

ESTUDIO TÉCNICO FINANCIERO DE LA CENTRAL TÉRMICA ESMERALDAS EN EL PERÍODO 2005-2015

Játiva Jesús, Ph.D.

Ortiz M. Jorge I., Ing.

Escuela Politécnica Nacional

RESUMEN

El presente estudio tiene como objetivo determinar el pago por potencia en US\$/kW-mes que debería recibir una Central Térmica a vapor en el Mercado Eléctrico Mayorista del Ecuador para asegurar una rentabilidad adecuada. Para lo cual es necesario realizar un análisis financiero con la información proporcionada por la misma central y por el CENACE.

Para analizar un caso puntual, se proyectan los posibles escenarios de generación que tendría la Central Térmica Esmeraldas en un horizonte de 10 años, con el fin de analizar el impacto de los ingresos económicos por Potencia en su rentabilidad. Se analiza también la rentabilidad de la central para el caso real de 5,7 US\$/kW-mes de cobro por potencia.

PALABRAS CLAVE: Mercado Eléctrico Mayorista- MEM, Potencia Remunerable Puesta a Disposición- PRPD, Barra de Mercado BM, Regulación Primaria de Frecuencia RPF, Regulación Secundaria de Frecuencia RSF Tasa Mínima Aceptable de Retorno TMAR, Tasa Interna de Retorno TIR, Valor Presente Neto VPN, Costos variables de producción CVP, Stochastic Dual Dynamic Program SDDP.

1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad, los altos precios de la energía en el MEM ecuatoriano ha sido motivo de constantes análisis con el fin de reducirlos al mínimo posible. En el presente estudio se analiza el impacto del pago por Potencia a un generador del MEM ecuatoriano, teniendo en cuenta que actualmente tiene un valor fijo de 5,7 US\$/kW-mes, valor que dependiendo de los tipos de generadores podría resultar insuficiente (unidades de gas para cubrir demanda de punta), o excesivo (unidades económicas) al realizar el análisis de su rentabilidad.

jjativa@yahoo.com
jortiz@cenace.org.ec

En la última reforma al Reglamento Sustitutivo al Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista MEM, se establece que la mayoría de centrales hidroeléctricas y centrales termoeléctricas a vapor venderán en contratos a plazo el cien por ciento de su producción energética total, lo que significa que su energía no entra a comercializarse dentro del Mercado Ocasional.

Sin embargo para la realización del presente estudio a largo plazo se ha considerado la generación de la Central Térmica Esmeraldas dentro del Mercado Ocasional, la misma que se remunera al precio marginal de mercado, teniendo como variable el pago por PRPD en US\$/kW-mes.

2. TEORÍA MARGINALISTA APLICADA EN EL MEM ECUATORIANO PARA EL ESTABLECIMIENTO DE PRECIOS DE ENERGÍA

A partir del establecimiento del MEM el 1 de abril de 1999, se implantó el modelo económico marginalista para el establecimiento de precios de la energía hora a hora dependiendo de los generadores que se encuentren en línea.

De esta manera, los ingresos que tienen por hora los generadores pertenecientes al MEM, depende de la diferencia entre el costo variable de producción propio de cada unidad y el precio marginal horario de la energía, determinado por el costo variable de la unidad marginal, por lo que mayor será el beneficio cuanto mayor sea la diferencia entre estos costos, tal como se muestra en la Figura 1.

En la Figura 1 se observa que el generador 1 establece el precio marginal de la energía para una determinada hora, y que el beneficio (por venta de energía) de este es nulo, mientras que los generadores 2, 3, y 4 tienen costos variables menores que el precio marginal y por lo tanto obtienen unos ingresos por MWh vendido igual a la diferencia entre el costo del generador 1 (precio marginal) y su respectivo costo variable.

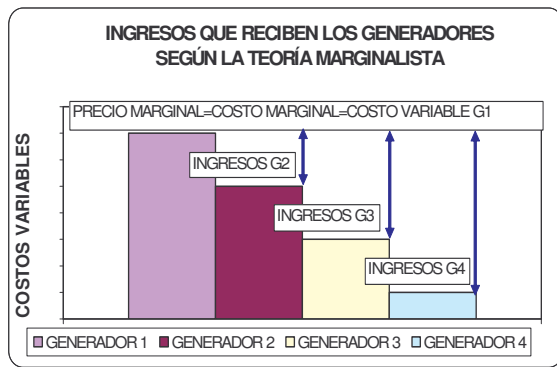


Figura 1: Modelo Marginalista – Precio Marginal

Es importante aclarar que la ganancia de los generadores que marginan en el MEM ecuatoriano es exclusivamente por el cobro mensual por Potencia, mientras que los demás generadores reciben utilidades tanto por la venta de energía como por el cobro de Potencia.

