

Optimización de Portafolios de Generación de Electricidad con Fuentes de Energía Renovables para Centros Comerciales

Resumen: Este artículo presenta una metodología para la conformación de un portafolio óptimo de activos de auto-generación de electricidad con fuentes de energía renovables (FER), considerando el Programa de Respuesta a la Demanda-Momentos de Uso. Se propone un modelo de optimización de la demanda y de simulación-optimización de los costos de generación del proyecto, el cual fue validado con software basado en simulación de Monte Carlo y Algoritmos Genéticos. El precio de la electricidad y la generación fueron modelados como variables estocásticas. La flexibilidad del valor presente del proyecto (AVf) es definida con la Teoría de Opciones Reales y el portafolio se calcula a través de la minimización de los costos. Se demuestra la pertinencia del método y la viabilidad de las FER en el sector comercial colombiano. Se estructuró un portafolio para un caso de estudio de un centro comercial en el que las fuentes fotovoltaicas constituyen el mayor aporte.

Palabras Claves: Optimización de portafolios de autogeneración; fuentes de energía renovables; programas de respuesta a la demanda; opciones reales, incertidumbre.

Abstract: This paper presents a method to structure an optimal portfolio of electric self-generation with renewable energy sources (RES), considering the Response Demand Program-Time of Use. An optimization model of demand and of simulation-optimization of the generation costs of the project were proposed, through software tools based on simulation techniques Monte Carlo and Genetic Algorithms. The price electricity and the generation were modeled as stochastic variables. The expand actual value is defined with Theory of Real Options and the optimal portfolio is calculated by minimizing of the costs. The relevance of the method and the viability of RES in the Colombian commercial sector are demonstrated. A portfolio for a case study of a shopping center where photovoltaic sources constitute the largest contribution was structured.

Keywords: Self-generation portfolio optimization, renewable energy sources, response demand programs, real options, uncertainty.

Álvaro R. Restrepo⁽¹⁾, Diego. Manotas-Duque⁽²⁾, Carlos. Lozano⁽²⁾

⁽¹⁾Universidad del Cauca, Calle 5 No, 4-70, Popayán, Colombia.

⁽²⁾Universidad del Valle, Calle 13 No 100-00, Cali, Valle.

Mail: alvarores@gmail.com

INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

Los analistas de energía y responsables de las políticas del sector eléctrico, se enfrentan a un futuro que es tecnológica, institucional y políticamente complejo e incierto. En el contexto descrito, las técnicas de la Teoría del Portafolio (TP), pueden ayudar a establecer objetivos encaminados a mejorar el uso de energías renovables y portafolios estándar, que tengan sentido económico y político. De manera, que sirven de base a los administradores y planificadores, que deben concebir proyectos de generación de energía eficientes, que maximicen la seguridad energética y minimicen el costo esperado. Estos son temas energéticos de vital importancia para las organizaciones (Awerbuch, 2004), en pro de mejorar su seguridad energética y contribuir con un ambiente más sostenible.

El principal propósito de este proyecto, es encontrar el portafolio óptimo de activos FER, para el sector comercial colombiano en el marco de la normatividad vigente. Se propone una metodología que se basa en el método del flujo de caja descontado (FDC), la Teoría de Opciones Reales (TOR) y, un modelo de optimización-simulación basado en la TP. Las entradas del FDC, generación y precio de la electricidad son modeladas considerando su incertidumbre y, los procesos son simulados con la técnica Simulación de Monte Carlo (SMC) y, la simulación-optimización del portafolio con una herramienta software que se basa en el método de algoritmos genéticos.

Modelos de optimización de portafolio han sido desarrollados entre otros por: Delarue et al. (2011) consideraron la optimización del portafolio desde un punto de vista social y se enfocaron en hacer la distinción entre energía y potencia. Fuss, et al. (2012) desarrollaron un modelo basado en TOR, para analizar el impacto de la incertidumbre en la toma de decisiones a nivel de planta, utilizan una base de datos como

punto de partida para establecer el portafolio de tecnologías óptimas en diferentes escenarios socio-económicos; enfocándose en particular en las bajas emisiones Manotas-Duque et al. (2014) determinaron la cantidad óptima de energía a suministrar a los consumidores eléctricos teniendo en cuenta las opciones presentes en el mercado eléctrico colombiano. Belderbos & Delarue (2015) definieron un portafolio FER a través de la optimización de los costos en las etapas de planeación y operación del sistema, teniendo en cuenta restricciones técnicas y la demanda, con resolución temporal de una hora y horizonte de tiempo de un año. Restrepo-Garcés (en prensa 2016) optimizaron la implementación de un portafolio FER a través de la maximización del VAF, para un edificio comercial en Colombia.

