro con información de fuentes utilizadas:

En el cálculo de la tasa de descuento se ha utilizado información de las siguientes fuentes de información:

| | Descripción | Criterio | Fuente | Período |
|-------|----------------------------------|--|--|--------------|
| Rf | Tasa libre de riesgo | Referida a la FED de estados unidos | Bolsa de valores de El Salvador | 2005-2006 |
| Rp | Riesgo país | Referida a la tasa eurobonos 2001 eurobonos de LP, referencia para 5 años. | Bolsa de valores de El Salvador | 2005-2006 |
| rm-rf | Prima de mercado | S&P 500 y T-bonds | United State Department of treasury Estándar &Poor's | 2000-ag.2006 |
| Ba | beta empresas sin apalancamiento | Empresas pequeñas | Ibbotson | 60 meses |
| IPC | Inflación | Índice de precios al consumidor | Dirección general de estadística y Censos Banco Central de Reserva de El Salvador | 200-2005 |
| Libor | Corto plazo | Empresas grandes LIBOR USD + 0.25-0.50% | Departamento Internacional Banco Cuscatlán British Banker's association | 2006 |
| LIBOR | Largo plazo | LIBOR USD + 2% | Departamento Internacional Banco Cuscatlán British Banker's association | 2006 |

Nota: En el caso de El Salvador los criterios cambiaron a finales del 2001 debido a la dolarización

En el caso de la estructura deuda capital, se sacaron solo en base a empresas salvadoreñas y panameñas debido a que la tasa de endeudamiento de las empresas de Estados Unidos es prácticamente el doble por lo cuál no era muestra representativa para el estudio.

6. REFERENCIAS

Libros

1. Grinblatt and Titman. Mercados Financieros y Estrategia Empresarial. McGrawHill, segunda edición, 2003.
2. Ross, Westerfield and Jaffe, Finanzas Corporativas. McGrawHill, séptima edición, 2005.
3. Brealey and Myers, Principios de Finanzas Corporativas. McGrawHill, séptima edición, 2003

Otras Fuentes

4. United States Department of Treasury.
5. British Bankers' Association, United Kingdom
6. Standard and Poor's
7. United States Energy Information Administration
8. Dirección General de Estadísticas y Censos - DIGESTYC, El Salvador.
9. Gerencia del Sistema Financiero, Banco Central de Reserva de El Salvador.
10. Asociación Bancaria Salvadoreña.
11. Bolsa de Valores de El Salvador.
12. Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa, El Salvador
13. Ministerio de Economía, Gobierno de El Salvador.
14. TXU Corporation, Estados Unidos.
15. Dominion Resources Inc., Estados Unidos.
16. Southern Co., Estados Unidos.
17. Firstenergy Corp., Estados Unidos
18. Elektra Noreste, Panamá
19. Ibbotson Associates
20. Central Hidroeléctrica Fortuna, Panamá
21. Boletín de Estadísticas Hidroeléctricas N° 32, 2001 Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa Junio 2002 San Salvador, El Salvador Centro América.

22. Energy Prices & Taxes - Quarterly Statistics, Primer Cuarto 2006, II Parte, Sección D, Tabla 19 y Parte III.