Según el modelo marginalista se observa que los generadores hidráulicos son los que mas ingresos reciben ya que sus costos variables son mínimos, mientras que las turbinas de gas que ingresan en el despacho económico para cubrir la demanda de punta son las unidades que marginan, por lo que no reciben ingresos por venta de energía. Esta señal puede provocar falta de incentivo en los inversionistas para promover la incorporación de nuevas unidades de este tipo.

3. REMUNERACIÓN POR ENERGÍA A GENERADORES DEL MEM

La Energía Neta es aquella que se liquida a los generadores, es decir, la energía total que genera (energía bruta) descontando su consumo de auxiliares. Esta energía es la que se entrega al Mercado Ocasional a disposición de la planificación del CENACE.

CASO 1:

Si el generador no ha pactado contratos, entonces pone a disposición toda su energía neta en el mercado ocasional. La remuneración al generador en este caso sería:

$$\text{RenergG}(i)_h = \text{Eneta}(i)_h * \text{PM}_h * \text{FN}(i)_h \quad (1)$$

donde:

$\text{RenergG}(i)_h$ = Remuneración al generador (i) a una hora h (US\$).

$\text{Eneta}(i)_h$ =Energía Neta entregada por el generador (i) a una hora h (kWh).

PM_h =Precio de la energía en la BM a una hora h (US\$/kWh).

$\text{FN}(i)_h$ =Factor de Nodo del generador (i) a una hora h.

CASO 2:

Si el generador ha pactado contratos con sus clientes, entonces pone a disposición en el mercado ocasional la diferencia entre su energía neta generada y la energía pactada en sus contratos. La remuneración al generador en este caso sería:

$$\text{RenergG}(i)_h = [\text{Eneta}(i)_h - \text{Econt}] * \text{PM}_h * \text{FN}(i)_h \quad (2)$$

donde:

$\text{RenergG}(i)_h$ =Remuneración al generador (i) a una hora h (US\$).

$\text{Eneta}(i)_h$ =Energía Neta entregada por el generador (i) a una hora h (kWh).

Econt =Energía total contratada por el generador a largo plazo, valor constante (kWh).

PM_h =Precio de la energía en la BM a una hora h (US\$/kWh).

$\text{FN}(i)_h$ =Factor de Nodo del generador (i) a una hora h.

Se toma de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico las siguientes definiciones:

3.1 Generación Obligatoria

Corresponde a la generación e importación despachadas exclusivamente para atender la demanda, con niveles de confiabilidad y seguridad integral o de una área del SNI, acorde con las Regulaciones y Procedimientos vigentes, independientemente de las restricciones de la red.

También se considera como obligatoria a la generación e importación seleccionadas en la programación de mediano o corto plazo para cubrir la demanda del Sistema, que no pueden ser retirada de operación, debido a que por sus características operativas deben cumplir un tiempo mínimo de operación o un tiempo mínimo de parada, independientemente de las restricciones de la red.

3.2 Generación Forzada

Es la generación e importación que, debido a limitaciones en la red del Transmisor o la de

un Agente del MEM, deben ser consideradas en el despacho económico con restricciones. Estas restricciones corresponden a limitaciones operativas declaradas por el Transmisor o el Agente, referidas a su topología existente o a aquella comprometida a ser corregida dentro de un plazo aprobado por el CONELEC.

También se considera Forzada la generación e importación que deben ser ingresadas en el despacho económico con restricciones, para cumplir localmente con los niveles de calidad establecidos.

3.3 Generación Inflexible

Se considera cuando, por causa del Generador o Importador, se presentan potencias adicionales sobre las potencias despachadas de una unidad de generación o importación, dentro de los límites operativos declarados por el Agente y aceptados por el CENACE.

