



ANEXO I

PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DEL CARGO POR CAPACIDAD SIGET PERIODO 2012-2016

1. CALCULO DEL CARGO POR CAPACIDAD. PERIODO 2012-2016

Para el periodo 2012 – 2016 se empleará una fórmula de cálculo del Cargo por Capacidad similar a la utilizada en el año 2007, la cual se enuncia a continuación:

$$\text{CPC} = ((\text{CINV} * \text{FRC}(12 * \text{VU}, \text{TDM}) + \text{CFOYMM}) / \text{PN}) * (1 + \text{MRT})$$

Donde:

CPC: Cargo por Capacidad en US\$/kW-mes

CINV: Costo de inversión de una unidad de punta.

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

VU: vida útil del equipamiento expresada en años.

TDM: tasa de descuento mensual aplicable a la actividad de generación.

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

PN: Potencia neta en sitio.

MRT: Margen de reserva teórico. El margen de reserva teórico no será inferior a 10% ni superior a 20%.

A continuación se detallan aspectos metodológicos asociados al cálculo de cada uno de los parámetros de la expresión anterior.

a) *Costos de Inversión (CINV)*

Los costos de inversión surgen de un análisis detallado de costos incurridos en la instalación de la unidad generadora de punta. Dichos costos son una función del tipo de unidad generadora utilizada como unidad de punta, de la potencia instalada y de sus características técnicas.

Por lo anterior, para poder determinar costos de inversión el primer paso consiste en determinar las características de la unidad generadora de punta.

La metodología utilizada a tal fin se explica en detalle en el **APÉNDICE I SELECCIÓN DE LA UNIDAD GENERADORA QUE SE UTILIZARÁ PARA DETERMINAR EL CARGO POR CAPACIDAD.**

Conceptualmente se emplea una metodología similar a la utilizada en el año 2007. Se basa en un proceso de planificación de la expansión del parque de generación cuya función objetivo es minimizar el costo total (suma de costos de inversión y de operación) incurrido para abastecer la demanda.

A tal efecto se consideran la demanda a abastecer, las características técnicas y costos de unidades de generación candidatas que están disponibles para la expansión del parque de generación.

El procedimiento de planificación selecciona de este conjunto de unidades candidatas el subconjunto que cumple con la función objetivo de mínimo costo total, es decir, la suma de costos fijos más costos variables.

La unidad generadora seleccionada por el proceso de planificación que abastece la demanda de punta es la que se considera para la determinación del Cargo por Capacidad.

La unidad generadora seleccionada para determinar el Cargo por Capacidad es una unidad térmica tipo TG con una capacidad del orden de 50 MW que utiliza como combustible el Diesel.

Los costos de inversión asociados al desarrollo de un proyecto de generación como el antes indicado se presentan en el **APÉNDICE II DETERMINACIÓN DE COSTOS DE INVERSIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA.**

Para determinar dichos costos se parte del precio FOB del generador agregando luego los conceptos de costos asociados al flete hasta el sitio de localización del generador, los costos del equipamiento auxiliar (tanques, bombas, instrumentación general de la planta, etc.) del generador, el equipamiento de conexión al sistema de transmisión, la obra civil, mecánica, eléctrica, terrenos, seguros, permisos, etc.

Los costos de la turbina representan el 67% de los costos totales. Para su determinación se utilizan datos de referencias internacionales de amplio uso en el sector. El resto de los costos surge del desarrollo de un proyecto de ingeniería básica considerando cantidades y precios típicos de acuerdo con la experiencia internacional disponible.

Los costos de inversión totales estimados son de **25.5 millones de US\$** para una unidad generadora de 50 MW brutos. Esto equivale a un costo unitario de **510 US\$/kW**.

b) Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOYMM)

La separación entre costos de OyM fijos y variables presenta dificultades debido a que si bien en la estructura de costos de las empresas existen costos que pueden ser clasificados como fijos o variables simplemente utilizando para ello criterios sencillos, existe un grupo de costos que no pueden encuadrarse fácilmente en las categorías anteriores debido a que presentan características particulares que hacen que cumplan parcialmente las definiciones que comúnmente se establecen para identificar costos variables y costos fijos.

El Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP), ANEXO 17 – COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO NO COMBUSTIBLES (CVNC) Y COSTOS DE ARRANQUE Y DETENCIÓN establece los criterios para determinar los costos variables no combustibles que forman parte de los costos del generador a los efectos de realizar el despacho de generación y la determinación de los precios de energía. Por lo tanto dichos conceptos de costos no forman parte de los denominados Costos Fijos de OyM.

Teniendo en cuenta lo antes indicado, para la determinación del Cargo por Capacidad serán considerados como Costos Fijos de OyM los siguientes conceptos de costos:

- Sueldos del personal de planta
- Gastos de Administración
- Combustible y lubricantes p/Mantenimientos
- Repuestos
- Seguros
- Capacitación
- Gastos generales

El Costo fijo de OyM resultante es de **0.5 Millones de US\$/año**. El componente más importante del costo es el correspondiente a sueldos del personal de planta (80%). Esto surge de salarios típicos de El Salvador y una dotación de personal de 22 personas.

c) **Vida Útil (VU)**

Las instalaciones que forman parte del proyecto de generación evaluado tienen diferentes vidas útiles. En muchos casos con adecuados mantenimientos la vida útil de algunas instalaciones se puede extender indefinidamente. En otros casos la vida útil queda limitada por obsolescencia del equipamiento que hace que se dificulte encontrar repuestos.

Para la determinación del Cargo por Capacidad se considera conveniente diferenciar la vida útil del equipamiento en tres grandes grupos:

- Turbina
- Instalaciones de transmisión
- Resto del equipamiento

Para el generador se ha utilizado una vida útil de 20 años.

Para las instalaciones de transmisión (transformadores, líneas, etc.) se ha utilizado una vida útil de 30 años.

Para el resto del equipamiento se ha utilizado una vida útil de 40 años.

Dichos valores son típicos de acuerdo con la experiencia internacional.

d) **Tasa de Descuento mensual (TDM)**

La anualidad de costos de inversión se determina considerando una tasa de descuento representativa de la rentabilidad esperada por inversores en el sector generación de El Salvador. Para su determinación se utiliza la metodología del WACC/CAPM (*Weighted Average Cost Of Capital / Capital Asset Pricing Model*).

En el **ANEXO II DETERMINACIÓN DE LA TASA DE DESCUENTO REPRESENTATIVA PARA LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SALVADOR** se presenta una descripción detallada del procedimiento utilizado para determinar la Tasa de Descuento.

Para la determinación del Cargo por Capacidad se utiliza una tasa del **12.0%** anual antes de impuestos.

e) **Margen de Reserva Teórico (MRT)**

El Art. 67-M del Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE) establece que el Cargo por Capacidad incluye un factor de ampliación asociado con el **margen de reserva** que estará entre el 10% y el 20%. Específicamente, menciona lo siguiente:

“Art. 67-M.- 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 margen de reserva no será inferior a 10% ni superior a 20%.”

Se entiende que el margen de reserva se aplica como una forma de garantizar que la unidad generadora de punta utilizada para determinar el Cargo por Capacidad pueda recuperar la totalidad de sus costos fijos aun cuando la Capacidad Firme Total inicial del parque generador existente supere la demanda máxima del sistema.

Dado que el margen de reserva que se asuma impacta directamente en el valor del Cargo por Capacidad se hace necesario establecer una metodología para su determinación. Se adopta como margen de reserva un valor teórico denominado Margen de Reserva Teórico (MRT). En el **APÉNDICE III DETERMINACIÓN DEL MARGEN DE RESERVA TEÓRICO** se presenta una descripción detallada de la metodología utilizada para su determinación.

El MRT se define como el excedente de Capacidad Firme inicial que debe tener el mercado para garantizar una adecuada calidad de abastecimiento a la demanda considerando contingencias a nivel generación.

El valor resultante de MRT es del **15.0%**.

f) Pérdidas en el sistema de transmisión

El Art. 67-M del RLGE establece que el Cargo por Capacidad incluye también un factor de ampliación asociado con un **factor de pérdidas**.

*“Art. 67-M.- 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.**”*

De acuerdo con lo establecido en el ROBCP el balance de Potencia Firme se realiza considerando como demanda máxima la generación inyectada a la red de transmisión más la importación menos la exportación. Dicha demanda por lo tanto incluye las pérdidas en el sistema de transmisión siendo igual a la demanda de los consumidores incrementada por el **factor de pérdidas**.

La remuneración que reciben los generadores de acuerdo con el ROBCP resulta por lo tanto ya amplificada por el factor de pérdidas por lo que no resulta necesario incluir este factor en la determinación del Cargo por Capacidad.

2. CARGO POR CAPACIDAD PARA EL PERIODO 2012 - 2016

Tomando en consideración los parámetros de cálculo del Cargo por Capacidad comentados en los puntos anteriores se presenta en la siguiente tabla el valor resultante del Cargo por Capacidad.

Para su determinación se consideraron además parámetros técnicos típicos de la unidad generadora (consumos propios y derrateo por temperatura).

El valor resultante de Cargo por Capacidad es de **7.58 USD/kW-mes** como valor inicial para el periodo 2012 – 2016.

