



**ANEXO II DEL ACUERDO
NO. 497-E-2022**

**PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO PARA
LA DETERMINACIÓN DEL CARGO POR
CAPACIDAD Y DE LA TASA DE
DESCUENTO REPRESENTATIVA PARA
LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN,
PERÍODO 2022-2026**

Noviembre 2022

PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO PARA LA DETERMINACIÓN DEL CARGO POR CAPACIDAD Y DE LA TASA DE DESCUENTO REPRESENTATIVA PARA LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN, PERÍODO 2022-2026

Tabla de Contenido

1.	ENFOQUE CONCEPTUAL Y METODOLÓGICO	4
1.1.	TARIFICACIÓN DE LA ENERGÍA Y LA POTENCIA: CONCEPTO GENERAL ...	4
1.2.	DETERMINACIÓN DEL CARGO POR CAPACIDAD (CPC)	5
1.3.	CARGO POR CAPACIDAD (CPC) - [USD/KW-AÑO].....	6
1.4.	CONSIDERACIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN .	6
1.5.	FÓRMULA DE AJUSTE DEL CPC	7
2.	DETERMINACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LA UNIDAD DE PUNTA (POTENCIA, TECNOLOGÍA)	8
2.1	METODOLOGÍA DE CÁLCULO	8
2.2	DETERMINACIÓN DE LA ENERGÍA NO SERVIDA (ENS)	11
2.3	RESULTADOS DEL PROCESO DE PLANIFICACIÓN.....	15
3.	DETERMINACIÓN DE COSTOS DE INVERSIÓN Y DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (OYM) DE LA UNIDAD DE PUNTA.....	20
3.1	COSTOS DE INVERSIÓN.....	20
3.2	COSTOS FIJOS DE O&M	23
4.	DETERMINACIÓN DE LA TASA DE DESCUENTO	24
4.1	INTRODUCCIÓN.....	24
4.2	ESCENARIO DE COYUNTURA.....	25
4.2.1	TASA LIBRE DE RIESGO	25
4.2.2	RIESGO PAÍS.....	27
4.3	DESARROLLO METODOLÓGICO	27
4.3.1	COSTO DE CAPITAL PROPIO	30
4.3.2	TASA LIBRE DE RIESGO	30

4.3.3 PRIMA POR RIESGO PAÍS	32
4.3.4 RIESGO SISTEMÁTICO DE LA INDUSTRIA.....	33
4.3.5 BETA DEL ACTIVO VS BETA DEL PATRIMONIO.....	33
4.3.6 PREMIO POR RIESGO DE MERCADO	35
4.3.7 ESTIMACIÓN DEL RETORNO SOBRE EL CAPITAL PROPIO PARA LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD	37
4.3.8 COSTO DE CAPITAL DE TERCEROS	37
4.3.9 ESTRUCTURA DE CAPITAL	38
4.3.10 COSTO PROMEDIO DE CAPITAL	39
4.3.11 TASA WACC EN TÉRMINOS REALES	40
4.3.12 CONCLUSIONES.....	42
5. DETERMINACIÓN DEL MRT	43
5.1 PROPUESTA METODOLÓGICA	43
5.2 ANTECEDENTES REGULATORIOS INTERNACIONALES	46
5.3 MARGEN DE RESERVA TEÓRICO.....	47
5.3.1 POTENCIA GARANTIZADA TOTAL	47
5.3.2 DEMANDA MÁXIMA (2021).....	48
5.3.3 MÁRGEN DE RESERVA TEÓRICO.....	49
6. CARGO POR CAPACIDAD POR CAPACIDAD PERÍODO 2022-2026.....	51
7. MECANISMO DE REAJUSTE O INDEXACIÓN ANUAL DEL CARGO POR CAPACIDAD	54
ANEXO I. REFERENCIA COSTOS DE MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA	61
ANEXO II. ALGORITMO DE CONVOLUCIÓN.	65
ANEXO III. PARQUE DE GENERACIÓN UTILIZADO PARA LA DETERMINACIÓN DEL CPC	69
ANEXO IV. PRECIO DE LA POTENCIA EN EL MERCADO ELÉCTRICO DE MÉXICO.	70

1. ENFOQUE CONCEPTUAL Y METODOLÓGICO

1.1. TARIFICACIÓN DE LA ENERGÍA Y LA POTENCIA: CONCEPTO GENERAL

En la tarificación marginalista de la producción eléctrica, los precios, o costos marginales, resultan directamente del problema formal de optimización que se plantea cuando se busca simultáneamente diseñar y operar de modo eficiente un parque generador para satisfacer, en un período determinado, una demanda de energía dada (kWh) y cubrir asimismo la máxima demanda de potencia, o demanda de punta, ocurrida en dicho período (kW).

La función objetivo, entonces, está conformada por la suma de los costos de inversión y mantenimiento (costos fijos) y los costos de operación (costos variables) de las diferentes tecnologías candidatas a ser instaladas, y está sujeta a dos restricciones, a saber, que la suma de las energías producidas por cada central iguale a la demanda de energía que se está considerando, y que la suma de las capacidades a instalar iguale a la demanda de punta, habida consideración de las reservas operativas y de seguridad de generación, y de las pérdidas de transmisión.

La consideración de ambas restricciones da cuenta, en el óptimo, de la existencia de dos precios sombra, equivalentes respectivamente a un costo marginal de generación de energía, y un costo marginal de instalación de potencia de unidades que operan cuando se produce la demanda de punta. Este costo marginal de instalación de potencia, correspondiente al costo de inversión de las unidades de menor costo de inversión unitaria, son al mismo tiempo las más caras de operar -y por ello resultan despachadas en las horas de punta- y de menor costo de inversión. De este modo se concibe un precio o costo marginal de energía aplicado a cada kWh generado por las unidades que conforman el parque y que son despachadas para abastecer la demanda, y un precio de potencia de punta o costo marginal de potencia, aplicado a cada kW de potencia firme que se asigna a cada central conectada al sistema eléctrico para satisfacer la demanda en condiciones de confiabilidad en las horas de punta. Se verifica además que la aplicación de este sistema de precios *binómico*, cubre en teoría -en condiciones de optimalidad- los costos de operación y de inversión de cada una de las unidades que conforman el parque, si es que éste se encuentra óptimamente dimensionado y, a la vez, óptimamente operado. Lo anterior se conoce como Principio de Suficiencia, el que señala:

Principle of Sufficiency. The Cost Recovery Theorem

If the system generation capacity mix is optimal and all generators are dispatched optimally (in merit order) then the following remuneration scheme will ensure full cost recovery for every generator:

- 1. Each MWh produced is paid the system marginal cost, i.e., the highest marginal cost of any generator operating at that time, and*
- 2. Every generator is paid a capacity payment for each MW of its capacity that equals to the capacity cost of the peaking technology (i.e., the lowest capacity cost in the system).*

Source: Market Engineering Investment and Marginal Cost Pricing of Electricity. Optimal capacity mix and the cost recovery theorem. IEOR 190D. S. Oren. University of California, Berkeley

Así, y bajo esta forma de tarificación, las unidades de generación reciben su remuneración por potencia, independiente del volumen de su aporte de energía, o lo recibirán incluso si se hubieran o no despachado en un período determinado.

El planteamiento anterior supone una visión determinista del problema, sin embargo, la producción de energía está necesariamente sujeta a condicionantes aleatorios como es, entre otros, la disponibilidad del insumo primario de generación en centrales renovables - hidroeléctricas, eólicas, solares- y a la posibilidad de fallar que tienen todas las unidades aun en presencia de programas de mantenimiento adecuados, y que resulta mayor en el caso de las unidades termoeléctricas.

1.2. DETERMINACIÓN DEL CARGO POR CAPACIDAD (CPC)

En el caso del MME de El Salvador, la metodología que se utiliza para determinar el Cargo por Capacidad (CPC) fue establecida en el artículo 67M del Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE) el cual establece:

"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 a 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%.”

En consistencia con el referido artículo del RLGE, el Cargo por Capacidad se puede determinar conforme la siguiente formulación:

1.3. CARGO POR CAPACIDAD (CPC) - [USD/KW-AÑO]

Anualidad que cubre los costos de inversión y fijos de OyM de una unidad de generación diseñada en forma óptima para abastecer la demanda de punta del sistema, incrementada en un Margen de Reserva Teórico (MRT) que garantice una adecuada calidad de servicio. La anualidad se expresa por unidad de potencia efectiva (PEF) inyectada a la red de transmisión.

$$CPC \left[\frac{USD}{kW - año} \right] = \frac{Anualidad Inversión [USD] + Costo Fijo OyM [USD]}{PEF [kW]} \times (1 + MRT) \quad (1)$$

El procedimiento para calcular el Cargo por Capacidad consiste en:

1. Determinación de las características de unidad de punta (Potencia, Tecnología).
2. Determinación de la Tasa de Descuento en base a la cual se determinará la anualidad que cubre los costos de inversión.
3. Determinación de costos de inversión y de operación y mantenimiento (OyM) de la unidad de punta.
4. Determinación del Margen de Reserva Teórico.
5. Determinación del Cargo por Capacidad.

1.4. CONSIDERACIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

El RLGE indica que en la determinación del CPC se debe aplicar un factor de pérdidas (ver Art. 67M).

“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 dicho factor de pérdidas se toma en cuenta al realizar la transacción por potencia siendo que los generadores reciben una remuneración total que resulta de valorizar al Cargo por Capacidad la demanda máxima del sistema resultante de la suma de los retiros realizados por agentes consumidores más las pérdidas en el sistema de transmisión, razón por la cual no corresponde incluir este factor en la determinación del Cargo por Capacidad.

1.5. FÓRMULA DE AJUSTE DEL CPC

El RLGE establece la necesidad de que el CPC sea ajustado anualmente. La fórmula de ajuste utilizada en los quinquenios anteriores es la siguiente:

$$CCA_n = CCA_{n-1} \left[\left(\frac{CPI_n - CPI_{n-1}}{CPI_{n-1}} \pm 0.005 \right) + 1 \right]$$

Donde:

CCA_n : Cargo por Capacidad Ajustado vigente durante el año "n".

CCA_{n-1} : Cargo por Capacidad Ajustado vigente durante el año anterior "n-1".

CPI_n : Consumer Price Index for All Urban Consumers (CPI-U) de los Estados Unidos de América perteneciente al segundo mes anterior al mes en el que entrará en vigencia el Cargo por Capacidad Ajustado correspondiente al año "n".

CPI_{n-1} : Consumer Price Index for All Urban Consumers (CPI-U) de los Estados Unidos de América perteneciente al segundo mes anterior al mes en el que se realizó el último ajuste del Cargo por Capacidad.

Los análisis realizados en la determinación del CPC de los quinquenios anteriores mostraron que las variaciones del CPC resultante de la fórmula de ajuste antes indicada acompañó las variaciones medias del CPI, estabilizó los pagos que hace la demanda asociados al Cargo por Capacidad y reflejó la variación de costos de inversión y de OYM fijos de la unidad de punta.

Tomando en cuenta estos antecedentes, en el presente estudio se analizará la evolución que ha tenido el CPC y de ser conveniente se propondrá una nueva fórmula de ajuste.

2. DETERMINACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LA UNIDAD DE PUNTA (POTENCIA, TECNOLOGÍA)

Las características de la unidad de punta se determinan evaluando costos fijos y variables de diferentes tecnologías de generación para un régimen de operación de punta (<15% de horas del año). A tal efecto se consideran costos típicos para el tipo de unidades que normalmente están disponibles para la expansión de generación en El Salvador (TG utilizando como combustible el Diesel, motores de combustión interna utilizando como combustible el Bunker, etc.).

Las unidades de generación renovable tipo intermitente (solar, eólica) no son consideradas como unidades candidatas para la determinación del CPC. Lo anterior es el resultado de no poder asegurar que estarán produciendo energía en el momento de máximo requerimiento de la demanda.

Las baterías instaladas en los sistemas eléctricos son dispositivos que podrían producir energía en las horas de punta. Actualmente tienen costos de inversión del orden de 1100 USD/kW. Los costos fijos de inversión son significativamente mayores a los de centrales TG por lo que no podrían ser consideradas como unidades de punta.

Existe además el problema regulatorio de reconocer a este tipo de tecnologías como un generador participante del mercado que puede aportar potencia firme en las horas críticas del sistema (horas de mínima reserva) toda vez que la energía generada resulta de compras de energía en el mercado situación que será posible únicamente si los costos marginales en las horas de compra son menores a los costos marginales en las horas de venta y dicha diferencia cubre las pérdidas en las baterías.

2.1 METODOLOGÍA DE CÁLCULO

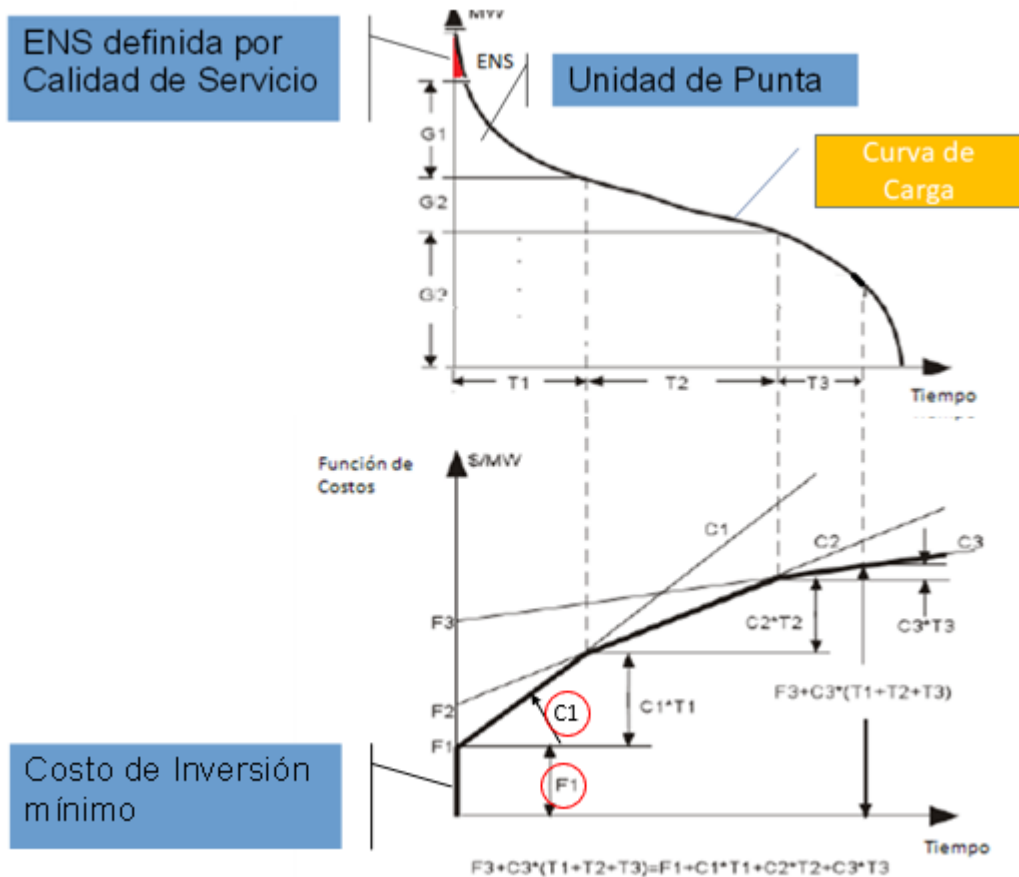
La metodología utilizada para determinar las características de la unidad de punta consiste en un proceso de planificación óptima del cual surge la tecnología, de entre las candidatas, y la potencia de la unidad generadora que abastece la demanda a mínimo costo.

En el caso de El Salvador, la forma de la curva de carga del Mercado Mayorista de Electricidad toma en cuenta que una parte de la demanda es abastecida por generación renovable parte de la cual se encuentra embebida dentro de las redes de distribución.

El proceso de planificación en base al cual se determina la potencia de la unidad de punta se muestra en la figura siguiente.

Como se observa, la unidad de punta (G1) es la que tiene mínimo costo fijo (F1) y máximo costo variable (C1). La potencia de la unidad de punta queda determinada por la forma de la curva de carga considerando que una parte de la demanda no será abastecida (ENS) cumpliendo con criterios de calidad de abastecimiento.

Proceso de Planificación de generación



En el caso del MME de El Salvador las unidades de generación de menor costo fijo son centrales tipo TG y motores de combustión interna. Para el caso de unidades tipo TG los costos surgen de la revista GTWH (2022) a los cuales se les adicionan costos típicos de traslado al sitio, equipamiento auxiliar, terrenos, etc. Para el caso de motores de combustión interna se utilizaron datos de un proyecto reciente desarrollado en México (ver **ANEXO I**).

Gas Turbine World

2022 GTW Handbook

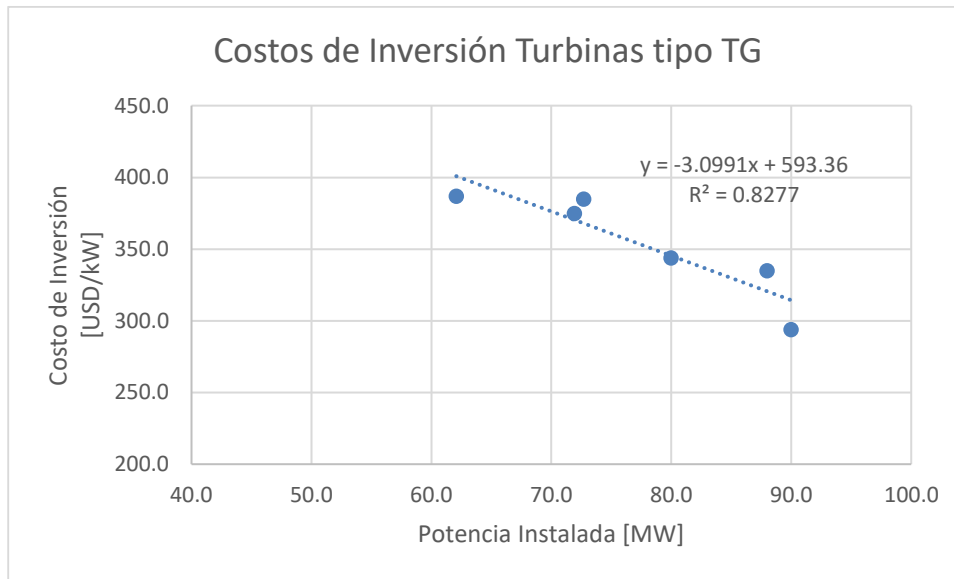
A Pequot Publication

Volume 37

2022 Simple Cycle Genset Price

Equipment-only benchmark prices for bare bones production genset (in fixed 2022 dollars)

Gas Turbine Model	Frequency	ISO Base Rating	Heat Rate Btu/kW	Efficiency	Estimated Price	\$/kW Price
SGT-800	50/60 Hz	57,000 kW	8,502 Btu	40.1%	\$19,000,000	\$333
6F.01	50/60 Hz	57,000 kW	8,975 Btu	38.0%	\$19,350,000	\$339
2xFT8 SP60	60 Hz	62,086 kW	9,281 Btu	36.8%	\$24,000,000	\$387
1xFT4000 SP60	60 Hz	71,928 kW	8,232 Btu	41.4%	\$27,000,000	\$375
LM9000 Low NOx	50/60 Hz	72,700 kW	7,980 Btu	42.8%	\$28,000,000	\$385
AE64.3A	50/60 Hz	80,000 kW	9,374 Btu	36.4%	\$27,500,000	\$344
6F.03	50/60 Hz	88,000 kW	9,277 Btu	36.8%	\$29,500,000	\$335
7E.03	60 Hz	90,000 kW	10,107 Btu	33.8%	\$26,500,000	\$294
M501DA	60 Hz	113,950 kW	9,780 Btu	34.9%	\$30,000,000	\$263
SGT6-2000E	60 Hz	117,000 kW	9,638 Btu	35.4%	\$32,500,000	\$278
H-100	50 Hz	116,450 kW	8,909 Btu	38.3%	\$27,800,000	\$239
M701DA	50 Hz	144,090 kW	9,810 Btu	34.8%	\$38,600,000	\$268