3.4 Generación No Solicitada

Corresponde a la generación ingresada al SNI, por causa del Generador, sin autorización del CENACE, o cuya salida sea posterior a lo dispuesto por el CENACE, considerando los tiempos de arranque y parada declarados por el Agente y aceptados por el CENACE.

La Generación Obligatoria, Forzada, Inflexible y No Solicitada son remuneradas a sus costos variables de producción.

4. REMUNERACIÓN POR POTENCIA A GENERADORES DEL MEM

La remuneración que recibe un Generador por concepto de Potencia mensualmente, se desglosa en varias categorías como son: Potencia Remunerable puesta a Disposición PRPD, Reserva Adicional de Potencia RAP, Remuneración por RPF y RSF, y remuneración por concepto de Arranque – Parada de las unidades turbo vapor. Esto se expresa en la siguiente fórmula:

$$R_{pot_{total}}G(i)_m = R_{PRPD} + R_{RAP} + R_{RPF} + R_{RSF} + R_{A\&P} \quad (3)$$

donde:

$R_{pot_{TOTAL}}G(i)_m$ = Remuneración Total al generador (i) por concepto de potencia activa en el mes (m).

R_{PRPD} = Remuneración al generador (i) por concepto de PRPD.

R_{RAP} = Remuneración al generador (i) por concepto de Reserva adicional de Potencia.

R_{RPF} = Remuneración al generador (i) por concepto de RPF.

R_{RSF} = Remuneración al generador (i) por concepto de RSF.

$R_{A\&P}$ = Remuneración al generador (i) por concepto de Arranque -Parada.

Todos los rubros mencionados anteriormente son remunerados al Precio Unitario de Potencia (Corresponde al costo unitario mensual de capital más costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad generadora más económica para proveer potencia de punta o reserva de energía en el año seco identificado).

5. EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA CENTRAL TÉRMICA ESMERALDAS

Los métodos de evaluación financiera toman en cuenta el valor del dinero a través del tiempo y son básicamente el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). El VPN consiste en descontar o trasladar al presente todos los flujos futuros del proyecto, a una tasa de descuento igual a la Tasa Mínima Aceptable de Rendimiento (TMAR), sumar todas las ganancias y restarlas a la inversión inicial en tiempo cero. Si el VPN es mayor que cero se aceptará la inversión, dado que un valor positivo del VPN significa ganar la TMAR más el valor positivo del resultado, en términos del valor del dinero en tiempo cero. Si el VPN es menor que cero significa que las ganancias del proyecto no son suficientes siquiera para ganar la TMAR y, por tanto la inversión debe rechazarse.

$$TMAR = i + f + if \quad 4)$$

donde:

TMAR= Tasa mínima aceptable de rendimiento

i= porcentaje por riesgo

f = inflación del país

$$VPN = -P + \sum_{n=1}^k \frac{FNE_n}{(1+i)^n} \quad 5)$$

donde:

VPN = Valor presente neto, al año cero.
P = Valor de la inversión inicial.
FNE = Flujo neto de efectivo del año n.
i = Tasa de descuento.

Para calcular la TIR, por definición se debe cumplir que el VPN=0. Para aceptar la inversión, el valor que se obtenga de la TIR debe ser mayor a la TMAR. Si la TIR es menor que la TMAR, la inversión se rechazará. El cálculo de la TIR se lleva a cabo igualando la suma de los flujos descontados a la inversión.

En ambos métodos, VPN y TIR, se supone que las ganancias se reinvierten en su totalidad y que al reinvertirse ganan la misma tasa de descuento con la que fueron calculadas, lo cual en la práctica no necesariamente es cierto.

5.1 Metodología para el Análisis Financiero

Mediante la utilización del programa SDDP, se obtienen como resultados el despacho Hidrotérmico a largo plazo y los precios marginales de la energía.

Tanto el Despacho Hidrotérmico a largo Plazo como los Precios Marginales de la energía son los promedios aritméticos de los 50 escenarios hidrológicos posibles simulados en el programa SDDP, es así que todos los escenarios tienen la misma probabilidad de ocurrencia (escenarios secos y lluviosos). Se asume esta premisa debido a que la estacionalidad del sistema no tiene una función de distribución probabilística definida.

