

# Evaluación del impacto de la introducción de fuentes no convencionales de energía en el portafolio de generación de un generador.

## Impact Assessment of the Introduction of Non-Conventional Energy Sources in the Generation Portfolio of a Generator.

Juan Sebastián Guzmán-Feria<sup>a\*</sup>, Harley Francisco Suárez-Bermúdez<sup>a</sup>, Eduardo Alirio Mojica-Nava<sup>a</sup>, Henry Camilo Torres-Valderrama<sup>a</sup>.

Recibido: agosto 08 de 2014  
Recibido con revisión: mayo 05 de 2015  
Aceptado: mayo 19 de 2015

<sup>a\*</sup>Universidad Nacional de Colombia,  
Sede Bogotá  
Carrera 45 No 26-85  
Bogotá D.C. - Colombia  
Tel.: + (+57) 4611399  
jsguzmanf@unal.edu.co  
hafsuarezbe@unal.edu.co

### RESUMEN

El presente artículo evalúa un portafolio de generación de un generador convencional hidro-térmico en el cual se introduce una fuente no convencional de energía FNCE, para de esta manera analizar qué impacto produce este nuevo elemento sobre el valor esperado del ingreso por la producción de energía y el riesgo del mismo, modelados como la esperanza matemática y la varianza respectivamente.

### PALABRAS CLAVE

Energía eólica; esquemas de remuneración; fuentes no convencionales; optimización; portafolio óptimo; predicción probabilística.

### ABSTRACT

This paper evaluates a generation portfolio of a conventional hydro-thermal generator in which is introduced a non-conventional source of energy NCSE, to thereby analyze the impact produced by this new element in the expected value of the incomes due to the energy production, and the risk of the incomes, all this modeled as the mathematical expected value and the variance

### KEYWORDS

Non-conventional sources of energy; optimal portfolio; optimization; pay schemes; probabilistic prediction; wind energy

Energética 45, junio (2015), pp.33-39

ISSN 0120-9833 (impreso)  
ISSN 2357 - 612X (en línea)  
www.revistas.unal.edu.co/energetica  
© Derechos Patrimoniales  
Universidad Nacional de Colombia



## 1. INTRODUCCIÓN

Los sistemas de potencia son una infraestructura crítica, la cual tiene una fuerte incidencia sobre el desarrollo industrial de las naciones. El panorama actual de estos sistemas a nivel mundial evidencia nuevas tendencias para el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica, entre las cuales destacan especialmente la implementación de generación a través de fuentes no convencionales de energía y de sistemas de generación distribuida [Hammons & Styczynski, 2007]. A partir de estos nuevos paradigmas, surge la necesidad de estudiar sus comportamientos en el contexto colombiano, es decir mirar sus implicaciones desde el punto de vista técnico, económico, ambiental, entre otros.

El portafolio de generación actual en Colombia es básicamente hidro-térmico, según el informe de administración y operación del mercado para el año 2011 [XM, 2011], el 67% de la energía generada fue de origen hidroeléctrico y el 27% de origen térmico, el 6% restante provino de plantas menores y cogeneradores, esto implica que para el mercado eléctrico colombiano, la introducción de fuentes no convencionales de generación plantea un gran reto en diversos frentes, incluido el económico.

Con base en la investigación realizada acerca del panorama de las fuentes no convencionales de energía en Colombia se puede concluir que se dispone de un enorme y diverso potencial, para la introducción de estas en el mercado energético y en el mercado eléctrico nacional, entre las diversas fuentes se encuentran por ejemplo la energía solar, eólica, geotérmica, biomasa [Corpoema, 2010], cada una de estas con un grado mayor o menor de investigación y desarrollo en el país, así como con un potencial energético característico, a partir de lo cual se escoge la energía eólica como la fuente no convencional de energía a utilizar en este proyecto.

A pesar del poco grado de desarrollo y la poca promoción a través de políticas de gobierno de las fuentes no convencionales en el país, en la actualidad se puede apreciar cómo la energía eólica es la más ampliamente investigada en el país, así como la que mayor grado de desarrollo presenta, un claro ejemplo de esto es el proyecto Jepirachi en la guajira que cuenta con una capacidad instalada de 19,5 MW [Energética, 2010] el cual para el año 2004(año de instalación) y 2005 produjo 120GWh [Pinilla, 2009], por estas razones se decidió escoger la energía eólica como fuente representativa, pues además del gran potencial es una gran opción para el futuro energético del país.