De acuerdo con las revisiones de la literatura, no se encontraron trabajos que presenten un portafolio de optimización de los costos para un proyecto de auto-generación de electricidad (PAGE) para consumidores comerciales, considerando un enfoque integral de optimización y el programa de respuesta a la demanda (RD) momentos de uso (TOU, en inglés).

La TOR es utilizada para determinar el VAF. La TOR se fundamenta en la teoría de opciones financieras, añadiendo la capacidad de modelar explícitamente los efectos de las fuentes de incertidumbre individuales y contabilizando la flexibilidad que los administradores de proyectos tienen en cuenta a menudo sobre el momento de inversión frente a los flujos de efectivos futuros. Algunos trabajos que han aplicado TOR son: Sezgen et al. (2007) presentaron varios modelos de opciones reales (OR) para diferentes tipos de acciones de RD. Kienzle et al. (2012) desarrollaron un modelo "Hub", que describe la conversión y almacenaje de múltiples despachadores de energía, la evaluación económica del modelo la hacen utilizando SMC y TOR.

Martinez-Cesena et al. (2012) valoran un proyecto foto voltaico (FV) y las características de un programa RD para una residencia desconectada de la red de servicios. La aplicación de TOR incluyendo programas RD es escasa, por lo tanto su inclusión en la evaluación de PAGE, aporta en el desarrollo de esta teoría.

La promulgación de la Ley 1715 (L1715) del 2014 (Congreso de la República de Colombia, 2014), es el marco ideal para la valoración de PAGE, porque además de establecer incentivos económicos y tributarios, motiva la participación en programas RD

Los RD se centran en la conformación y la nivelación de la carga eléctrica por parte del consumidor final. De acuerdo con el Departamento de Energía de E.U., son una vía para lograr mejoras en la eficiencia energética (DOE, 2006). Los programas RD, en este proyecto son considerados como una OR, que tiene el inversor sobre la gestión del proyecto y son una opción de mejoramiento de los portafolios.

El caso de estudio se realiza para un Centro Comercial (CC), en una ciudad colombiana. Los resultados del trabajo indican: 1) las OR contribuyen a la viabilidad de los PAGE en los escenarios considerados en este trabajo; 2) las FV contribuyen en mayor grado al portafolio; 3) la optimización del portafolio a través de la minimización de los costos mejora los retornos del proyecto y; 4) el modelo es aplicable a otros sectores y, en otros países.

El resto del artículo está conformado por las siguientes secciones: 2) Metodología, 3) Experimentación, Resultados y Discusión y, 4) Conclusiones.

METODOLOGÍA

A partir del modelo definido por Spronk & Hallerbach (1997) para el proceso de inversión en el sector financiero, se realiza el planteamiento de la metodo-

logía de conformación de un portafolio de FER (ver Figura 1), se explica a continuación.

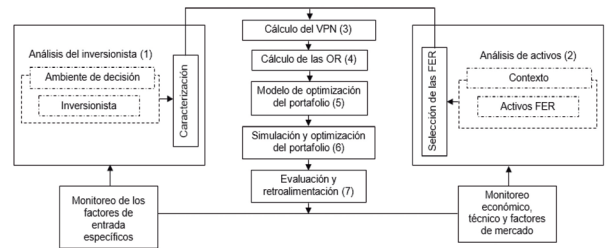


Figura 1. Metodología para la conformación de portafolios de activos FER.

Etapa 1. El objetivo es tener información clara del consumo (perfil de carga) y usos de la electricidad demandada por parte del consumidor (inversionista). La caracterización del inversionista es descrita reflejando el contexto de decisión y objetivos que desean atender; las restricciones y preferencias. El perfil y uso de carga del edificio, determinan cuales y que tipo de activos son relevantes en la toma de decisiones.

Etapa 2. Según Stirling (2010), se requiere analizar los atributos de cada “cesta” en que se pondrán los huevos. Se deben analizar las características técnicas, tecnológicas, ambientales, económicas, etc., de las alternativas a implementar.

