

Evaluación de la viabilidad económica-financiera de un proyecto eólico genérico en Colombia y su riesgo comercial: ¿contratos de venta de energía o Prima Verde?

Martha Cecilia Jiménez Yepes
marta.jimenez.yepes@epm.com.co

Resumen

Dado que existe un esfuerzo global para desarrollar fuentes de energías renovables para combatir el calentamiento global, la legislación de cada país debe establecer las políticas más eficientes para su ingreso, considerando las características de su matriz energética, los recursos naturales de los territorios y sus modelos de mercado eléctrico. Este estudio evalúa las dos alternativas regulatorias de fomento planteadas por la autoridad energética colombiana: contratos de energía de largo plazo o remuneración por Prima Verde, y su efecto en el riesgo comercial para la viabilidad económica y financiera de un proyecto eólico genérico. Se hace una revisión de la experiencia internacional en el ingreso al mercado de este tipo de tecnologías y algunos aspectos de su financiación. Se concluye que, en la etapa inicial, para promover el ingreso de energías renovables en Colombia, la alternativa regulatoria de contratos de energía de largo plazo es la más conveniente en términos de mitigación del riesgo comercial y viabilidad de financiación.

Palabras clave: contratos de largo plazo, Prima Verde, energía renovable, valoración del riesgo, mercado eléctrico

Abstract

Given that there is a global effort to develop renewable energy sources to combat global warming, the legislation in every country must establish the most efficient policies in furtherance of their unfolding, considering the characteristics of its energy matrix, the natural resources in its territories and its electric market models. This study evaluates both regulatory alternatives put forward by the Colombian energetic authority: long-term energy contracts and green bonus remuneration, and their effect in the commercial risk of the economic and financial viability of a generic wind power project. International experiences in entering the market of this type of technologies and some aspects of its financing are revised. This study concludes that long-term energy contracts are the most advisable regulatory measures to promote renewable energies in Colombia, in terms of the mitigation of the investor's risk and the viability of its financing, at least in early stages.

Keywords: long-term contracts, green bonus, renewable energy, risk assessment, electric energy market

1. Introducción

La disponibilidad de energía es muy importante para el funcionamiento de la sociedad industrial y del conocimiento y, dado el calentamiento global, fenómeno discutido y aceptado por una parte considerable de la comunidad científica internacional (REN21, 2016), se ha incrementado el interés por desarrollar energías renovables. En el mundo se están estudiando en profundidad las posibilidades técnico-económicas de utilizar fuentes como la solar, la biomasa, la eólica, la geotérmica, etc., y su impacto en el mercado eléctrico (IRENA, 2017). En la actualidad Colombia tiene una matriz energética basada principalmente en generación hidroeléctrica (70%) y, en menor proporción, termoeléctrica (30%) (XM, 2017). Existe un marcado interés del Gobierno Nacional por estimular la inversión en proyectos renovables que complementen y diversifiquen el parque generador para abastecer la demanda de energía. En la *Ley 1715 de 2014* (Congreso de Colombia, 2014) y el documento de la Comisión de Regulación de Energía y Gas *CREG-161* (CREG, 2016), se observan iniciativas normativas de apoyo gubernamental para el desarrollo de estas tecnologías. No obstante, a pesar de la atención puesta en el tema, aún no se ha definido el mecanismo regulatorio por implementar para mitigar el riesgo comercial de este tipo de proyectos, en un mercado eléctrico cuyo precio presenta una alta volatilidad. Una discusión abierta hoy frente a la expedición del Documento 161 de 2016 de la CREG, publicado para comentarios de los agentes, gira en torno a si se necesita o no se necesita establecer —desde la regulación— mecanismos que permitan estabilizar los ingresos para el inversionista.