Este artículo tiene cuatro objetivos principales, estos son:

1. Introducir los conceptos y fundamentos básicos de los esquemas de remuneración para FNCE

empleados en la actualidad, en el marco de los sistemas eléctricos.

2. Obtener un modelo de predicción probabilística que describa la generación de energía eólica en función de la velocidad del viento.
3. Plantear modelos matemáticos que describan los esquemas de remuneración de las FNCE.
4. Comparar los modelos planteados y analizar sus posibles impactos en el mercado eléctrico colombiano.

## 2. METODOLOGÍA

En la metodología empleada en el desarrollo del artículo se parte modelamiento de los esquemas de remuneración, esto a través del planteamiento microeconómico de ingreso, a partir de este se plantea la evaluación del ingreso esperado y el riesgo financiero de esto, a partir de la función de utilidad LMVUF, finalmente se optimiza matemáticamente esta función para cada uno de los modelos y de esta manera verificar los comportamientos de estos. La estructura planteada en el artículo se compone de cuatro partes, estas son:

- I. Predicción probabilística de la potencia eólica:** En esta parte se plantea el modelo matemático que describe la función de densidad de probabilidad de la producción de energía eólica en función de la velocidad del viento.
- II. Esquemas de remuneración:** Se hace una breve descripción de los esquemas de remuneración para FNCE en el marco de los sistemas eléctricos más usados alrededor del mundo
- III. Modelos de remuneración:** A partir de los esquemas descritos, se plantean tres modelos matemáticos de ingreso para los generadores que incluyan en su portafolio de generación FNCE.
- IV. Evaluación de los modelos, resultados y análisis:** A partir de herramientas estadísticas y matemáticas se realiza el análisis de optimización de los modelos planteados, y se muestran los resultados obtenidos a partir de estos.

## 3. PREDICCIÓN PROBABILÍSTICA DE LA POTENCIA EÓLICA

Para poder evaluar los impactos sobre los ingresos y los riesgos financieros de un generador asociados a la introducción de fuentes eólicas de energía es necesario modelar el comportamiento de esta, más exactamente de la cantidad de energía producida, pues estas fuentes presentan comportamientos estocásticos lo cual cambia por completo los ingresos [Morales, et al., 2014], por definición se tiene que:

$$\pi = P * Q \quad (1)$$

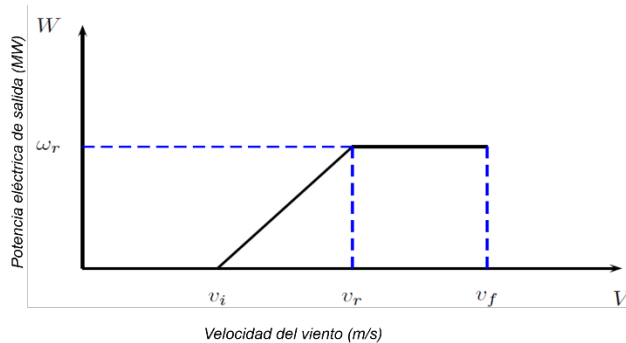
Dónde:

$\pi$ : Ingreso

$P$ : Precio

$Q$ : Cantidad

La energía eléctrica de origen eólica es producida a través de una máquina sincrónica llamada aerogenerador, la cual presenta un comportamiento específico como se puede ver figura 1. [Hetzer & Bhattarai, 2008].



**Figura 1.** Curva típica de potencia eólica de un aerogenerador. Fuente: “Elaboración propia”.

Matemáticamente este comportamiento está descrito por:

$$W(v) = \begin{cases} 0, & \text{si } V < v_i \text{ y } V > v_f \\ w_r \left( \frac{V - v_i}{v_f - v_i} \right), & \text{si } v_i \leq V \leq v_r \\ w_r, & \text{si } v_r \leq V \leq v_f \end{cases} \quad (2)$$

Dónde:

$W(v)$ : Potencia eléctrica producida en función de un valor de velocidad del viento.

$w_r$ : Potencia nominal de la maquina.