Etapa 3. Se conforma arbitrariamente un portafolio con las alternativas seleccionadas en el paso 2 y, se diseña y aplica el modelo de optimización de la gestión del PAGE sin considerar programas RD (escenario base). Este trabajo se desarrolló en el marco de la L1715, que establece incentivos y beneficios tributarios a la inversión en autogeneración a partir de FER. Considerando la L1715, el valor presente neto (VPN) del proyecto se calcula de acuerdo con la ec.(1), la cual expone los beneficios a la renta (B_p), la deducción del impuesto al valor agregado (DI_0) y, la exención de aranceles (EA_0). En el cálculo del VPN, se consi-

deran además, los beneficios promedio de la gestión del portafolio (B_{gp}), los cuales son el resultado de los procesos de simulación (con SMC) y optimización [ver ec.(2)]; los otros componentes de la ec.(1), son: los costos del portafolio (C_p), a los cuales se les deduce los beneficios de la renta y el WACC, que es la tasa de descuento que mide el costo del capital.

$$\widehat{VPN}_p = \left[\sum_{t=1}^t \frac{(B_t + \widehat{B}_{gp})}{(1+WACC)^t} - \frac{C_p}{(1+WACC)^t} \right] - I_0 - D_{I_0} - EA_0 \quad (1)$$

Los BGP cuando no se consideran programas RD, se calculan con base en los beneficios promedio derivados de la sustitución de compras a la red (B_{sp}) y, se obtienen de la simulación del FDC.

$$\widehat{B}_{sp} = \sum_{t=1}^t \text{Min}\{(\widehat{G}_1 + \widehat{G}_2 \dots + \widehat{G}_n) * \widehat{PCC}; (D_t * \widehat{PCC})\} \quad (2)$$

Donde G_n son los kWh promedio simulados, generados por cada uno de los activos FER; PCC es el precio promedio de compra de los contratos de electricidad pronosticados [ver ec. (4)] y, D_t es la demanda total de potencia.

Si el portafolio FER se encuentra inmerso en un mercado en que existe diferenciación de tarifas entre los periodos de demanda pico (D_p) y valle (D_v), la ecuación (2) se transforma en:

$$\widehat{B}_{sp} = \sum_{t=1}^t \text{Min}\{(\widehat{G}_{1v} + \widehat{G}_{2v} \dots + \widehat{G}_{nv}) * \bar{T}_v + (\widehat{G}_{1p} + \widehat{G}_{2p} \dots + \widehat{G}_{np}) * \bar{T}_p; (D_v * \bar{T}_v + D_p * \bar{T}_p)\} \quad (3)$$

Donde \bar{T}_v , \bar{T}_p y T_E son las tarifas promedio del kWh: valle, pico y de exportación respectivamente.

El ("PCC") se determina a partir del precio de los contratos bilaterales de electricidad (PC), Los contratos bilaterales son acuerdos contractuales, generalmente entre generador y comercializador que se realizan a mediano o largo plazo. En el mercado colombiano, los consumidores eléctricos con una potencia instalada superior a 100 kW o su equivalente en consumo de

energía de 55 MWh/mes, pueden participar de manera voluntaria del Mercado No Regulado. En este trabajo el pronóstico del PC (PC') se calcula con un proceso estocástico basado en el Método Browniano Geométrico, de acuerdo con:

$$PC' = \ln \left(\frac{PC_t}{PC_{t-1}} \right) \sim \Phi \left[\left(\mu - \frac{\sigma^2}{2} \right) T, \sigma \sqrt{T} \right] \quad (4)$$

Para el cálculo del PCC , al PC' se le adiciona el margen histórico promedio entre el PC y el PCC, de esta forma quedan contenidos los subsidios y aportes establecidos en la regulación tarifaria, y el margen de utilidad del distribuidor.

Etapa 4. Se calcula la flexibilidad de proyecto, mediante la TOR utilizando el método binomial (MB) con valoración neutral al riesgo propuesta por Cox et al. (1979), la cual ya ha sido aplicada entre otros por Santos et al. (2014). Con base en el modelo económico de gestión de la etapa 3, se plantea el modelo de cálculo de las OR para el PAGE. Para el cálculo de las OR con el MB se siguen dos fases:

Fase 1. Se determina el valor de las OR en cada uno de los nodos terminales siguiendo el proceso indicado en el árbol (ver Figura 2) y aplicando las ecuaciones (5) y (6).