Lo que significa que en el largo plazo se tendrán años secos los cuales estarán lejos del promedio, pero también se presentarán escenarios hidrológicos altos, los mismos que también se encontrarán lejos del promedio aritmético. Por lo cual, en el largo plazo la energía real generada estará muy próxima al promedio aritmético proyectado.

Se toman como datos de entrada los planes de expansión de generación (CONELEC) y transmisión (TRANSELECTRIC), 50 posibles estacionalidades hidrológicas en las cuencas de los ríos que alimentan a las diferentes centrales hidroeléctricas del país, precio estimado del combustible, crecimiento de la demanda del país, ingreso del nuevo parque

generador del país, estado de la Central Térmica Esmeraldas (espectancia de vida respecto a su historial de funcionamiento), previsiones económicas del país (PIB, inflación, riesgo país).

5.1.1 Ingreso de Nuevos Proyectos de Generación 2005 - 2015

En función del Plan de Electrificación del CONELEC 2004-2013 y, realizando una estimación de las posibles fechas de ingreso de los grandes proyectos de generación eléctrica a futuro, se presenta a continuación las siguientes consideraciones:

- El ingreso del proyecto Mazar a partir de octubre año 2010, lo que permitiría generar 800 GWh adicionales, evitaría perder 550 GWh de agua que se vierte en el embalse Amaluza y que en conjunto Hidropaute podría generar 6380 GWh al año. Al momento se ha firmado el contrato de construcción y se ha iniciado la obra.
- La interconexión radial con Perú a 230 kV a partir de noviembre de 2005 con la interconexión en 230 kV Zorritos – Machala, esta primera etapa permitirá importar hasta 93 MW y 487 GWh / año. La siguiente etapa contempla la interconexión permanente de los sistemas eléctricos nacionales de Ecuador y Perú para enero de 2007. Debido a la configuración de la topología del sistema eléctrico peruano, no es posible tener una interconexión síncrona, siendo necesario estructurar la interconexión en forma asíncrona a través de un enlace “back - to - back” en corriente continua, a ser ubicado en la frontera de los dos países.
- El proyecto hidroeléctrico San Francisco a partir de abril del 2008 con una potencia de 230 MW y una producción promedio de energía anual de 1.403 GWh. Al momento están iniciados los trabajos de construcción.
- El ingreso de la segunda etapa de la interconexión con Colombia para diciembre de 2006, con lo que se podrá importar un máximo de 500 MW. Esto queda supeditado a la construcción de nuevas líneas de transmisión en el sur de Colombia para incrementar la transmisión de potencia hacia Ecuador.

- La segunda etapa de la Central Machala Power con 70 MW adicionales para agosto de 2008, hasta llegar a tres etapas (ciclo combinado de las unidades) con 312 MW en mayo de 2011, teniendo como combustible el gas del golfo de Guayaquil que la misma empresa explota.

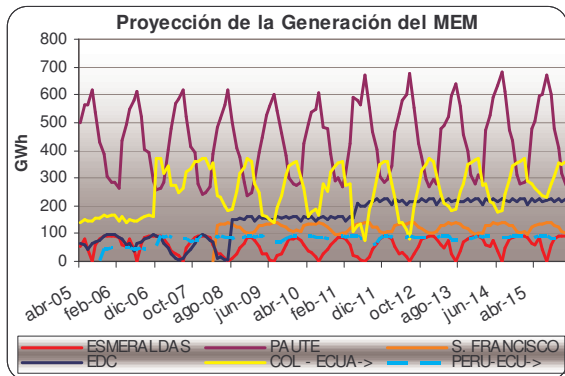


Figura 2: Despacho de Generación a largo plazo 2005-2015, ingreso de nuevos proyectos de generación al MEM

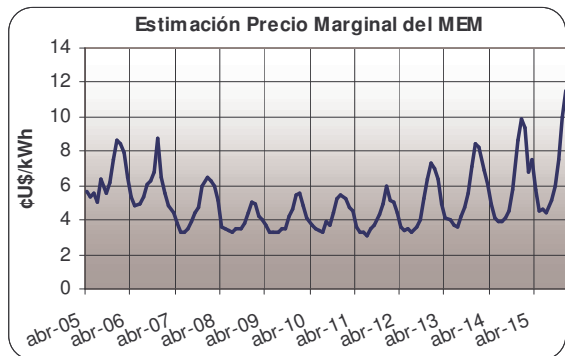


Figura 3: Precio Marginal del MEM 2005-2015

En la figura 2, se muestran los plazos estimados de ingreso de nuevos proyectos grandes de generación. Se puede apreciar que a partir del ingreso de Mazar (finales del 2010), la Central Paute obtiene una mayor capacidad de regulación de embalse, por lo que en época lluviosa ya no se despacha al máximo sino que se puede guardar el agua del embalse más tiempo que antes, optimizándolo de esta forma, evitando regar agua en época lluviosa y generando más energía en época seca.