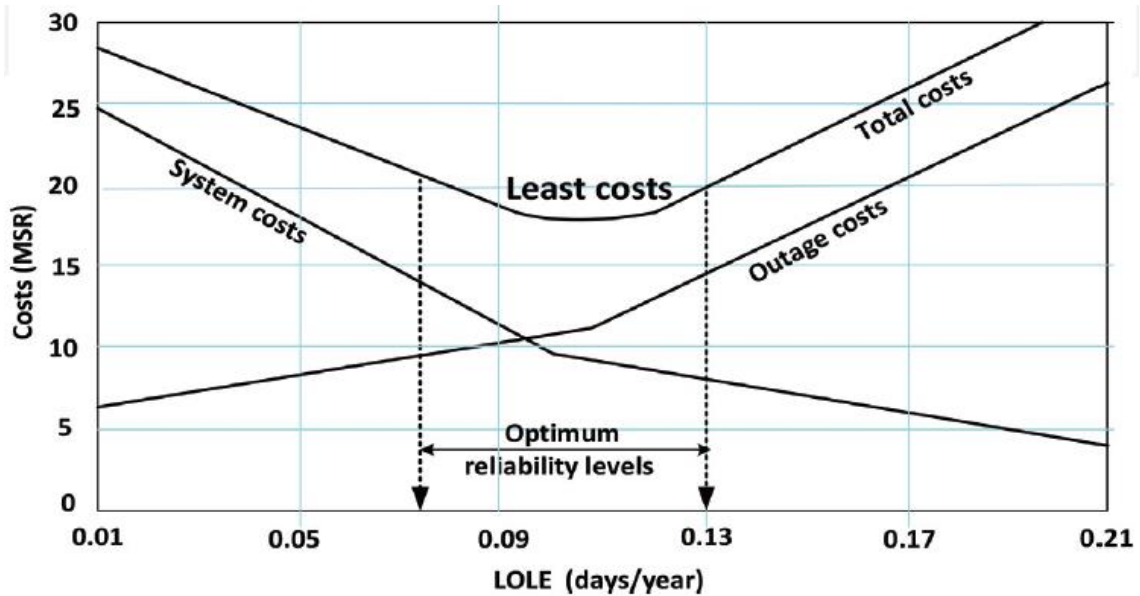


Los costos de inversión de las unidades TG muestran economías de escala lo cual implica que cuanto mayor sea la potencia de la unidad menores serán sus costos de inversión por unidad de potencia instalada [USD/kW]. Las centrales muestran además diferencias en eficiencia. Ambos aspectos son tomados en cuenta en el proceso de planificación óptima a partir del cual se determina la característica de la unidad de punta.

2.2 DETERMINACIÓN DE LA ENERGÍA NO SERVIDA (ENS)

Para la determinación de la Potencia de la Unidad de Punta se requiere establecer un índice de calidad del abastecimiento a partir del cual se determina la ENS. A tal efecto se utilizó como índice de calidad de abastecimiento el factor denominado LOLE [días/año] (Loss Of Load Expectation) el cual indica la cantidad de días por año en que se registran eventos con Energía No Servida (ENS).

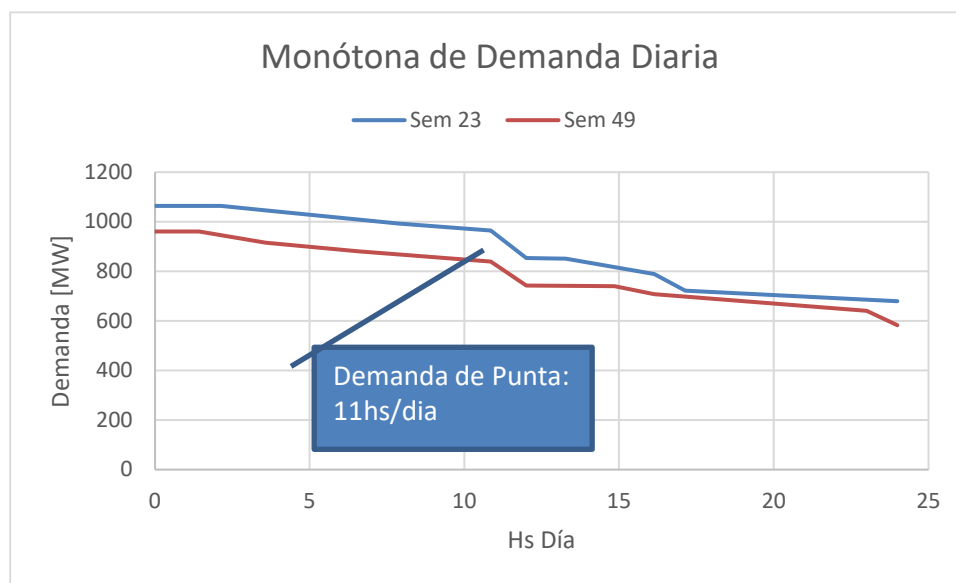
De acuerdo con referencias internacionales el índice de calidad LOLE debería estar en el rango de 0.08 a 0.13 días/año.



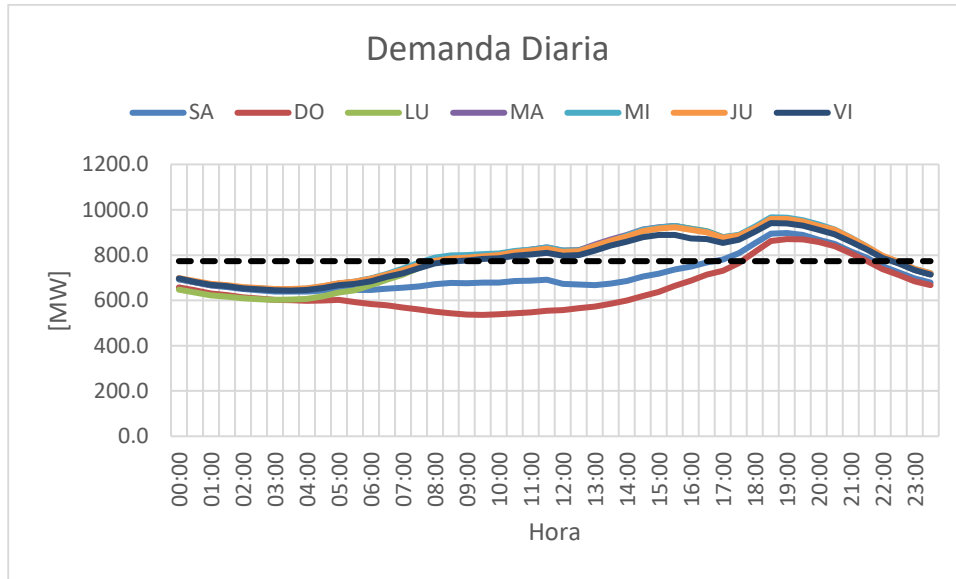
Fuente: Reliability Evaluation of Power Systems. By Abdullah M. Al-Shaalan. Submitted: September 14th 2018. Reviewed: March 1st 2019. Published: May 13th 2019. DOI: 10.5772/intechopen.85571

<https://www.intechopen.com/books/reliability-and-maintenance-an-overview-of-cases/reliability-evaluation-of-power-systems>

Para determinar la ENS se considera en el cálculo información sobre el período de tiempo en el que estadísticamente es más factible la ocurrencia de un corte por insuficiente generación. En el caso de El Salvador dicho período abarca 11hs del día en las cuales la demanda es mayor al 80% de la Demanda Máxima.



Fuente: UT, programación de la operación



Fuente: UT, programación de la operación

La ENS resultante de estudios de confiabilidad del abastecimiento de la demanda resulta típicamente expresada por la siguiente expresión, donde MR[MW] es el Margen de Reserva del Sistema y K1[MWh], K2[MW] constantes que resultan de un estudio de confiabilidad¹

$$ENS = K1 \times \exp \frac{MR}{K2}$$

Se cumple:

$$\frac{d}{dMR} ENS = - \frac{ENS}{K2}$$

$$ENS = -K2 \times \frac{d}{dMR} ENS$$

$$ENS[MWh] = K2[MW] \times LOLE \left[\frac{hs}{año} \right]$$

Las referencias internacionales de LOLE presentan valores de LOLE expresados en [días/año]. Para la determinación del LOLE expresado en [hs/año] se requiere establecer el intervalo de horas del día donde son más probables la ocurrencia de fallas de las cuales resulte ENS por insuficiente capacidad de generación. Dicho intervalo de tiempo son las horas de punta de la demanda antes comentada con una duración para El Salvador de 11hs/día.

¹ Para estimar la ENS se utilizó como referencia la metodología indicada en el libro "Least-Cost Electric Utility Planning" de [Harry G. Stoll](#)

Tomando en cuenta lo antes indicado resulta la ENS determinada por la siguiente expresión:

$$ENS[MWh] = K2[MW] \times LOLE \left[\frac{hs}{año} \right] = K2[MW] \times LOLE \left[\frac{días}{año} \right] \times 11hs/día$$

Por lo tanto conocidos el valor del LOLE [días/año] de referencia y la constante K2[MW] la expresión anterior permite determinar la ENS.

Para determinar el valor de la constante K2 se realizaron estudios de confiabilidad en base a los cuales se determinó la ENS como función del Margen de Reserva (MR) del sistema. A tal efecto se utilizó un algoritmo de convolución (ver **ANEXO II**) que considera la demanda a abastecer, la generación ERNC y todos los estados operativos posibles resultantes de fallas en las unidades generadoras.

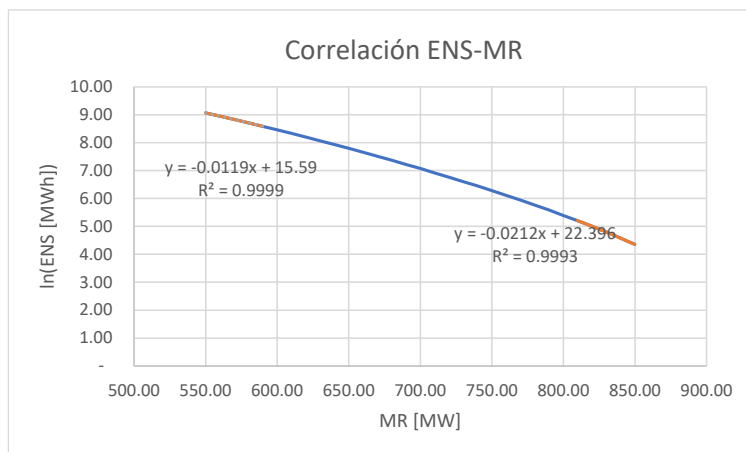
Expresando la ENS en función del logaritmo natural surge la constante K2

$$ENS = K1 \times \exp \frac{MR}{K2}$$

$$y = \ln(ENS) = \ln(K1) - \frac{MR}{K2}$$

La función [y=ln(ENS)] es una recta cuya pendiente es negativa y tiene un valor igual a (1/K2).

La figura siguiente muestra la variación de la ENS función del MR resultante de los estudios de confiabilidad. La pendiente de la curva permite determinar el valor de K2=(1/pendiente).



	MAX	MIN
Pendiente	0.0119	0.0212
K2	84.03	47.17
ENS (obj)	120.17	41.51

Nota: El valor "MAX" se asocia con el límite superior admisible de ENS para el LOLE de 0.13 días/año y el valor "MIN" con el límite inferior de 0.08 días/año.

Para cumplir por lo tanto con el criterio de confiabilidad adoptado, la ENS debería ser menor a 120 MWh/año.

Para la determinación de las características de la unidad de punta se adopta el máximo de los valores admisibles de ENS (es el mayor de los valores de ENS que cumple con el criterio de confiabilidad considerado) de lo cual resulta la potencia mínima de la unidad de punta que cumple con el criterio de confiabilidad.

$$ENS \leq 120 [MWh/año]$$

2.3 RESULTADOS DEL PROCESO DE PLANIFICACIÓN

Como resultado del proceso de planificación de generación antes indicado se obtiene la potencia requerida en cada tipo de tecnología como requisito para abastecer la demanda a mínimo costo. La curva de carga de la demanda utilizada corresponde a la demanda real registrada en el año 2021.

En el caso particular del MME de El Salvador, las unidades de generación térmicas disponibles como candidatas para la expansión de generación, que pueden aportar energía firme para el abastecimiento de la demanda son los siguientes tipos de centrales:

- Centrales Turbo Gas (TG) a Ciclo Abierto que utilizan como combustible el Diesel
- Motores que utilizan como combustible el Bunker o el Gas Natural Licuado (GNL/LNG)
- Ciclos Combinados que utilizan como combustible el Diesel o el Gas Natural Licuado (GNL/LNG)
- Centrales Turbo Vapor (TV) que utilizan como combustible el Carbón

En la figura siguiente se muestran características técnicas y sus costos de inversión y de O&M típicos de estas unidades de generación.

Costos de Inversión y Operación de las centrales térmicas candidatas para la expansión del parque de generación

		TG	Motor	Motor	Ciclo Combinado	Ciclo Combinado	Turbina Vapor
Costo Unitario Bruto	US\$/kW	577.5	1000	1000	1100	1100	2300
Costo Fijo Anual O. y M.	MMUS\$/año	0.52	0.75	0.52	0.95	0.95	2.1
Combustible		Diesel	Bunker	LNG	LNG	Diesel	Carbón
Consumo específico	BTU/kWh	7980	8375	8375	6800	6800	9800
Costo Variable No Combust.	US\$/MWh	7.50	9.00	7.50	4.00	4.00	5.00

Por costos fijos y costos variables las tecnologías Motor a LNG/Bunker, CC a Diesel y TV a Carbón no resultan competitivas (tienen mayores costos que las otras tecnologías) para la expansión del parque de generación.

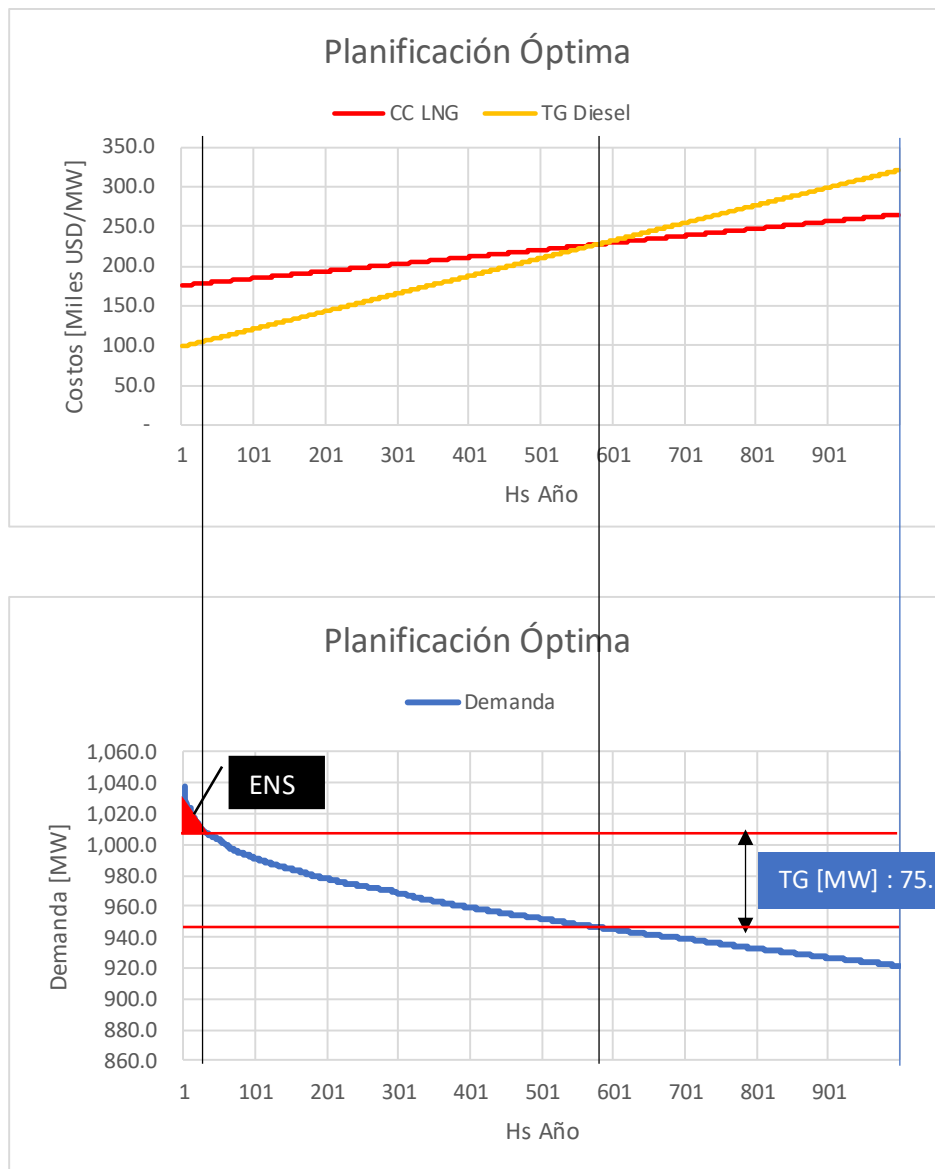
Se observa que las unidades tipo TG son las de menores costos fijos totales (CAPEX + O&M) y las de mayores costos variables. Como antes indicado, las unidades tipo TG serán por lo tanto las candidatas a ser unidades de punta para la determinación del CPC.

Nota: en todos los mercados de la región de Latinoamérica se utiliza como unidad de punta también una unidad tipo TG.

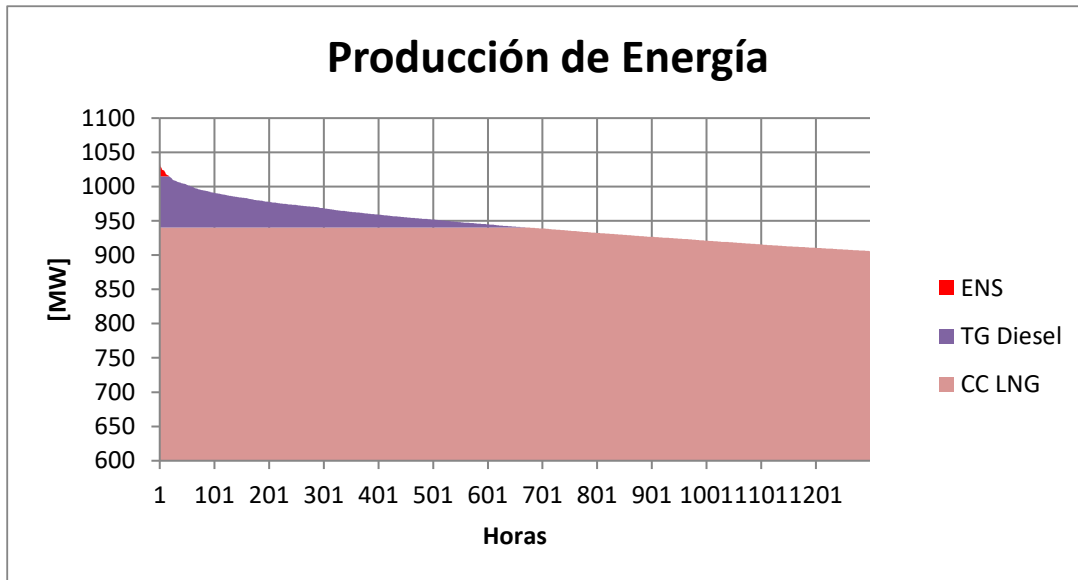
Para lograr el nivel de calidad estimado para la ENS del orden de 120 MWh/año, y considerando la demanda horaria correspondiente al año 2021 (fuente UT) con una demanda máxima de 1037.4 MW y una energía anual de 6,658.7 GWh, la unidad de punta debe tener

una potencia del orden de 75 MW. La figura siguiente muestra el procedimiento utilizado para determinar las características de la unidad de punta.