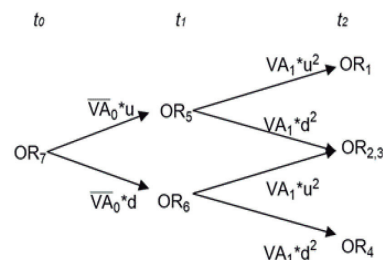


Figura 2. Árbol binomial.

$$\begin{aligned} OR_1 &= \widehat{VA}_0 u^2 + \max\{(\widehat{B}_{gp} + \widehat{VA}_0) * u^2 - K'; 0\}; \\ OR_4 &= \widehat{VA}_0 d^2 + \max\{(\widehat{B}_{gp} + \widehat{VA}_0) * d^2 - K'; 0\} \\ OR_{2,3} &= \widehat{VA}_0 u^2 d^2 + \max\{(\widehat{B}_{gp} + \widehat{VA}_0) * u^2 d^2 - K', 0\} \quad \text{y} \end{aligned} \quad (5)$$

$$u = e^\sigma; d = 1/u \quad (6)$$

Donde VA_0 es el valor actual medio simulado del proyecto del escenario base en el momento cero; B_{gp} son los beneficios promedio simulados de la gestión del portafolio con programas RD; u y d son los factores de ascenso y descenso y, K' los costos de capital adicionales requeridos para la ampliación del portafolio y, σ es la volatilidad el proyecto que se calculó de acuerdo con el método “market asset disclaimer” propuesto por Copeland (2001).

Fase 2. En esta etapa se lleva a cabo un proceso de inducción regresiva, de acuerdo con:

$$OR_5 = \left[\frac{(OR_1 \cdot p) + (OR_2 \cdot (1-p))}{1+WACC} \right]; OR_6 = \left[\frac{(OR_2 \cdot p) + (OR_3 \cdot (1-p))}{1+WACC} \right] \text{ y } OR_7 = \left[\frac{(OR_5 \cdot p) + (OR_6 \cdot (1-p))}{1+WACC} \right] \quad (7)$$

$$p = \frac{(1+r_f) - d}{u-d}; q = 1-p \quad (8)$$

Donde (p) es la probabilidad de un incremento y (q) de un decremento y, r_f es la tasa libre de riesgo. El valor del proyecto en $t=0$ (OR_7), se calcula con:

$$VA_f = VPN_{basic} + OR_7 \quad (9)$$

Donde VA_f es el valor del proyecto con flexibilidad en el año cero y VPN_{basic} es el valor del proyecto sin flexibilidad.

La OR_{RD} se calculó de acuerdo con método TOU, que de acuerdo con el Departamento de Energía de E.U (DOE), consiste en que el precio del kWh varía de manera predeterminada dentro de ciertos periodos de tiempo (ej: horas pico y valle, semana y fines de semana, etc) (DOE, 2006). Se suponen dos tipos de tarifas: periodo valle (T_v) y periodo pico (T_p); se asume que:

$$T_v = \overline{PCC} \quad (10)$$

$$T_p = PC' \cdot (1+s) \quad (11)$$

Donde PC' es el precio pronosticado promedio, que se calcula con la ec. (4) y, s es un porcentaje de recargo que se supone para el periodo pico.

El modelo de optimización de RD le da prioridad a

la D_p , porque en los programas TOU el costo del kWh es mayor en los periodos pico. La gestión del portafolio con programas RD se determinan con:

$$\tilde{B}_{pp} = \text{Min}\{[(\tilde{G}_{1p} + \tilde{G}_{2p} \dots + \tilde{G}_{np}) \cdot \bar{T}_p; D_p \cdot \bar{T}_p]\} \quad (12)$$

$$\tilde{B}_{pv} = \text{Max}\{\text{Min}[(\tilde{G}_{1v} + \tilde{G}_{2v} \dots + \tilde{G}_{nv} - D_p) \cdot \bar{T}_v; D_v \cdot \bar{T}_v]; 0\} \quad (13)$$

$$\tilde{B}_{RDP} = \tilde{B}_{pp} + \tilde{B}_{pv} \quad (14)$$

Donde B_{pp} y B_{pv} son respectivamente, los beneficios promedio del portafolio en los periodos pico y valle; B_{RDP} es el valor medio de los beneficios del portafolio, obtenidos con los programas RD. B_{RDP} se sustituye en la ecuación (1), en lugar de B_{gp} para calcular el VPN del PAGE.