El objetivo central de este trabajo es evaluar la viabilidad económico-financiera de un proyecto eólico genérico en Colombia, según las alternativas regulatorias planteadas por la CREG —contratos de energía de largo plazo o remuneración por Prima Verde— y su efecto en el riesgo comercial. Los ingresos de la operación son el producto de la generación y el precio de energía esperados; el precio de la energía puede ser un valor fijo definido a través de un contrato de venta de energía a largo plazo o, un precio variable, resultado de sumar al precio del mercado spot o de corto plazo una prima por los atributos ambientales y sociales de la energía renovable (prima verde). Para la estimación de precios de la energía, se recurre a la serie histórica mensual del precio de Bolsa, que publica XM Compañía de Expertos en Mercados (2017), empresa que administra el mercado eléctrico colombiano. Para estimar la generación, se utiliza la información histórica de los vientos en La Guajira (Paredes y Ramírez, 2017) y un factor de planta acorde a las características del sitio. Para el cumplimiento del objetivo planteado se desarrolla un modelo de flujo de caja descontado (FCD), incorporando la información económica y financiera del proyecto y simulando las alternativas regulatorias. Se ingresan las variables Generación y Precio de Bolsa modeladas de manera estocástica para realizar el análisis del riesgo comercial del proyecto. Para este análisis se utiliza la simulación Monte Carlo que permite evaluar la distribución del valor presente neto esperado y calcular el valor en riesgo para un nivel de confianza del 95%, según el comportamiento de las diferentes variables o de los supuestos involucrados en la proyección de los flujos de caja. Se emplea la aplicación @Risk, herramienta especializada en este tipo de análisis (Palisade, 2017). Por último, se plantean las conclusiones sobre el efecto que, desde la perspectiva del inversionista, en el caso colombiano acarrea la reducción

del riesgo comercial para cada alternativa y se plantean algunas consideraciones generales para la demanda destinataria de esta energía y para el mercado.

Desde el punto de vista práctico, este trabajo aporta elementos para el inversionista en generación con fuentes de energía renovables no convencionales (FRNC), particularmente en un proyecto eólico genérico, al valorar los riesgos de cada alternativa de venta de energía, y enriquece la discusión acerca de la pertinencia o no de modificaciones al marco regulatorio, y en qué dirección deberían ir. Se analiza la experiencia internacional tanto en la promoción de estas energías, algunas tendencias en los mercados, como en materia de financiación.

Este trabajo se estructura presentando la introducción en la primera sección, luego se describen el marco institucional, el marco teórico, el estado del arte, la metodología, los resultados de la modelación y el análisis y discusión, para llegar así a las conclusiones y recomendaciones, y en la última sección se incluyen las referencias consultadas.

Quedan por fuera del alcance de este trabajo aspectos sociales, técnicos y de la operación del sistema eléctrico que impactan también la incorporación de las fuentes renovables. Tampoco se evalúa la complementariedad de estas plantas con otras, incluyendo las fuentes convencionales y la valoración económica de beneficios para la demanda.

2. Marco institucional

En el contexto energético mundial, se presentó un punto de inflexión generado por la crisis del petróleo de 1973 y la entrada en escena del concepto de la protección del medio ambiente. El desarrollo técnico-científico ha propiciado avances en tecnologías limpias para la generación de energía con fuentes alternas y la reducción de sus costos (IRENA, 2015). En el marco latinoamericano, en los años recientes también se observa una tendencia a impulsar

estas fuentes alternativas, en la cual varios países han establecido una legislación favorable para su ingreso. En Colombia, la matriz energética está primordialmente basada en la energía hidroeléctrica, y cuenta con una participación inferior de plantas térmicas a gas, carbón y combustibles líquidos.

Con la expedición de la Ley 1715 de 2014, el Gobierno Nacional dio el primer paso para impulsar las fuentes renovables, a través de exenciones tributarias para los desarrolladores de este tipo de proyectos, estableciendo beneficios en el impuesto de renta, en los aranceles y en la tasa de depreciación. No obstante, no se ha logrado la incursión de estas tecnologías, dado que los inversionistas esperan una reglamentación complementaria que le aporte a la viabilidad de sus proyectos y a la mitigación del riesgo comercial (CREG, 2016). Desde diferentes entidades del Estado, como el Congreso de Colombia y la CREG, se tienen iniciativas que impulsan estas fuentes de generación. La propuesta normativa de la CREG ha contado con diferentes opiniones de los agentes del sector, y la discusión está abierta (Acolgen, 2017; SER, 2017; Asocodis, 2017). Las opciones planteadas por la CREG buscan, además de estabilizar los ingresos del generador, permitir el acceso a la financiación de sus proyectos. Las entidades financieras evalúan diferentes tipos de riesgos: riesgo de construcción, riesgo ambiental y social, riesgo de operación y riesgo comercial, entre otros (Arias, 2012).