$V$ : Velocidad del viento.

$v_i$ : Velocidad de entrada en operación de la máquina.

$v_r$ : Velocidad nominal de operación de la maquina.

$v_f$ : Velocidad de desconexión de la máquina.

Como puede verse este comportamiento es dependiente de la velocidad del viento la cual es una variable estocástica que puede ser modelada a través de la función de densidad de probabilidad de Weibull [Hetzer, et al., 2008] 1, la cual está dada por:

$$f_v(v) = \left( \frac{\alpha}{\beta} \right) \left( \frac{v}{\beta} \right)^{\alpha-1} e^{-(v/\beta)^\alpha}, \quad 0 < v < \infty \quad (3)$$

Dónde:

$\alpha$  representa el parámetro de forma y  $\beta$  el parámetro de escala de la distribución de Weibull y  $v$  la velocidad del viento.

A partir de la función que describe a la máquina y la función que describe la velocidad del viento es posible establecer el comportamiento de la cantidad de energía eólica generada, esto se hace por medio de una función de densidad de probabilidad que lo describa, lo cual se logra haciendo una convolución entre estas dos funciones [Departamento de estadística, Universidad Nacional, 2014], dando como resultado:

$$f_w(w) = \begin{cases} 1 + e^{-\alpha v_f^\beta} - e^{-\beta v_i^\beta} & \text{si } W=0 \\ \int_0^{w_r} f_w(w) dW & \text{si } 0 < W < w_r \\ e^{-\alpha v_r^\beta} - e^{-\alpha v_f^\beta} & \text{si } W=w_r \end{cases} \quad (4)$$

Ya con esta función que describe el comportamiento probabilístico de la energía eólica, se halla el valor esperado de la producción de energía eólica y la incertidumbre o riesgo asociada a este valor, esto a través de la esperanza y la varianza.

#### 4. ESQUEMAS DE REMUNERACIÓN

Para poder describir el ingreso de los generadores con fuentes eólicas es necesario saber de qué manera se les pagará tanto las cantidades hidro-térmicas de energía como las cantidades eólicas, es decir cómo será su remuneración, para esto se asume que la energía de origen convencional se remunera por medio de ventas en el mercado mayorista, es decir por contratos y por ventas spot [CREG, 2008], mientras que la energía de origen eólico se puede remunerar de varias maneras, dando como resultado dos mecanismos generales y diferenciados que prevalecen alrededor del mundo, estas son:

##### 1. Remuneración por pago fijo y regulado

Este esquema plantea la compra de toda la energía eólica generada, la cual es pagada a través de un precio fijo y regulado por la autoridad nacional competente, lo cual es el caso de Alemania [Saldías, et al., 2008], y la primera forma de remuneración establecida en el Real Decreto 661 de 2007 para el caso de España [Agencia Estatal. Boletín oficial del estado., 2007], en esencia este planteamiento describe la filosofía del esquema de remuneración *Feed in tariff* [Saldías, et al., 2008].

##### 2. Remuneración a precio de mercado más bonificación

Este esquema plantea la entrada de la energía eólica al mercado convencional, promoviendo de esta manera la competencia y el fomento de esta, además de esto garantiza un bono de ingresos por la energía vendida en forma de bonos contra la emisión de contaminantes, cómo es el caso de Dinamarca [IRENA, 2012], este planteamiento básicamente expresa el funcionamiento del esquema de remuneración *Renewable Portfolio Standard* [Saldías, et al., 2008].

Estos esquemas de remuneración expuestos son el punto de partida para el planteamiento de los modelos de ingreso para los generadores con un portafolio de generación hídrico, térmico y eólico que se plantean en la siguiente sección.

## 5. MODELOS DE INGRESO

A partir de los esquemas anteriores se plantean tres modelos para describir el ingreso del generador, estos son:

### 1. Modelo 1(Feed in tariff)

$$\tilde{\pi} = \tilde{p}\tilde{Y} + P_E\tilde{Y}_E \quad (5)$$

Dónde:

$\tilde{\pi}$ : Ingreso <sup>1</sup>

$\tilde{p}$ : Precio ponderado de mercado.