Etapa 5. Se diseñó el modelo de optimización que tiene como objetivo determinar el portafolio óptimo con el menor costo de los activos de generación FER, con menor riesgo para el inversionista y, que a la vez satisfaga los requerimientos de demanda; para éste cometido se plantea el siguiente modelo de minimización de los costos:

Minimización: \tilde{C}_0

$$\begin{aligned} \text{Sujeto a:} \\ 0 \leq C_1 \leq C_1^{\text{max}} \\ 0 \leq C_2 \leq C_2^{\text{max}} \\ \vdots \\ 0 \leq C_n \leq C_n^{\text{max}} \end{aligned} \quad (15)$$

$$\begin{aligned} \sqrt{VA_f} &\geq 0 \\ \sum_1^n \tilde{G}_n &> D_p + D_v \end{aligned}$$

Donde C_0 son los costos promedio, resultado de la simulación del FDC; C_n es la capacidad de instalación de activos de generación (se calcula de acuerdo a las especificaciones técnicas de las tecnologías FER y del área disponible del edificio), G_n es la generación promedio del sistema simulada con SMC y, D_v y D_p son la demanda en periodo valle y pico respectivamente.

Etapa 6. Se realiza el proceso de simulación y opti-

mización combinados para permitir la optimización de los modelos con factores inciertos. El software RiskOptimizer 5.5 es la herramienta empleada. El optimizador usa los resultados de ejecuciones sucesivas del modelo de simulación con base en la técnica de algoritmos genéticos, para guiar su búsqueda de mejores soluciones y óptimas.

Etapas 7. Se analizan los resultados, se realizan ajustes y se determina el mejor portafolio para el proyecto.

EXPERIMENTACIÓN, RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Con base en los estudios e informes presentados por ACECOLOMBIA (2014) y Ospina y Cia. (2014), se realizó el análisis de 69 centros comerciales (36,3% del total instalados en Colombia en el 2013); se obtuvieron los datos de área construida y el número de locales y parqueaderos. Los índices obtenidos, indican: que en promedio el número de locales es de 200, el área construida promedio de un CC es de 91.412,70 m² y el número de parqueaderos promedio es de 1.024.

A partir de información suministrada de una empresa comercializadora y distribuidora de potencia, se obtuvo la demanda diaria de cuatro CC de mediano tamaño, correspondiente al año 2013; a partir de la información se estableció la curva de carga (ver Figura 3).

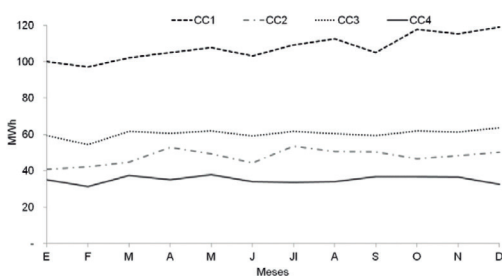


Figura 3. Curva de demanda de los CC, año 2013.

Con base en los estudios realizados por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y la Corporación para la Energía y el Medio Ambiente (CORPOEMA), se definieron los usos de energía del sector comercial en Colombia, los cuales indican que en el caso de los CC de mediano tamaño el mayor consumo es por concepto de iluminación (43,6%), seguido de acondicionamiento de espacios (33,1%), refrigeración (12,6%) y fuerza motriz (4,8%) (UPME-CORPOEMA, 2013).

A partir de la información de los CC se tomó un CC tipo (CCt). La demanda promedio en kWh del CCt, es: $D_T = 3.548,7$ kWh/día; $D_p = 1.287,6$ kWh y, $D_v = 2.261,1$ kWh. Los valores de la demanda corresponden al consumo de las zonas comunes del CC, que se encuentran a cargo de la administración del CC.

Se supuso la instalación de tecnologías fotovoltaicas (FV) y eólicas (Eol), y la ubicación del CCt en la ciudad de Barranquilla, Colombia; que según el Centro de Datos Atmosféricos de la NASA (2015), cuenta con unos promedios anuales de radiación solar de 5,27 (kWh/m²) y velocidad del viento de 4,4 (m/seg).