Con la primera etapa de la Interconexión con Colombia se puede apreciar una dependencia muy grande de la misma, a pesar de pasar de estación seca a lluviosa. Al ingresar la segunda etapa, se puede apreciar una dependencia estacional.

A partir del ingreso de la segunda etapa de la Interconexión con Colombia, se puede observar que la generación de la Central Térmica Esmeraldas se vuelve exclusiva para la estación seca y se minimiza para la estación lluviosa. Sin embargo, a partir del 2013 se puede observar que por efecto del crecimiento de la demanda y a que no ingresan nuevos proyectos de generación, la producción de la Central Térmica Esmeraldas se va incrementando, con cual se repite el ciclo de necesidad de ingreso de nuevos proyectos a futuro.

Debido a que la generación de las Centrales San Francisco y Machala Power (EDC) son económicas, se puede observar que presentan una tendencia de generación de base a lo largo del tiempo. También se hace la misma consideración con la Interconexión con Perú.

La característica oscilatoria de las proyecciones expuestas refleja la dependencia hidrológica del país y por lo tanto una alta dependencia de las estacionalidades seca y lluviosa que se presentan cada año, es así que, en estación lluviosa las centrales hidráulicas generan al máximo y las térmicas al mínimo, y en época seca de manera inversa.

En la Figura 3 se puede observar que existe un tendencia de subida del precio de mercado hasta finales del 2006, cuando ingresa la segunda etapa de la Interconexión con Colombia, lo que refleja una bajada del Precio Marginal del MEM. Esto, sumado al efecto del ingreso de San Francisco, Machala Power, Interconexión con Perú y del proyecto Mazar, produce una caída de los precios de la energía hasta el año 2012, a partir del cual se presenta nuevamente una escalada de los precios de la energía eléctrica por efecto del crecimiento de la demanda evidenciándose la necesidad del ingreso de nuevos proyectos masivos de generación eléctrica.

5.1.2 Flujos Netos de Efectivo -FNE

En el presente análisis se calculará el monto del pago por potencia que debería recibir la Central Térmica Esmeraldas para diferentes estados de rentabilidad. Se analiza también la rentabilidad de la central para el caso real de 5,7 U\$/kW-mes de cobro por potencia.

Es importante aclarar que los valores que se obtengan como valor presente de los FNE no representarán los ingresos reales que tendrá

la central, ya que por tratarse de una proyección existen variables de las cuales no se tiene la certeza a futuro de su comportamiento (ejemplo: el precio del petróleo).

A continuación se presentan todas las consideraciones asumidas para la realización del presente análisis de resultados proyectados:

- a) **Energía Neta:** Se utiliza la proyección de la generación de la Central Térmica Esmeraldas 2005-2015.
- b) **Precio de Mercado:** Se utiliza la proyección de los costos marginales 2005-2015, calculados mediante el programa SDDP.

Tabla 1: Precios Marginales de Energía Ponderados del MEM 2005-2015

año	Precios Marginales Ponderados
	US¢/kWh
2005	6.487
2006	6.749
2007	4.954
2008	4.922
2009	4.425
2010	4.665
2011	4.752
2012	5.211
2013	5.838
2014	6.446
2015	7.482

Los costos marginales anuales ponderados se calculan en función de los costos marginales mensuales con la siguiente fórmula:

$$CM_{pond} = \frac{\sum_1^{12} CM_{mes} * GEN_{mes}}{\sum_1^{12} GEN_{mes}} \text{ [US¢/kWh]} \quad (6)$$

donde:

CM_{pond} = Costos marginales ponderados anuales.

CM_{mes} = Costos marginales mensuales proyectados.