$\tilde{Y}$ : Cantidad de energía convencional (hidro-térmica)

$P_E$ : Precio eólico (regulado)

$\tilde{Y}_E$ : Cantidad de energía hídrica

1: Todas las variables denotadas como  $\tilde{x}$  denotan una variable estocástica, esto debido a la naturaleza de su comportamiento.

Como puede verse el ingreso es una variable estocástica, debido a que también lo son el precio ponderado, la cantidad de energía hidro-térmica y la cantidad eólica que es la variable de interés, cabe mencionar que para efectos de la evaluación del modelo, la diferenciación entre precio de contratos (fijo) y precio spot (estocástico) es irrelevante, razón por la cual se hace el ponderado de estos dos y se remunera la energía convencional a este precio ponderado (esto también se cumple para los otros dos modelos).

En este modelo la energía convencional se transa a precio de mercado y la energía eólica a un precio especial fijo y regulado es decir describe por completo la filosofía del esquema Feed in Tariff.

### 2. Modelo 2(Intermedio)

$$\tilde{\pi} = \tilde{p}[\tilde{Y} + \tilde{Y}_E(1-h_E)] + P_E\tilde{Y}_E h_E \quad (6)$$

Dónde:

$h_E$ : Porcentaje de energía eólica.

En este modelo un porcentaje de la energía eólica es vendido a un precio eólico fijo y los excedentes son comercializados en el mercado mayorista a precio ponderado del mercado.

### 3. Modelo 3(Renewable Portfolio Standard)

$$\tilde{\pi} = \tilde{p}(\tilde{Y} + \tilde{Y}_E) \quad (7)$$

En este modelo la energía convencional al igual que la eólica se transa a precio ponderado de mercado, es decir bajo una libre competencia, es decir describe la filosofía del esquema Renewable Portfolio Standard.

## 6. RESULTADOS, EVALUACIÓN DE LOS MODELOS Y ANÁLISIS

Tomando en cuenta los parámetros a evaluar en el portafolio (Ingresos y riesgo) y con el fin de lograr una evaluación conjunta de estos, se utiliza la función utilidad lineal de varianzas LMVUF por sus siglas en inglés, la cual describe el comportamiento de un agente en un mercado con distintas preferencias al riesgo [Chavas & Pope, 1982], esta está dada por:

$$U(\tilde{\pi}) = E(\tilde{\pi}) - \gamma \text{Var}(\tilde{\pi}) \quad (8)$$

Dónde:

$U(\tilde{\pi})$ : Utilidad del portafolio.

$E(\tilde{\pi})$ : Valor esperado del ingreso.

$\text{Var}(\tilde{\pi})$ : Riesgo del valor esperado del ingreso.

$\gamma$ : Aversión al riesgo

El portafolio óptimo respecto a la energía eólica se obtiene optimizando la función de utilidad respecto a la variable  $\tilde{Y}_E$ , tomando en cuenta la condición de restricción dada por:

$$\bar{Y} + \bar{Y}_E = 1 = \bar{Y}_{TOTAL} \quad (9)$$

Dónde:

$\bar{Y}$ : Valor esperado de la cantidad de energía convencional.

$\bar{Y}_E$ : Valor esperado de la cantidad de energía eólica.

$\bar{Y}_{TOTAL}$ : Valor esperado del total de energía

2: Todas las cantidades denotadas como  $\bar{X}$  significan valor esperado.

De esta manera se obtiene entonces para cada uno de los siguientes resultados:

### 1. Modelo 1(Feed in tariff)

La función de utilidad para este modelo está dada por:

$$U(\tilde{\pi}) = \tilde{p}\tilde{Y} + P_E\tilde{Y}_E - \gamma[\sigma_p^2\sigma_Y^2 + \sigma_p^2\tilde{Y}^2 + \sigma_Y^2\tilde{p}^2 + P_E\tilde{Y}_E^2\sigma_{Y_E}^2] \quad (10)$$

Dónde:

$\tilde{p}$ : Precio ponderado esperado

$\sigma_p^2$ : Varianza del precio ponderado (%)<sup>3</sup>

$\sigma_Y^2$ : Varianza de la cantidad eólica (%)

3: Todas las varianzas son vistas como un porcentaje dado a partir del coeficiente de variación el cual se define como:  $CV = DV/\bar{X}$ , donde  $DV$  es la desviación estándar, es decir  $DV = CV * \bar{X}$ , elevando al cuadrado esta expresión se obtiene:  $Var = (CV)^2 * \bar{X}^2$ , donde  $\sigma_X^2$  (%) es la varianza vista como un porcentaje, es decir  $Var(\bar{X}) = \sigma_X^2$  (%) \*  $\bar{X}^2$  la varianza depende del valor esperado al cuadrado multiplicada por una constante (Navidi, 2006).