CARGO POR CAPACIDAD

Características de la unidad generadora

Tipo		Turbina TG
Combustible		Diesel
Potencia ISO	MW	50.00
Heat Rate	BTU/kWh	8,001
Consumo Propio		2.0%
Derrateo x temperatura		6%
Costo de Inversión		
Costo Unitario	US\$/kW	337.0

COSTO DE LA TURBINA SELECCIONADA

Precio de lista (FOB)		kUS\$	16,850.00
Costos adicionales		kUS\$	8,644.40
COSTO TOTAL		kUS\$	25,494.40
		US\$/kW	509.89

Costo de generacion		kUS\$	16,850.00
Costo de transmision		kUS\$	2,737.55
Otros Costos		kUS\$	5,906.85
	VU (Años)	Tasa	
Costo anual equip. de generacion	20	12.00%	kUS\$ 2,255.86
Costo anual equip. de transmision	30	12.00%	kUS\$ 339.85
Costo anual Otros Costos	40	12.00%	kUS\$ 716.52
COSTO ANUAL POR CAPITAL			kUS\$ 3,312.23

Operación y Mantenimiento fijo	0.84	USD/kW-mes	kUS\$ 501.60
COSTO TOTAL ANUAL			kUS\$ 3,813.83

Costo mensual por capital	0.0790733		kUS\$ 261.91
Costo mensual por O&M	0.0833333		kUS\$ 41.80
COSTO TOTAL MENSUAL			kUS\$ 303.71

POTENCIA ISO		MW	50.0
POTENCIA NETA EN SITIO	7.9%	MW	46.1

COSTO UNITARIO EN SITIO		US\$/kW-mes	6.59
MARGEN DE RESERVA TEORICO	15.0%		

PRECIO CARGO POR CAPACIDAD		US\$/kW-mes	7.58
-----------------------------------	--	-------------	-------------

APÉNDICE I

SELECCIÓN DE LA UNIDAD GENERADORA QUE SE UTILIZARÁ PARA DETERMINAR EL CARGO POR CAPACIDAD

1. INTRODUCCIÓN

El Art. 67-M del Reglamento de la Ley General de Electricidad define los criterios a utilizar para determinar el Cargo por Capacidad

“Art. 67-M.- 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 requiere de la determinación del costo de inversión y costo fijo de operación y mantenimiento de una unidad generadora que sea eficiente para otorgar respaldo y capacidad adicional en el periodo de control del sistema. Dichos costos serán función de las características técnicas (Potencia, tecnología, eficiencia, etc.) de la unidad seleccionada.

2. METODOLOGÍA DE CÁLCULO

Para cumplir con lo establecido en el RLGE, la selección de la unidad generadora que se utilizará para determinar el Cargo por Capacidad se realiza de forma tal de minimizar el costo de abastecimiento de la demanda vía un proceso de planificación de generación del cual resulte el plan de mínimo costo total obtenido como la suma de los costos fijos (inversión, OyM) más los costos variables (combustible, OyM).

La demanda a abastecer se define como una curva monótona de carga de la cual resulta la demanda de generación correspondiente a cada hora del año (retiros más pérdidas en el sistema de transmisión).

Como unidades candidatas para la expansión del sistema se consideran unidades de generación térmica de características similares a las utilizadas típicamente para la expansión de generación en El Salvador y la región. Para cada una de estas tecnologías se definen sus costos fijos y variables. Los costos fijos corresponden a la anualidad que cubren los costos de inversión más costos fijos de operación y mantenimiento.

La anualidad de costos de inversión se determina considerando la vida útil del equipamiento y una tasa de descuento definida conforme se establece en el presente documento (ver ANEXO II). Los costos fijos incluyen por lo tanto todos los costos directos incurridos en la construcción y operación de la planta más la rentabilidad esperada por el inversor.

Se cubre la curva de carga de abajo hacia arriba con la producción de la unidad generadora que resulte más económica para un determinado Factor de Carga. A tal efecto se comparan los costos totales incurridos para abastecer una unidad adicional de demanda por cada tecnología candidata seleccionando para la cual resulte mínimo el costo total.

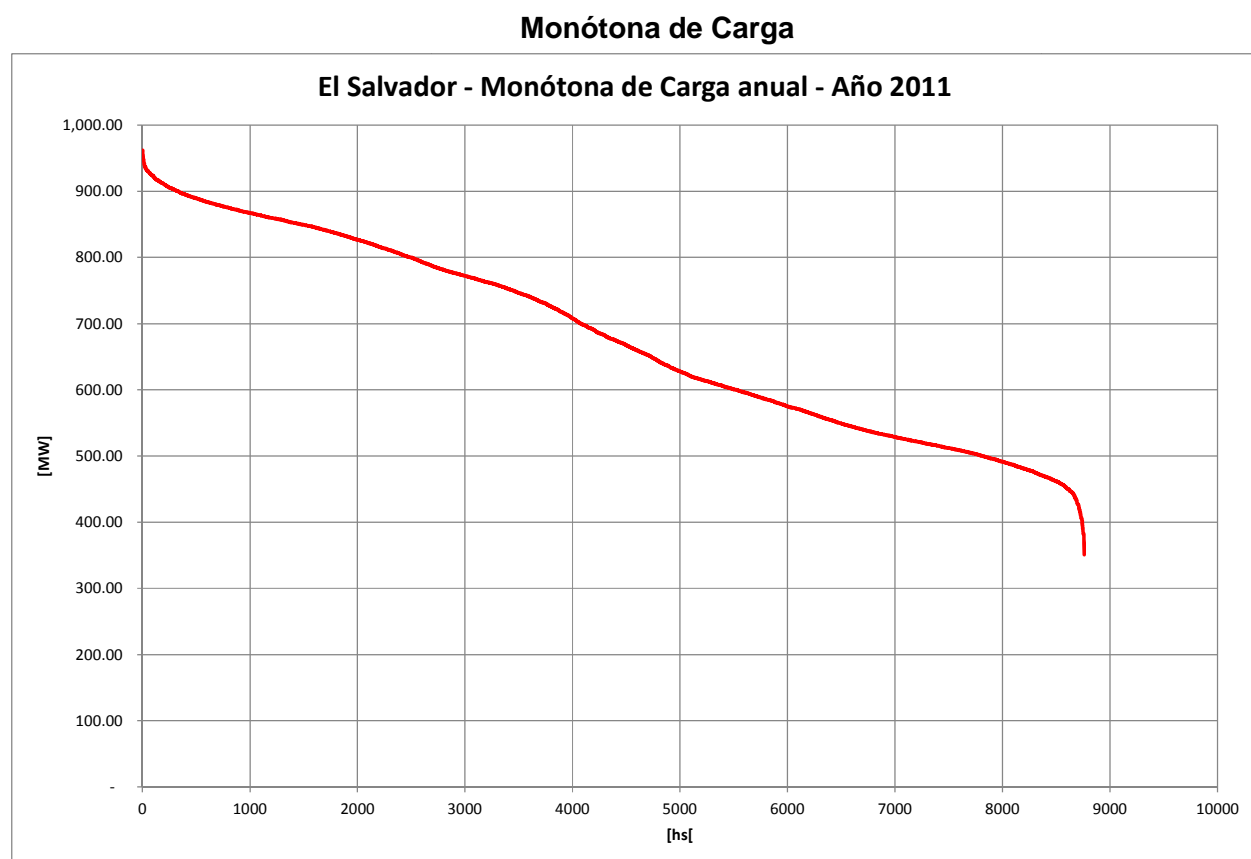
Considerando el principio de suficiencia se demuestra que si se remunera a todas las plantas una cantidad adicional que resulta de valorizar la potencia instalada de cada una de ellas al costo fijo de la unidad de punta todas las plantas cubren sus costos totales fijos más variables.

En base a los conceptos antes indicados el Cargo por Capacidad coincide con el costo fijo de la unidad de punta, es decir debe ser una cantidad que le permita al generador de punta recuperar la totalidad de los costos incurridos en la inversión más costos fijos de OyM. Un valor mayor que este produciría un exceso de renta en todos los generadores lo cual contradice lo estipulado por el RLGE.

De la aplicación de este procedimiento podrían surgir valores de capacidad de la unidad de punta en un amplio rango dependiendo esto principalmente de la forma de la curva de demanda.

3. RESULTADOS OBTENIDOS

La siguiente figura muestra la curva de carga de la demanda utilizada la cual se corresponde con la demanda real registrada en el año 2011.



La demanda máxima anual es de 962 MW y la energía anual es de 5968 GWh (área debajo de la curva).

Como unidades de generación candidatas se seleccionaron plantas tipo TG operando a Diesel, motores de combustión interna operando con bunker y plantas tipo Turbo Vapor operando con carbón.

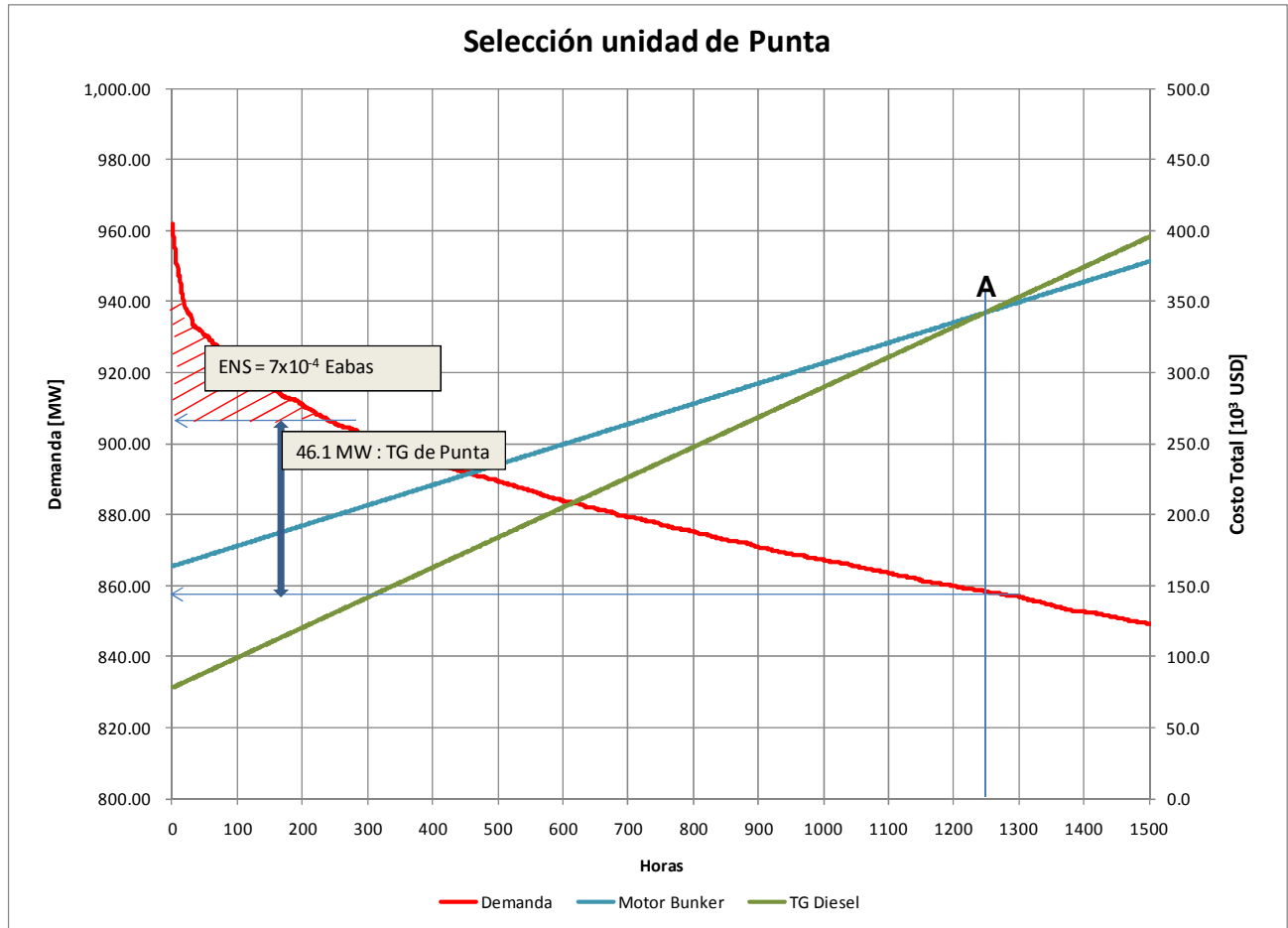
Los costos fijos y variables considerados para cada una de estas tecnologías se muestran en la figura siguiente:

Costo Medio de generación				
		Turbina Vapor	Motor	TG
		Carbón	Bunker	Diésel
Potencia Bruta	MW	150	50	50
Potencia Neta	MW	136.8	45.6	46.1
Costo Unitario Bruto	US\$/kW	1788	1058	510
Costo Fijo Anual O. y M.	MUS\$/año	3.0	0.75	0.50
Disponibilidad		90%	95%	95%
Combustible		Carbón	Fuel Oil	Diesel
Unidad		ton	gal	gal
Consumo específico	unid/kWh	0.392	57	61.3
Costo Combustible	US\$/unid	140	2.38	3.33
Costo Variable Combustible	US\$/MWh	54.9	135.6	204.1
Costo Variable No Combust.	US\$/MWh	5.0	7.5	7.5
Factor de Planta		Costo	Medio	(US\$/MWh)
5%		725.92	516.45	389.74
30%		170.89	205.31	241.31
50%		126.48	180.42	229.44
80%		101.51	166.41	222.76

Se observa que para factores de despacho bajos, la unidad de menor costo total es la TG operando con Diesel.

La figura siguiente muestra gráficamente el valor de capacidad de la unidad de punta obtenido considerando la demanda a abastecer y los costos de las unidades candidatas antes indicados. La figura incluye la consideración de limitar la potencia de la TG en función del costo de la Energía no Servida (ENS). Se observa que para tiempos de despacho inferiores a 730 hs/año (A) el mínimo costo se obtiene con unidades de tipo TG a Diesel.

Teniendo en cuenta las horas de operación antes indicada y valores típicos de ENS resultan valores de potencia instalada de la unidad de punta en el entorno de 50 MW de potencia bruta (46.1 MW netos).



4. CONCLUSIONES

Como resultado del proceso de planificación resultan valores de potencia para la unidad de punta en el rango de 50 MW para valores típicos de ENS.

La unidad de punta resulta ser tipo TG operando a Diesel siendo esta la que tiene menores costos fijos (inversión, OyM).

La central de punta opera menos del 10% del tiempo.

En vista de estos resultados, para determinar el Cargo por Capacidad se utilizarán costos de inversión y costos fijos de OyM correspondientes a una unidad tipo **TG a diesel** con una potencia en el orden de los **50 MW**.

APÉNDICE II

DETERMINACIÓN DE COSTOS DE INVERSIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA

1. INTRODUCCIÓN

Conforme se establece en el Art. 67M del RLGE, el Cargo por Capacidad debe cubrir la anualidad de los costos de inversión más costos fijos de OyM de una unidad eficiente para otorgar respaldo y capacidad adicional en el periodo de control del sistema.

Conforme se indica en el APÉNDICE I, la unidad generación seleccionada para tal efecto es una planta generadora térmica tipo TG con una potencia instalada del orden de 50 MW bruto que utiliza como combustible el Diesel (unidad de punta).

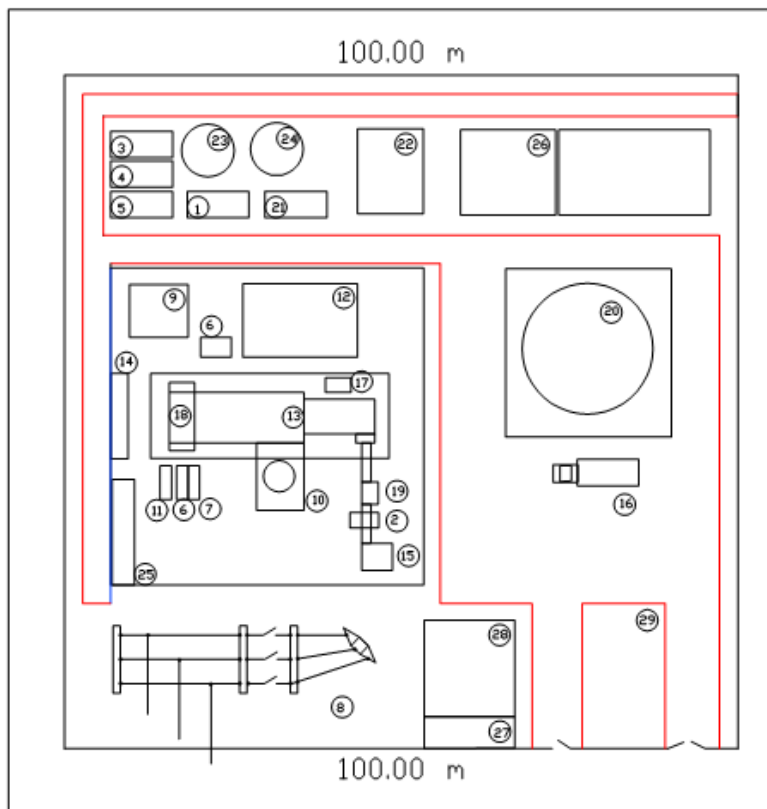
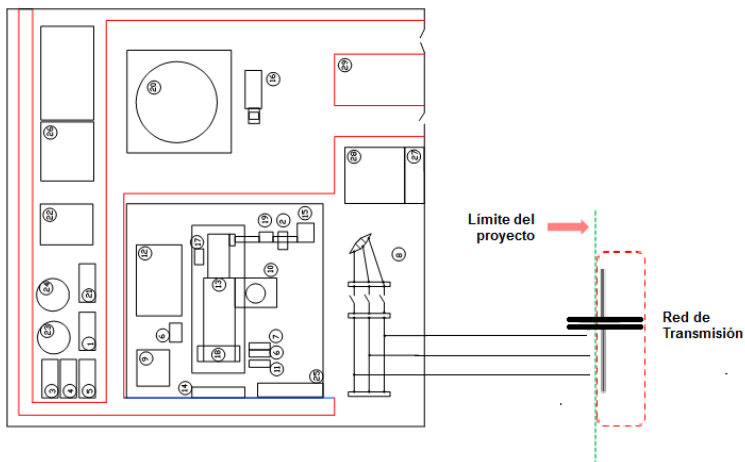
2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Los costos de inversión de la Unidad de Punta incluyen los costos directos e indirectos usualmente considerados en estudios de factibilidad técnica y económica para una unidad nueva. La siguiente figura presenta un esquema conceptual del proyecto de generación a partir del cual se determina el Cargo por Capacidad, incluye la unidad generadora, equipamiento e instalaciones auxiliares, patio de transformación y línea de transmisión para la conexión al sistema de transmisión (5 km). No incluye ampliaciones en la subestación de conexión al sistema de transmisión.

Se consideraron los siguientes componentes de costos:

- Turbogenerador
 - Precio FOB
 - Flete marítimo
 - Flete local
- Terrenos y acceso
- Edificio
- Obras civiles
- Estanques y sistema de petróleo
- Sistema eléctrico interior
- Sistema Aguas
- Sistema anti-incendio
- Patio Alta Tensión y transformador
- Línea de conexión
- Paño conexión
- Montaje y puesta en marcha
- Ingeniería
- Miscelaneos
- Intereses durante la construcción

Lay Out – Proyecto TG a Diesel (50 MW)



ITEM	DESCRIPCIÓN
1	Transformador auxiliares
2	Transformador de unidad 13,8/6,6 kV
3	Depósito Gases Industriales
4	Depósito Productos químicos
5	Celdas MT y BT y CCM
6	Módulo Inyección de agua
7	Móduli inyección combustible
8	Subestación 115 kV
9	Sistema enfriamiento Turbina a Gas
10	Chimenea de escape Turbina a Gas
11	Bomba de combustible y filtro
12	Espacio de mantenimiento
13	Grupo Turbina - Generador
14	Sistema CO2 contra incendio
15	Transformador principal 13,8/115 kV
16	Patio descarga de camiones
17	Enfriador de Aceite
18	Filtro entrada de aire
19	Interruptor Principal Generador
20	Tanque combustible petróleo diesel
21	Bombas contra incendio
22	Planta de agua
23	Tanque agua de pozo y contraincendio
24	Tanque agua desmineralizada
25	Sala de control y CCM Turbogenerador
26	Taller de mantenimiento y almacen
27	Portería
28	Oficinas, administración y baños
29	Parquización

La determinación de costos de cada uno de los componentes antes indicados se realiza con base en un diseño conceptual típico (no incluye ingeniería de detalle) y costos típicos de acuerdo con la experiencia internacional.