En el presente trabajo se evalúa el riesgo comercial dentro del análisis de la viabilidad económica y financiera de un proyecto eólico genérico en Colombia, modelando las dos alternativas propuestas por la autoridad energética, se evalúa la duración más conveniente de los contratos y el impacto del cargo por confiabilidad, y se consideran diferentes estructuras

de financiación y algunos indicadores del servicio a la deuda. Igualmente, se brindan mayores elementos de juicio tanto para la toma de decisiones de los inversionistas (agentes existentes en el mercado y nuevos jugadores), los entes de gobierno (planeador y regulador) y las entidades financieras, en términos generales, como para la demanda.

También se plantean algunas restricciones/limitaciones del presente estudio, para el acceso a información específica sobre tasas de interés de la deuda, tasa de descuento (costo promedio ponderado de capital), estructura financiera patrimonio-deuda y análisis particulares sobre el comportamiento del mercado (proyección de precios), que es estratégica para las empresas.

De otro lado, en las tres últimas décadas se ha venido discutiendo a nivel mundial el fenómeno del cambio climático, que cambia los patrones meteorológicos del planeta. Los científicos buscan entender el impacto de este cambio, y qué acciones emprender para mitigarlo. Dentro de este propósito se ha identificado la necesidad de nuevas fuentes de generación limpias. Si bien los costos de estas tecnologías vienen disminuyendo (IRENA, 2015), la experiencia muestra que aún no logran entrar de manera autónoma en muchos mercados eléctricos en competencia (André, De Castro y Cerdá, 2012).

El mercado eléctrico presenta algunas características particulares (Fabra, N. y Fabra, J. 2010), como es la almacenabilidad limitada, transacción de un bien perfectamente homogéneo, la coexistencia de diversas tecnologías de generación, las restricciones en la red, la baja elasticidad precio-demanda, la variabilidad de la demanda y la generación con energías renovables volátiles y con aporte marginal en términos de energía firme (confiabilidad). La suma de estos factores les ha mostrado a los gobiernos la necesidad de introducir ajustes

regulatorios que permitan el ingreso de energías renovables al mercado eléctrico, en el que cada país ha venido implementando diferentes políticas.

En el contexto internacional del ingreso de renovables, la evolución muestra un elevado crecimiento en la instalación de estas tecnologías. La visión de tres instituciones internacionales, como son la Agencia de Administración de Información de Energía de Estados Unidos (U.S. Energy Information Administration-EIA), el Panel Intergubernamental para el Cambio Climático (IPCC) y la Agencia Internacional para la Energía Renovable (IRENA) se describe a continuación (André et ál., 2012).

La Agencia de Administración de Información de Energía de Estados Unidos plantea que algunas de las razones para el ingreso de las energías renovables son los altos precios de los combustibles fósiles, el apoyo de los gobiernos para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, el interés de diversificar la oferta y el impacto sobre la creación de empleo. Sugiere también unos principios rectores para el diseño de políticas, como son: proporcionar un marco predecible de promoción de las renovables, integrado dentro de una estrategia energética con objetivos ambiciosos y creíbles; adoptar un enfoque dinámico que considere la madurez de cada tecnología y las tendencias de los mercados; y abordar en fases tempranas la integración de las energías renovables en el sistema energético, evitando así barreras en las fases posteriores (infraestructura o diseño del mercado).

El IPCC explica el desarrollo de las renovables por causa de factores como el aumento en la demanda global de energía, el encarecimiento de los combustibles fósiles, las políticas aplicadas por diversos países y la reducción de los costos de las tecnologías.

La Agencia Internacional para la Energía Renovable (IRENA), primera organización de escala global dedicada a la promoción de la energía renovable, le muestra a la población mundial sus beneficios y el potencial de la misma; presta servicios de apoyo en materia de políticas, transferencia de conocimientos, financiación; y fomenta la investigación en redes científicas.