GEN_{mes} = Generación mensual proyectada.

c) Costos Variables Central Térmica Esmeraldas:

Se utilizan los costos variables de la Central Térmica Esmeraldas estimados por el CENACE para la realización de las proyecciones de la generación (US¢ 3,8264/kWh), valor tomado en cuenta en función del historial del último año de funcionamiento de la central. Se asume un valor constante debido a la incertidumbre en los precios de los combustibles a futuro, ya que el combustible representa aproximadamente el 80% del total de los CVP, por lo que se podría decir que los costos variables dependen directamente de la variación de los precios del petróleo.

d) Ingresos por Energía: Son los ingresos económicos obtenidos exclusivamente por la venta de la energía generada de la central al precio de mercado, como lo expresa la siguiente ecuación:

$$INGR_{EN} = PM * Energ \text{ [US\$]} \quad (7)$$

donde:

INGR_{EN} = Ingresos por venta de energía

PM = Precio de mercado

Energ = Energía generada

e) Ingresos por Potencia: Se consideran los ingresos económicos obtenidos del cobro por la PRPD al MEM. Se asume una PRPD de 125 MW, teniendo como variable el pago mensual por PRPD en US\$/kW-mes. Sin embargo, como se trata de un ingreso mensual, y el análisis a realizar es anual, se toma la tasa de interés pasiva anual de los bancos para hallar el valor al final de cada año. Actualmente, el Banco del Pichincha paga una tasa de interés pasiva anual de 2.5% a sus clientes especiales.

Para obtener los ingresos anuales por potencia se calcula el Fondo Acumulado anual (FAa), para lo cual se necesita calcular la tasa de interés pasiva mensual, como se expresa en las siguientes ecuaciones:

$$im = (1 + ia)^{\frac{1}{12}} - 1 \quad (8)$$

$$FAa = INGRm_{POT} * \frac{(1 + im)^{12} - 1}{im} \quad (9)$$

donde:

ia = Tasa de interés pasiva anual

im = Tasa de interés pasiva mensual

FAa = Fondo acumulado anual, o, ingresos anuales por potencia

INGRm_{POT} = Ingresos mensuales por potencia

f) Egresos por Costos Variables:

Representa todos los egresos ocasionados en el proceso de la generación de energía eléctrica en la Central Térmica Esmeraldas, es decir, gastos en combustible y su transporte, lubricantes, productos químicos y otros insumos para operación, agua potable, energía eléctrica para servicios auxiliares, mantenimientos programados (preventivos y correctivos), durante un ciclo operativo, considerando el valor de los repuestos y otros insumos a utilizarse, así como la mano de obra adicional para la ejecución de dichos mantenimientos, costos variables de operación y mantenimiento de los equipos e instalaciones usados para el control y mitigación de impacto ambiental. Estos egresos dependen de la energía generada, es decir:

$$EGRcv = CVP * Energ \quad [US\$] \quad (10)$$

donde:

EGRcv = Egresos por costos variables

CVP = Costos variables de producción

Energ = Energía generada

g) Depreciaciones: En lo que se refiere a la depreciación anual de los bienes de la central, se tomará el criterio del Fondo Acumulado, que representa el valor futuro de la inversión inicial afectado por una tasa mínima aceptable de retorno, que para este caso se asume el valor de la inflación anual del país (3%, que es el valor de la inflación promedio pronosticado a futuro, tomando en cuenta que es una variable difícil de estimar). Se expresa en la siguiente ecuación:

$$FA = A \left[\frac{(1 + i)^n - 1}{i} \right] \quad (11)$$

$$FA = C(1 + i)^n \quad (12)$$

donde:

FA = Fondo acumulado

A = Depreciación anual (anualidad)

i = Tasa de inflación del país

n = Horizonte de la proyección

C = Inversión inicial

De las ecuaciones anteriores se obtiene la ecuación de la anualidad a depreciar:

$$A = C \left[\frac{i(1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \right] \quad (13)$$

Con la ecuación (13) se calcula la depreciación anual para cada escenario proyectado.

h) Tasa Mínima Aceptable de Retorno

TMAR: Si la TMAR fuera la tasa inflacionaria promedio para los próximos 10 años (3%), las ganancias de la empresa solo servirían para mantener el valor adquisitivo real que la empresa tenía en el año cero. Por lo cual se estima un valor de TMAR =5%, con lo que se estima una mínima ganancia como premio al riesgo por la inversión realizada.