En particular para determinar el costo FOB de la turbina se toma como referencia lo indicado en la publicación Gas Turbine World Handbook (GTWH) la cual es considerada como una adecuada referencia de costos de acuerdo con la experiencia internacional. Los componentes del precio FOB incluye:

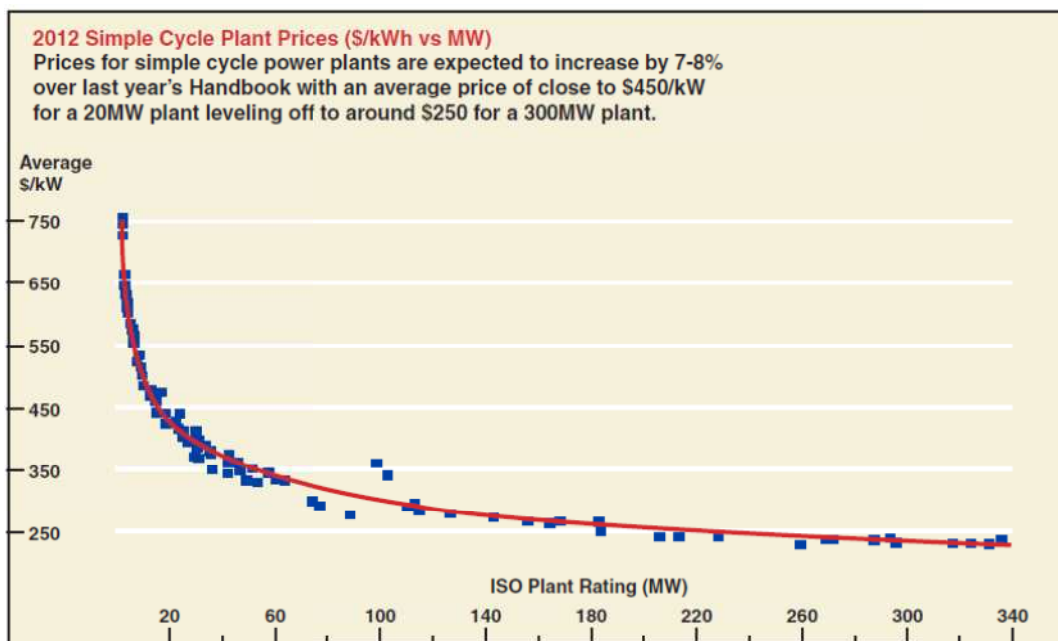
- Turbina.
- Generador Eléctrico.
- Sistema de arranque.
- Sistema de aceite de lubricación.
- Sistema de control de la turbina.
- Sistema de inyección de combustible.
- Combustión DLN (dry low NOx)
- Filtro de Entrada Estándar.
- Silenciador.
- Chimenea de salida con silenciador.
- Monitoreo de Vibraciones.
- Sistema de Control del módulo de generación.
- Contenedor del sistema de ventilación y sistema de seguridad contra incendios.

Se asume que el proyecto se ejecuta en 12 meses. Se consideran en total 20 meses para tomar en cuenta las tareas de ingeniería de detalle, compra del equipamiento, obtención de permisos y licencias y pruebas finales. El proyecto es realizado por un inversor con experiencia en este tipo de obras de ingeniería.

3. COSTOS DE INVERSIÓN RESULTANTES

De acuerdo con la publicación Gas Turbine World Handbook valores de costos de inversión típicos para turbinas de una potencia próxima a 50 MW son los siguientes:

Model	ISO Base	Heat Rate		Budget	
	Load	Btu/kWh	Efficiency	Plant Price	
	kW			USD	USD/kW
LM6000PF Sprint	48,092	8151	41.90%	17,151,500	\$ 357
SGT-900	49,500	10450	32.70%	16,819,200	\$ 340
LM6000PC Sprint	50,526	8458	40.30%	17,713,000	\$ 351
LM6000PG	51,204	8142	41.90%	18,219,800	\$ 356
Trent 60 DEL	51,685	8138	41.90%	18,296,500	\$ 354
LM6000PG	53,500	8582	39.80%	17,961,700	\$ 336
Trent 60 DLE ISI	58,000	8001	42.60%	19,546,000	\$ 337



Se observa que los costos de inversión varían en un rango de 336 a 357 USD/kW. Las turbinas además tienen diferentes eficiencias que varían en el rango de 32.7% a 42.6%.

Para hacer comparables los diferentes modelos de turbinas se determina a continuación el costo total de generación como la suma de costos fijos y variables para una condición de despacho de punta (Factor de Despacho = 5%). La tabla siguiente muestra los costos resultantes.

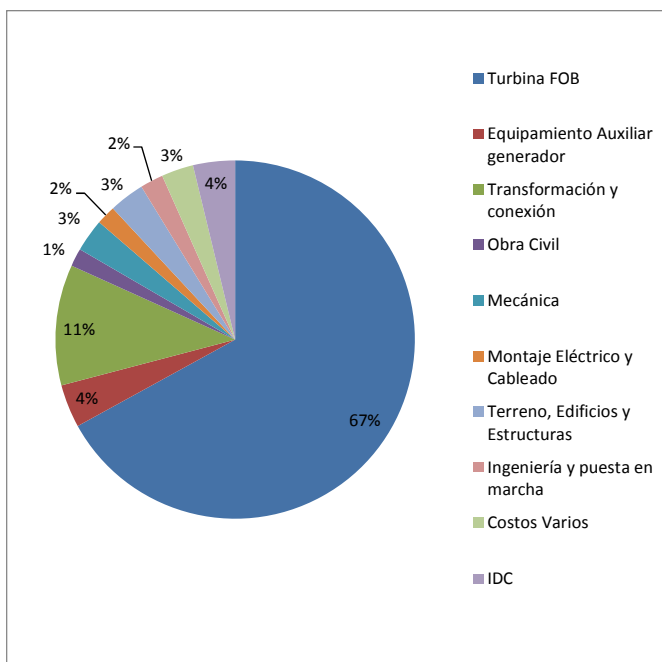
Precio Diesel (FO#2)	USD/bbl	140
Poder calorífico (LHV)	BTU/Gal	130473
Consumo Propio		2.0%
Indisponibilidad		5.0%
Derrateo x temperatura		6%
Factor Despacho		5%

Modelo	Equipamiento		Anualidad Costo Fijo	Potencia MW	Heat Rate BTU/kWh	Costos OyM		CVP USD/MWh	Egen GWh	Costo Total KUSD	Costo Total USD/MWh
	Precio FOB KUS\$	USD/kW				Fijos USD/kW-mes	Variables USD/MWh				
LM6000PF Sprint	17151.5	356.6	3371.50	48.1	8,151.0	0.83	7.5	215.7	18.4	7827.5	424.6
SGT-900	16819.2	339.8	3306.17	49.5	10,450.0	0.83	7.5	274.5	19.0	9007.1	474.7
LM6000PC Sprint	17713.0	350.6	3481.87	50.5	8,458.0	0.83	7.5	223.6	19.4	8315.3	429.4
LM6000PG	18219.8	355.8	3581.49	51.2	8,142.0	0.83	7.5	215.5	19.6	8321.4	424.0
Trent 60 DEL	18296.5	354.0	3596.57	51.7	8,138.0	0.83	7.5	215.4	19.8	8378.9	422.9
LM6000PG	17961.7	335.7	3530.76	53.5	8,582.0	0.83	7.5	226.8	20.5	8713.7	424.9
Trent 60 DLE ISI	19546.0	337.0	3842.19	58.0	8,001.0	0.83	7.5	211.9	22.2	9131.1	410.7

De todas las opciones, la unidad generadora de menor costo total tiene un costo FOB unitario 337 USD/kW con una potencia neta próxima a los 50 MW considerando valores típicos de consumos propios, disponibilidad y derrateo por temperatura. Resulta por lo tanto una alternativa válida para la determinación del Cargo por Capacidad.

Tomando en consideración dicho costo unitario, las siguientes tablas resumen los costos resultantes del proyecto (valores de dólares americanos de 2012).

El costo total estimado del proyecto es próximo a 25.5 millones de US\$. De este total el 2/3 corresponden al precio FOB de la Turbina.



Resumen Costos del Proyecto	COSTO ESTIMADO U\$\$
I Equipo Principal	20071,583
II Otros Equipos	835,090
III Civil	410,069
IV Mecánica	743,516
V Montaje Eléctrico y Cableado	433,704
VI Terreno, Edificios y Estructuras	800,000
VII Ingeniería y puesta en marcha	526,725
VIII Costos Varios	720,881
Sub Total costos directos	24541,568
IDC (8%, 0.5año)	952,828
TOTAL	25494,396
Costo por kW (U\$\$/kW)	509.9
Potencia Instalada (MW)	50.0

4. CONCLUSIÓN

Los costos de inversión resultantes para la turbina de 50 MW son de aproximadamente VEINTICINCO MILLONES QUINIENTOS MIL 00/100 DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA (US\$ 25,500,000. 00), lo que representa un costo unitario aproximado de QUINIENTOS DIEZ 00/100 DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA por unidad de potencia bruta (US\$ **510.00/kW**).

APÉNDICE III

DETERMINACIÓN DEL MARGEN DE RESERVA TEÓRICO

1. INTRODUCCIÓN

El Art. 67-M del RLGE indica que el Cargo por Capacidad incluye un margen de reserva que se encontrará entre el 10% y el 20%, tal y como se expone a continuación:

“Art. 67-M.- 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 margen de reserva no será inferior a 10% ni superior a 20%.”

El RLGE no define expresamente la metodología a utilizar para determinar el margen de reserva. Tampoco lo hace ROBCP.

Por tal motivo, a continuación se utilizará una metodología para determinar el margen de reserva que se menciona en el RLGE y que se aplicará para la determinación del Cargo por Capacidad que estará vigente en el periodo 2012-2016.