En el contexto global, hay dos países que registran un gran crecimiento económico: China e India. En China, las emisiones de carbono son muy elevadas, debido a que su principal fuente de producción de energía es el carbón. La producción con fuentes renovables en el gigante asiático, aunque es baja en términos relativos —a pesar de su fuerte incremento en los últimos años—, hace que este país se sitúe ya en los primeros lugares del mundo en algunas de estas energías; en particular, en generación eólica, que sobrepasó a India, para alcanzar el primer puesto en Asia. Luego, ascendió a la segunda posición mundial junto con Alemania, y desde 2010 alcanzó la primera posición mundial (André et ál., 2012). En India, a su vez, la energía renovable se ha convertido en un importante elemento estratégico, y el Gobierno ha promovido su uso a través de tarifas preferenciales, incentivos basados en FIT y en obligación de compra de esta energía, créditos especiales, incentivos fiscales y financieros que incluyen subsidios, amortización acelerada y exención de derechos de aduana. La generación eólica es la que crece de forma más significativa, siendo el 75 % de la capacidad de generación renovable conectada a la red. India se ha posicionado como el cuarto país más atractivo para realizar inversiones en energía renovable (luego de Estados Unidos, China y Alemania) (André et ál., 2012). Las energías renovables (sin incluir las grandes hidroeléctricas) correspondieron al 53,6 % de la nueva capacidad de generación instalada en 2015. La capacidad total de generación eólica para ese año fue de 433 GW (REN21, 2016).

3. Marco teórico

En los modelos de remuneración para fomentar la inversión en energías renovables con esquemas de tarifas de alimentación (FIT) y sus implicaciones (Couture y Gagnon, 2010) se observa que la experiencia en el mundo muestra que las FIT son la política más eficaz para fomentar su despliegue, y se identifican diversas formas de estructurar una política FIT, cada una con sus propias fortalezas y debilidades. Dichas tarifas se dividen en dos grandes categorías: las de la remuneración que depende del precio de la energía y las de las que permanecen independientes. Las FIT independientes del mercado son políticas de precio fijo, y generalmente van acompañadas de una garantía de compra. Las dependientes del mercado corresponden a una prima de alimentación, que se añade al precio de mercado (similar a la Prima Verde propuesta por la CREG). Esta prima puede ser diseñada para representar los atributos ambientales y sociales de la energía renovable, y sus niveles de pago aumentan a medida que suben los precios del mercado, y viceversa. En algunas partes han implementado techos y pisos sobre la prima FIT, para asegurar que la remuneración global esté en un rango razonable para la demanda. En España se implementó este esquema.

Otras opciones complementarias son el ajuste por inflación y los pagos más altos los primeros años para amortizar la deuda del inversionista. Entre ambas políticas, los intereses del inversor (esquema fijo) son contrarios a los intereses del comprador (esquema variable). Los modelos de precios fijos crean una mayor seguridad en las inversiones y conducen a menores costos que los que dependen del mercado. El documento de Couture y Gagnon (2010) presenta una explicación detallada de los diferentes esquemas FIT, con gráficas que facilitan su comprensión.

Otro esquema que se ha estudiado como mecanismo de apoyo al desarrollo de las energías renovables es la creación de un fondo de estabilización de precios de la energía, planteado por Romero y Rudnick (2015), que cubra la necesidad de conseguir financiación. Este fondo busca cubrir al inversionista de la volatilidad de los precios del mercado *spot*, mediante la compra de la energía producida a un precio estable, entregando seguridad sobre los ingresos futuros del proyecto. Dichos autores plantean que este tipo de mecanismos generan una carga fiscal baja y funcionan como la figura de un comercializador que compra la energía a un precio estabilizado y la vende al mercado al costo marginal. Los ingresos y egresos del Fondo están dados por la diferencia entre el precio de venta y el de compra, y se evalúa la probabilidad de quiebra del Fondo. Así mismo, plantean que para diversificar dicho riesgo se establezcan contratos de energía que reduzcan esta probabilidad.

4. Estado del arte

En un análisis del perfil de riesgo de las energías renovables, adelantado por Bloomberg New Energy Finance & Swiss Re Corporate Solutions (Turner et ál., 2013), se observa que los incentivos políticos han sido el motor clave para su inversión, a través de medidas como subsidios de capital, tarifas fijas o primas de alimentación, créditos fiscales y comercialización de certificados de energía verde.

Aunque actualmente se presenta desaceleración de la inversión en estas energías en países como España y Alemania, la decisión de la política alemana de dismantelar todas las centrales nucleares para 2022 le da un nuevo impulso, dado que esta capacidad será reemplazada por tecnologías renovables. Francia, por su parte, tiene objetivos ambiciosos

apoyados por tarifas de alimentación (FIT) y el Reino Unido también busca alcanzar su meta de 2020 utilizando esquemas basados en certificados de energía renovable.