Determinación de las características de la unidad de punta



La figura siguiente muestra la producción de energía por tipo resultante del proceso de expansión óptimo. Se observa que las unidades tipo TG tienen un despacho de aproximadamente 579 hs/año correspondientes a las horas de punta de la demanda. La producción total se corresponde con la demanda horaria registrada en 2021 (fuente: UT).



En conclusión, como resultado del proceso de planificación resulta un valor de potencia para la unidad de punta en el rango de 75 MW para valores de ENS que garantizan una adecuada calidad de servicio.

De acuerdo con el proceso de planificación, la unidad de punta resulta ser tipo TG operando a Diesel siendo esta la que tiene menores costos fijos (inversión, OyM), esa central de punta opera aproximadamente el 6.6% del tiempo del año y tiene un factor de despacho del orden del 2.3%.

En vista de los resultados obtenidos, para determinar el Cargo por Capacidad se utilizaron costos de inversión y costos fijos de OyM correspondientes a una unidad tipo TG a diésel con una potencia en el orden de los **75 MW**.

La figura siguiente compara los costos incurridos fijos y variables correspondientes centrales tipo TG para potencias en el rango 70-80 MW. Los costos de combustibles son los considerados por la UT para la programación de la operación del mercado (ver archivo 6_PRE ETI 232022 ETF 222023.zip).

Selección de la Unidad de Punta

		TG Selec Diésel	TG 1 Diésel	TG 2 Diésel	TG 3 Diésel
Potencia Bruta	MW	72.7	72.7	80	71.9
Potencia Neta en Sitio	MW	63.6	63.6	70.0	62.9
Factor Sitio		92%	92%	92%	92%
Disponibilidad		95%	95%	95%	95%
CAPEX (FOB)	US\$/kW	385	385	344	375
Otros Costos	US\$/kW	192.5	192.5	192.5	192.5
Costo Unitario Bruto	US\$/kW	578	578	537	568
Costo Fijo Anual O. y M.	MUS\$/año	640	640	640	640
Combustible		Diesel	Diesel	Diesel	Diesel
Consumo específico	BTU/kWh	7980	7980	9374	8232
Costo Combustible	US\$/BTU	26.97	26.97	26.97	26.97
Costo Variable Combustible	US\$/MWh	215.2	215.2	252.8	222.0
Costo Variable No Combust.	US\$/MWh	7.5	7.5	7.5	7.5

		TG Selec	TG 1	TG 2	TG 3
Potencia Bruta	MW	72.7	72.7	80	71.9
Modelo		LM9000 Low Nox			
Costo de Inversión	Miles USD	41984.25	41984.25	42920	40803.25
Anualidad	Miles USD	5620.80	5620.80	5746.08	5462.69
Costo Fijo O&M	Miles USD	640.00	640.00	640.00	640.00
Costo Fijo Total	Miles USD	6260.80	6260.80	6386.08	6102.69
Costo Fijo Unitario	USD/MW-año	98405.17	98405.17	91215.08	96987.29
Costos Variables	USD/MWh	222.7	222.7	260.3	229.5

Costo Total Unidad de Punta		TG Selec	TG 1	TG 2	TG 3
Costo Fijo	USD/MW-año	98405	98405	91215	96987
Costo Variable	USD/MW-año	56961	56961	47140	56834
Total	USD/MW-año	155366	155366	138356	153822

Planificación Óptima		Escenario		
		Con TG 1	Con TG 2	Con TG 3
Pot. Ins. Óptima TG	MW	75.4	68.7	74.2
Energía Generada TG	MWh/año	6658591	6658591	6658591
TG	MWh/año	14989	11679	14353
CC	MWh/año	6643602	6646912	6644238
ENS	MWh	118.5	118.5	118.5
Costos Totales	MMUSD/año	187.3	188.7	187.6
Inversión	MMUSD/año	172.9	173.0	172.9
Operación	MMUSD/año	14.4	15.8	14.6

El Plan de Expansión CON la TG1 es el que tiene mínimo costo total. Correspondientemente la TG 1 es la seleccionada como Unidad de Punta

La TG 2 resulta con una potencia óptima (68.7 MW) mucho menor que la Potencia Instalada (80 MW)

El **modelo costo-eficiencia** que cumple con el nivel de calidad objetivo de abastecimiento y que minimiza el costo de abastecimiento considerando un despacho del orden de 579 hs/año es la unidad denominada LM9000 Low NOx siendo por lo tanto esta unidad la seleccionada como Unidad de Punta para la determinación del CPC correspondiente al período 2022-2026.

Unidad de Punta

Gas Turbine Model	Frequency	ISO Base Rating	Heat Rate Btu/kW	Efficiency	Estimated Price	\$/kW Price
LM9000 Low NOx	50/60 Hz	72,700 kW	7,980 Btu	42.8%	\$28,000,000	\$385

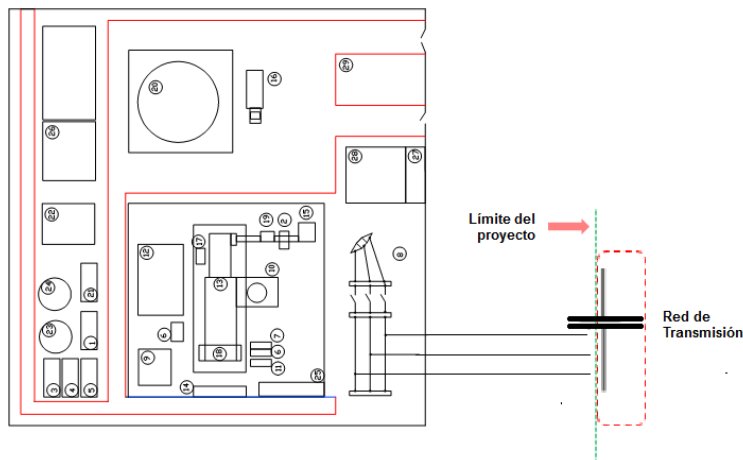
Fuente: Revista Gas Turbine World Handbook (2022). Volumen 37

3. DETERMINACIÓN DE COSTOS DE INVERSIÓN Y DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (OYM) DE LA UNIDAD DE PUNTA

Para determinar los costos de inversión 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, etc.) del generador, el equipamiento de conexión al sistema de transmisión, la obra civil, mecánica, eléctrica, terrenos, seguros, permisos, etc.

La figura siguiente muestra la disposición en el terreno del proyecto de generación en base al cual se determinará el CPC.

Lay Out – Proyecto TG a Diesel



3.1 COSTOS DE INVERSIÓN

Los costos de la turbina se determinan en base a datos de referencias internacionales de amplio uso en el sector. A tal efecto, en los cálculos del CPC de los quinquenios anteriores se utilizó como referencia la publicación Gas Turbine World Handbook. 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, actualizados a la fecha de cálculo del nuevo CPC.

Los Costos Fijos de Oym incluyen los siguientes conceptos de costos:

- Sueldos del personal de planta
- Gastos de Administración
- Combustible y lubricantes para Mantenimientos

- Repuestos
- Seguros
- Capacitación
- Gastos generales

Los costos de cada componente fueron estimados considerando:

- Para la unidad de generación TG seleccionada de 72.7 MW, denominada LM9000 Low NOx, el valor FOB de la unidad de generación indicado en la revista GTWH correspondiente al año 2022
- Para los demás componentes los costos considerados en la determinación del CPC del 2017 actualizados por medio índices de ajustes de precios determinados como el cociente entre el valor promedio del año 2021 y el valor promedio de 2016.

La siguiente tabla resume los costos de inversión estimados para la unidad de punta seleccionada. Los costos de inversión totales estimados son de **41.97 millones de USD** para una unidad generadora de 72.7 MW brutos. Esto equivale a un costo unitario de **577.4 USD/kW**, lo que representa un 7.8% de incremento del costo unitario [USD/kW] respecto a los costos estimados en 2017.

Unidad de Punta. Costo de Inversión

Resumen Costos del Proyecto	Costo Estimado 2012 (U\$S)	Costo Estimado 2017 (U\$S)	Costo Estimado 2022 (U\$S)	Variación	Participación en Costos
I Equipo Principal	20,071,583	30,311,027	34,804,303		82.9%
Costo Unitario [USD/kW]	401.4	440.9	478.7	8.58%	
II Otros Equipos	835,090	949,767	1,128,477	18.82%	2.7%
III Civil	410,069	477,310	511,881	7.24%	1.2%
IV Mecánica	743,516	843,531	888,588	5.34%	2.1%
V Montaje Eléctrico y Cableado	433,704	487,811	513,868	5.34%	1.2%
VI Terreno, Edificios y Estructuras	800,000	884,853	932,117	5.34%	2.2%
VII Ingeniería y puesta en marcha	526,725	596,110	630,181	5.72%	1.5%
VIII Costos Varios	720,881	885,596	988,482	11.62%	2.4%
Sub Total costos directos	24,541,970	35,436,447	40,398,377		
IDC (8%, 0.5año)	952,844	1,382,034	1,576,396		3.8%
TOTAL	25,494,813	36,818,481	41,974,773		100.0%
Costo por kW (U\$S/KW)	509.9	535.6	577.4	7.8%	
Potencia Instalada (MW)	50.0	68.7	72.7		

Los costos fijos determinados conforme lo antes indicado se les adiciona los costos asociados con el requerimiento mínimo de combustible establecido en el ROBCP para la operación

semanal. Actualmente todos los generadores térmicos tienen la obligación de tener un volumen de combustible mínimo que nunca puede ser inferior al 20% del necesario para operar a plena carga durante la próxima semana (incluso aunque no esté previsto que operen de acuerdo con la programación semanal), de conformidad con el numeral 9 del anexo 04 del ROBCP:

Reglamento de Operación Basado en Costos de Producción (ROBCP)

“9.1 Cada PM debe contar con la infraestructura que le permita mantener una capacidad de almacenamiento de conformidad con los siguientes criterios:

9.1.1 Para plantas cuyo factor de planta de acuerdo con la programación semanal sea mayor o igual que 0.75, deberá garantizar una disponibilidad de combustible suficiente para su operación a plena carga al menos durante una semana.

9.1.2 Para plantas cuyo factor de planta sea menor que 0.75, de acuerdo con la programación semanal, deberá garantizar una disponibilidad de combustible que sea igual al máximo de los dos valores siguientes:

- a) El equivalente para su operación de acuerdo con la programación semanal más un 25% de la misma, o
- b) Un 20% del equivalente para su operación a plena carga durante una semana.”

La siguiente tabla muestra el costo estimado de la reserva de combustible. Se asume que el generador incurre en este costo sólo una vez (al inicio de la operación comercial) ya que si el combustible almacenado es requerido para el despacho el generador recibirá una remuneración por venta de energía que le permite reponer la reserva de combustible.

Costo Reserva de Combustible

Tipo		TG Diesel
Potencia Bruta	MW	72.7
Potencia Neta Desp	MW	65.0
Consumo Específico	BTU/kWh	7980
Combustible		Diesel
Costo Combustible	US\$/MMBTU	26.97
EGEN	MWh	2182.7
Costo Reserva	Miles USD	479.2

El costo fijo total obtenido como suma del costo de inversión en la unidad de punta más el costo de la reserva de combustible resulta igual a **42.5 Millones de USD**, con un costo unitario de 583.96 USD/kW. El costo unitario es un **9.0% mayor** al costo unitario considerado para determinar el CPC correspondiente al período 2017-2021 (535.56 USD/kW).

CARGO POR CAPACIDAD

Características de la unidad generadora

Tipo (1xLM9000 Low Nox)		Turbina TG Aeroderivada	
Combustible		Diesel	
Heat Rate	BTU/kWh	7,980	
Precio de lista (FOB) + Repuestos Iniciales	kUS\$		29,668.87
Costos adicionales	kUS\$		12,785.07
COSTO TOTAL	kUS\$		42,453.94
		US\$/kW	583.96

3.2 COSTOS FIJOS DE O&M

La siguiente tabla resume los costos fijos de O&M estimados para la unidad de punta seleccionada. Los costos de O&M totalizan 643.5 Miles de USD por año, con un incremento del 1.09% respecto al valor determinado en 2017 (expresados en USD/kW/año).

Unidad de Punta - Costos de Operación y Mantenimiento

<i>Gastos fijos O&M</i>	2017 (USD/año)	2022 (U\$D/año)	Variación
Total	602,010	643,564	
[USD/kW-año]	8.76	8.85	1.09%
Gastos Administración	52309	55103	
(Sueldos y salarios)	495101	521547	
(Ingeniería y consultoría)	5000	5267	
(Fletes y transportes)	14600	15380	
(Seguros)	30000	41000	
(Capacitación y seminarios)	5000	5267	
Potencia [MW]	68.7	72.7	

4. DETERMINACIÓN DE LA TASA DE DESCUENTO

4.1 INTRODUCCIÓN

Uno de los principios tarifarios fundamentales que se debe verificar en todo marco regulatorio sostenible en el tiempo es el de suficiencia financiera del sector, ya que ello permite el desarrollo normal de la actividad, así como también es un incentivo para la inversión en infraestructura en el sector a los fines que el servicio se encuentre disponible para futuras generaciones.

Una forma de generar el incentivo para la inversión en el sector consiste en 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 promueve, para las empresas del sector, un retorno sobre el capital invertido razonable de acuerdo con el riesgo que asuman en sus actividades.

La discusión medular en materia regulatoria se centra en el grado de discrecionalidad en la fijación del nivel del costo de capital. En este sentido, a mayor discrecionalidad en la estimación de la tasa de retorno mayor resulta el riesgo regulatorio, y consecuentemente los operadores requerirán mayor rendimiento para hundir su capital en el sector.

Con base en lo anterior es que en las prácticas regulatorias existe cada vez mayor consenso en el uso de métodos estandarizados como una medida de reducir el riesgo resultante de la discrecionalidad.

Los métodos estandarizados, en la búsqueda por fortalecer las buenas prácticas regulatorias, promueven la transparencia y ofrecen mayor certidumbre sobre cuáles son los elementos determinantes de la tasa de retorno reconocida. De esta manera, mediante la observación de reglas estándar, claras y transparentes, se pretende elevar la competencia por los flujos de inversión, así como la certidumbre al interior de la industria. Entre los métodos estandarizados, el que mayor consenso ha adquirido es el método del Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC por sus siglas en inglés), en el que el costo del capital propio se determina con base en la metodología del modelo de fijación de precios de los activos de capital (CAPM). La aplicación de este enfoque es de uso habitual tanto en sus aspectos estrictamente financieros como regulatorios.

El Modelo de fijación de precio de los activos de capital CAPM (*Capital Asset Pricing Model*) permite determinar el costo del capital propio, esto es, el rendimiento requerido 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, y considerando que la expansión, operación y mantenimiento de redes se financia con capital propio y endeudamiento, en la mayoría de las prácticas regulatorias se recurre a la estimación de la tasa de retorno a través del cálculo de una tasa de costo promedio

ponderado de capital 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. Este endeudamiento óptimo se determina de diferentes maneras² y tiene por objetivo transferir a los usuarios los beneficios resultantes de una gestión financiera óptima, dado que el grado de endeudamiento y el costo del mismo no corresponden con los presentes en las empresas.

El presente capítulo tiene como objetivo definir los criterios y metodologías más adecuadas y confiables para el cálculo de la tasa de remuneración de la generación eléctrica operando en El Salvador, así como también realizar la estimación de dicha tasa de remuneración a la fecha.

4.2 ESCENARIO DE COYUNTURA

4.2.1 TASA LIBRE DE RIESGO

La coyuntura reciente caracterizada por los efectos de la crisis sanitaria por el COVID-19, el proceso inflacionario de los EUA, además de las crisis económicas verificadas en la mayoría de los países latinoamericanos, entre otros, son elementos que afectan los parámetros involucrados en el cálculo del costo de capital, todo lo cual sirve de sustento para adoptar un período de análisis de seis años a los fines de suavizar los efectos de la coyuntura reciente en la determinación de los principales parámetros de la tasa WACC.

Del análisis de los distintos componentes que forman parte de la tasa de costo de capital, calculada con la metodología WACC, se puede inferir que la tasa libre de riesgo, el riesgo país y la tasa de endeudamiento doméstico son elementos susceptibles dado que su valor actual puede estar influenciado por nuevos aspectos de los *fundamentals* de la economía o bien por situaciones particulares como es el caso de la pandemia de COVID-19.

El mercado de bonos de los EUA presenta una tendencia hacia una reducción continua en los valores de la tasa de interés, si se considera el período de los últimos 30 años aproximadamente.

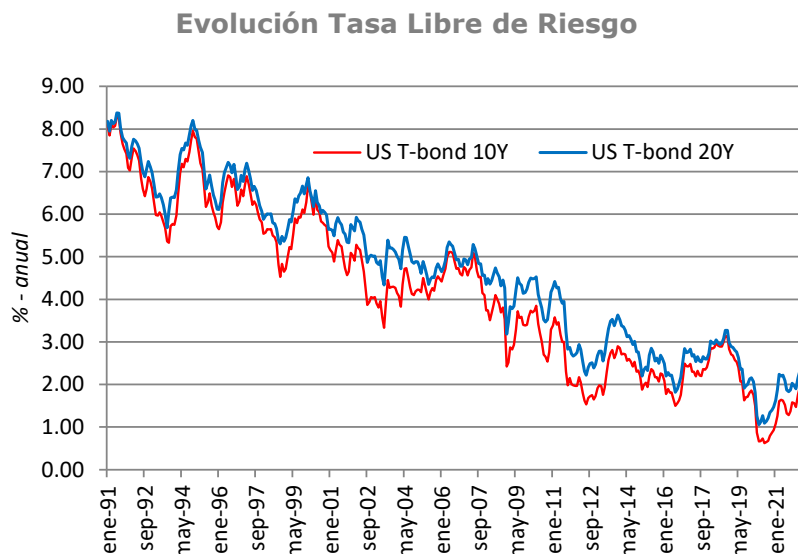
La principal razón de esta disminución está dada por una política monetaria de continua reducción por parte de la FED (Banco Central de EUA) de la tasa de interés de los bonos soberanos (tasa libre de riesgo).

Durante los periodos en los que las tasas libre de riesgo parecen ser anormalmente bajas, particularmente debido a la estrategia "*fly to quality*" o a las intervenciones monetarias masivas de los bancos centrales, los analistas pueden querer trabajar con tasas

² Una forma de determinar el apalancamiento óptimo es a través de un benchmarking financiero de empresas que se considera saludables desde el punto de vista financiero. Otra alternativa es a través de la formulación de un modelo matemático para determinar el nivel de apalancamiento que minimice el costo total de capital.

“normalizadas”. En este contexto, por "normalización" se entiende la estimación de una tasa que refleje con mayor probabilidad el rendimiento medio sostenible de los bonos del Estado de EUA. en el largo plazo, es decir que no sean determinadas completamente por condiciones coyunturales.

En la figura siguiente se puede observar la evolución de la tasa libre de riesgo para los últimos 30 años.