i) Participación a trabajadores e impuestos:

Según la ley ecuatoriana, se asume en el presente análisis el 15% de participación anual a los trabajadores, además se considera el 25% destinado al pago por impuesto a la renta.

j) Valor de Salvamento:

Para esta fecha la central térmica Esmeraldas tiene 23 años de actividad, y se proyectan unos 20 años o más de funcionamiento debido al buen mantenimiento que se le ha brindado a las instalaciones, pero para el análisis financiero es necesario poner un tiempo de vida útil que son aproximadamente 35 años. La presente proyección se realizará para 10 años más de vida de la central. Esto no significa que luego de 10 años la central va a estar obsoleta, sino que la inversión ya se ha recuperado por vía fiscal, y si se puede vender equipos de la

misma se obtendrá el *valor de salvamento*. Luego de los próximos 10 años ya no se podría hacer fiscalmente ningún cargo, aunque la empresa mantuviera el bien en uso.

El valor de salvamento se asume como la recuperación del generador y, estructuras y edificios, lo que representa el 20% de la inversión.

- k) **Inversión Inicial:** Se asume como inversión inicial, la información que reposa en la Superintendencia de Compañías con respecto a la valoración de los activos fijos de la Central Térmica Esmeraldas.

5.1.3 Resultados Obtenidos

Se puede observar en la Figura 4, que el precio de mercado es suficiente como para que la Central Térmica Esmeraldas tenga una rentabilidad mayor al 11.2% (mínima rentabilidad propuesta por el CONELEC) sin considerar el pago por potencia.

Estas condiciones podrían variar sustancialmente en el caso del ingreso de nuevos proyectos de generación económica en el período de estudio, ya que bajaría el precio de mercado y consecuentemente los ingresos por venta de energía.

Es importante indicar que la alta rentabilidad estimada para la Central Térmica Esmeraldas se debe a que tiene unos costos variables de producción muy bajos (actualmente, luego de las centrales hidráulicas, es la central térmica a vapor más económica del MEM), lo que le permite que su generación se encuentre despachada la mayor parte del tiempo. Esto conlleva a que tenga grandes ingresos por venta de Energía, los que sumados a sus ingresos por potencia le dan una alta rentabilidad.

En la actualidad, los ingresos económicos de las empresas de generación pertenecientes al Fondo de Solidaridad son restringidos debido a las deudas que presentan cada mes las empresas eléctricas, motivo por el cual, en la práctica, la rentabilidad de una central de generación perteneciente al Fondo de Solidaridad no es tangible (solo existe en documentos) por lo que no se puede disponer de capitales para la repotenciación de la unidad y reinversión de capitales en la misma.

A continuación se presentan los resultados obtenidos:

Tabla 2: Resultados obtenidos del Análisis Financiero.

Pago por Potencia (U\$/kW-mes)	TIR (%)
0.0	17.927
0.5	19.481
1.0	20.999
1.5	22.461
2.0	23.870
2.5	25.266
3.0	26.649
3.5	28.019
4.0	29.379
4.5	30.728
5.0	32.067
5.5	33.397
5.7	33.926

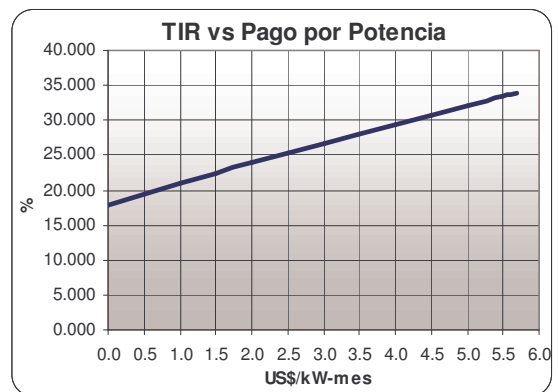


Figura 4: Tasa Interna de Retorno en función del Pago por Potencia

6. CONCLUSIONES

El presente análisis constituye un modelo de investigación, que refleja los resultados de rentabilidad de una central de generación a futuro tomando en cuenta las siguientes condiciones: Venta del 100 % de su energía en el Mercado Ocasional y estar al día en las transacciones financieras entre los agentes del MEM (dos condiciones que en la actualidad no se cumplen). Sin embargo nos da una pauta para estimar los ingresos que podría tener una central de generación en un mercado eléctrico más competitivo.