Evaluando el impacto en la implementación de algunos esquemas, según el perfil de riesgos en generación solar y eólica (Turner et ál., 2013) se identifica que, con el ingreso de energía renovable, los comercializadores se enfrentan tanto a precios de energía bajos (a veces negativos) como a la alta volatilidad de la producción y problemas de equilibrio de la red. En los mercados con FIT, los bajos precios de la energía y la necesidad de proporcionar respaldo (firmeza) recaen sobre los generadores existentes, lo que afecta negativamente su rentabilidad. En los Países Bajos, por ejemplo, se implementó la prima de alimentación, con la cual los proyectos reciben el precio *spot* más una prima variable, y en China, Francia y Australia, en cambio, se hacen subastas para estos contratos.

En la actualidad, los reguladores empiezan a incorporar en sus políticas más aspectos basados en el mercado; sin embargo, esto llevará tiempo; a corto plazo, algunos países siguen con regímenes de precios fijos. Países como Alemania, Australia y China están considerando una serie de reformas de mercado, para que los proyectos renovables asuman el costo de la variabilidad de generación.

Las lecciones aprendidas en Ontario (Canadá), luego de una década de promoción de la energía renovable, las consolida el Auditor General de esta región, al hacer un balance y una descripción de algunos resultados (Rivers, 2015), que se presentan a continuación: el costo global de compra fue superior al compararlo con otras fuentes de generación; el ingreso ha sido más grande de lo necesario para la reducción de emisiones (comparación con Nueva York y Quebec); las políticas FIT tienen dos atributos que suben su costo: no están sujetas a

la total competencia al tener una tarifa especial y además más alta para algunas tecnologías, aunque todas ofrecen esencialmente el mismo producto. El Auditor General propone examinar los objetivos políticos al diferenciar las energías renovables por ser libres de emisiones. En esta región, la Ley de Energía Verde, por su parte, tuvo otros objetivos: crear 50.000 empleos y apoyar tecnologías particulares, en lugar de permanecer tecnológicamente neutrales; sin embargo, estos no fueron sometidos a un análisis costo-beneficio.

La experiencia en proyectos renovables en Chile (Castillo, 2015) muestra que la condición de alto ingreso ha aumentado la volatilidad de los precios de la energía, destacando la importancia de asegurar un contrato de energía (PPA) para lograr financiación. Los financiadores ven que definir un nivel de contratación adecuado es tan importante como la existencia misma del PPA. El proyecto debe contar con el apoyo de las comunidades locales, y recomiendan manejar la complementariedad de los proyectos fotovoltaicos-eólicos.

Una evaluación del mercado de electricidad italiano frente a las energías renovables y el poder de mercado, llevada a cabo por Bigerna, Bollino y Polinori (2016), muestra que su ingreso tuvo efectos tanto en el comportamiento estratégico de las firmas como en la congestión de la red. Estos investigadores identifican la necesidad de un nuevo diseño de mercado que incluya contratos a largo plazo más eficientes, así como considerar los pagos de capacidad tal, que coexistan con las plantas convencionales, y su recuperación rentable de los costos. El nuevo mecanismo no debe aumentar el pago de los usuarios finales, que ahora están amenazados por una doble carga: la necesidad de apoyar proyectos renovables y la de soportar la capacidad de las plantas convencionales (que dan firmeza al sistema). Mientras

se esperan avances tecnológicos y menores costos de almacenamiento, la promoción de la eficiencia es el principal impulsor.

Respecto a la financiación de los proyectos renovables, sus mecanismos y expectativas, de acuerdo con Castillo (2015), para el desarrollo de proyectos renovables en Chile se han diseñado diferentes estructuras de financiación para plantas que acuden al mercado *spot* y para las que tienen un PPA, con nivel de apalancamiento diferente como resultado de la modelación de flujos de caja, que permite calcular el monto de deuda máxima que puede soportar un proyecto, dadas sus características y la estrategia comercial que se adopte. En relación con el tiempo de duración del PPA, según Castillo, 15 años es un plazo razonable.

En el estudio de la promoción de inversión en renovables, la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA, por sus siglas en inglés: International Renewable Energy Agency) considera que el papel de la mitigación del riesgo y las finanzas son de gran utilidad (IRENA, 2016). Plantea que el proceso de estandarizar contratos ha sido usado en las finanzas estructuradas y disminuye la complejidad de las transacciones, ayudando al crecimiento del mercado. La definición de aspectos comunes para los PPA, producto de las FIT, es un punto de partida para estandarizar los contratos, y las políticas para la emisión de certificados verdes contribuyen a la viabilidad de estas fuentes. Desde 2014, la estructura de *yieldco* ha urgido como una opción para escindir activos operativos de energía renovable de los balances de las compañías, lo que facilita el desarrollo de nuevos proyectos. La actividad de la *yieldco* consiste en gestionar una serie de flujos de caja predecibles y estables a largo plazo. Esta característica les permite a los inversionistas institucionales invertir capital con

menor riesgo. Dichas compañías junto a los bonos verdes se han convertido en el nuevo fenómeno financiero.