Fuente: Federal Reserve (FED)

La evolución en la tasa de interés libre de riesgo presenta un quiebre de tendencia a partir del año 2021, la razón de este quiebre puede encontrarse en el proceso inflacionario que se está produciendo en la economía de los EUA, en efecto, la Reserva Federal adoptó como medida antiinflacionaria un esquema de suba de tasas de interés.

En este sentido, los efectos del COVID19 y la situación coyuntural de la economía de los EUA generan un desafío para la determinación de la tasa de costo de capital a aplicar en la determinación de las tarifas para los próximos años, toda vez que se presenta un desacople entre la tendencia histórica de las variables analizadas y los valores esperados a futuro, dicho de otra forma, los valores históricos pueden no ser representativos de las expectativas a futuro de dichas variables.

Por lo demostrado anteriormente los valores históricos recientes de la tasa libre de riesgo se considera que no resultan adecuados para determinar el parámetro de la tasa WACC que va a determinar las tarifas a partir de 2022, en consecuencia, (Duff & Phelps 2020) considera que la situación de inconsistencia antes descrita hace necesario la estimación de una Tasa Libre de Riesgo que tome en cuenta la coyuntura descrita y a tal fin sugiere como metodología recurrir al promedio simple de los rendimientos de un periodo o ventana de análisis más grande.

Mediante este método de estimación, la Tasa Libre de Riesgo surge del cálculo del promedio de los rendimientos del título en cuestión pero para un periodo de análisis lo suficientemente

largo como para no ser influido de manera significativa por valores coyunturales. El supuesto implícito de este método es que los rendimientos de la deuda pública vuelven al valor medio. Sin embargo, el problema de las medias históricas es la selección de un período de comparación apropiado que pueda utilizarse como una representación razonable para el futuro.

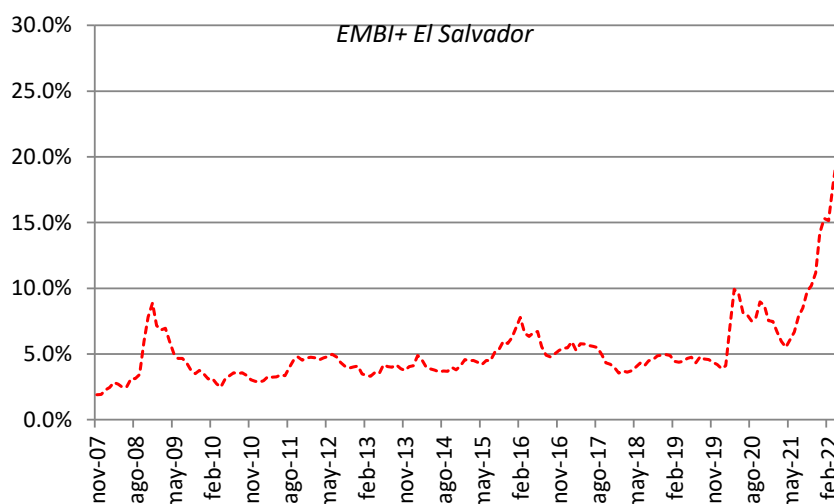
Tomando en cuenta lo antes indicado, la Tasa Libre de Riesgo se determina considerando el período de 6 años comprendido entre julio de 2016 y junio de 2022.

4.2.2 RIESGO PAÍS

Como consecuencia de la crisis económica derivada de los efectos de la pandemia de COVID-19, es de esperar que el riesgo país pueda verse incrementado, y probablemente los valores históricos recientes no sean buenos estimadores de los valores esperados de esta variable.

En el caso de El Salvador, los efectos propios de la pandemia sanitaria se vieron potenciados por una situación de crisis económica. Como se puede ver en la figura siguiente, históricamente el riesgo país se ha mantenido en torno a 5 puntos porcentuales, sin embargo, a partir del año 2021 se da un crecimiento exponencial en dicha variable.

Riesgo País (EMBI) de El Salvador



De la misma que se hizo con la tasa libre de riesgo, una forma de normalizar el valor de la prima por riesgo país es considerar un período histórico más largo, por lo tanto, a los fines de mantener la consistencia temporal de todas las variables involucradas en el análisis se extendió el período de análisis a 6 años comprendido entre julio de 2016 y junio de 2022.

4.3 DESARROLLO METODOLÓGICO

Como ya ha sido mencionado, este informe presenta los resultados de la estimación del costo de capital a través del modelo CAPM/WACC. La tasa resultante representa el promedio ponderado del costo esperado del capital propio y del costo esperado de la deuda.

El costo esperado del capital propio se estima a través del modelo de 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.

Los fundamentos metodológicos del modelo parten de la premisa que existen dos tipos básicos de inversiones: 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 averso al riesgo, existe 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 obtenida en una inversión hipotética, por lo tanto, una inversión con riesgo deberá proveer al inversor un premio (adicional a la tasa libre) por asumir dicho 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 de la otra porción del riesgo total que puede evitarse diversificando la cartera, y, por lo tanto, el inversor no debe ser recompensado por dicho riesgo, dado que está en sus manos evitarlo mediante una adecuada diversificación de cartera.

Basado en estos principios, el modelo postula que el rendimiento esperado de una inversión deberá estar relacionado con su grado de riesgo sistemático.

El CAPM fue diseñado para los mercados de los países desarrollados por lo que se basa en el supuesto de que los mercados de capitales están completamente segregados. En este contexto, los insumos usados para estimar el CAPM corresponden a los mercados locales en vez de los mercados globales. Este abordaje es discutible, en especial cuando las economías son pequeñas e integradas con los mercados globales, como es el caso de los países emergentes.

Para determinar el Costo de Capital Propio para países emergentes, en especial los países de América Latina, se apela, por lo general, al mercado de los Estados Unidos, debido al tamaño del mercado, el grado de competencia en la bolsa de valores y la disponibilidad de información. El uso del mercado de los Estados Unidos como principal referencia se debe a que dicho mercado representa más del 50% del mercado accionario mundial, siendo cinco veces mayor que el segundo mercado en importancia (Japón) según lo reportado por (Dimson et al., 2019). Estados Unidos ostenta también el mayor mercado de bonos. Además, es el mercado mejor documentado del mundo.

La estimación del premio por riesgo de mercado en los países emergentes pone de manifiesto el debate respecto del alcance del modelo a aplicar, al respecto se presentan diversas opciones metodológicas, pero la controversia se centra entre aplicar un CAPM Global vs aplicar un CAPM Local. Los antes mencionados son dos de los principales enfoques desarrollados para estimar el premio de riesgo de mercado en economías emergentes, sin embargo, existe una amplia variedad de opciones para adecuar las estimaciones del riesgo de mercado, calculado a partir del mercado internacional, a los países emergentes, estas metodologías son denominadas "internacionalización del CAPM".

Para el caso de El Salvador se optó por aplicar 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 requiere un inversionista por invertir en una economía emergente. La estimación de este riesgo local se explicará en las siguientes secciones de este informe.

En el esquema CAPM global, la tasa de retorno del capital propio 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 activo 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 del mercado menos el rendimiento libre de riesgo. Esta prima por el riesgo es necesaria para inducir a los inversionistas aversos al riesgo a que compren un valor con riesgo.

La forma de adecuar la expresión (1) al contexto de un país emergente es mediante la incorporación de una prima o tasa adicional de riesgo por contexto del país receptor de la inversión.

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 especificación matemática 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.

Como surge del análisis anterior, existen tres elementos principales a determinar a los fines de calcular la tasa de costo promedio ponderado de capital, estos son: costo del capital propio; costo del endeudamiento y estructura de endeudamiento.

4.3.1 COSTO DE CAPITAL PROPIO

Si bien hay amplio consenso en la utilización del modelo CAPM para determinar el costo del capital propio existen fuertes controversias en la forma de determinar y computar los parámetros involucrados en la fórmula del 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.

4.3.2 TASA LIBRE DE RIESGO

Para estimar la tasa libre de riesgo hay dos grandes puntos en discusión: a) cuál es el instrumento financiero más adecuado para representar el negocio del sector regulado en cuestión, y b) qué ventana de tiempo debe ser considerada.

En cuanto al instrumento financiero, hay tres elementos claves a analizar, estos son el emisor, la duración del instrumento y la ventana temporal de análisis.

Emisor

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, dado que existe consenso

en los agentes económicos en considerar que la probabilidad de *default* de dicha institución es nula.

Duración ("duration")

El debate se centra en si se deben considerar títulos de mediano o largo plazo. En general se discute si la duración promedio del bono debe aproximarse a la duración del período tarifario o a la vida útil de los activos, quienes están a favor de la primera opción argumentan que el costo de oportunidad se recalcula en cada revisión tarifaria, mientras que otros abogan por tomar rendimientos de largo plazo según el período de amortización de los activos involucrados en la actividad.

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.

Por lo tanto, la opción propuesta por el consultor es utilizar el **bono del Tesoro de EE.UU a 20 años (UST-20)**.

Período de análisis

Con relación a la ventana de tiempo del análisis, si bien no hay consenso en la materia, los reguladores de los países desarrollados optan por ventanas de al menos la misma duración del ciclo tarifario. Esta discusión sobre la tasa libre de riesgo también es conocida como "valores *spot* o "normalizados"³. 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 de 6 años comprendido entre julio de 2016 y junio de 2022, el cual dio como resultado **2.32%**⁴.

³ "Spot Yield or Normalised Yield?"

⁴ Fuente: Boards of Governors of the Federal Reserve System (United States of America).

4.3.3 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.

Para estimar la prima por riesgo país en El Salvador se optó por determinar el *spread* considerando el EMBI de El Salvador⁵. A efectos de ser consistentes con la estimación de la

⁵ Fuente: JPMorgan. EMBI Global Diversified El Salvador.

tasa libre de riesgo se utilizó el promedio de los rendimientos mensuales del período de 6 años comprendido entre julio de 2016 y junio de 2022. El promedio de este período arroja una prima de **703** puntos básicos.

4.3.4 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 coeficiente 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 (Duff & Phelps* en la actualidad) *Value Line, Bloomberg, Standard & Poor`s* y *Compustat* entre otras. Típicamente, beta es estimado econométricamente utilizando modelos de regresión, de allí el nombre que se le asigna a dicho parámetro. 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) generalmente se recurre a estadísticas internacionales, y específicamente al mercado de Estados Unidos.

4.3.5 BETA DEL ACTIVO VS BETA DEL PATRIMONIO

En el análisis es importante diferenciar entre los conceptos de beta de activo y beta del *equity* o patrimonio. El coeficiente beta estimado por métodos econométricos es denominado "beta apalancado" β_L , pues es la resultante de la combinación de capital propio y de terceros.

El valor del coeficiente beta del activo corresponde al valor del beta desapalancado (*unlevered* beta). Para su aplicación con fines regulatorios es necesario desapalancar el coeficiente estimado por métodos econométricos, y reapalancarlo nuevamente ya con la estructura que defina el regulador. Para desapalancar el coeficiente beta de referencia es necesario conocer la tasa de impuesto de ese mercado y el nivel de endeudamiento (estructura de capital) de las empresas incluidas en la muestra.

Existen diferentes abordajes para desapalancar betas, entre ellos se destacan la metodología de Hamada y el método de Miles-Ezzell.

Metodología de Hamada

La práctica más extendida para estimar el beta desapalancado es usar la ecuación derivada de (Hamada, 1972), basada en Modigliani y Miller y asumiendo que el coeficiente beta de la deuda es nulo, $\beta_D = 0$, para tal fin:

$$\hat{\beta}_U = \frac{\hat{\beta}_L}{(1 + ((1-t)\phi))} \quad [3]$$

Donde:

$\hat{\beta}_L$ = coeficiente beta estimado apalancado

$\hat{\beta}_U$ = coeficiente beta estimado desapalancado

$\phi = \frac{D}{E}$ = apalancamiento real de la empresa considerada

t = Tasa impositiva

Por lo que el coeficiente beta apalancado para fines regulatorios surge de:

$$\beta_L = \hat{\beta}_U \cdot (1 + ((1-t)\phi)) \quad [4]$$

Esa ecuación es de aplicación general en las finanzas y en la regulación de servicios públicos de agencias de vasta experiencia como las de Reino Unido y Australia, y su importancia radica en que permite separar el riesgo de negocio de un activo, dado por el $\hat{\beta}_U$, del riesgo financiero derivado del apalancamiento, el cual está expresado en el coeficiente β_L . Sin embargo, el supuesto más fuerte detrás de la ecuación es que el $\beta_D = 0$.

Hay dos características salientes de la ecuación anterior:

El β_L se incrementa linealmente con el nivel de apalancamiento (ϕ);

El riesgo de *default*, que se asocia al grado de apalancamiento está ausente en la ecuación.

Recientemente, algunas empresas especializadas que publican los coeficientes betas usan otras fórmulas para desapalancar, así por ejemplo, Duff & Phelps usa las fórmulas de (Miles and Ezzell, 1980), la cual se presenta a continuación.

Metodología de Miles-Ezzell para desapalancar betas

La fórmula de Hamada es sin duda el abordaje más usado para desapalancar, no obstante, como método alternativo está ganando impulso la metodología de Miles-Ezzell (Miles and Ezzell, 1980) que asume que el valor de mercado de la deuda permanece constante como un porcentaje del *equity* ϕ , lo que es equivalente a decir que la deuda aumenta en proporción al flujo de caja neto de la empresa en cada periodo. La fórmula también asume que el coeficiente beta de la deuda es mayor que cero.

$$\beta_u = \frac{(M_e \cdot \beta_L) + M_d \cdot \beta_d \cdot \left(1 - \frac{t \cdot k_d(p\phi)}{1 + k_d(p\phi)}\right)}{M_e + M_d \cdot \left(1 - \frac{t \cdot k_d(p\phi)}{1 + k_d(p\phi)}\right)} \quad [5]$$

Dónde:

β_u = beta desapalancado de la empresa o industria analizada

M_e = Valor de mercado del capital de *equity* de la empresa o industria analizada

β_L = coeficiente beta apalancado de la empresa o industria analizada

β_d = beta de la deuda

M_d = Valor de mercado del capital de terceros (deuda) de la empresa o industria analizada

t = Tasa de impuestos de la empresa o industria analizada

$k_{d(pt)}$ = Costo del capital de terceros antes de impuestos

Debido a que la fórmula supone que existe un cierto riesgo de default, es decir, el coeficiente beta de la deuda es mayor que cero, los tenedores de deuda están compartiendo parte del riesgo asumido por los accionistas.

En el presente estudio se tomó como referencia el cálculo anual del beta realizado por el Profesor Damodaran de New York School of Business para un total de aproximadamente 50 empresas del segmento de generación eléctrica. Con base en esa información se calculó un promedio aritmético de las Betas de los años 2019 a 2021.

Como resultado, el valor del beta sin apalancamiento (*unleveraged* beta o "beta del activo") promedio alcanza un valor de 0.45.

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 47.47%. El resultado de este Beta reapalancado es **0.73**.

4.3.6 PREMIO POR RIESGO DE MERCADO

El premio por el riesgo de mercado, PRM (o MRP, por sus siglas en inglés) surge de la diferencia entre el retorno esperado del mercado diversificado y la tasa libre de riesgo:

$$PRM = E[r^m] - r_f \quad [6]$$

Existen dos abordajes posibles para estimar el PRM: a) a través de un método prospectivo, y b) a través de un método histórico. El método prospectivo es más adecuado en términos teóricos, pero es menos usado por causa de su complejidad. Para el caso del método histórico, se asume que los inversores consideran para el futuro el mismo premio de riesgo que en el pasado.

Las referencias generalmente invocadas a la hora de utilizar el enfoque histórico son Ibbotson Associates, hoy (Duff & Phelps), que publica el premio de riesgo de mercado a partir de una serie histórica con valores desde 1926 hasta la actualidad, referida al mercado de los Estados Unidos, y (Dimson et al., 2019) que emplean el mismo enfoque pero para datos de 17 países europeos, para un período comprendido entre 1900-2018.

Por su parte, el enfoque prospectivo procura determinar el premio de mercado esperado basándose en encuestas o información que modifique las expectativas que pudieran derivarse de un enfoque histórico pero es poco usado debido a su complejidad y ciertas discrecionalidades. Entre las referencias recientes para el enfoque prospectivo cabe destacar el trabajo de (Fernández et al., 2019), que encuestaron las perspectivas en 84 países a través de correos electrónicos enviados a académicos, analistas, y gerentes de empresas. Obtuvieron 1800 respuestas referidas a 69 países.

Para determinar el premio por el riesgo de mercado con base a datos históricos, el debate se centra en los siguientes puntos:

1. ¿Cuál es el período histórico que debe ser usado como referencia para la estimación del PRM?;
2. Si usar la media geométrica o aritmética;
3. Qué índice es representativo para ser considerado en el cálculo

Período histórico: Con relación al primer punto, existe consenso que se debe considerar un período suficientemente largo de forma de eliminar anomalías propias del ciclo económico.

(Duff & Phelps, 2017b) resume las razones para ambos argumentos, relacionados con la consideración de ventanas temporales largas vs cortas:

- Razones para focalizar el análisis en la historia reciente:
 - El pasado reciente es más apropiado para el inversor, debido a que incluye la información reciente disponible al momento de realizar la inversión;
 - El comportamiento de los retornos puede variar a lo largo del tiempo;
 - Los períodos largos incluyen eventos no usuales que pueden no ser una buena representación de la economía en el momento.
- Razones para focalizar el análisis en el largo plazo:
 - Los retornos en el largo plazo muestran una significativa estabilidad;
 - Las observaciones en el corto plazo pueden conducir a proyecciones ilógicas;
 - Todo período tiene eventos dramáticos y nadie sabe qué eventos de proporciones mayores se pueden encontrar más adelante;
 - Ley de los grandes números: más observaciones llevan a estimaciones más precisas, en el sentido de menor sesgo.

Metodología de Cálculo: La media geométrica consiste en calcular la tasa de retorno compuesta entre dos períodos de tiempo. La media geométrica refleja mejor los retornos que tuvieron lugar en el pasado. Sin embargo, la teoría estándar ((Copeland et al., 2004)) indica que la medida más apropiada para estimar la esperanza del retorno del mercado es la media aritmética, por ser un estimador insesgado del parámetro. (Wright et al., 2003) realizaron un profundo análisis de ambos caminos y concluyeron que la diferencia está en torno a 2% (dos puntos porcentuales).

En definitiva, la elección entre los dos criterios está basada entre la diferencia entre "expectativas" y "resultados posibles". El CAPM trabaja con expectativas y en ese sentido el criterio válido es usar la media aritmética.

Índice seleccionado: Lo más usado es el Índice Compuesto de Standard & Poor's 500. La ponderación de cada acción en el índice corresponde al precio de bolsa multiplicado por el número de acciones en circulación. Como "S&P 500" no considera el efecto de los dividendos, es necesario efectuar correcciones para incorporar este aspecto, de modo de obtener los retornos reales de las acciones. Cabe destacar que Ibbotson/Duff & Phelps publican el S&P 500 con el efecto neto de los dividendos reinvertidos. (Dimson et al., 2019) argumentan que extrapolar con base en el mercado de los Estados Unidos puede configurar un sesgo de éxito, por lo que recomiendan el uso de un PRM basado en el mercado global. Para ello crearon un

índice mundial sobre la base de 23 países, ponderando por la capitalización de cada mercado. El índice es expresado en dólares y corregido por la inflación de los EE:UU, y la tasa de interés libre de riesgo son los bonos del Tesoro de los EE:UU. A pesar de la atracción de ese índice para estimar los retornos a nivel global, hay que considerar que debe haber consistencia entre el PRM y el coeficiente de riesgo sistemático (coeficiente Beta), por lo que es conveniente recordar que los coeficientes beta fácilmente disponibles corresponden, mayoritariamente, al mercado de los EE:UU.