2. METODOLOGÍA DE CALCULO

Desde el punto de vista conceptual se entiende que el RLGE busca producir vía la inclusión del margen de reserva en la determinación del Cargo por Confiabilidad una señal económica que promueva la instalación de capacidad de generación con una Capacidad Firme Total (CFT) que exceda la demanda máxima del sistema en una cantidad igual al margen de reserva como una forma de garantizar un adecuado abastecimiento de la demanda en condiciones de contingencias en el parque de generación.

El margen de reserva a que hace mención el RLGE se entiende que no es el margen de reserva real con que cuenta en cada momento el sistema el cual en la práctica puede tomar cualquier valor en función del crecimiento de la demanda y de la capacidad instalada de generación.

El margen de reserva que indica el Art. 67 M se entenderá como un Margen de Reserva Teórico (MRT), el cual se define como el cociente entre la Capacidad Firme Total (CFT) del parque de generación existente y la demanda máxima anual (D_{max}) para la cual la Energía No Suministrada (ENS) probable resultante de contingencias de generación se encuentra en un rango razonable para una razonable calidad de servicio.

$$MRT = \frac{CFT}{D_{max}} - 1$$

De acuerdo con la experiencia internacional se considera como típico para un sistema en el que la calidad del abastecimiento resulta razonable que la ENS se encuentre en el rango de 1×10^{-3} a 1×10^{-4} de la energía total abastecida.

La ENS se determina por medio de un estudio de confiabilidad del abastecimiento evaluando todos los estados posibles de disponibilidad del parque de generación y la demanda a abastecer teniendo en cuenta la variación horaria de demanda representada por su curva monótona de cargas.

Cada generador se representa por su potencia efectiva y su disponibilidad total suma de la indisponibilidad programada y forzada promedio anual.

Se consideran por igual los generadores térmicos e hidráulicos ya que ambos tipos de generadores pueden entregar la potencia efectiva cuando se los requiere por condiciones de confiabilidad.

Para determinar la ENS se requiere evaluar todos los estados operativos posibles del parque de generación. Dado que un generador puede estar en dos estados (disponible / fuera de servicio) la cantidad de estados operativos de generación será 2^n siendo n el número de generadores. Actualmente en el mercado de El Salvador existen 90 unidades generadoras lo que hace que los estados operativos posibles a evaluar sean de 1×10^{27} los que se multiplican además por el número de estados de demanda caracterizados por la monótona de cargas.

Para resolver este problema desde el punto de vista computacional resulta conveniente utilizar un algoritmo de convolución recursivo que consta de 4 pasos que se repiten tantas veces como unidades generadoras existan en el mercado.

Paso 1: Determinar la monótona de carga anual de la demanda tal como se indica en ❶. El eje horizontal indica la demanda en MW y el eje vertical las horas del periodo en que la demanda es mayor o igual que el valor indicado en la abscisa (para comodidad se divide la duración de cada estado de carga por la duración del periodo considerado lo que permite que el valor máximo sea 1.0).

Paso 2: Determinar la energía generada por G1 (el primer generador de la lista de generadores disponibles en el mercado). A tal efecto la curva de la figura 1 se multiplica por la probabilidad de que el generador G1 esté disponible ($1-q_1$) y se la desplaza hacia la izquierda en la cantidad G1 [MW] tal como se indica en ❷. La energía generada por G1 es el área resaltada y que en el ejemplo es igual a $G1 \times (1-q_1)$.

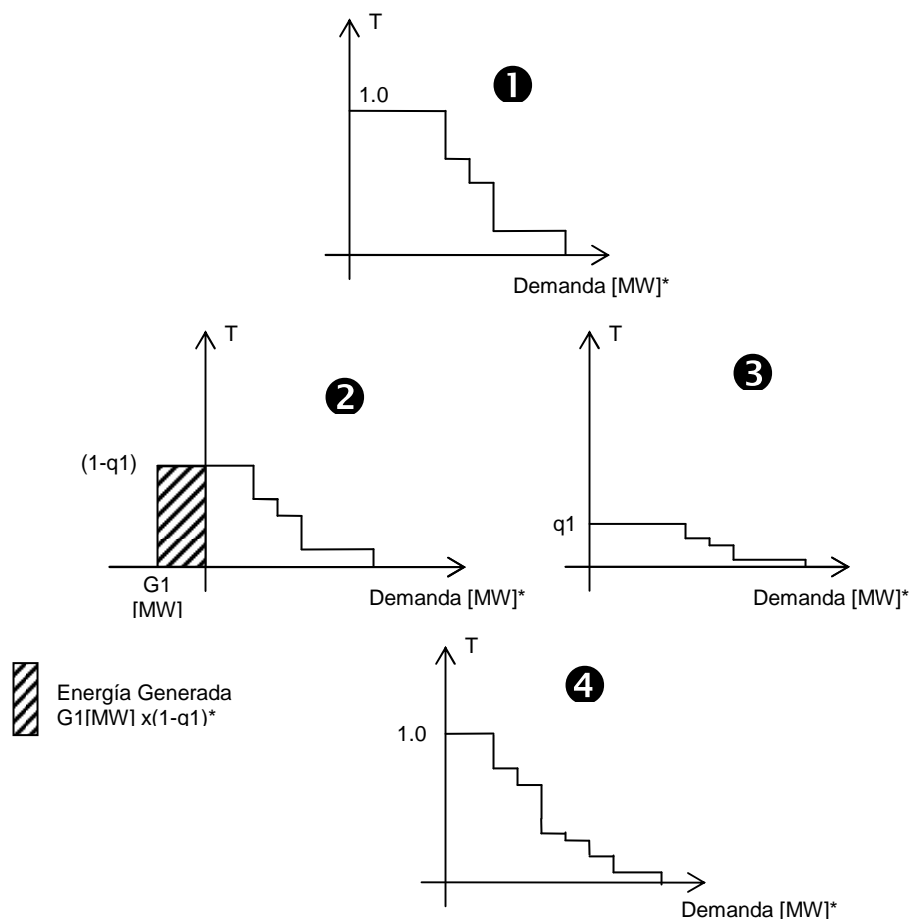
Paso 3: Determinar la energía que no es abastecida por G1. Esta consta de dos componentes.

1. La energía que resta abastecer estando G1 generando.
2. La energía que resta abastecer estando G1 indisponible.

La primera de las componentes es la curva a la derecha del área resaltada en la figura ❷.

La segunda componente se determina multiplicando los valores de la figura 1 por "q1" (el porcentaje de indisponibilidad de G1) de lo cual resulta la curva indicada en la figura ❸.

La figura ❹ muestra el resultante de sumar ambas curvas, siendo esta la demanda total que resta abastecer luego de considerar la producción de G1.

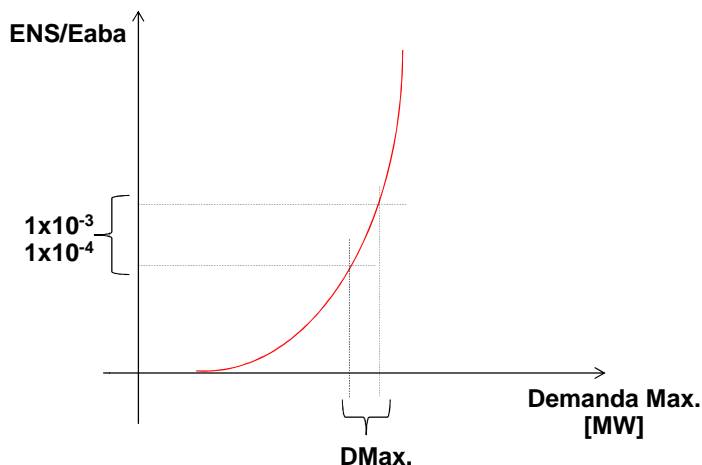


Paso 4: Repetir pasos 1 a 3 hasta considerar todos los generadores existentes. En cada paso siguiente la demanda a abastecer es la que resulta del paso 3 previo.

Una vez incluidos todos los generadores la demanda que resta abastecer es la ENS que tendrá el sistema para el valor de demanda máxima evaluado

Se repite dicho proceso modificando la demanda manteniendo la forma de la curva de carga. Para cada valor de demanda considerado se tendrá un valor de ENS. Cuanto mayor sea la demanda mayor será la ENS.

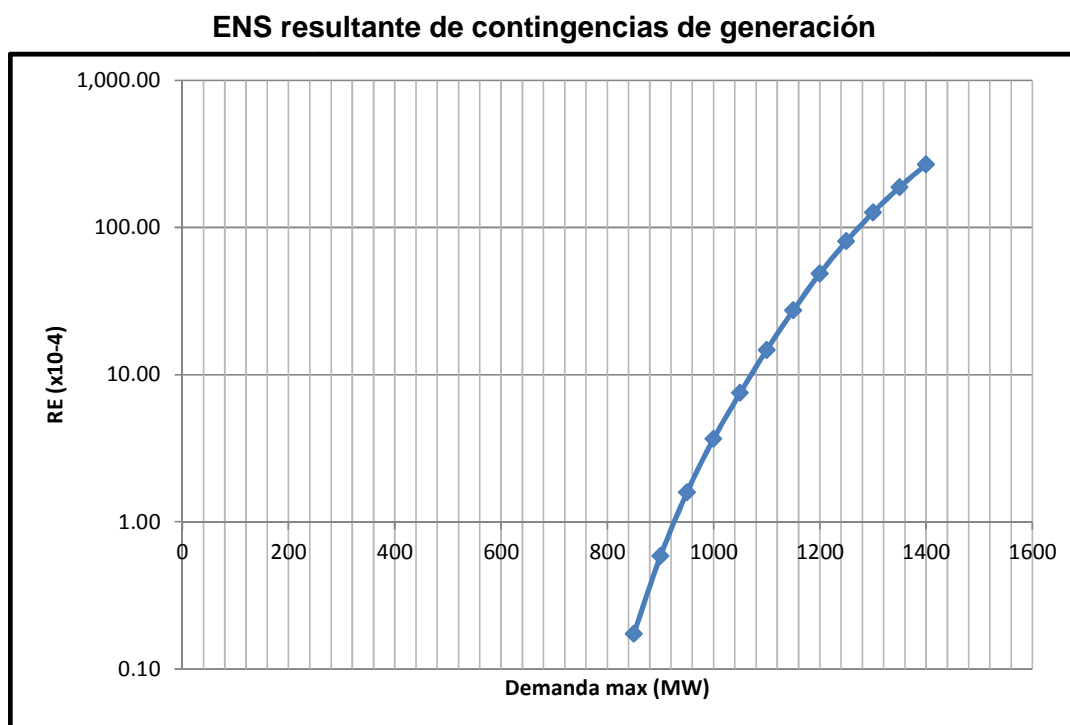
Se obtiene una curva como la de la figura siguiente donde en el eje horizontal se indica la demanda máxima y en el eje vertical se indica la ENS por unidad de energía abastecida (RE).