De otro lado, el regulador de energía de Australia le pidió a Ernst & Young (EY) que evaluara las restricciones a la financiación de proyectos de energía renovable y que identificara oportunidades para superarlas, y EY les consultó a participantes de todo el sector (Commonwealth of Australia, 2015). Las limitaciones encontradas fueron: un desajuste entre las expectativas de las diferentes partes, como son la duración de los acuerdos, el porcentaje y requisitos de clasificación de la deuda, la duración de los contratos y su estabilidad y las estrategias de comercialización de la energía. Para facilitar la financiación, identifican que se requiere de instrumentos financieros para la gestión de riesgo, estructuras para abordar el volumen de deuda y plazo y nuevos enfoques para evaluar los riesgos patrimoniales. En una visión optimista, el cierre financiero considerando precios en el *spot* requiere de un mercado de corto plazo sano y de una evaluación de la complementariedad energética, ya sea solar, eólica o de otras tecnologías que, sumada a la caída de los costos y el avance en la tecnología de almacenamiento de baterías, permite mejorar su viabilidad.

Instrumentos para la gestión del riesgo comercial como coberturas y productos financieros presentan una nueva posibilidad, y las compañías de seguros ofrecen productos que garantizan ingresos mínimos a los inversionistas ante la intermitencia de la generación.

Según el análisis del perfil de riesgos en la energía solar y la eólica (Turner et ál., 2013), se observan tres razones clave para las nuevas tendencias y productos de gestión de riesgos y seguros: el crecimiento de las necesidades de inversión requiere nuevas fuentes de capital, los inversionistas institucionales y los fondos de pensiones exigen rendimientos estables a

largo plazo, y su nivel de riesgo es diferente al de los inversionistas de capital privado dado que los primeros destinan cerca del 5% de sus activos a proyectos renovables y reservan alrededor del 40% para inversiones libre de riesgo. Swiss-Re afirma que se requiere ajustar el perfil riesgo-rentabilidad y recomienda una mejor gestión de los costos financieros. La proporción de la deuda en mercados maduros se ha mantenido estable entre el 70 y el 80 % desde 2008 (siendo el resto capital). El ingreso de energías renovables aumenta el riesgo de variación en los precios y se requieren nuevos medios de mitigación.

5. El caso colombiano

La Ley 1715 de 2014 tiene por objeto promover la utilización de las fuentes no convencionales de energía de carácter renovable, para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones y la seguridad del abastecimiento energético, y establece el marco legal y los instrumentos para su promoción. De acuerdo con esta ley, los obligados a declarar renta que realicen directamente inversiones en FRNC tienen derecho a reducir anualmente de su renta el 50% del valor total de la inversión realizada, por los cinco años siguientes al año gravable en que hayan realizado la inversión. Así mismo, los equipos importados están excluidos del IVA, y se tiene exención de pago de derechos arancelarios y un incentivo contable para la depreciación acelerada de activos: la tasa anual de depreciación no será mayor de 20 % como tasa global.

En el *Documento CREG-161* (CREG, 2016), la Comisión analiza y propone alternativas para incentivar el ingreso de renovables en Colombia. La incertidumbre de generación y la volatilidad en el precio de Bolsa le dificultan su participación en el mercado, haciéndolos proyectos riesgosos por la imprevisibilidad de sus ingresos. Estas plantas podrían completar