En el presente informe se recurrió como fuente de información a la publicación del Profesor Damodaran que computa el premio por riesgo para un período desde 1928 hasta la actualidad. El índice sobre el cual se calcula el PRM es el S&P 500 del NYSE. Así, el premio por riesgo de mercado para el período 1928-2021 es igual a **6.71%**.

4.3.7 ESTIMACIÓN DEL RETORNO SOBRE EL CAPITAL PROPIO PARA LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

Sobre la base de las consideraciones realizadas, la siguiente tabla 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 **14.27%**.

Costo del Capital Propio

Componente	Fórmula	Valor	Fuente/Criterio	
Tasa Libre de Riesgo en USD [%]	r_F	2.32%	Tbond 20Y - Promedio 6 años (Jul16-Jun22)	
Prima por riesgo país en USD [%]	r_C	7.03%	EMBI+ Promedio 6 años (Jul16-Jun22)	
Beta sin apalancamiento [adimensional]	$\beta_{USA\ unl}$	0.45	Damodaran promedio 3 años (2019-2021)	
Beta ajustado por apalancamiento [adimensional]	β_L	$\beta_{USA\ unl} * [1+(1-T)*D/E]$	0.73	Ecuación de Hamada
Premio por riesgo [%]	p_M	(r_F-r_L)	6.71%	Damodaran - período 1928-2021
Costo Nominal del Capital Propio después de impuestos [%]	k_E	$r_F + r_C + \beta_L * p_M$	14.27%	

4.3.8 COSTO DE CAPITAL DE TERCEROS

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 o 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 consideró la tasa de interés promedio ponderada del sistema bancario, para plazos mayores a 1 año⁶. Dicho valor, considerando el promedio mensual del período julio 2016 – junio 2022 (en consistencia con el plazo considerado para determinar la tasa libre de riesgo) es igual a **7.79%**.

Dado que esta es una tasa antes de impuestos, se debe descontar de la misma el pago de impuestos, lo que equivale a **5.45 %** después de impuestos como se muestra en la tabla siguiente:

Costo del Capital de Terceros			
Componente	Fórmula	Valor	Fuente/Criterio
Costo Nominal Deuda antes de impuestos [%]	DD	7.79%	Tasa de interés bancaria para empresas en USD, más de 1 año de plazo - Promedio 6 años (Jul16-Jun22)
Tasa impositiva [%]	t	30.00%	Fuente Alícuota del Impuesto sobre la Renta de El Salvador
Costo de la deuda después de impuestos [%]	r'_D $r_D * (1-t)$	5.45%	

4.3.9 ESTRUCTURA DE CAPITAL

La definición de la estructura de capital a los efectos del cálculo de la remuneración de capital a ser incluida en las tarifas se debe basar en el hecho de que, en el mundo real, 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). Es decir, la definición de la estructura de capital obedece a un proceso de optimización por parte de las empresas.

En general, la literatura financiera no provee una guía cuantitativa sobre cuál debe ser un ratio de deuda óptimo, el cual adicionalmente depende de otros factores inherentes al tipo de actividad, características de propiedad de las empresas, esquemas regulatorios, entre otros.

⁶ Fuente: Banco Central de Reserva de El Salvador

Sin embargo, existen dos grandes corrientes metodológicas para determinar la estructura de capital:

- *Benchmarking financiero*: consiste en la comparación de la estructura real del capital de empresas de la industria, esta comparación puede hacerse a nivel local, regional o a nivel global.
- *Definición endógena*: se define una estructura óptima u objetivo que surge a partir de despejar el nivel de apalancamiento a partir de la definición de los niveles o ratios de cobertura de intereses de deuda en el flujo de caja de cada empresa. Este método resulta financieramente consistente y realista (pues se base en los indicadores fundamentales que observan las instituciones financieras para definir sus políticas de financiamiento). Sin embargo, su utilización requiere de una evaluación caso por caso, y además intervienen variables fuera de la gestión de la empresa.

En el presente estudio, se recurrió a un *benchmarking* de empresas generadoras de energía eléctrica de El Salvador que participan en el Mercado Mayorista. En particular, la estructura de capital se determinó a partir de un promedio ponderado (por el tamaño del activo) del ratio [pasivo no corriente / activo] de las siguientes empresas generadoras:

Costo del Capital de Terceros

Empresa	D/(D+E)	Activos	Share
LaGEO	32.2%	774,097,061	30.0%
INE	38.0%	702,233,397	27.2%
EDP	62.8%	497,348,539	19.2%
Ventus	83.0%	142,106,606	5.5%
Termopuerto	69.0%	126,532,007	4.9%
Providencia Solar	97.1%	115,957,889	4.5%
Orazul	9.8%	91,521,348	3.5%
La Trinidad	87.2%	48,161,020	1.9%
Acajutla Energía Solar I	61.7%	36,946,141	1.4%
Nejapa	3.3%	34,815,454	1.3%
Sonsonate Solar	45.7%	11,833,806	0.5%
Capella Solar	0.0%	3,070,544	0.1%

Fuente: Estados Financieros depositados en el Registro de Comercio.

De esta forma, la estructura de capital resulta igual a **47.47%**.

4.3.10 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.

Costo de Capital (Nominal después de impuestos)

Componente		Fórmula	Valor
Costo Nominal del Capital Propio después de impuestos [%]	r_E	$r_F + r_C + \beta_L * p_M$	14.27%
Costo de la deuda después de impuestos [%]	r'_D	$(r_F + r_C + SS) * (1-t)$	5.45%
Estructura de capital	W_D	$D/(D+E)$	0.47
Costo Nominal del Capital después de impuestos [%]	WACC	$r_E * (1-W_D) + r'_D * W_D$	10.09%

4.3.11 TASA WACC EN TÉRMINOS REALES

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

La tasa nominal se puede utilizar para realizar análisis de rentabilidad si los flujos de fondos coinciden con el tipo de tasa que se aplica, sin embargo para el cálculo de remuneración anual requerida por gastos de capital se requiere una tasa real, pues los costos que se deducen de este ejercicio son ajustados posteriormente por la inflación pertinente, de no ser así se estaría considerando doblemente la inflación, generando un costo adicional a los usuarios finales.

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 julio 2016 – junio 2022) es de **2.00%**, 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.

La especificación matemática para calcular una tasa real, a partir de valores nominales y de la inflación considerada, es la siguiente:

$$WACC'_{R-ai} = \frac{\frac{WACC}{(1-t)} - \pi_{USA}}{(1+\pi_{USA})} \quad [7]$$

Donde:

$WACC'_{R-ai}$ 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 **12.17 %**, según se muestra en la tabla siguiente.

Componente		Fórmula	Valor
Costo Nominal del Capital después de impuestos [%]	WACC	$r_E * (1-W_D) + r'_D * W_D$	10.09%
Inflación en USD largo plazo [%]	π_{USA}	<i>Spread bonos UST 10</i>	2.00%
Costo Real del Capital antes de impuestos [%]	WACC real-antes impuestos	$WACC'_{R-ai} = \frac{\frac{WACC}{(1-t)} - \pi_{USA}}{(1+\pi_{USA})}$	12.17%

Tasa WACC. Resumen

Componente		Fórmula	Valor
Tasa Libre de Riesgo en USD [%]	r_F		2.32%
Prima por riesgo país en USD [%]	r_C		7.03%
Beta sin apalancamiento [adimensional]	$\beta_{USA\ unl}$		0.45
Beta ajustado por apalancamiento [adimensional]	β_L	$\beta_{USA\ unl} * [1+(1-T)*D/E]$	0.73
Premio por riesgo [%]	p_M	$(r_F - r_L)$	6.71%
Costo Nominal del Capital Propio después de impuestos [%]	k_E	$r_F + r_C + \beta_L * p_M$	14.27%
Costo Nominal Deuda antes de impuestos [%]	DD		7.79%
Tasa impositiva [%]	t		30.00%
Costo de la deuda después de impuestos [%]	r'_D	$r_D * (1-t)$	5.45%
Costo Nominal del Capital Propio después de impuestos [%]	r_E	$r_F + r_C + \beta_L * p_M$	14.27%
Costo de la deuda después de impuestos [%]	r'_D	$(r_F + r_C + SS) * (1-t)$	5.45%
Estructura de capital	W_D	$D/(D+E)$	0.47
Costo Nominal del Capital después de impuestos [%]	WACC	$r_E * (1-W_D) + r'_D * W_D$	10.09%

Componente		Fórmula	Valor
Inflación en USD largo plazo [%]	π_{USA}	<i>Spread bonos UST 10</i>	2.00%
Costo Real del Capital después de impuestos [%]	$WACC'_{R-di}$	$\frac{[(WACC-\pi_{USA})/ (1+\pi_{USA})]}$	7.93%
Costo Real del Capital antes de impuestos [%]	$WACC'_{R-ai}$	$\frac{\frac{WACC}{(1-t)}-\pi_{USA}}{(1+\pi_{USA})}$	12.17%

4.3.12 CONCLUSIONES

La metodología aplicada para la determinación de la tasa de costo de capital para remunerar la actividad de generación en El Salvador, siguiendo la práctica generalizada a nivel internacional, se fundamenta en el costo promedio ponderado de capital (*WACC*), donde el costo del capital propio se determina por el método de fijación de precio de los activos de capital (*CAPM*).

La metodología utilizada considera un escenario de coyuntura determinado por los efectos de la pandemia COVID-19 y la situación de la economía de los EUA.

El resultado obtenido con la metodología aplicada indica que la tasa mínima esperada de retorno real antes de impuestos de **12.17 %**. 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.

5. DETERMINACIÓN DEL MRT

El Art. 67-M del RLGE establece que el Cargo por Capacidad incluye un factor de ampliación de los costos fijos asociado con el **Margen de Reserva** que estará entre el 10% y el 20%. Cabe destacar que ni dicho reglamento ni el ROBCP definen la metodología de cálculo a utilizar para determinar el margen de reserva.

5.1 PROPUESTA METODOLÓGICA

Tomando en cuenta lo antes indicado, a continuación, se describe la metodología utilizada para determinar el MRT del sistema el cual será utilizado para determinar el CPC correspondiente al período 2022-2026.

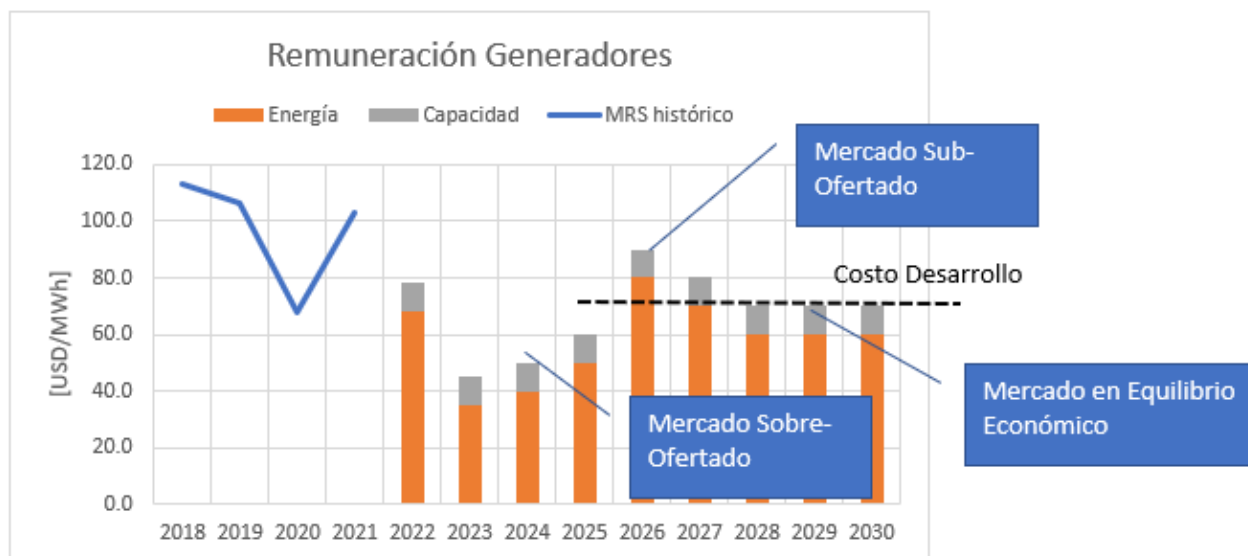
Los generadores de El Salvador son remunerados por dos conceptos:

- **Energía generada:** Valorizada al PRECIO DE MERCADO EN EL MRS (Costo Marginal de Corto Plazo + Cargos del Sistema)
- **Capacidad Firme:** Valorizada al Cargo por Capacidad

Nota: Las cantidades contratadas y los precios de la energía contratada de los generadores que venden su producción a empresas distribuidoras por medio de contratos de largo plazo se fijan a través de procesos de libre competencia supervisados por la SIGET.

Dado que los generadores y consumidores tienen libre acceso a comprar energía en el mercado spot, los precios de este mercado (precios en el MRS) se convierten en precios sombra para los contratos resultado de lo cual los precios de los contratos tienden a ser similares al promedio esperado de los precios en el MRS.

En un mercado en equilibrio, la remuneración total que recibe un nuevo generador debe permitir cubrir los costos de desarrollo (CAPEX+ OPEX) de la capacidad de generación de menor costo total disponible en el mercado (costo de desarrollo). En el equilibrio económico la remuneración total por unidad de energía generada tiende a ser próxima al costo de desarrollo del proyecto de generación de menor costo total.



En un mercado con SUB-OFFERTA de generación (**margen de reserva bajo**) los precios de la energía en el MRS deberían tender a ser **mayores** resultado de lo cual la remuneración total que reciben los generadores entrantes es mayor al costo de desarrollo del mercado siendo esta la señal económica que promueve **una mayor inversión** en capacidad de generación.

Viceversa, en un mercado con SOBRE-OFFERTA de generación (**margen de reserva alto**) los precios de la energía en el MRS deberían tender a ser **menores** resultado de lo cual la remuneración total que reciben los generadores entrantes es menor al costo de desarrollo del mercado siendo esta la señal económica que promueve un **retraso en la entrada en operación** de nuevos proyectos de generación.

Tomando en cuenta lo antes indicado, a continuación, se propone una nueva metodología para la determinación del MRT, entendiendo el margen de reserva que indica el Art. 67-M como una señal de precio relacionada con la sobre-oferta o sub-oferta de generación en el mercado. Dicha señal de precios se superpone a la señal resultante de los costos marginales que determina los precios en el MRS.

La figura siguiente muestra la forma en que se propone determinar el MRT de acuerdo con la nueva metodología. El MRT resulta función de la relación (PGT/DMAX) donde PGT es la Potencia Garantizada Total del parque de generación existente y DMAX es la Demanda Máxima del año 2021.

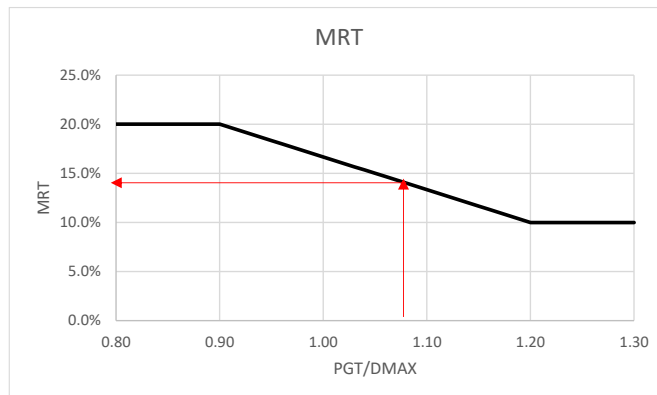
$$MRT[\%] = 50\% \times \left(1 - \frac{2}{3} \times \frac{PGT}{D_{MAX}}\right)$$

$$10\% \leq MRT \leq 20\%$$

Donde

PGT [MW] = Potencia Garantizada Total del parque de generación de ES. Potencia con probabilidad de excedencia 95%

DMAX [MW] = Demanda Máxima del año 2021



Para un dado valor de **DMAX** se observa:

- Si la **PGT** del parque de generación es **$PGT \leq 0.9 \times DMAX$** el **MRT** será igual a 20% indicando que el parque de generación **NO cuenta** con suficiente potencia garantizada para asegurar el normal abastecimiento de la demanda. Correspondientemente resultará máxima la señal de precio de potencia como forma de incentivar la instalación de nueva capacidad de generación.
- En cambio, si la **PGT** del parque de generación es **$PGT \geq 1.20 \times DMAX$** el **MRT** será igual a 10% indicando que el parque de generación **SI cuenta** con suficiente potencia garantizada para asegurar el normal abastecimiento de la demanda. Correspondientemente resultará mínima la señal de precio de potencia como forma de retrasar la instalación de nueva capacidad de generación.
- Para cualquier otro valor de PGT, es decir **$0.9 \times DMAX < PGT < 1.20 \times DMAX$** , el MRT será un valor comprendido entre 10% y 20% siendo menor cuanto mayor es el cociente PGT/DMAX dentro de ese intervalo.

La **PGT** del parque de generación se determina por medio un estudio de confiabilidad donde se evalúan todos los estados operativos posibles resultando de fallas simples y múltiples de las unidades que componen el parque de generación (2^n estados, donde n es el número de generadores).

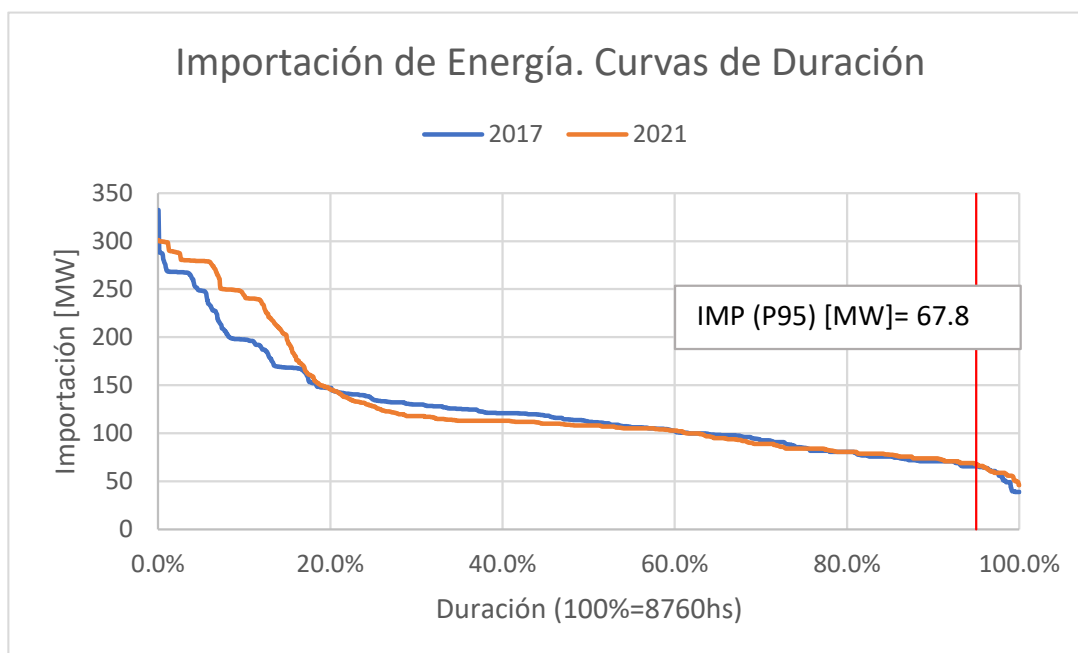
Para determinar la PGT se utiliza un algoritmo de convolución (ver **ANEXO II**). Los datos requeridos para el cálculo son:

- **Generadores Térmicos, hidráulicos, biomasa:** Potencia efectiva [MW] y sus respectivas Tasa de Indisponibilidad Total, suma de la Tasa de Indisponibilidad Programada (mantenimientos) y Tasa de Indisponibilidad Forzada (ver ANEXO III).
- **Generadores ERNC (eólicos, solares) que participan en el MM.** Se los simula como un generador convencional con una Potencia Efectiva igual a la Capacidad Firme (74.4 MW) y una Tasa de Indisponibilidad del 5%.