Para calcular la generación promedio de potencia, en el caso de la FV, se consideró: área de 2.512 m², que corresponden al 95% del área de techos de parqueo, para esta área el 100% de la capacidad es de 1.500 paneles solares policristalinos de silicio, de 2.600 Wp con dimensiones de 1,66 m x 0,99 m. Para las turbinas eólicas se tomó el área total del parqueadero (3.073 m²), donde es posible instalar 8 turbinas (100% de la capacidad) con las siguientes especificaciones: diámetro 5 m; potencia nominal 5 kW (a 17 m/s), velocidad para arranque 2,5 m/s y altura 18 m.

Con los índices atmosféricos y las especificaciones de los equipos, se realizó la simulación de la generación utilizando SMC para las dos tecnologías. En el caso de la radiación solar, se utilizó una función

de distribución normal (con parámetros: $\mu=5,625$ y $\sigma=0,4157$), se obtuvo un promedio de generación anual FV de 400.359,16 kWh; para la velocidad del viento se empleó una función de distribución Weibull (con parámetros: $\alpha=2,9639$ y $\beta= 5,2831$), resultó una generación Eol promedio de 37.876,17 kWh/año.

Los precios de electricidad PC para el FDC, se estimaron a partir de la serie histórica de precios, correspondiente al periodo enero 2002 a diciembre 2015 (UPME, 2015). El PC fue calculado con la ec. (4) y se le adicionó el margen entre PCC-PC, correspondiente al periodo noviembre 2009-agosto 2014. La Figura 4 presenta la serie histórica y proyectada de los PC (línea continua) y PCC (línea punteada).

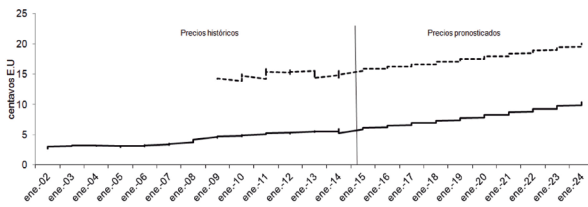


Figura 4. Precios de compra de la electricidad histórico y proyectado (€/kWh).

Experimentación

Obtenidos los datos de entrada de las variables estocásticas, se calcula y simula el FDC, para lo cual se diseñaron cuatro escenarios (Esc.). Se inicia con un escenario base (Esc 1), conformado por el 50% de la capacidad de instalación de las tecnologías FV y Eol, no incluye la opción RD; el Esc 2 es un portafolio conformado por el 75% de la capacidad e incluye la opción real RD (ORRD); para el Esc 3, se supuso el 100% de la capacidad y la ORRD; en el Esc 4 se aplica el modelo de optimización, con base en el Esc 4, y de acuerdo con la ec.(14). A partir de los datos de salida del Esc 1 se establecen los parámetros para el cálculo de la ORRD. En cada Esc se aplica el método de FDC y el modelo

económico (ver etapas 3 y 4 de la sección 2), para un periodo de diez años y, se simuló con SMC (se realizaron 10.000 iteraciones en cada caso, utilizando el software RISK5.5.).

El proceso de simulación-optimización del Esc 4, se hizo durante un tiempo de treinta minutos, tiempo en el cual se corrieron en total 1.228 simulaciones, de las cuales fueron válidas 532; el mejor resultado se obtuvo en la simulación número 978. La Figura 5 presenta el proceso de simulación-optimización, donde se puede apreciar como disminuyen los costos (eje y, en miles) a medida que se realizan las diferentes simulaciones (eje x). Como resultado, se obtuvo un portafolio que se conforma con un total de 978 paneles FV y, 0 turbinas Eol.

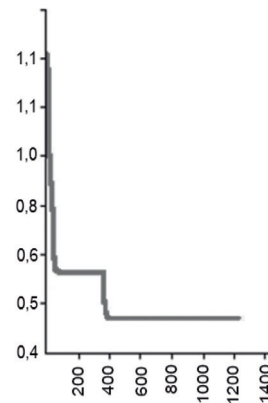


Figura 5. Resultados del proceso de simulación-optimización.

Resultados y Discusión

La Figura 6 presenta los resultados de los costos frente al riesgo (desviación estándar, DS). Los resultados de los cuatro escenarios se presentan en la Tabla 1; además de las salidas del FDC antes mencionadas, se incluyen los costos nivelados de la electricidad (CNE) y, el porcentaje de incremento de los costos (“ ΔC ”) y VPN (“ ΔVPN ”) con respecto al Esc base (Esc 1).