sus ingresos a través del cargo por confiabilidad; sin embargo, su firmeza es del orden del 10 al 20 %, por lo que su contribución a la estabilización de ingresos es menor. La CREG propone algunas alternativas que difieren en la asignación del riesgo entre la oferta y la demanda. Las opciones son la Prima Verde (PV) y tres tipos de contratos: Pague Lo Generado (PLG), Energía Media Anual (EPA) y Pague Lo Contratado (PLC). Estas alternativas necesitan de una política energética que defina una meta de integración (cantidad de energía que ingresa por renovables). La CREG considera que un plazo de 15 años para los contratos permite un flujo de caja estable. En la alternativa de Prima Verde, mediante una subasta se define un valor por encima del precio de la energía que se paga por la generación, y la dispersión de ingresos se reduce del 38 al 31 %. En los contratos Pague Lo Generado (PLG), el generador recibe un precio fijo por toda la energía generada durante la vigencia del contrato, sin obligación de entrega, y se traslada el pago a la demanda regulada; en estos también baja el coeficiente de dispersión. Para el contrato de Energía Media Anual (EPA), el generador recibe un pago correspondiente a 1/12 del valor anual si se encuentra dentro de las bandas de tolerancia (+/- 10 %) que se establezcan como obligación. Cada año se hace un balance: si hubo excedentes, los paga la demanda; y si hubo déficit, el generador devuelve parte de su pago. En este caso, el coeficiente de variación es bajo. En el contrato Pague Lo Contratado (PLC), se parte de la competencia con las plantas convencionales y la obligación de entrega horaria, participando en una subasta centralizada en la cual se generan contratos bilaterales con los comercializadores seleccionados.

En los comentarios de la Asociación Colombiana de Generadores de Energía (Acolgen, 2017) al *Documento CREG 161*, se propone profundizar en el desarrollo de un mecanismo

transitorio de apoyo a la expansión del parque de generación, complementario al Cargo por Confiabilidad, basado en contratos estandarizados de energía Pague Lo Contratado de largo plazo. Se propone revisar la Energía Firme que se les reconoce a estas tecnologías, de manera que se valore su aporte en períodos de escasez (complementariedad), y desarrollar los mercados intradiarios, que permiten gestionar la alta volatilidad que presenta su generación en el corto plazo.

En los comentarios de la Asociación de Energías Renovables no Convencionales (SER Colombia, 2017), y en su propuesta (realizada por Ernst and Young), se identifica que el mecanismo para definir los contratos se hace a través de una subasta que defina la CREG, que es adicional a la del Cargo por Confiabilidad, en la que se convoca a una compra centralizada de energía anual por 20 años y el generador se compromete a entregar un determinado volumen de energía al año. También a este generador se le asignará cargo por confiabilidad en el mismo horizonte.

En los comentarios de la Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía (Asocodis, 2017), gremio que agrupa a los distribuidores-comercializadores que representan la demanda, se manifiesta su respaldo a promover la diversificación de una oferta energética en un marco de neutralidad y de competencia entre tecnologías. Los contratos estandarizados de energía a largo plazo deben incentivarse para el desarrollo del mercado, y los análisis deben evaluar la relación beneficio/costo para la demanda y considerar un tratamiento equitativo en los riesgos entre la oferta y la demanda.

6. Metodología-modelación de alternativas

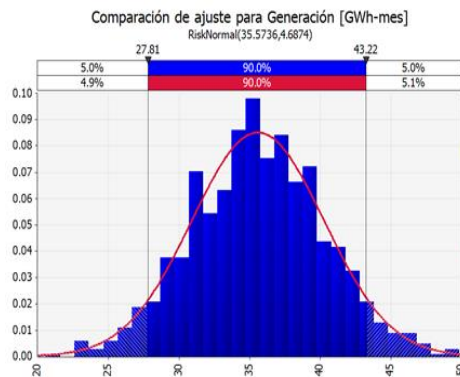
6.1 Método de solución

Para evaluar el proyecto eólico genérico se desarrolla un modelo financiero utilizando la metodología de flujo de caja descontado, que es ampliamente reconocida para valorar inversiones. Se simulan los costos (CAPEX, OPEX y otros cargos), los factores macroeconómicos y los ingresos de la operación comercial (Generación x Precio) considerando ya sea el precio fijo del contrato, el precio de bolsa más prima verde, o ambos en caso de tener combinación de venta en contratos y bolsa, y finalmente el ingreso del cargo por confiabilidad (opcional). Se simulan diferentes estructuras financieras Deuda-Patrimonio (para las diferentes opciones regulatorias y su riesgo asociado). Se considera una financiación corporativa para diferentes porcentajes de deuda y tasa de financiación (spread de deuda) en función del riesgo del proyecto y/o la empresa. Con el costo del patrimonio, deuda y la participación de éstas, se calcula el costo promedio ponderado de capital WACC al que se descuentan los flujos de caja. Luego se calcula el estado de pérdidas y ganancias y finalmente se obtiene el VPN y demás indicadores del análisis, incluyendo el de servicio a la deuda.