Los resultados obtenidos no sugieren necesariamente la disminución del valor del pago por Potencia a los agentes generadores pertenecientes al MEM, ya que el presente análisis constituye un estudio puntual para una

central a vapor. Además, para el caso más crítico de un agente que dependa exclusivamente del pago por potencia, como los generadores de punta, el valor actual del pago por Potencia podría resultar insuficiente.

Con el ingreso de los grandes proyectos de generación, las pequeñas unidades generadoras existentes serán desplazadas en el despacho económico. Esto conlleva una serie de vacíos legales, ya que surge una pregunta: ¿se debería seguir pagando por PRPD a unidades que resultan ser ineficientes y que ya no salgan despachadas, al ingresar al mercado unidades mucho más baratas y mucho más grandes?

Una proyección constituye en sí una estimación, ya que siempre tiene un grado de incertidumbre, y por lo tanto no representa estrictamente lo que va a suceder, es decir, puede ocurrir que los proyectos de generación que se han planificado que ingresen a futuro no se ejecuten debido a iliquidez de gobiernos siguientes o simplemente porque han cambiado las condiciones iniciales con que se planificó. Sin embargo para realizar una planificación a futuro hay que trabajar sobre una base de estudio, lo cual permitirá a la central y al MEM estar prevenidos para escenarios como los planteados y tomar decisiones y estrategias a futuro.

7. RECOMENDACIONES

En función de los resultados obtenidos se puede recomendar lo siguiente:

Una de las opciones para disminuir los precios de la energía en el Mercado Eléctrico Ecuatoriano, es revisar la rentabilidad de las Centrales de Generación del MEM, ya que al pagar por potencia un valor fijo a todos los generadores, se incurre en una distorsión de ingresos entre generadores. Mientras los generadores de punta tienen como único factor de ganancia el pago por Potencia, los generadores más económicos reciben ingresos por potencia y energía que podrían llegar a ser excesivos. Por lo cual, para tener referencia y poder calificar como excesivos o insuficientes los ingresos económicos de una central de generación, es necesario aplicar el presente estudio a cada generador del MEM.

Se recomienda establecer porcentajes reales de Rentabilidad para los diferentes tipos de generadores del MEM (hidráulicos, térmicos, turbinas a gas, etc.), y actualizarlos

anualmente, y cuando ingrese un nuevo proyecto de generación económica, ya que este ingreso incide en el precio de mercado, produciéndose el desplazamiento de las centrales menos económicas en el despacho de generación, causando que las centrales desplazadas generen menos energía y por lo tanto disminuya su rentabilidad.

8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] RUDNICK, Hugh. Seminario: Rentabilidad de Empresas de Generación Sector Eléctrico. Pontificia Universidad Católica de Chile. 1996.
- [2] BACA URBINA, Gabriel. Evaluación de Proyectos. Mc Graw Hill. 1997
- [3] MANKIW, N. Principios de Microeconomía. McGraw-Hill. 1998
- [4] Regulación CONELEC No. 007-00 "Procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista", 2000
- [5] Regulación CONELEC No. 006-00 "Procedimientos de Despacho y Operación", 2000

BIOGRAFÍA



Jorge Israel Ortiz Mármol, nació en mayo de 1976 en la ciudad de Riobamba, Ecuador. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional de Quito, en 2003.

Ha desempeñado sus labores profesionales en la Empresa Eléctrica de Riobamba en la Dirección de Planificación. Actualmente trabaja en el CENACE, en el Área Centro de Operaciones de la Dirección de Operaciones, como operador de Generación y Transmisión del S.N.I.

Jesús Játiva

Ingeniero Eléctrico (EPN 1981), Master of Science en Ingeniería Eléctrica y Doctor of Philosophy, Universidad de Texas en Arlington, USA (UTA 1988 y 1991), Miembro Postdoctoral en el Energy Systems Control Center (UTA 1991), Diplomado con Distinción en Técnicas de Planificación para el Desarrollo (Economía), Institute of Social Studies, Los Países Bajos (ISS 1998) y el Diplomado en Energy Conservation in Industry de ÅF-Energikonsult Syd AB, Suecia (1995). Actualmente es profesor Principal de la EPN y Jefe del Departamento de Energía Eléctrica.