Tipo	PMAX	CFI
	[MW]	[MW]
Generador ERNC	267.9	74.4

Nota: los generadores ERNC conectados a redes de distribución no se toman en cuenta para determinar la PGT.

- **Importación de Energía.** Se simula como un generador convencional con una Potencia Efectiva igual a la Potencia de Importación registrada en 2021 en el intervalo de las 18 a las 22 horas con una probabilidad de excedencia del 95% (67.8 MW) y una Tasa de Indisponibilidad del 5%.



5.2 ANTECEDENTES REGULATORIOS INTERNACIONALES

Antecedentes de la nueva metodología de cálculo del MRT son:

México: El precio de la potencia en el Mercado de Balance de Potencia es dependiente del Margen de Reserva existente en las 100hs de menor reserva registrada en cada año (ver **ANEXO IV**).

Chile: El **Decreto Supremo N°62, Actualizado: 26-DIC-2020**⁷. Artículos 61 y 63 definen el Margen de Reserva Teórico. Este margen se utiliza para incrementar el precio de la potencia punta y no para aumentar la máxima demanda que se remunera. Con esto se busca dar una

⁷ La norma fue modificada por el Decreto Supremo 03-2022

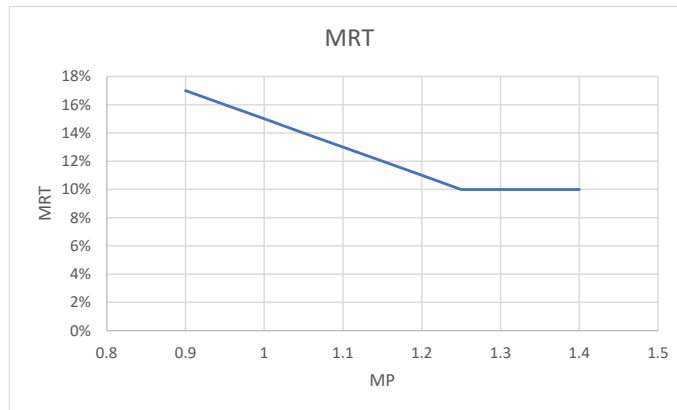
señal de precio, ya que entre mayor es el Margen de Potencia, menor el precio de la potencia de punta.

Decreto Supremo N°62

Artículo 61: El margen de reserva teórico o mínimo sobre-equipamiento en capacidad de generación que permite abastecer la potencia de punta en un sistema o subsistema eléctrico con una suficiencia determinada, dadas las características de las unidades generadoras y de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico, será determinado conforme a lo establecido en este reglamento

Artículo 63: En caso que el Margen de Potencia (MP) sea mayor a 1,25, el MRT será igual a 10%. En caso que el Margen de Potencia (MP) sea menor o igual a 1,25, el MRT será determinado conforme a la siguiente expresión:

$$MRT = 15\% - \frac{(MP - 1)}{0,05}$$

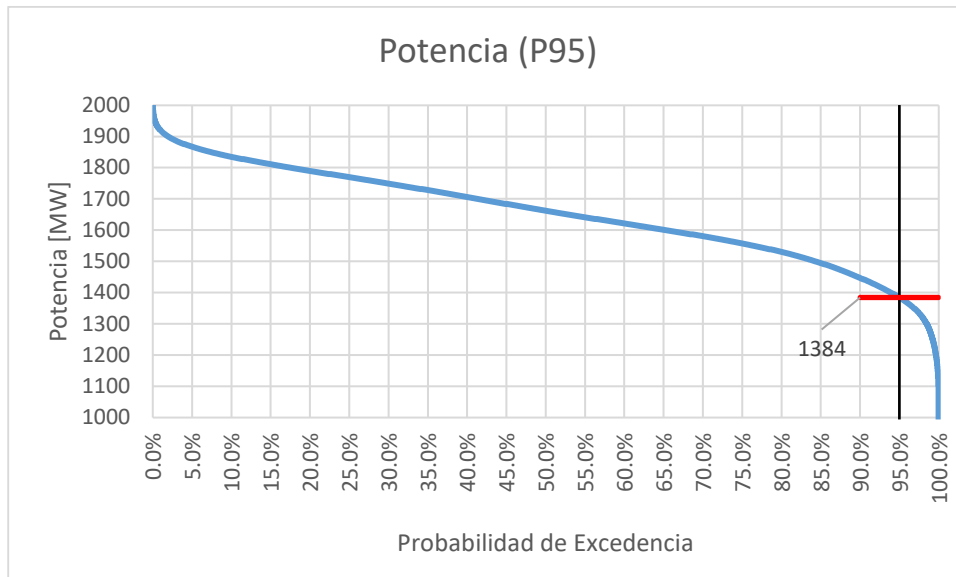


Nota: El Margen de Potencia (MP) se define como el cociente entre la sumatoria de la Potencia Inicial de las unidades generadoras y la Demanda de Punta, para cada subsistema o sistema, según corresponda.

5.3 MARGEN DE RESERVA TEÓRICO

5.3.1 POTENCIA GARANTIZADA TOTAL

La PGT es la potencia total del parque de generación que tiene una probabilidad de excedencia del 95%. La figura siguiente muestra la potencia disponible total del parque de generación actual de El Salvador en función de la Probabilidad de excedencia.

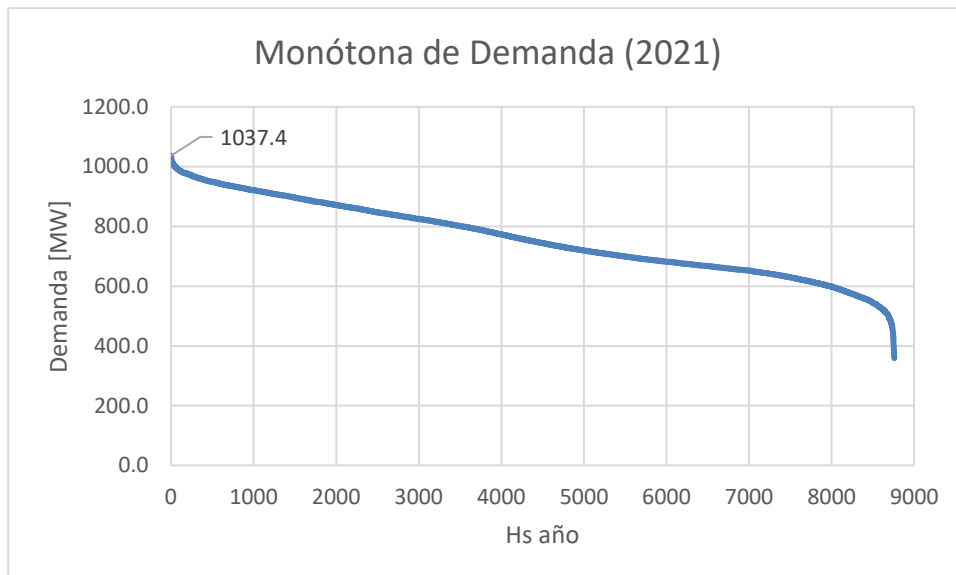


Se observa que para una probabilidad 95% la potencia total del parque de generación es igual a 1384 MW siendo este valor la PGT.

PGT [MW] = 1384

5.3.2 DEMANDA MÁXIMA (2021)

El valor de la DMAX del año 2021 es de 1037.4 MW. La figura siguiente muestra la monótona de carga.



5.3.3 MÁRGEN DE RESERVA TEÓRICO

Considerando los valores antes indicados de PGT y DMAX, resulta que $PGT/DMAX=1.33$, con lo cual se obtiene el valor del **MRT** que será utilizado para determinar el CPC del período 2022-2026.

$$MRT = MAX\left(10\%, MIN\left(20\%, 50\% \times \left(1 - \frac{2}{3} \times \frac{1384}{1037}\right)\right)\right) = 10\%$$

MRT (2022-2026) = 10% (valor mínimo)

Como antes comentado el valor resultante del MRT es indicativo de que actualmente en el MME de El Salvador existe una sobre-instalación de capacidad de generación. Esto es directa consecuencia de la entrada en operación de la central CC EDP y de la instalación de generación ERNC, que excede por mucho el crecimiento de la demanda de El Salvador abastecida desde el MME de El Salvador en los últimos años.

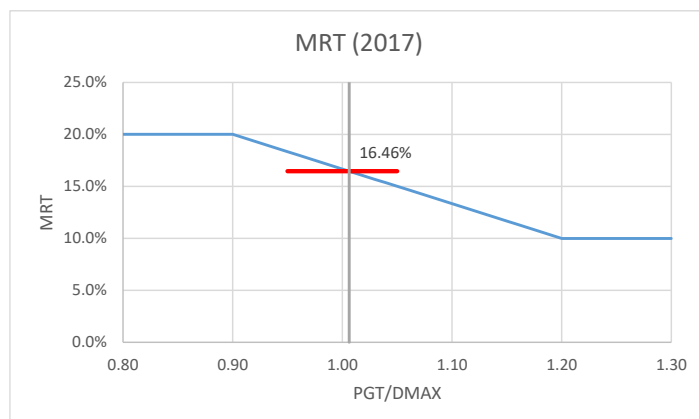
Es de esperar por lo tanto que, si no se instala nueva capacidad de generación en el mercado, el MRT permanezca en valores del orden del 10% hasta un año futuro donde la DMAX sea del orden de 1152 MW. Para valores mayores de DMAX crecerá el MRT hasta alcanzar el 20% cuando la DMAX sea 1537 MW.

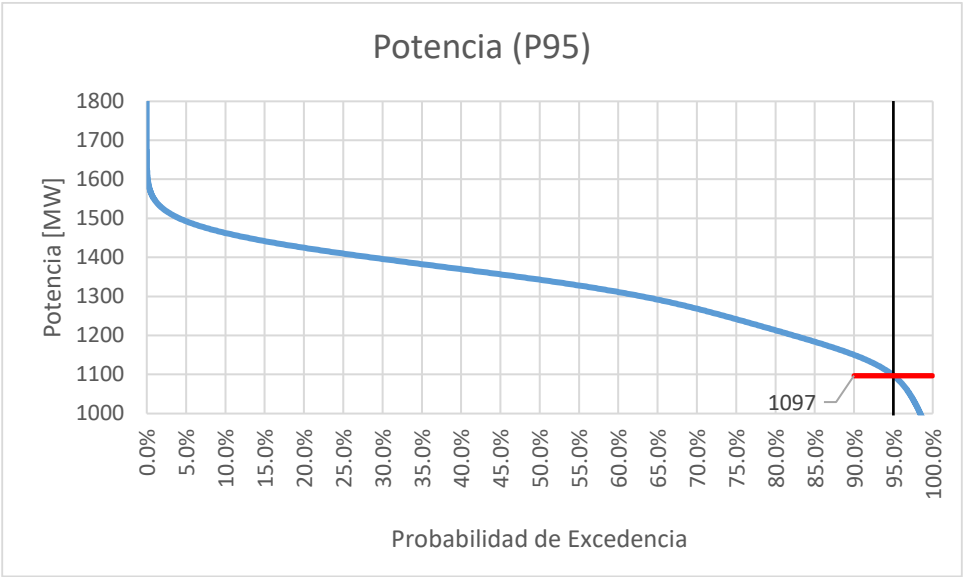
Análisis de consistencia con valores históricos

Como referencia de la aplicación de la nueva metodología, se realizó el cálculo del MRT que hubiese resultado en el año 2017 de ser aplicada en dicho año la nueva metodología de cálculo propuesta. El valor resultante es $MRT=16.46\%$, valor que resulta comparable al valor del MRT adoptado en 2017 (15.1%)

MRT CXC - 2017-2021

PGT	MW	1097.0
DMAX (2016)	MW	1090.3
PG/DMAX		1.0061
MRT		16.46%





6. CARGO POR CAPACIDAD POR CAPACIDAD PERÍODO 2022-2026

En consistencia con el referido artículo del RLGE, el Cargo por Capacidad se determina conforme la siguiente formulación:

Cargo por Capacidad (CPC) - [USD/kW-año]

Anualidad que cubre los costos de inversión y fijos de OyM de una unidad de generación diseñada en forma óptima para abastecer la demanda de punta del sistema, incrementada en un Margen de Reserva Teórico (MRT) que garantice una adecuada calidad de servicio. La anualidad se expresa por unidad de potencia efectiva (PEF) inyectada a la red de transmisión.

$$CPC \left[\frac{USD}{kW - \text{año}} \right] = \frac{\text{Anualidad Inversión [USD]} + \text{Costo Fijo OyM [USD]}}{PEF[kW]} \times (1 + MRT)$$

Para su determinación se ha considerado:

1. **Características de la Unidad de Punta:** Los estudios realizados permitieron determinar que la unidad de punta utilizada para determinar el Cargo Por Capacidad es una planta térmica tipo TG con una potencia del orden de 75 MW que utiliza como combustible el Diesel. La unidad seleccionada es una turbina 1x LM9000 Low Nox con una potencia ISO de 72.7 MW.
2. **Costos de Inversión:** De acuerdo con referencias internacionales y costos típicos, el costo total estimado del proyecto es próximo a 42.5 millones de USD, incluido el costo de la reserva de combustible establecido en la normativa vigente (equivalente al 20% de la energía máxima semanal). De este total 29.7 millones de USD (69.9%) corresponden al precio FOB de la Turbina incluyendo repuestos iniciales.
3. **Costos Fijos de OyM:** El Costo fijo de OyM estimado de la unidad de punta es de 0.643 Millones de USD/año.
4. **Tasa de Descuento:** Los estudios realizados permitieron determinar la Tasa de Descuento resultando **12.17%** según la metodología que se utilice para su determinación.
5. **MRT:** Los estudios realizados permitieron determinar el valor de MRT resultando igual al valor mínimo establecido por la normativa vigente (**10.0%**)
6. **Factor de Pérdidas:** De acuerdo con lo establecido en el ROBCP el factor de pérdidas se toma en cuenta al realizar la transacción por potencia por lo que no corresponde incluirlo en la expresión utilizada para determinar el CPC.

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

El valor resultante del CPC para el período 2022-2026 se muestra en el cuadro siguiente. Resulta un valor igual a **8.15 USD/kW-mes**. Dicho valor es un **8.2%** mayor al valor

determinado en 2017 (7.53 USD/kW-mes) y un **2.3%** mayor al valor vigente en el año 2021 (7.96 USD/kW-mes), último año del quinquenio anterior.

CARGO POR CAPACIDAD 2022 - 2026

Características de la unidad generadora

Tipo		Turbina TG Aeroderivada
Modelo		LM9000 Low Nox
Combustible		Diesel
Potencia ISO	MW	72.700
Heat Rate	BTU/kWh	7,980
Consumo Propio		2.0%
Derrateo x temperatura		6%

Costo de Inversión	KUSD	42453.9
Costo Unitario	US\$/kW	584.0

Costo Fijo de O&M	KUSD/año	643.6
------------------------------	----------	--------------

Cargo por Capacidad 2022-2026

Tasa de Descuento	MRT	CPC [USD/kW-m]	Variación Ref 2017	Variación Ref 2021
12.17%	10.0%	8.15	8.2%	2.3%

Cargo por Capacidad 2017-2021	USD/kW-m	7.53	2017
	USD/kW-m	7.96	2021

Índices de Inflación

Precio Unitario Turbina (FOB) (USD/kW)		8.0%
2022	385.0	
2017	356.4	
CPI-USA		12.9%
2021	271.0	
2016	240.0	
PPI-USA		18.8%
2021	216.2	
2016	182.0	
IPC-EI Salvador		5.3%
2021	115.9	
2016	110.0	

CARGO POR CAPACIDAD

Características de la unidad generadora

Tipo		Turbina TG Aeroderivada	1xLM9000 Low Nox
Combustible		Diesel	
Potencia ISO	MW	72.700	
Heat Rate	BTU/kWh	7,980	
Consumo Propio		2.0%	
Derrateo x temperatura		6%	

Costo de Inversión

Costo Unitario	US\$/kW	415.8
----------------	---------	-------

COSTO DE LA TURBINA SELECCIONADA

Precio de lista (FOB) + Repuestos Iniciales		kUS\$	29,668.87
Costos adicionales		kUS\$	12,785.07
COSTO TOTAL		kUS\$	42,453.94
		US\$/kW	583.96

Costo de generacion		kUS\$	29,668.87
Costo de transmision		kUS\$	4,407.55
Otros Costos		kUS\$	8,377.52
	VU (Años)	Tasa	
Costo anual equip. de generacion	20	12.17%	kUS\$ 4,014.43
Costo anual equip. de transmision	30	12.17%	kUS\$ 554.07
Costo anual Otros Costos	40	12.17%	kUS\$ 1,029.96
COSTO ANUAL POR CAPITAL			kUS\$ 5,598.46

Operación y Mantenimiento fijo	8.852	USD/kW-mes	kUS\$ 643.56
COSTO TOTAL ANUAL			kUS\$ 6,242.02

Costo mensual por capital	0.0790172		kUS\$ 442.37
Costo mensual por O&M	0.0833333		kUS\$ 53.63
COSTO TOTAL MENSUAL			kUS\$ 496.01

POTENCIA ISO		MW	72.7
POTENCIA NETA EN SITIO	7.9%	MW	67.0

COSTO UNITARIO EN SITIO		US\$/kW-mes	7.41
MARGEN DE RESERVA TEORICO	10.0%		

PRECIO CARGO POR CAPACIDAD		US\$/kW-mes	8.15
-----------------------------------	--	--------------------	-------------

7. MECANISMO DE REAJUSTE O INDEXACIÓN ANUAL DEL CARGO POR CAPACIDAD

7.1 REVISIÓN DE LA FÓRMULA DE INDEXACIÓN DEL CPC 2017-2021

En el período 2017-2021 el Cargo por Capacidad se ajustó anualmente conforme se estable en el ANEXO I DEL ACUERDO No. 563-E-2017, tal como se indica a continuación.

a. Se utilizará la siguiente fórmula para las indexaciones del Cargo por Capacidad:

$$CCA_n = CCA_{n-1} \left[\left(\frac{CPI_n - CPI_{n-1}}{CPI_{n-1}} \pm 0.005 \right) + 1 \right]$$

Donde:

CCA_n : Cargo por Capacidad Ajustado vigente durante el año "n".

CCA_{n-1} : Cargo por Capacidad Ajustado vigente durante el año anterior "n-1". La primera vez que se utilice la fórmula, la expresión CCA_{n-1} adoptará el valor del cargo por capacidad aprobado por la SIGET mediante el Acuerdo No. 563-E-2017.

CPI_n : Consumer Price Index for All Urban Consumers (CPI-U) de los Estados Unidos de América perteneciente al segundo mes anterior al mes en el que entrará en vigencia el Cargo por Capacidad Ajustado correspondiente al año "n".