Para llegar al óptimo de producción de energía eólica en el portafolio de generación se hace uso de la optimización de La Grange, empleando condiciones de restricción de Kuhn-Tucker por medio de:

$$\mathcal{L} = U(\tilde{\pi}) + \lambda(\tilde{Y} + \tilde{Y}_E - 1) \quad (11)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \tilde{Y}} = 0 \tag{12}$$

$$\frac{\partial L}{\partial \tilde{Y}_E} = 0 \tag{13}$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = 0 \tag{14}$$

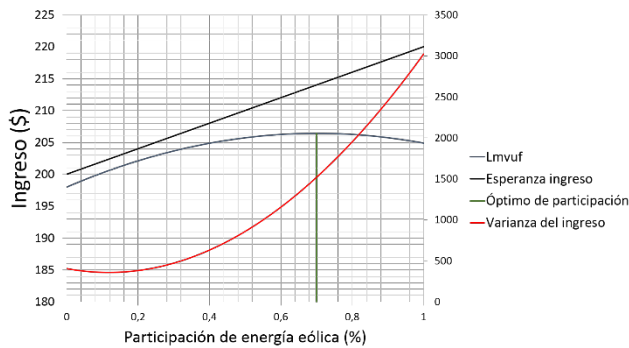
De esta manera el óptimo de producción de energía eólica en el portafolio de generación para un esquema de remuneración como el del modelo 1 está dado por:

$$Y_E^* = \frac{\tilde{P}^2 A}{P_E^2 \sigma_{YE}^2 (\%) + \tilde{P}^2 A} \left( 1 - \frac{\tilde{P} - P_E}{2\lambda \tilde{P}^2 A} \right) \tag{15}$$

Dónde:

$$A = (\sigma_p^2 \sigma_Y^2 + \sigma_p^2 + \sigma_Y^2) (\%) \tag{16}$$

La figura 2 ilustra gráficamente el óptimo para los valores específicos enlistados en la tabla I, los cuáles son seleccionados de manera arbitraria con el fin de expresar gráficamente los resultados de los óptimos de cada uno de los modelos.



**Figura 2.** Óptimo de energía eólica para el modelo 1 (Ejemplo específico).

**Fuente:** Elaboración propia.

$P$ (\$)	200
$P_E$ (\$)	220
$\sigma_p^2$ (%)	0.01
$\sigma_Y^2$ (%)	6.25
$\sigma_{YE}^2$ (%)	1
$\gamma$	0.005

**Tabla 1.** Valores utilizados para hallar el óptimo mostrado en el modelo 1

**Fuente:** Elaboración propia.

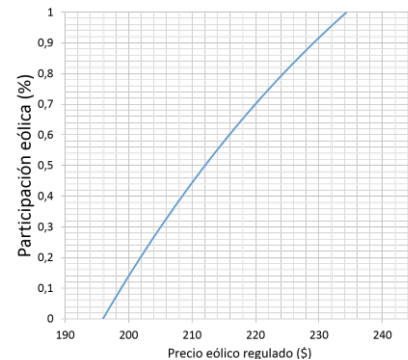
Como puede verse el óptimo depende de dos factores, uno de estos es el factor de variación de las cantidades estocásticas ponderado por los precios esperados al cuadrado, el cual está dado por:

$$\frac{\tilde{P}^2 A}{P_E^2 \sigma_{YE}^2 (\%) + \tilde{P}^2 A} \tag{17}$$

El otro factor es el factor de diferencia de precios dado por:

$$\frac{\tilde{P} - P_E}{2\lambda \tilde{P}^2 A} \tag{18}$$

La figura 3 ilustra el comportamiento del óptimo en función del precio eólico regulado, es decir ilustra la sensibilidad del punto óptimo de energía en función de la diferencia de precios, los valores utilizados para esta gráfica son los de la tabla 1.