De la curva resultante se pueden deducir los valores de demanda máxima para los cuales la ENS está en el rango de 1×10^{-3} y 1×10^{-4} de la energía total abastecida. Para el cálculo del MRT se adoptará un valor próximo al definido por la demanda promedio.

3. RESULTADOS OBTENIDOS

La figura siguiente presenta los valores obtenidos de ENS en función de la demanda máxima del sistema. Este cálculo considera las características actuales del parque de generación de El Salvador y la forma de la curva de carga horaria correspondiente al año 2011. Los datos de capacidad efectiva de las unidades de generación y su indisponibilidad media anual fueron obtenidos de las Bases de Datos utilizadas por la Unidad de Transacciones (UT) para realizar la programación de la operación del Mercado (Enero 2012).



Para valores de ENS comprendidos en el rango de 1×10^{-3} y 1×10^{-4} de la energía total abastecida resultan valores de demanda máxima en el rango de 925 MW a 1070 MW con un promedio de 997.5 MW.

El MRT resultante será por lo tanto el cociente entre la Potencia Firme Total del parque de generador dividido por dicho valor de Demanda Máxima menos 1.0.

La Potencia Firme Total del parque de generación de El Salvador es de 1154 MW. Esto hace que el MRT resulte del **15.69%**, valor que se encuentra comprendido en el margen previsto por el RLGE.

4. CONCLUSIONES

Los resultados antes indicados son de tipo estructural ya que dependen de las características del parque de generación de El Salvador y de la forma de la curva de carga.

Dado que ambas características son estables en el tiempo es de esperar que el valor del MRT determinado no se modifique sustancialmente a futuro. Aun así es de esperar una leve reducción en la medida que mejore la disponibilidad promedio del parque de generación y la demanda tenga factores de carga mayores.

Por los motivos antes indicados se utilizará en la presente evaluación del Cargo por Capacidad un valor de MRT del **15.0%** el cual se entiende es un valor representativo de las condiciones esperadas del parque de generación y la demanda en el periodo 2012-2016.

ANEXO II

DETERMINACIÓN DE LA TASA DE DESCUENTO REPRESENTATIVA PARA LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SALVADOR

1. INTRODUCCIÓN

Una de las premisas fundamentales de un marco regulatorio que sea sostenible en el tiempo es la suficiencia financiera del sector. Para ello es preciso proveer a los operadores del sistema una rentabilidad que guarde relación con los costos económicos eficientes que tiene un inversor y que sea similar a otras actividades de riesgo comparable, tanto en mercados nacionales como internacionales.

Como suele ocurrir en la mayoría de las experiencias regulatorias en materia de tasa de retorno al capital, el régimen económico bajo el cual opera la actividad de generación de electricidad busca promover un retorno sobre el capital invertido razonable de acuerdo con el riesgo que asuman en sus actividades.

Entre los métodos estandarizados utilizados para determinar un retorno razonable, el que mayor consenso ha adquirido es el CAPM/WACC.

El CAPM (*Capital Asset Pricing Model*) permite determinar el costo del capital propio, esto es, el rendimiento solicitado por los accionistas; y efectuar la comparación del caso bajo análisis con empresas que pertenecen a la misma industria y desarrollan actividades en condiciones similares de riesgo.

Por otra parte, considerando que las inversiones se financian en general con capital propio y endeudamiento, la estimación de la tasa de retorno se realiza a través del cálculo de la WACC (*Weighted Average Cost Of Capital*). Así, el método adiciona al costo del capital propio, previamente calculado por CAPM, el costo marginal de endeudamiento, y pondera ambos componentes en función del endeudamiento óptimo para la actividad.¹

2. DESARROLLO METODOLÓGICO

El costo esperado del capital propio se estima a través del CAPM. Este modelo calcula la tasa de retorno como la suma de la tasa libre de riesgo para el país donde la empresa desarrolla la actividad, más el producto del riesgo sistemático de las actividades de la industria eléctrica y del premio por riesgo del mercado. Este último riesgo corresponde a la diferencia entre la rentabilidad de una cartera diversificada de inversiones y la tasa libre de riesgo.

Existen dos tipos básicos de inversiones de las que se ocupa el modelo: un valor libre de riesgo cuyo rendimiento durante el período de retención se conoce con certeza; y un portafolio de acciones comunes, compuesto por todos los valores disponibles en manos del público, ponderadas de acuerdo con sus valores de mercado.

La idea principal detrás del CAPM es que, dado que el inversionista es adverso al riesgo, existe

¹ Se define: Endeudamiento (CEN) como $D/(D+E)$ y apalancamiento (CAP) como D/E , donde D representa la deuda, y E es equity (patrimonio). Asimismo $CAP=CEN/(1-CEN)$

una relación de equilibrio entre el riesgo y el rendimiento esperado. En el equilibrio del mercado se espera que una determinada inversión proporcione un rendimiento proporcional a su “riesgo sistemático” (riesgo que no se puede evitar mediante la diversificación: factores externos y macroeconómicos diversos que afectan el funcionamiento de todas las empresas por igual). Mientras mayor sea el riesgo sistemático, mayor deberá ser el rendimiento que los inversionistas esperarán de ese valor. El modelo asume que existe una tasa libre de riesgo que puede ser ganada en una inversión hipotética cuyo retorno no varía período a período. Entonces, una inversión con riesgo, deberá proveer al inversor un premio por dicho riesgo, adicional a la tasa libre de riesgo. En este marco, el tamaño de ese premio por riesgo es proporcional al riesgo sistemático que ha tomado el inversor.

El CAPM usa el término beta para referirse a esta asociación, implícita en el concepto de riesgo sistemático, entre el retorno de una determinada inversión con el retorno del mercado en su conjunto.

Por otro lado, el “riesgo no sistemático” resulta la otra porción del riesgo total que puede evitarse diversificando la cartera, y, por lo tanto, dado que depende del inversionista, no deberá ser premiado.

Entonces, el modelo postula que el rendimiento esperado de una inversión deberá estar relacionado con su grado de riesgo sistemático, no con su riesgo total, dado que en definitiva es el que le importa a un inversionista que posee un portafolio bien diversificado.

La variante más usada de modelo CAPM para estimar el costo del capital propio descansa sobre el supuesto de que los mercados de capitales están completamente segregados. Por lo tanto, los insumos usados para estimar el CAPM están basados en los mercados locales en vez de los mercados globales.

Para el caso de El Salvador se aplicará un modelo “global” de CAPM. Considerando que El Salvador es un país emergente, los inversores consideran otras variables al momento de tomar una decisión de inversión, como el ambiente político y financiero, la estabilidad económica, la seguridad jurídica, etc. Para reflejar el riesgo que implica invertir en una economía donde influyen estas variables se adiciona un término de *spread* que intenta reflejar el mayor retorno que solicita un inversionista por invertir en una economía emergente.

En el esquema CAPM global, la tasa de retorno basada en los conceptos antes indicados, se calcula mediante la siguiente expresión:

$$r_E = r_F + r_L + \beta_L \times (r_M - r_F) \quad (1)$$

Donde:

r_E es la tasa de retorno o costo de oportunidad del capital propio.

r_F es la tasa de retorno de un activo libre de riesgo.

r_L es la tasa adicional de riesgo por contexto del país receptor de la inversión.

β_L es el riesgo sistemático de la industria en cuestión.

r_M es el retorno de una cartera diversificada.

En términos simplificados, la ecuación (1) expresa que el rendimiento esperado de un valor con riesgo es una combinación de la tasa libre de riesgo más una prima por el riesgo. El paréntesis ($r_m - r_f$) es el premio de mercado o por riesgo. En otras palabras, es el rendimiento en exceso, esto es, el rendimiento esperado menos el rendimiento libre de riesgo. Esta prima por el riesgo es necesaria para inducir a los inversionistas adversos al riesgo a que compren un valor con riesgo.

El WACC, por su parte, resulta del promedio ponderado del costo de la deuda más la tasa de

rentabilidad de las acciones o capital propio. La estructura del WACC es la siguiente:

$$WACC = \frac{D}{D + E} \times r_D \times (1 - T) + \frac{E}{D + E} \times r_E \quad (2)$$

Donde:

$WACC$ es la tasa de rentabilidad (nominal después de impuestos)

D es el nivel de endeudamiento de mediano y largo plazo.

E es el Patrimonio Neto

r_D es la tasa marginal de endeudamiento.

r_E es la tasa de retorno o costo de oportunidad del capital propio.

T es la tasa impositiva (alícuota del Impuesto sobre la Renta).

El criterio adoptado en el presente informe consiste en la optimización de la utilización de financiamiento externo y el impacto del mismo en los costos empresarios, por lo cual se procederá a calcular la tasa de rentabilidad como promedio de las fuentes de capital, estimado por el WACC.

3. DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS FUNDAMENTALES PARA LA ESTIMACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL PROPIO POR EL MÉTODO CAPM

En El Salvador, como en la mayoría de los países latinoamericanos, el mercado accionario no posee gran dinamismo en materia de transacciones de empresas eléctricas. Por ello, el mercado accionario carece de una historia lo suficientemente extensa como para poder ofrecer rendimientos históricos de los títulos con suficiente confiabilidad.