CPI_{n-1} : Consumer Price Index for All Urban Consumers (CPI-U) de los Estados Unidos de América perteneciente al segundo mes anterior al mes en el que se realizó el último ajuste del Cargo por Capacidad. La primera vez que se utilice la fórmula, la expresión CPI_{n-1} adoptará el valor del CPI-U de noviembre de 2016.

b. La fórmula anterior se aplicará anualmente, siempre y cuando la variación del CPI-U de los Estados Unidos de América corresponda a un incremento o a una disminución que exceda el CERO PUNTO CINCO POR CIENTO (0.5%), ajustándose el Cargo por Capacidad únicamente en el exceso de la variación respecto al CERO PUNTO CINCO POR CIENTO (0.5%), de la siguiente forma:

- Si el incremento de la variación porcentual del CPI-U de los Estados Unidos de América supera el CERO PUNTO CINCO POR CIENTO (0.5%), se aplicará la fórmula anterior con el signo menos, es decir restándole algebraicamente el CERO PUNTO CINCO POR CIENTO (0.5%) a la variación del CPI-U, como se indica a continuación:

$$CCA_n = CCA_{n-1} \left[\left(\frac{CPI_n - CPI_{n-1}}{CPI_{n-1}} - 0.005 \right) + 1 \right]$$

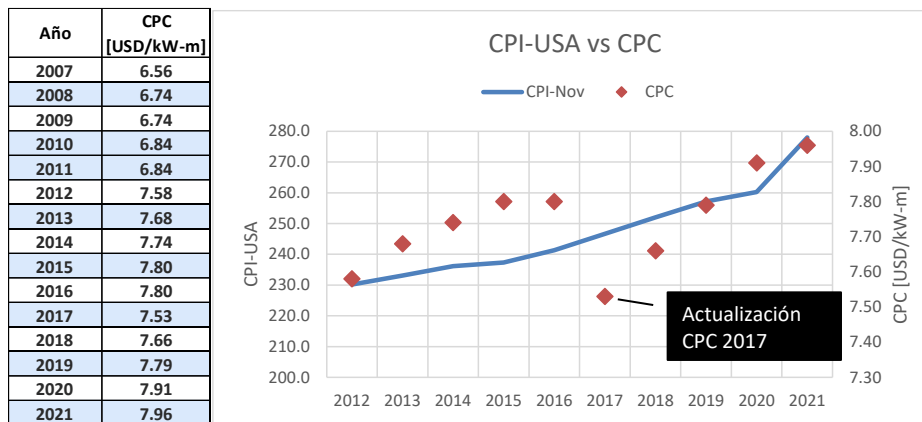
- Si la disminución de la variación porcentual del CPI-U de los Estados Unidos de América supera el CERO PUNTO CINCO POR CIENTO (0.5%), se aplicará la fórmula

anterior con el signo más, es decir sumándole algebraicamente el CERO PUNTO CINCO POR CIENTO (0.5%) a la variación del CPI-U, como se indica a continuación:

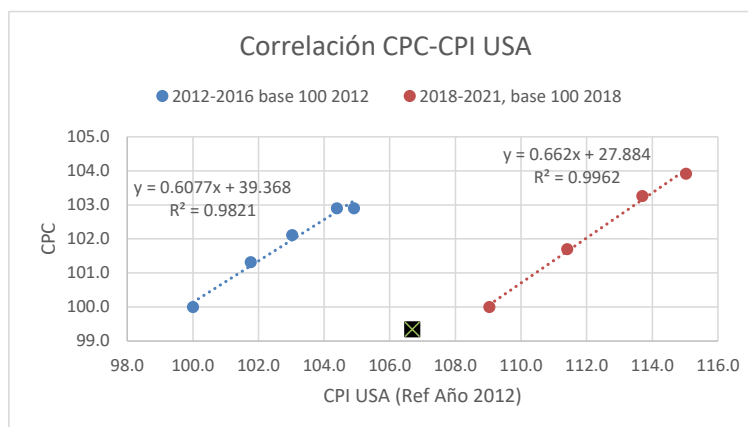
$$CCA_n = CCA_{n-1} \left[\left(\frac{CPI_n - CPI_{n-1}}{CPI_{n-1}} + 0.005 \right) + 1 \right]$$

c. En caso que la variación del CPI-U haya cumplido las condiciones establecidas en el numeral "b" anterior, el Cargo por Capacidad Ajustado entrará en vigencia en el mes de enero de cada año, previa aprobación de la SIGET; de no cumplirse dichas condiciones, no se ajustará el valor del Cargo por capacidad, por lo que la SIGET indicará mediante acuerdo que se mantiene en vigencia el Cargo por Capacidad del año anterior.

La figura siguiente muestra para el período 2011-2021 la variación resultante del CPI de USA y del Cargo por Capacidad resultante de la aplicación de la fórmula de ajuste establecida en los Acuerdos No. 375-E-2012 y 563-E-2017.



La figura siguiente muestra la correlación existente entre los valores de CPI USA y los valores de CPC para los dos últimos quinquenios. Se observa un alto índice de correlación ($R^2=0.99$) con excepción del año de recálculo del CPC (2017).



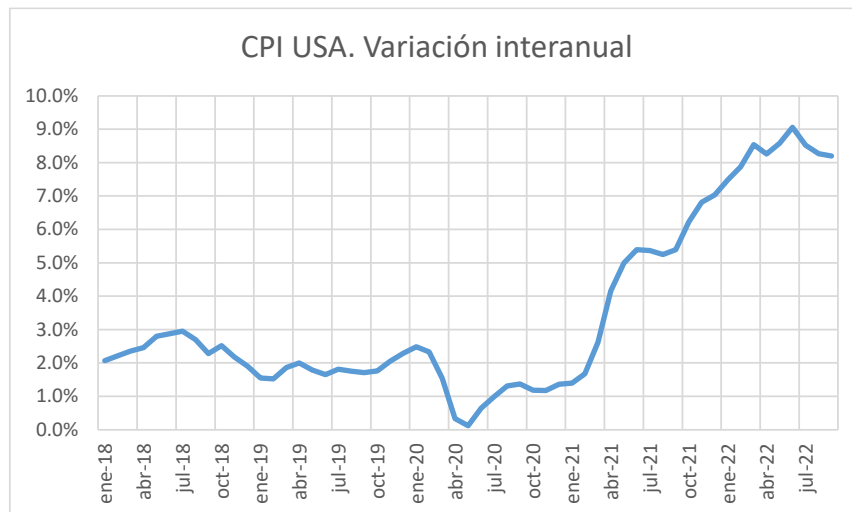
Se observa que:

- El Cargo por Capacidad acompañó las variaciones medias del CPI.
- Las variaciones del Cargo por Capacidad son más suaves que las del CPI lo que muestra que la fórmula de reajuste adoptada permite estabilizar los pagos que hace la demanda asociados al Cargo por Capacidad.

7.2 FÓRMULA DE INEDEXACIÓN DEL CPC PARA EL PERÍODO 2022-2026

Para el quinquenio 2022 – 2026 se propone una nueva metodología para la indexación del CPC que permita garantizar la estabilidad del cargo tanto en condiciones normales o ante coyunturas de alta inflación, que tome en cuenta que las variaciones de los costos para la determinación del CPC son menores que las del CPI de los Estados Unidos, y la referencia del CPI a utilizarse en la primera indexación del CPC, aspectos que se desarrollan a continuación.

Es importante señalar que la fórmula de ajuste utilizada en los quinquenios anteriores se considera válida para variaciones del CPI promedio del registro histórico (del orden del 2% anual). A partir de abril de 2021 por efectos de la pandemia COVID 19 y luego por la guerra entre Rusia y Ucrania, el CPI USA experimentó un rápido crecimiento llegando a valores de crecimiento anual del 9.0% tal como se observa en la figura siguiente.



En condiciones de alta inflación, como la observada en el 2022, se considera que la fórmula actual de ajuste anual del CPC no cumple con su objetivo de estabilizar dicho cargo ante altas variaciones del CPI. Por tal motivo, se propone una nueva alternativa de ajuste anual del CPC, similar a la que se utiliza para ajustar el precio de energía en contratos de largo plazo respaldados con generación renovable, caracterizada por ser inversiones de capital intensivo, es decir donde sus mayores costos son los costos fijos de capital y que ha sido de amplia aplicación en El Salvador.

En consistencia con lo anterior, en la nueva metodología se propone que la **variación anual del CPC sea igual al 70% de la variación interanual del CPI-USA**, a fin de estabilizar la señal económica del Cargo por Capacidad, y evitar que sea distorsionada debido a procesos

de alta inflación, que pueden ser coyunturales, y que no necesariamente reflejan, en el mediano o largo plazo, la evolución de los costos a considerar en la determinación del CPC.

Asimismo, se busca que la nueva fórmula de ajuste permita que el CPC acompañe las variaciones de costos de la unidad de punta tomando en cuenta los beneficios de escala que se logran al seleccionar la unidad de punta y las mejoras tecnológicas que caracteriza a la industria de nueva generación eléctrica, al mismo tiempo que tome en cuenta que la utilización del CPI de Estados Unidos en la fórmula de indexación permite mantener en términos reales la señal de precios del CPC tanto para generadores como consumidores. Es importante aclarar que la utilización del CPI-USA para indexar el CPC ha permitido mantener una señal estable de ese cargo en un contexto de inflaciones bajas, y en consecuencia garantizar un ingreso estable y previsible para los PMs generadores, en la remuneración de su capacidad firme. **Sin embargo, no refleja de manera exacta las variaciones de los componentes de costos que inciden en el cálculo del CPC;** razón por lo cual se considera que no debe trasladarse dicha variación de forma completa, sino solamente el 70% de la misma, tal como es la práctica en los contratos de largo plazo respaldados por generación renovable

Para sustentar lo antes indicado se muestra a continuación las variaciones observadas de los costos de capital en los últimos años resultantes de antecedentes internacionales disponibles. En la tabla siguiente presenta los precios FOB de una misma turbina indicados por la revista **Gas Turbine World Hanbook** (GTWH) utilizada como referencia para determinar el CPC.

Precio FOB Turbinas

Año	Modelo	Potencia	Heat Rate	CAPEX			CPI-USA	
		[MW]	(BTU/kWh)	MM USD	USD/KW	Variación	(marzo)	Variación
2017	LM6000PF	53.0	8175	21.6	407.55		243.801	
2022	LM6000PF	52.9	8130	22.5	425.33	4.4%	287.504	17.9%

Precio FOB Turbinas

Año	Modelo	Potencia	Heat Rate	CAPEX			CPI-USA	
		[MW]	(BTU/kWh)	MM USD	USD/KW	Variación	(marzo)	Variación
2017	1xFT4000 SP60	68.8	8305	24.5	356.36		243.801	
2022	1xFT4000 SP60	71.9	8232	27.0	375.52	5.4%	287.504	17.9%

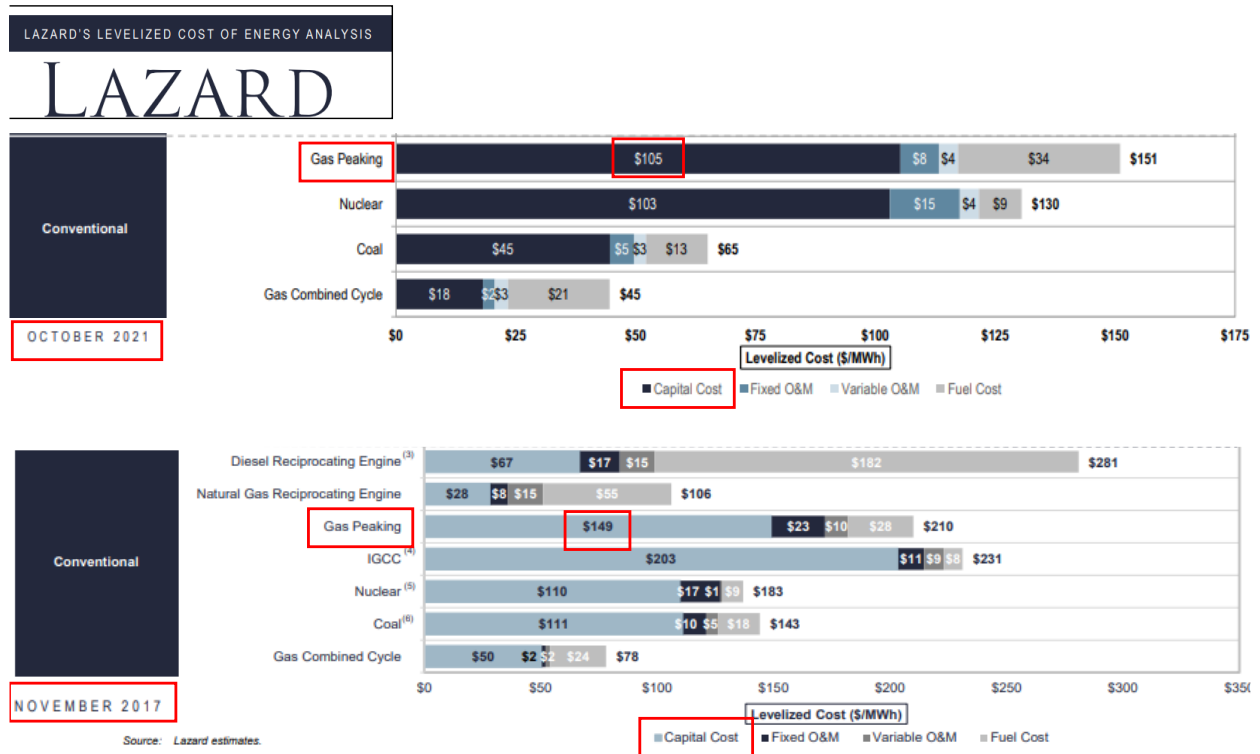
Precio FOB Turbinas

Año	Modelo	Potencia	Heat Rate	CAPEX			CPI-USA	
		[MW]	(BTU/kWh)	MM USD	USD/KW	Variación	(marzo)	Variación
2017	6F.03	82.0	9470	30.2	368.29		243.801	
2022	6F.03	88.0	9277	29.5	335.23	-9.0%	287.504	17.9%

De lo anterior se observa que para los tres tipos de turbinas, con rangos de potencia entre 50 y 90 MW, **la variación del Costo de Capital (CAPEX), uno de los principales componentes monetarios del cargo por capacidad, ha sido menor que la variación del CPI-USA en el mismo período**, lo cual confirma lo antes señalado de que las variaciones de los componentes de costos que inciden en el cálculo del CPC, no evolucionan de la misma manera que el CPI de los Estados Unidos.

Otras referencias confirman lo antes indicado. A modo de ejemplo, la figura siguiente muestra los costos de capital de turbina indicados en la publicación **LAZARD'S LEVELIZED COST OF**

ENERGY ANALYSIS de los años 2017 y 2021. De acuerdo con esta publicación los costos de capital de las turbinas en 2017 eran de 149 USD/MWh y en 2021 se redujeron a 105 USD/MWh.

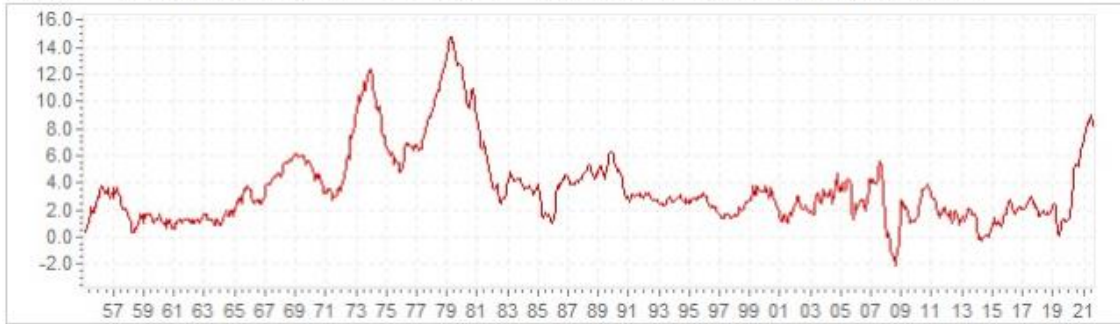


Por lo antes señalado, es de esperar que esas tendencias podrían repetirse en el futuro, resultado de lo cual los costos de capital en USD nominales tiendan a incrementarse a una tasa menor que la inflación de USA medida por el indicador CPI-USA.

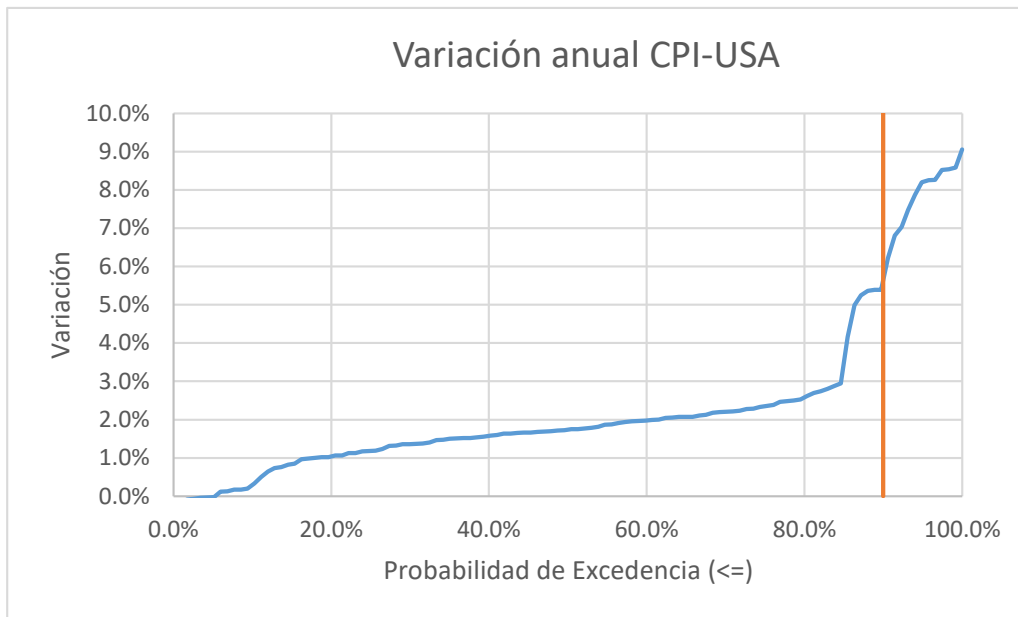
Otro aspecto a considerar en la nueva propuesta de ajuste del CPC está relacionado con el procedimiento de ajuste ante eventos de alta inflación que distorsionen la señal económica de estabilidad del CPC. Para esas condiciones se propone incluir en la fórmula de ajuste un valor máximo para la variación del CPC, partiendo del comportamiento histórico del CPI de los Estados Unidos.

La figura siguiente muestra la inflación de USA desde el año 1955 al presente. Como se indicó antes, en los últimos 20 años se observan índices de inflación del orden del 2% con máximos del 6% sólo superados en los últimos meses

Gráfico – inflación histórica del IPC Estados Unidos (anual) – plazo de medición íntegro



La figura siguiente muestra la probabilidad de excedencia de la variación interanual del CPI-USA correspondiente a los últimos 10 años (desde enero 2012 hasta septiembre 2022). Se observa que valores mayores al 5.6% de variación interanual tienen muy baja probabilidad de ocurrencia ya que el 90% de los valores de inflación son menores al 5.6% anual. Valores de inflación superiores al 5.6% se registraron sólo los últimos meses de 2021 y 2022 y en los años de la década de los años 70. En razón de lo anterior, para fijar la máxima indexación anual del CPC se propone utilizar el valor de 5.6%, valor representativo de una condición de alta inflación.



Finalmente, en la nueva propuesta de la fórmula de ajuste del CPC debe considerarse que el **CPC estimado de \$8.15/kW-mes para el período 2022-2026 no es estrictamente un valor referenciado al final del año 2021**, ya que para estimar la tasa de descuento, que se tomó en cuenta para su cálculo, se utilizó información⁸ correspondiente al año 2022 - al

⁸ Para los parámetros Tasa Libre de Riesgo, Prima por riesgo país, Costo Nominal Deuda antes de impuestos, utilizados

haber adoptado como parte de la ventana de 6 años de información, datos de enero a junio de 2022 -; de esa manera, si para el primer ajuste de 2023, se asumiera como mes de referencia del Cargo por Capacidad, noviembre de 2021, de forma similar a lo que se ha aplicado anteriormente, se duplicarían ciertos efectos que ya están recogidos en dicho cargo, en perjuicio de los Participantes de Mercado que realizan retiros de potencia en el MRS, así como de los usuarios finales. Por lo anterior, para el primer ajuste del Cargo por Capacidad (2023) se establece como criterio intermedio, que el CPI base deberá ser el de marzo de 2022, y para los siguientes ajustes anuales a ser efectivas en el mes de enero de cada año, el mes de referencia a utilizarse será el segundo mes anterior al mes en el que se realizó el último ajuste del Cargo por Capacidad.