**Figura 3.** Sensibilidad del punto Óptimo de energía eólica en función de la diferencia de precios (Ejemplo específico).

**Fuente:** Elaboración propia.

En la anterior figura se aprecia el comportamiento de óptimo de energía eólica en el portafolio en función del precio eólico regulado, si este precio es menor a \$195 la participación se ve negativa, es decir no debe participar, si este precio es mayor a \$234 la participación es mayor a 1, es decir se debe generar el máximo posible con energía eólica.

**1. Modelo 2 (Intermedio)**

La función de utilidad para este modelo está dada por:

$$U(\pi) = \tilde{P}\tilde{Y} + (1-h_E)\tilde{P}\tilde{Y}_E + \tilde{P}_E\tilde{Y}_E h_E - \lambda \left\{ \sigma_p^2 \sigma_Y^2 + \sigma_p^2 \tilde{Y}^2 + \sigma_Y^2 \tilde{P}^2 + (1-h_E)^2 \left[ \sigma_p^2 \sigma_{YE}^2 + \sigma_p^2 \tilde{Y}_E^2 + \sigma_{YE}^2 \tilde{P}^2 \right] + P_E^2 h_E^2 \sigma_{YE}^2 \right\} \tag{19}$$

Optimizando:

$$Y_E^* = \frac{\tilde{P}^2 A}{\tilde{P}^2 A + \tilde{P}^2 (1-h_E)^2 B + P_E^2 h_E^2 \sigma_{YE}^2 (\%)} \left( 1 - \frac{h_E (\tilde{P} - P_E)}{2\lambda \tilde{P}^2 A} \right) \tag{20}$$

Dónde:

$$A = (\sigma_p^2 \sigma_Y^2 + \sigma_p^2 + \sigma_Y^2) (\%) \tag{21}$$

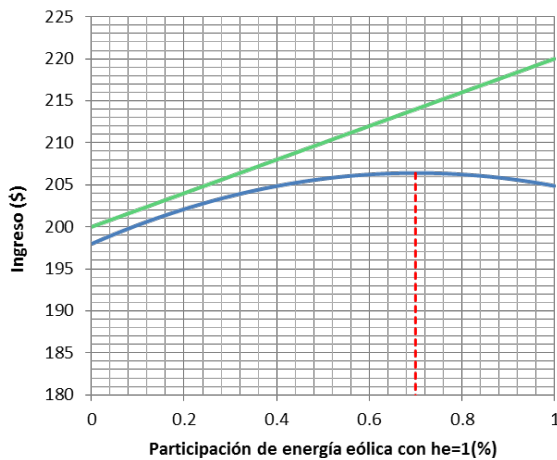
$$B = (\sigma_p^2 \sigma_{PE}^2 + \sigma_p^2 + \sigma_{YE}^2) (\%) \tag{22}$$

En este modelo el óptimo al igual que en el modelo anterior está dado por los mismos dos factores mencionados anteriormente, estos están dados por:

$$\frac{\tilde{P}^2 A}{\tilde{P}^2 A + \tilde{P}^2 (1 - h_E)^2 B + P_E^2 h_E^2 \sigma_{YE}^2 (\%)} \quad (23)$$

$$\frac{h_E (\tilde{P} - P_E)}{2\lambda \tilde{P}^2 A} \quad (24)$$

Como se puede ver el factor porcentual  $h_E$  es el factor diferenciador respecto al modelo 1, pues este incide directamente sobre el óptimo, si  $h_E=1$  esto indica que el 100% de la energía eólica se transa a precio eólico regulado, es decir no se comercializa nada en el mercado mayorista, lo cual indica que se regresa a este modelo. La figura 4 ilustra el óptimo para este modelo con la particularidad que se hace  $h_E=1$  y con los mismos valores de la tabla I.