Por esta razón se ha decidido utilizar estadísticas internacionales para determinar el premio por riesgo y el riesgo sistemático de la industria, antes definido. Ésta es una práctica usual en los cálculos regulatorios de los países con mercados de capitales no suficientemente desarrollados.

3.1. TASA LIBRE DE RIESGO

En general, para determinar la tasa libre de riesgo se utilizan los rendimientos de instrumentos “soberanos” emitidos por países con baja probabilidad de cesación de pagos y mínimo riesgo de insolvencia. En este sentido, el rendimiento de un bono del tesoro de Estados Unidos (EUA) suele ser la opción más comúnmente utilizada en los países que utilizan el dólar de EUA como moneda directa o indirectamente, en su función de reserva de valor.

Teóricamente, el rendimiento de las letras del Tesoro de EUA (US T-bills) a 90 días se encuentra libre de riesgo de cesación de pagos. Pero su tasa fluctúa mucho, por lo que la estimación del rendimiento del capital propio resultaría muy volátil y poco confiable. Por otro lado, el rendimiento de los bonos de largo plazo del Tesoro de EUA (US T-bonds) se aproxima más al rendimiento de las acciones y es más estable. Para inversores con un horizonte de largo plazo (como en el caso de las inversiones en el sector de energía), este tipo de bonos es una referencia de tasa libre de riesgo, y es lo más utilizado en la práctica.

En cuanto a los valores del bono que se utilizan, dado que el CAPM es un método *forward looking*, puede considerarse que el valor *spot* es la mejor valuación para utilizar en la estimación, ya que se descuentan las expectativas de todos los agentes. Sin embargo la volatilidad de las expectativas de los agentes puede llevar a ciertas distorsiones, por lo que en la práctica se suelen utilizar

promedios, evitándose así las crisis cíclicas propias de los mercados financieros. Dado que la actividad de generación de energía eléctrica se caracteriza por ser un emprendimiento de largo plazo, la utilización de promedios puede ser más representativa de esa realidad.

En el presente cálculo se utiliza como tasa libre de riesgo el promedio aritmético de los promedios mensuales del rendimiento del bono del tesoro de EUA a 20 años (UST20) del período enero 2009 – diciembre 2012, el cual dio como resultado **3.92%**².

3.2. DETERMINACIÓN DE LA PRIMA POR RIESGO PAÍS

Al estimar el costo del capital en un país emergente, resulta necesario aplicar un adicional por riesgo local. Esto se debe a que las inversiones en este tipo de economías suelen ser más riesgosa que en economías más desarrolladas y estables económicamente. Los mercados emergentes están sujetos a fluctuaciones específicas del mercado doméstico y de variables de índole político-institucional, económica y regulatoria que inciden sobre los proyectos de inversión, lo que lleva a considerar una prima por el riesgo adicional que podrían causar estos factores.

De esta manera, los factores económicos, financieros y político-institucionales que intervienen en la determinación de la prima por riesgo país son, en su mayoría, difíciles de cuantificar. El riesgo político-institucional es probablemente el menos cuantificable y se refiere al riesgo de exposición inherente al contexto político en que se desarrolla la actividad. Los factores que afectan esta variable son la amenaza de guerra, la inestabilidad social, las transferencias desordenadas de poder político, la violencia política, las disputas internacionales, los cambios de régimen y la volatilidad institucional. También pueden considerarse la calidad profesional del aparato burocrático, la transparencia y justicia del sistema político, los niveles de corrupción y la criminalidad.

Debido a esta dificultad en la cuantificación de las variables que determinan el riesgo país, se utilizan una serie de métodos diferentes para estimar su valor. El más difundido actualmente es el modelo de *spread* por riesgo país (*country spread model*), que consiste en calcular un *spread* específico por país y agregarlo al costo del capital, que se estima utilizando datos del mercado financiero de EUA. Más específicamente, este *spread* es la brecha entre el rendimiento de un bono soberano local (lo suficientemente representativo) y el rendimiento del Bono del Tesoro de EUA utilizado para estimar la tasa libre de riesgo.

Otra forma de determinar esta prima por el riesgo sistemático del país es mediante la utilización de un indicador denominado EMBI + País (*Emerging Market Bond Index Plus*) que mide la evolución de los bonos de un país y representa la sobretasa que paga un país determinado por endeudarse en el mercado externo sobre el rendimiento de bonos del Tesoro de Estados Unidos. Este indicador, estimado por *JP Morgan*, es de amplia utilización y reconocimiento en el ámbito de las finanzas; y está compuesto por una canasta de bonos nominados en dólares de los Estados Unidos, de distinta vida promedio.

En el caso de los países latinoamericanos, el riesgo país es una variable de elevada volatilidad, que fluctúa entre valores extremos en un mismo país en cortos períodos de tiempo. En un contexto macroeconómico estable, el *spread* tiende a reducirse, mientras que durante un período en el que el ciclo económico o político no es favorable, se incrementa.

² Fuente: Boards of Governors of the Federal Reserve System (United States of America).

Para estimar la prima por riesgo país en El Salvador se determina el *spread* considerando el EMBI de El Salvador³. A efectos de ser consistentes con la estimación de la tasa libre de riesgo se utilizó el promedio de los rendimientos mensuales del período enero 2009 – diciembre 2011. El promedio de este período arroja una prima de **397.06** puntos básicos.

3.3. RIESGO SISTEMÁTICO DE LA INDUSTRIA

La metodología CAPM utiliza el término beta para referirse a la asociación entre el retorno de una determinada inversión con el retorno del mercado en su conjunto. Beta es la medida de riesgo sistemático de una acción o una cartera en comparación con el mercado.

Para estimar el beta de una empresa se deben medir los cambios que ha experimentado el precio de la acción con respecto a los movimientos del mercado global de acciones. Hay numerosas empresas de reconocido prestigio internacional que realizan este tipo de análisis. Entre las más importantes pueden citarse *Merrill Lynch, Ibbotson Associates, Value Line, Bloomberg, Standard & Poor's* y *Compustat* entre otras. Típicamente, beta es estimado económicamente utilizando modelos de regresión. Esto es, el rendimiento en exceso de una acción individual se regresa en el tiempo contra el rendimiento en exceso de un portafolio de mercado (el rendimiento en exceso es, en este caso, igual al retorno total menos la tasa libre de riesgo para el período en cuestión). La pendiente de la ecuación de regresión es el beta, que expresa la sensibilidad del rendimiento en exceso del valor del portafolio del mercado. Si la inclinación de la recta dada por la ecuación es uno, significa que los rendimientos en exceso para la acción varían proporcionalmente con los rendimientos en exceso del portafolio de mercado (la acción tiene el mismo riesgo sistemático que el mercado como un todo).

Para la determinación del riesgo sistemático o 'beta' (β) se ha recurrido a estadísticas internacionales, y específicamente al mercado de Estados Unidos.

Para calcular el beta a aplicar para el caso de referencia se debe en primer lugar desapalancar el beta (usando la tasa impositiva de ganancias del mercado al que corresponden las betas estimadas y el nivel de endeudamiento promedio de las empresas utilizadas como referencia) y posteriormente volver a calcular el beta ajustado por el apalancamiento empresarial propuesto y la alícuota impositiva en El Salvador.

El beta sin apalancamiento se calcula usando la ecuación de Hamada:

$$\beta_U = \frac{\beta_E}{1 + (1 - T) \times (D/E)} \quad (3)$$

Donde:

β_U es el Beta del activo o desapalancada

β_E es el Beta del patrimonio o apalancada

D es el nivel de endeudamiento de mediano/largo plazo

E es el Patrimonio Neto

T es la tasa de impuestos (Impuestos a la renta)

La importancia de la ecuación (3) estriba en que permite separar el riesgo del negocio, imbuido en el beta desapalancando, β_U , del beta apalancando, β_E , el cual contiene el riesgo financiero de la estructura de capital. El β_E crece en forma lineal con la estructura de deuda.

³ Fuente: JPMorgan. EMBI Global Diversified El Salvador.

En el presente estudio se tomó como referencia el cálculo hecho por *Value Line* para distintas empresas de la industria eléctrica de Estados Unidos (61 *utilities* eléctricas), y se calculó el promedio aritmético de las Betas de los años 2009 a 2011.

Como resultado, el valor del beta sin apalancamiento (*unleveraged* beta o “beta del activo”) promedio de los cuatro años da como resultado un valor de 0.48.

En las tablas siguientes se muestran los datos correspondientes a cada año:

Betas de Empresas Eléctricas – EUA – Años 2009 a 2011

Cantidad de Empresas	2009	2010	2011	PROMEDIO
61	0.48	0.47	0.47	0.48

Fuente: Value Line (Damodaran.com). Empresas del SIC Code 4911 y 4913.

Para calcular el Beta del patrimonio ajustado por el apalancamiento asociado a empresas de generación de energía eléctrica en El Salvador, se consideró la tasa impositiva de 30% y una estructura de capital óptima de 49%. El resultado de este Beta es **0.80**.

3.4. DETERMINACIÓN DEL PREMIO POR RIESGO

Otro elemento necesario para determinar el CAPM es el rendimiento esperado por el premio por riesgo, $(r_M - r_F)$, que sería el retorno que espera recibir un inversor para compensar el riesgo adicional que asumió al invertir en un determinado activo, en vez de hacerlo en un activo libre de riesgo. Por lo tanto, el premio por riesgo surge de la diferencia entre el rendimiento de mercado y la tasa libre de riesgo.

Para estimar este premio por riesgo se utilizó un método que se basa en asumir que los inversores consideran una prima de riesgo en el futuro similar al registro histórico.

Para determinar el premio por riesgo usando estadísticas internacionales, se ha elegido el mercado de Estados Unidos, debido básicamente a los grandes volúmenes que se transan en ese mercado, la competitividad que existe y la gran cantidad de datos estadísticos disponibles. Ésta es una práctica usual en países emergentes, sobre todo latinoamericanos.