Por las consideraciones y antecedentes antes comentados, relacionados con garantizar la estabilidad del CPC tanto en condiciones normales o ante coyunturas de alta inflación, que las variaciones de los costos para la determinación del CPC son menores que las del CPI, y que la referencia del CPI a utilizarse en la primera indexación del CPC, se recomienda adoptar la siguiente fórmula de ajuste del CPC:

$$CCA_n = CCA_{n-1} \left[\text{MIN} \left(5.6\%, \frac{CPI_n - CPI_{n-1}}{CPI_{n-1}} \right) \times 70\% + 1 \right]$$

Donde:

CCA_n: Cargo por Capacidad Ajustado vigente durante el año "n".

CCA_{n-1}: Cargo por Capacidad Ajustado vigente durante el año "n-1", inmediatamente anterior al año "n".

CPI_n: Consumer Price Index for All Urban Consumers (CPI-U) de los Estados Unidos de América perteneciente al mes de noviembre del año anterior al año "n", para el cual estará vigente el Cargo por Capacidad Ajustado CCA_n.

CPI_{n-1}: Consumer Price Index for All Urban Consumers (CPI-U) de los Estados Unidos de América perteneciente al mes de noviembre del año anterior al año "n-1", para el cual estuvo vigente el Cargo por Capacidad Ajustado CCA_{n-1}. No obstante lo anterior, la primera vez que se utilice la fórmula, la expresión CPI_{n-1} adoptará el valor del CPI-U de marzo de 2022.

para la determinación de la tasa de descuento, se utilizó una ventana de información de julio de 2016 a junio de 2022.

ANEXO I. REFERENCIA COSTOS DE MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA

EMERGING ENERGY – PROYECTO CHIHUAHUA



Fecha: 23 de diciembre de 2018

Estimado Daniel Llarens,

Abajo encontraras datos acerca del proyecto "Emerging Energy".

Proyecto: Central Térmica Emerging Energy

Localización: Chihuahua, México

Fecha de entrada en operación: 23 de diciembre, 2018

Fecha de inicio de construcción: octubre 2017

Potencia (MW): 111 MW netos

Consumo específico bruto (HHV) – kJoul/kWh: 8,836

Generadores marca: Wärtsilä OYJ

Tipo: 34SG

Costo total de la inversión – USD: US\$ 103 millones

Costo de O&M – fljos más variables: US\$ 8 millones

Atentamente,

Uri Magen-David

CFO







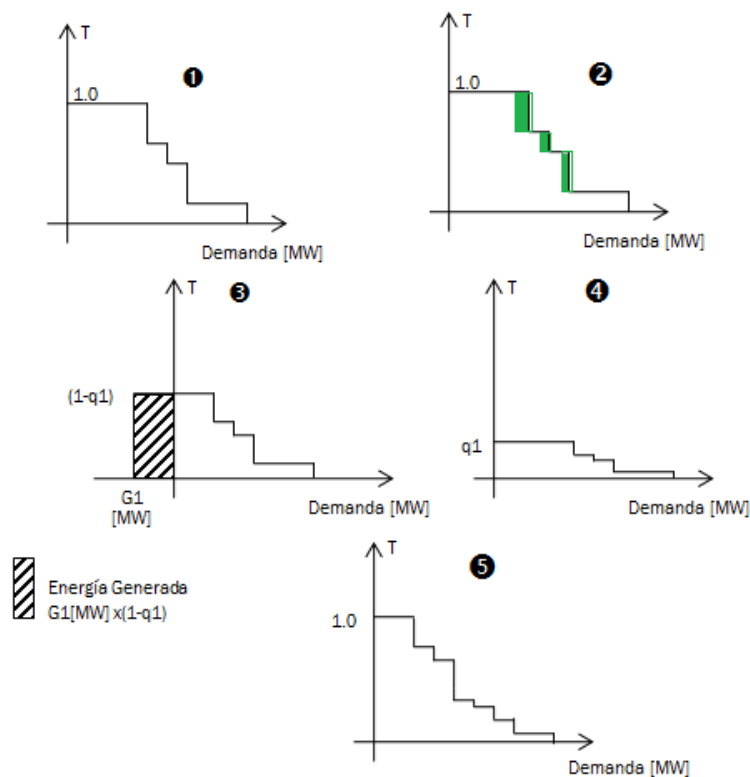
ANEXO II. ALGORITMO DE CONVOLUCIÓN.

A) Procedimiento de Cálculo utilizado para determinar la ENS por fallas en el equipamiento de generación.

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 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 5 pasos tal como se indica a continuación.

Proceso para el cálculo de ENS por medio de un algoritmo de convolución



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 demanda neta de la producción de energía ERNC tal como se indica en ②. En verde se indica la producción de ERNC. Dicha demanda residual es la que será abastecida por el parque de generación hidrotérmico más la importación de energía firme de lo cual resultará la ENS.

Paso 3: 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 ② (demanda neta de ERNC) 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 ③. La energía generada por G1 es el área resaltada y que en el ejemplo es igual a $G1 \times (1-q_1)$.

Paso 4: 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 ③.

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 ④.

La figura ⑤ muestra el resultante de sumar ambas curvas, siendo esta la demanda total que resta abastecer luego de considerar la producción de G1.

Paso 5: Repetir pasos 3 a 4 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 la demanda evaluada por fallas en el parque de generación.

B) Procedimiento de Cálculo utilizado para determinar la Potencia Garantizada Total (PGT) del parque de generación.

Para determinar la PGT 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.

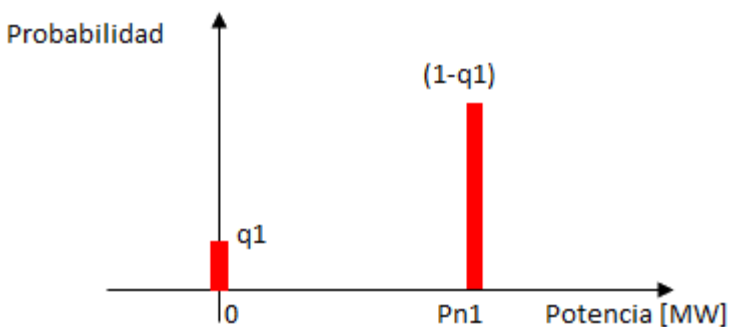
Para determinar la PGT se utiliza un algoritmo de convolución. El proceso es recursivo conforme se muestra en la figura siguiente.

Si se tiene un único generador (G1), se tendrán dos estados operativos posibles.

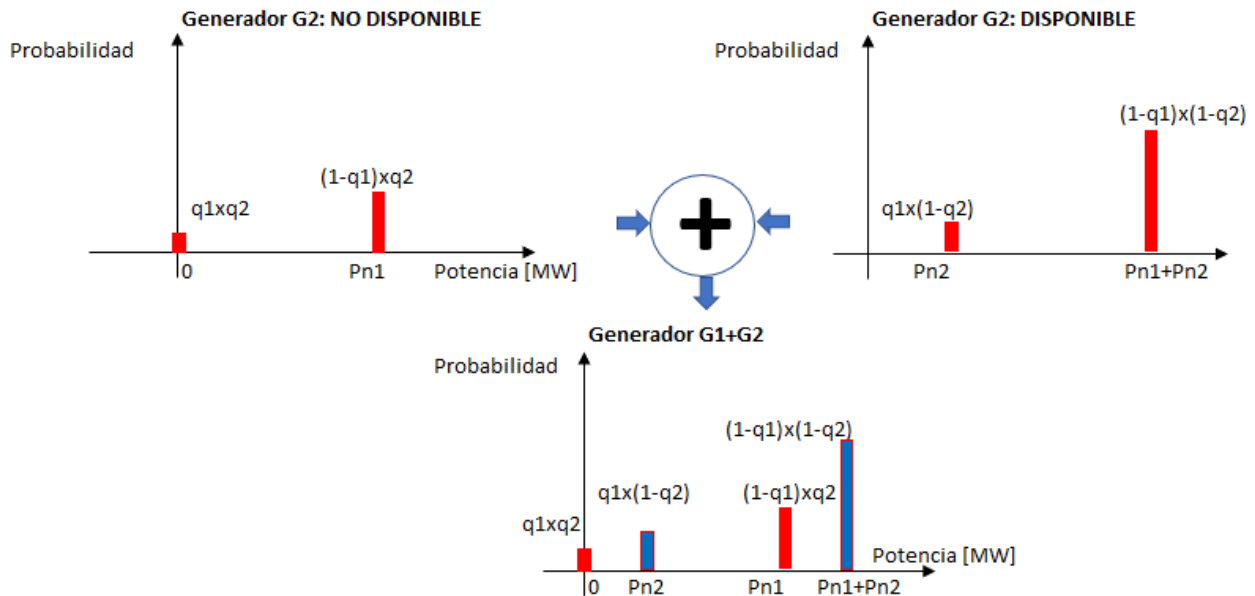
Estado 1: G1 fuera de servicio. Potencia Disponible = 0, Probabilidad: q_1

Estado 2: G1 en servicio. Potencia Disponible = P_{n1} , Probabilidad: $(1-q_1)$

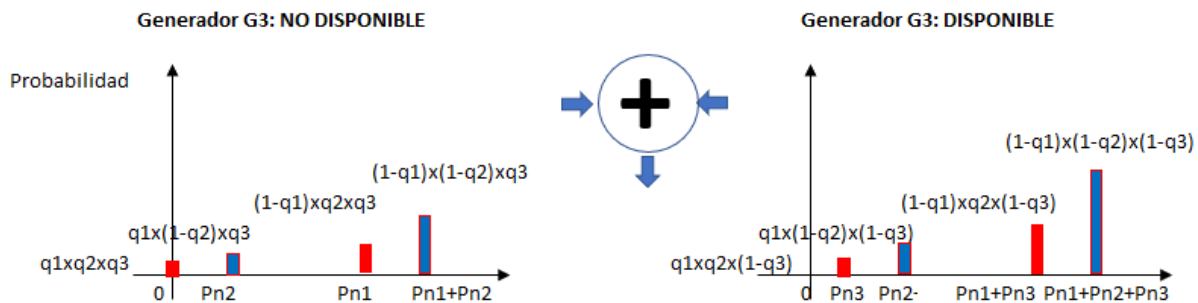
La figura siguiente muestra los dos estados operativos



Si se tienen dos generadores (G1, G2) se tendrán 4 estados operativos. La figura siguiente muestra los cuatro estados y las probabilidades asociadas a cada estado. Las potencias y probabilidad de cada estado se determina por superposición



Si se adiciona otro generador (G3) se tendrán 8 estados operativos (2^3). La potencia y probabilidad de cada estado se construye como se muestra en la figura siguiente



Con el mismo procedimiento se repite el proceso hasta sumar todos los generadores que existen en el mercado. La función de probabilidad resultante ($F(P)$) será la correspondiente al total del parque de generación.

Para determinar la PGT (potencia que tiene 95% de probabilidad de excedencia) se integra la función de probabilidad ($F(P)$) hasta que la suma se corresponda al valor buscado de probabilidad de excedencia, conforme se indica en la siguiente expresión.

$$95\% = 100\% - \int_0^{PGT} F(P) dP$$

⇒ El Valor de Potencia para la cual se cumple la igualdad es la **PGT**

ANEXO III. PARQUE DE GENERACIÓN UTILIZADO PARA LA DETERMINACIÓN DEL CPC

El Salvador

Características del Parque de Generación

Central	Pef [MW]	Ts.Falla
GUAJ	19.8	11.8%
15SE	185.5	14.9%
5-No	179.1	29.5%
CGRA	172.8	27.8%
edp-m1	18.4	0.9%
edp-m10	18.6	0.9%
edp-m11	18.6	0.9%
edp-m12	18.6	2.0%
edp-m13	18.6	10.8%
edp-m14	18.6	1.2%
edp-m15	18.6	1.2%
edp-m16	18.6	1.7%
edp-m17	18.6	1.1%
edp-m18	18.6	1.1%
edp-m19	18.6	1.7%
edp-m2	18.4	0.7%
edp-m3	18.4	7.6%
edp-m4	18.4	0.5%
edp-m5	18.6	2.1%
edp-m6	18.6	0.8%
edp-m7	18.6	1.2%
edp-m8	18.6	0.8%
edp-m9	18.5	1.2%
edp-u1	28.2	7.7%
ACAJ-M1	16.4	11.8%
ACAJ-M2	16.4	19.3%
ACAJ-M3	16.3	25.9%
ACAJ-M4	16.3	12.4%
ACAJ-M5	16.3	16.0%
ACAJ-M6	16.3	12.4%
ACAJ-M7	16.9	15.5%
ACAJ-M8	16.9	13.1%
ACAJ-M9	16.9	14.0%
ACAJ-U1	24.7	51.2%
ACAJ-U2	24.8	76.7%
ACAJ-U4	27.9	72.7%
ACAJ-U5	64.8	49.8%
AHUA-U1	23.4	9.4%
AHUA-U2	23.6	7.8%

Central	Pef [MW]	Ts.Falla
AHUA-U3	32.8	12.3%
BERL-U1	27.5	15.4%
BERL-U2	26.5	14.5%
BERL-U3	36.7	15.4%
BERL-U4	7.9	12.6%
BORE-M1	1.6	40.6%
BORE-M2	1.6	39.4%
BORE-M3	1.6	40.9%
BORE-M4	1.6	60.8%
BORE-M5	1.6	29.2%
BORE-M6	1.6	29.5%
BORE-M7	1.6	30.2%
BORE-M8	1.6	32.1%
GCSA-M1	3.7	41.7%
GCSA-M2	3.7	33.5%
GCSA-M3	3.7	25.4%
HILC-M1	1.6	25.3%
HILC-M2	1.6	25.0%
HILC-M3	1.6	25.8%
HILC-M4	1.6	25.6%
HOLC-M1	6.7	19.8%
NEPO-M1	5.5	10.0%
NEPO-M10	5.5	21.9%
NEPO-M11	5.5	12.6%
NEPO-M12	5.5	21.6%
NEPO-M13	5.5	18.7%
NEPO-M14	5.5	23.0%
NEPO-M15	5.5	19.9%
NEPO-M16	5.5	17.9%
NEPO-M17	5.5	20.7%
NEPO-M18	5.5	14.8%
NEPO-M19	5.5	15.7%
NEPO-M2	5.5	11.9%
NEPO-M20	5.5	23.6%
NEPO-M21	5.5	16.1%
NEPO-M22	5.5	14.3%
NEPO-M23	5.5	14.7%
NEPO-M24	5.5	12.6%
NEPO-M25	5.5	30.9%

Central	Pef [MW]	Ts.Falla
NEPO-M26	5.5	10.4%
NEPO-M27	5.5	21.0%
NEPO-M3	5.5	18.4%
NEPO-M4	5.5	18.5%
NEPO-M5	5.5	16.0%
NEPO-M6	5.5	19.2%
NEPO-M7	5.5	13.0%
NEPO-M8	5.5	16.6%
NEPO-M9	5.5	14.3%
SOYA-M1	5.0	28.1%
SOYA-M2	5.0	37.9%
SOYA-M3	5.0	34.7%
TALN-M1	17.0	48.2%
TALN-M2	17.0	50.1%
TALN-M3	16.8	22.3%
TALN-M4	8.4	28.1%
TALN-M5	8.4	25.9%
TALN-M6	8.4	31.7%
TALN-M7	8.4	24.7%
TALN-M8	8.4	33.2%
TALN-M9	8.4	62.0%
TEXT-M1	3.2	19.0%
TEXT-M2	3.3	19.8%
TEXT-M3	6.1	31.3%
TEXT-M4	6.5	49.0%
TEXT-M5	6.7	76.2%
TEXT-M6	7.4	13.9%
TEXT-M7	7.0	22.2%
TPTO-M1	18.0	14.0%
TPTO-M2	18.0	10.9%
TPTO-M3	18.0	16.5%
TPTO-M4	18.0	15.6%
CASSA-G1	26.4	57.0%
LANG-G1	49.1	59.5%
LCAB-G1	15.7	57.4%
CHAP-G1	36.6	46.2%
JIBO-G1	33.2	61.3%

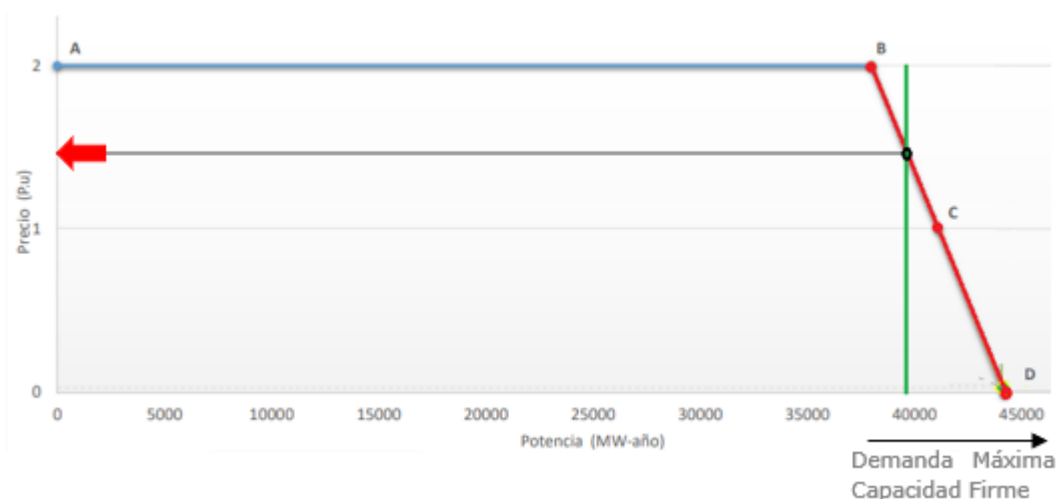
ANEXO IV. PRECIO DE LA POTENCIA EN EL MERCADO ELÉCTRICO DE MÉXICO

En el Mercado Eléctrico de México el Precio de la Potencia es determinado cada año en función del balance oferta / demanda en las denominadas 100hs críticas del mercado (horas de mínima reserva del año).

En este mercado el precio de la potencia es función de la reserva que posea el sistema, cuanto mayor reserva menor es el precio de la potencia. El procedimiento se muestra en la figura siguiente.

- Se define una curva de elasticidad del precio en función de la demanda (Recta roja que une los puntos B-C-D). Los puntos B, C y D se definen en función del Margen de Reserva (MR). El punto C se corresponde con un nivel de reserva óptimo. Los puntos B y D se definen en función del rango razonable de variación de la reserva que disponga el sistema ($\pm 7\%$ en el caso del sistema eléctrico de MX)
- Se determina la Capacidad Firme total del parque de generación (recta verde)
- La intersección de las curvas roja y verde determina el precio de la potencia. Cuando mayor es la capacidad firme total del parque de generación, más a la derecha estará la línea verde y por lo tanto menor será el precio de la potencia

MEM de México. Procedimiento utilizado para determinar el Precio de la Potencia



En el MEM de México el rango de variación del precio de la potencia en función del grado de adaptación de la oferta y la demanda (reserva) es entre 0 y 2 veces el costo unitario de la unidad de punta.