**Figura 4.** Comportamiento del óptimo de energía eólica para el modelo 2 (Ejemplo específico).

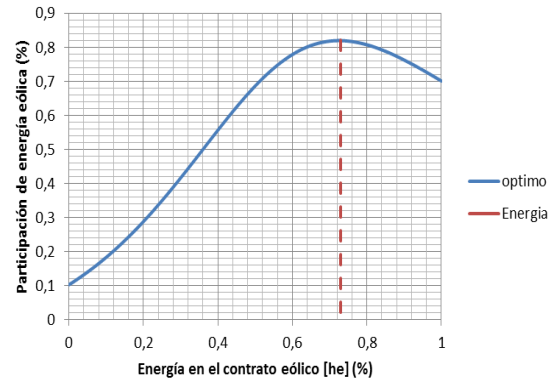
**Fuente:** Elaboración propia.

Como se ve claramente presenta el mismo comportamiento que en el modelo 1 por el hecho de que toda la producción eólica se comercializa a precio eólico regulado.

La figura 5 presenta el comportamiento del óptimo de energía eólica en el portafolio para el modelo 2 en función del porcentaje  $h_E$ , para el caso particular de los valores consignados en la tabla I.

De la anterior figura se aprecia como el factor  $h_E$  incide directamente sobre el óptimo de energía eólica en el portafolio, pues este parámetro al indicar los porcentajes remunerados a precio ponderado y a precio regulado incide de manera directa sobre la toma de decisiones, pues debido a los riesgos asociados a esta fuente de energía así mismo incide en el ingreso dependiendo de

qué cantidad se comercializa en el mercado mayorista, donde la competencia es abierta.



**Figura 5.** Participación óptima de la energía eólica respecto a la cantidad de energía eólica pagada a precio regulado.

**Fuente:** Elaboración propia.

### 1. Modelo 3 (Renewable Portfolio Standard)

La función de utilidad para este modelo está dada por:

$$U(\pi) = \tilde{P}\tilde{Y} + \tilde{P}\tilde{Y}_E - \lambda \left\{ \sigma_P^2 \sigma_Y^2 + \sigma_P^2 \tilde{Y}^2 + \sigma_Y^2 \tilde{P}^2 + \sigma_P^2 \sigma_{YE}^2 + \sigma_P^2 \tilde{Y}_E^2 + \sigma_{YE}^2 \tilde{P}^2 \right\} \quad (25)$$

Optimizando:

$$Y_E^* = \left( \frac{A}{A+B} \right) * (1) \quad (26)$$

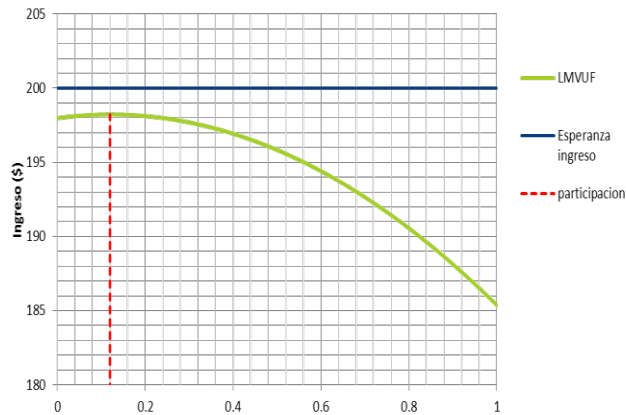
Dónde:

$$A = (\sigma_P^2 \sigma_Y^2 + \sigma_P^2 + \sigma_Y^2) (\%) \quad (27)$$

$$B = (\sigma_P^2 \sigma_{YE}^2 + \sigma_P^2 + \sigma_{YE}^2) (\%) \quad (28)$$

Para este modelo el óptimo únicamente depende de las varianzas de las cantidades estocásticas como factor incidente, pues como se mencionó anteriormente se presenta un esquema de libre competencia entre la energía eólica y las energías convencionales, es decir no existe algún otro factor que afecte el óptimo, pues la diferencia de precios desaparece, pues solamente se transa a un único precio ponderado del mercado.

La figura 6 ilustra el comportamiento del óptimo de energía eólica para el modelo 3, los valores tomados para el ejemplo en particular son los mismos consignados en la tabla I, claro está sin tomar el precio eólico regulado, pues en este modelo este valor desaparece.



**Figura 6.** Participación óptima de la energía eólica para el modelo 3  
**Fuente:** Elaboración propia.

## 7. CONCLUSIONES

A partir de los modelos desarrollados se puede concluir que el modelo 2 es el más versátil y el más indicado de los tres para ser implementado, pues a pesar de dar incentivos a la generación también promueve la libre competencia, por lo cual la participación aumenta en el portafolio.