Si bien existen diferentes métodos para determinar el premio por riesgo y distintas fuentes de información, uno de los estudios más utilizados en finanzas y regulación es el realizado por *Ibbotson Associates*⁴ sobre el mercado norteamericano, que mide resultados históricos basándose en una cartera sumamente líquida y diversificada como es el Índice Compuesto de Standard & Poor's 500 (S&P 500). *Ibbotson Associates* estima el premio por riesgo como la diferencia entre el retorno total del índice y el rendimiento del bono del tesoro de EUA a 20 años.

El período analizado abarca desde 1926 hasta 2010 y está fundamentado en datos de retornos mensuales.

De acuerdo al informe de *Ibbotson* (2010), el premio por riesgo de mercado para el período 1926-2010 es igual a **6.41%**.

⁴ *Ibbotson* (2011). 2011 Valuation Yearbook; Markets Results for Stocks, Bonds, Bills and Inflation, 1926–2010.

4. ESTIMACIÓN DEL RETORNO SOBRE EL CAPITAL PROPIO PARA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

Sobre la base de las consideraciones realizadas, la Tabla siguiente presenta el rendimiento requerido para el capital propio en términos nominales después de impuestos. Según el modelo de CAPM: el valor estimado ubica dicho retorno en el valor de 12.99%.

Costo de capital propio

Componentes	Formula	Características	Valor	
Tasa Libre de Riesgo en USD [%]	r_F	Rendimiento del UST20 - Promedio mensual Ene '09 / Dic '11	3.92	
Adicional por riesgo local en USD [%]	r_L	Spread EMBI para un país con riesgo mayor que USA - Promedio mensual Ene '09 / Dic '11	3.97	
Beta sin apalancamiento [adimensional]	β_U	Beta (Value Line) de compañías de generación eléctricas de USA (68 empresas) - Promedio 2009, 2010 y 2011	0.48	
Beta ajustado por apalancamiento [adimensional]	β_L	$\beta_U * [1 + (1 - T) * D/E]$	Beta ajustado por el apalancamiento óptimo	0.80
Premio por riesgo [%]	p_M	$r_M - r_F$	Estimado sobre el mercado de EUA como spread entre el rendimiento del UST20 y el rendimiento del S&P500 para un horizonte de 84 años	6.41
Costo Nominal del Capital Propio después de impuestos [%]	r_E	$r_F + r_L + \beta_L * (r_M - r_F)$	Aplicación CAPM	12.99

5. COSTO DE ENDEUDAMIENTO

Como ya ha sido mencionado, el costo de capital promedio, es decir aquel que considera las distintas fuentes de capital, básicamente la propia y el endeudamiento exógeno, se calcula a través del WACC, que como su sigla lo indica es un promedio ponderado de los costos de las distintas fuentes.

El costo de la deuda, por su parte, es el retorno que los poseedores de deuda de la firma demandan al realizar nuevos préstamos. Al contrario del costo del capital propio, el costo de la deuda puede ser directa ó indirectamente observado en los mercados financieros.

Para el caso del CAPM, el costo de la deuda se define como la tasa de interés a la cual la firma puede incrementar su deuda (costo marginal de la deuda). Esta tasa varía en función del riesgo de cesación de pagos de la empresa.

En este estudio, para el costo de la deuda se utilizó la tasa de interés promedio ponderada del

sistema bancario, para préstamos de plazos mayores a 1 año⁵. Dicho valor, considerando el promedio mensual del período enero 2009 - diciembre 2011 (en consistencia con el plazo considerado para determinar la tasa libre de riesgo) es igual a 10.17%.

Dado que esta es una tasa antes de impuestos, se debe descontar de la misma el pago de impuestos, lo que equivale a **7.12 %** después de impuestos como se muestra en la tabla siguiente:

Costo de Capital de Terceros

Componentes	Formula	Características	Valor
Costo Nominal de la Deuda antes de impuestos [%]	r_D	Tasa de interés bancaria en USD, más de 1 año de plazo - Promedio mensual Ene '09 / Dic '11	10.17
Tasa impositiva [%]	T	Alícuota Impuesto a las Ganancias	30.00
Costo Nominal de la Deuda después de impuestos [%]	r_D'	$r_D*(1-T)$	7.12

6. ESTRUCTURA DE CAPITAL

La definición de la estructura de capital se debe basar en el hecho de que, en la realidad, las empresas están permanentemente intentando reducir sus costos de financiación mediante una composición adecuada de capital propio y deudas, en el capital total. Por lo tanto, buscan encontrar el grado ideal de apalancamiento, dado que el costo del capital de terceros es más barato que el costo del capital propio, sin embargo existe una restricción por el riesgo de *default* asociado a los elevados grados de apalancamiento, por lo cual existe un óptimo en la toma de capital de terceros que está básicamente asociado a los riesgos específicos de cada tipo de negocio (más allá de características coyunturales de los mercados de créditos locales o internacionales).

En general, la literatura financiera no provee una guía cuantitativa sobre cuál debe ser un ratio de deuda óptimo, el cual adicionalmente depende de la actividad.

En el presente estudio, se utilizó la estructura de capital/deuda de **0.49** valor que se entiende es representativo de la actividad de generación eléctrica de acuerdo con los antecedentes disponibles.

7. COSTO PROMEDIO DE CAPITAL

La Tabla siguiente presenta los rendimientos requeridos sobre el capital, en términos nominales después de impuestos para el caso de una empresa de generación eléctrica operando en El Salvador.

⁵ Fuente: Banco Central de Reserva de El Salvador

Costo de Capital Nominal

Componentes	Formula	Características	Valor
Costo Nominal del Capital Propio después de impuestos [%]	r_E $r_F + r_L + \beta_L * p_M$	Aplicación CAPM	12.99
Costo Nominal de la Deuda después de impuestos [%]	r_D' $r_D * (1-T)$	Resultado	7.12
Estructura de capital	W_D $D/(D+E)$	Dato anterior	0.49
Costo Nominal del Capital después de impuestos [%]	WACC $r_E * (1 - W_D) + r_D' * W_D$	Aplicación WACC	10.12

8. WACC EN TÉRMINOS REALES ANTES DE IMPUESTOS

La tasa obtenida es una tasa nominal ya que en su cálculo se consideraron rendimientos obtenidos de los mercados financieros, los cuales descuentan la inflación esperada de la moneda en los instrumentos que estén nominados.

Para estimar el costo real del costo del capital es necesario descontar la inflación a largo plazo en el mercado de EUA, ya que la WACC se calculó en moneda norteamericana.

Para determinar la inflación a largo plazo en el mercado de EUA, se considera el *spread* entre los bonos del Tesoro de EUA indexados por inflación a 20 años (TIPS) y los bonos sin indexación (UST-20 *bonds*). La diferencia existente entre estos dos tipos de bonos se debe a que el pago por el cupón y el principal de los TIPS se encuentran determinados por la inflación (ajustado por el Índice de Precios al Consumo de dicho país).

Actualmente, la diferencia (considerando el promedio de los rendimientos promedio mensuales del período enero 2009 – diciembre 2011) es de **2.21%**, por lo tanto, este valor representa la inflación a largo plazo en el mercado de EUA.

Adicionalmente, se requiere convertir la WACC obtenida a términos antes de impuestos.

Para determinar dicha tasa se considera la siguiente expresión considerando el pronóstico de inflación anteriormente mencionada y la tasa impositiva normativa.

$$WACC'_R = \frac{WACC}{(1-T)^{-\pi_{USA}}} \cdot (1 + \pi_{USA}) \quad (4)$$

Donde:

$WACC'_R$ es la tasa de rentabilidad esperada (real antes de impuestos)

$WACC$ es la tasa de rentabilidad esperada (nominal después de impuestos)

T es la tasa impositiva (alícuota del Impuesto sobre la Renta).

π_{USA} es la inflación esperada de largo plazo en el mercado de referencia.

De acuerdo a lo expuesto anteriormente, el **costo promedio del capital en términos reales antes de impuestos** asciende a **11.98 %**, según se muestra en la Tabla siguiente:

Costo de Capital Real

Componentes	Formula	Características	Valor
Costo Nominal del Capital después de impuestos [%]	$r_E^*(1-W_D)+r_D^*W_D$	Aplicación WACC	10.12
Inflación en USD largo plazo [%]	π_{USA}	Spread del rendimientos de los bonos del tesoro de EUA no indexados e indexados (UST y TIPS) a 20 años - Promedio mensual Ene '09 - Dic '11	2.21
Costo Real del Capital antes de impuestos [%]	$\{[WACC / (1-T)] - (\pi_{USA})\} / (1+\pi_{USA})$	Aplicación WACC	11.98

El valor de tasa de retorno antes indicado es dependiente de los valores adoptados para los parámetros de cálculo. Dichos parámetros tienen un rango posible de valores que dependen de los periodos históricos que se observen y el tipo de empresas comparadas. Entre las variaciones más relevantes se destacan:

- Premio x Riesgo País: 6.41 - 7.41
- Beta: 0.48 – 0.68
- Tasa de Endeudamiento: 8.3-10.2

La combinación de estas variaciones hace que la tasa resultante tenga un rango posible de valores entre 11.5% y 12.5%.

Por tal motivo para la determinación del Cargo por Capacidad se utilizará como Tasa de Retorno antes de impuestos un valor del **12%**.

9. CONCLUSIONES

El método CAPM/WACC está teóricamente reconocido y su uso difundido en análisis costos de capital. La estimación de los parámetros en mercados emergentes no es una tarea sencilla y debe recurrirse a los mercados desarrollados para obtener los valores comparables necesarios. No obstante, existe una vasta experiencia en el uso del método y el rango de discrecionalidad está bastante acotado.

Sobre la base del resultado obtenido con la metodología aplicada se establece una tasa esperada de retorno real antes de impuestos del **12.00 %**. Esta tasa refleja las condiciones actuales y esperadas con las que se enfrenta un inversor en El Salvador en el negocio de generación de energía eléctrica.