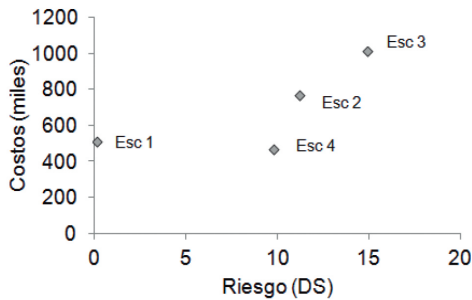


Figura 6. Riesgo-costos de los escenarios.

De acuerdo con los resultados, un inversionista con aversión al riesgo, seguramente se inclinaría por el Esc 1, alguien con disposición al riesgo invertiría en el Esc 4, ya que éste presenta un costo menor (-9%) y retornos superiores (+146%) con respecto al Esc 1. Los Esc 2 y 3, serían descartados por sus altos costos, mayor riesgo y, retornos (VPN) similares al Esc 4.

	Esc.1	Esc.2	Esc.3	Esc. 4
Inversión	503.157	755.464	993.817	459.583
Costos Totales	511.785	768.956	1011695	467.632
DS de C	135,10	11.202	14.897,22	9773,25
ΔC (%)		50	97	-9
CNE	0,11	0,12	0,12	0,9
VA	589.947	1.016.562	1.321.857	674.027
VPN*	86.789	261.068	211.672	213.885
ΔVPN (%)		201	144	146

*El VPN para los Esc 2 y 3 corresponde al VA del proyecto.

Tabla 1. Resultados promedio del proceso de simulación de los escenarios, valores en dólares

Existe un notable incremento del VPN con el aumento de la capacidad, como consecuencia de los beneficios que se obtienen, gracias al proceso de optimización del modelo y los programas TOU-RD; que en la medida que se incrementa la generación de potencia, se cubre en primer lugar la demanda pico (periodo de costos del kWh más altos), y en mayor cantidad la demanda valle [ver ecs. (12) y (13)].

Es más conveniente para el inversionista invertir sólo en tecnologías FV, dado que muestran mejores

retornos y menores costos de inversión en el PAGE. Los valores de cero en el número de Eol, se explican por el hecho que las velocidades promedio del viento son bajas, motivo por el cual, en este caso de estudio, la generación no compensa los costos de inversión en este tipo de tecnologías.

Teniendo en cuenta que Barranquilla, es la ciudad con mejores índices de velocidad del viento dentro de las ciudades mayores a 200.000 habitantes (por lo general es donde más CC se construyen), se puede afirmar: con las condiciones actuales de las tecnologías Eol, sus costos, los precios de la electricidad pronosticados y, la actual normatividad del sector eléctrico Colombiano, estas tecnologías no son convenientes para la implementación en CCs.

CONCLUSIONES

En este trabajo se logra demostrar, como a través de un modelo de simulación-optimización, que parte de la caracterización del inversionista comercial y de la modelación de variables estocásticas, como: el precio de los contratos de electricidad, la radiación solar, y la velocidad del viento, se pueden valorar portafolios FER con técnicas tradicionales y herramientas software basadas en SMC y algoritmos genéticos, de forma que aseguren el cubrimiento de las necesidades de demanda de potencia, con menores costos y disminución en los riesgos de inversión para un edificio del sector comercial colombiano.

El modelo es replicable en cualquier otro país, teniendo en cuenta la normatividad del sector y las condiciones del mercado del lugar en que se desea implementar un PAGE.

Los modelos de optimización que se formularon, además de buscar la minimización de los costos, consi-

derando la flexibilidad de las OR derivadas de la gestión del sistema, incluyen los incentivos y beneficios de la normatividad colombiana; este tipo de modelos no tiene precedentes en la literatura consultada.

La metodología que se plantea parte del método definido por Spronk y Hallerbach (1997) para las inversiones en el sector financiero, a la cual se le realizaron una serie

de ajustes: 1) caracterización del inversionista; 2) evaluación económica de los activos FER teniendo en cuenta la incertidumbre; 3) cálculo de los costos nivelados de la electricidad (CNE) y, del Valor Presente Neto (VPN) expandido (AVf) para evaluar las OR del proyecto y; 4) planteamiento de un modelo de optimización del portafolio FER con procesos de simulación de las variables.