El porcentaje óptimo de participación de la energía eólica en el portafolio está dado por la relación entre la varianza y el valor esperado de las potencias eléctricas, es decir son factores imprescindibles para la toma de decisiones.

La participación de energía eólica en el portafolio es totalmente depende en gran medida del esquema de remuneración utilizado, esto se explica debido a las variables que aparecen al optimizar el portafolio para cada uno de los tres esquemas, pues estas son diferentes.

A partir del modelo 1 se puede concluir que para garantizar la participación eólica es necesario asegurar un precio regulado eólico superior al precio del mercado mayorista, esto con el fin de hacer un equilibrio entre los precios y los riesgos asociados al ingreso, de esta manera se logra aumentar la participación.

A partir de los parámetros del óptimo se puede apreciar cómo el generador es sensible a pequeñas variaciones en la diferencias entre los precios ponderado y eólico, es decir se hace un factor de decisión muy importante para encontrar el porcentaje óptimo de participación.

A partir de modelo 2 se puede apreciar que es el general para la remuneración de energías no convencionales, pues a partir de este se puede llegar tanto al modelo 1 como al 3, haciendo el factor de energía firma ( $h_e$ ) igual a cero e igual a 1 respectivamente.

## AGRADECIMIENTOS

Nosotros, Juan Sebastián y Harley Francisco agradecemos a los profesores Eduardo y Camilo por su gran colaboración en el desarrollo de este proyecto, igualmente a las personas del grupo PAAS-UN, que en algún momento aportaron su conocimiento en pro de este trabajo.

## REFERENCIAS

- Agencia Estatal. Boletín oficial del estado. (25 de Mayo de 2007). <https://www.boe.es/>. Obtenido de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2007-10556&lang=es>
- Chavas, J. P., & Pope, R. (1 de Julio de 1982). Hedging and production decisions under a linear mean-variance preference function. *Western Journal of Agricultural Economics*.
- Corpoema, C. E. (2010). *Formulación de un plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia*. Bogotá, Colombia: UPME.
- CREG. (25 de Noviembre de 2008). *El mercado eléctrico colombiano*. Obtenido de <http://www.upme.gov.co/>: [http://www.upme.gov.co/Eventos/Foro\\_Normalizacion/CREG\\_Regulacion.pdf](http://www.upme.gov.co/Eventos/Foro_Normalizacion/CREG_Regulacion.pdf)
- Departamento de estadística, Universidad Nacional. (Mayo de 2014). *Predicción eólica*. Bogotá.
- Energética, U. N.-P. (2010). *Análisis y revisión de los objetivos de política energética colombiana de largo plazo y actualización de sus estrategias de desarrollo*. Bogotá: UPME.
- Hammons, T., & Styczynski, Z. (2007). *Europe: Impact of Dispersed Generation on Power System Structure and Secure Power System Operation*. Power Engineering Society General Meeting. IEEE.
- Hetzer, J., Yu, D., & Bhattacharai, K. (2 de Junio de 2008). An economic dispatch model incorporating wind power. *IEEE Transactions on energy conversion*, 3-4.
- IRENA-International Renewable Energy Agency. (2012). [www.irena.org](http://www.irena.org). Obtenido de [https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/GWEC\\_Denmark.pdf](https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/GWEC_Denmark.pdf)
- Morales, J. M., Conejo, A. J., Madsen, H., Pinson, P., & Zugno, M. (2014). *Integrating Renewables in Electricity Markets. Operational Problems*. New York: Springer.
- Navidi, W. (2006). *Estadística para ingenieros y científicos*. México D.F.: Mc Graw Hill.
- Pinilla, Á. (13 de Junio de 2009). Buenos vientos para energía eólica en Colombia. *UN Periódico*.
- Saldías, H., Ulloa, H., Hugh, R., & Recordón, E. (2008). *Evaluación comparativa de centrales de generación de energías renovables mediante la aplicación de la nueva ley de energías renovables recientemente aprobada en Chile*. Santiago de Chile.
- XM. (2011). *Informe de administración y operación del mercado 2011*. Medellín.