REFERENCIAS

ACECOLOMBIA. (2014). *Comportamiento de la Industria 2014-2015*. Punto Comercial, 29-35.

Awerbuch, S. (2004). *Towards a finance-oriented valuation of conventional and renewable energy sources in Ireland*. Report prepared for Sustainable Energy Ireland, Pers-

pective from Abroad Series. Sustainable Energy Ireland Perspective from Abroad Series. Obtenido de <http://www.awerbuch.com/shimonpages/sareseach.html>

Belderbos, A., y Delarue, E. (2015). *Accounting for flexibility in power system planning with renewa-*

- bles. *Electrical Power and Energy Systems*, 71, 33-41. doi:10.1016/j.ijepes.2015.02.033
- Congreso de la República de Colombia. (2014). Ley 1715 de 2014. Bogotá: Congreso de la República de Colombia.
- Delarue, E., De Jonghe, C., Belmans, R., y D'Haeseleer, W. (2011). Applying portfolio theory to the electricity sector: Energy versus power. *Energy Economics*, 33(1), 12-23. doi:10.1016/j.eneco.2010.05.003
- DOE. (2006). Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving them. DOE. Obtenido de http://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/DOE_Benefits_of_Demand_Response_in_Electricity_Markets_and_Recommendations_for_Achieving_Them_Report_to_Congress.pdf
- Fuss, S., Szolgayova, J., Khabarov, N., y Obersteiner, M. (2012). Renewables and climate change mitigation: Irreversible energy investment under uncertainty and portfolio effects. *Energy Policy*, 40, 59-68. doi:10.1016/j.enpol.2010.06.061
- Kienzle, F., Ahčin, P., y Göran, A. (April de 2012). Valuing Investments in Multi-Energy Conversion, Storage, and Demand-Side Management Systems Under Uncertainty. *IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY*, 2(2), 194-202. doi:10.1109/TSTE.2011.2106228
- Manotas-Duque, D. F., Oliveros, D. A., Taborda, H. F., Vidal-Holguín, C. J., y Lozano, C. A. (2014). Energy supply optimization for unregulated consumers. *Ingeniería y Competitividad*, 16(1), 97-107.
- Martinez-Cesena, E., Azzopardi, B., y Mutale, J. (2012). Assessment of domestic photovoltaic systems based on real options theory. *PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS* (págs. 1-13). Wiley Online. doi:10.1002/pip.2208
- NASA. (2015). Atmospheric Science Data Center. (NASA) Recuperado el 17 de Abril de 2015, de Atmospheric Science Data Center: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/retscreen.cgi?email=skip%40larc.nasa.gov>
- Ospina & Cia. (2014). Guía de Centros Comerciales 2014. Bogotá: Construdata. Obtenido de http://www.construdata.com/Bc/Construccion/Noticias/ospinas_y_cia_presenta_la_guiia_de_centros_comerciales.asp
- Restrepo-Garcés, A. R., Manotas-Duque, D. F., y Lozano, C. A. (en prensa 2016). Portafolio para Auto-generación de Electricidad con Fuentes Renovables en Edificios Comerciales. *Información Tecnológica*, 27(1).
- Santos, L., Soares, I., Mendes, C., y Ferreira, P. (2014). Real Options versus Traditional Methods to assess Renewable Energy Projects. *Renewable Energy*, 68, 588-594. doi:10.1016/j.renene.2014.01.038
- Sezgen, O., Goldman, C., y Krishnarao, P. (2007). Option value of electricity demand response. *Energy*, 32(2), 108-119. doi:10.1016/j.energy.2006.03.024
- Spronk, J., y Hallerbach, W. (1997). Financial modelling: Where to go? With an illustration for portfolio management. *European Journal of Operational Research*, 99, 113-125. doi:0377-2217(96)003 86-4
- Stirling, A. (2010). Multicriteria diversity analysis A novel heuristic framework for appraising energy portfolios. *Energy Policy*, 38, 1622-1634. doi:10.1016/j.enpol.2009.02.023
- UPME. (2015). www.siel.gov.co. Recuperado el 22 de 6 de 2015, de http://www.upme.gov.co/generadorconsultas/Consulta_isa.aspx?idmodulo=2
- UPME-CORPOEMA. (2013). Determinación del Potencial de Reducción del Consumo Energético en el Sector Servicios en Colombia. Bogotá: Ministerio de Minas y Energía.