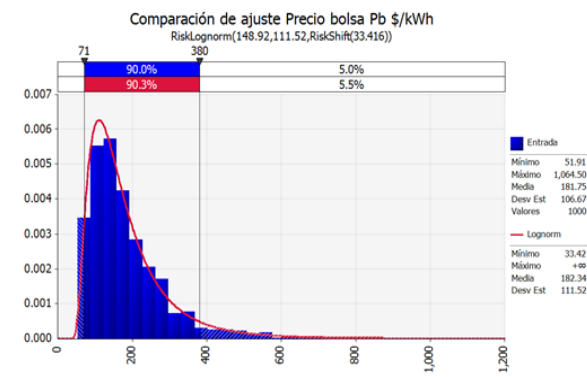
En cuanto a los costos de la operación comercial, se consideran los principales rubros del mercado de energía mayorista: el costo de las compras en bolsa (acotadas al precio de escasez), para respaldar las obligaciones de los contratos cuando la generación no es suficiente para cubrirlos, y el pago de los otros costos variables (OCV), entre los que se encuentra el costo equivalente de energía (CEE). Si se opta por el ingreso de cargo por confiabilidad, se consideran también las posibles compras para cubrir las obligaciones de energía firme (precio de bolsa sin límite en el precio de escasez). Para la modelación estocástica, se toman las series históricas de precio de bolsa promedio mensual, desde el año

2000 hasta junio de 2017, publicadas por el operador de mercado XM, y también una serie histórica de medición de vientos en La Guajira (Paredes y Ramírez, 2017); a continuación, con un factor de planta (fp) típico de un generador eólico en esta región (fp de 0,44), se estima la generación asociada. Con base en esta información, se desarrollan análisis estadísticos (autorregresivos y correlaciones entre variables) para la simulación estocástica; se evalúa el comportamiento de cada variable y se asigna una función de distribución de probabilidad teórica que la represente. Para el precio de Bolsa se seleccionó una función *lognormal*, y para la generación de la planta, una función normal, las cuales tienen un buen ajuste según la prueba estadística de Anderson-Darling, que pone mayor énfasis en las colas o valores extremos de la distribución (que son de interés para el análisis de riesgo). Finalmente, se utiliza una matriz de correlación para considerar la relación estacional de cada variable, con base en la información histórica. No se encontró una correlación estadísticamente significativa entre las variaciones mensuales de las variables de precio de bolsa y generación (eólica). No obstante, en el comportamiento típico anual se observa una mayor generación eólica en los meses de enero a abril, durante los cuales son más probables los precios de bolsa más altos (estación de verano).

En las gráficas 1 y 2 se presentan las funciones de distribución de probabilidad teóricas de Generación y Precio de bolsa, respectivamente:



Gráfica 1. Generación, Distribución Normal



Gráfica 2. Precio bolsa, Distribución Lognormal

Fuente: elaboración propia.

Se emplea como herramienta de soporte el *software* @Risk, especializado en el modelamiento y análisis bajo incertidumbre.

En el modelo financiero, de manera determinística se define cuál es el precio de equilibrio al cual el generador debería vender la energía en el mercado, para lograr el cierre financiero del proyecto ($VPN = 0$). Se ingresan al modelo la generación y el precio de bolsa como variables estocásticas. Para esta última, se define como valor esperado de la función *lognormal* una media igual al precio de equilibrio del proyecto, con el fin de evaluar la conveniencia de las diferentes alternativas regulatorias en términos del valor en riesgo (VaR, por sus siglas en inglés, *Value at Risk*) con un nivel de confianza del 95%. Con base en el VaR, se analizan también la duración de los contratos (se escogieron los horizontes de 10, 15 y 20 años), el impacto del ingreso del cargo por confiabilidad y del nivel de contratación (50, 70 y 100 %). También se sensibiliza la estructura de financiación (para tres casos 50, 60 y 70 % de deuda) y el *spread* de la deuda (2, 4 y 6 %). Con estos resultados, se analiza la conveniencia de las alternativas regulatorias como mecanismo de mitigación del riesgo comercial para el inversionista, su viabilidad económica y financiera, y otras consideraciones para la demanda

(destinataria final de la energía) y el mercado. Se identifican las conclusiones y recomendaciones.

6.2 Modelación de alternativas para Colombia

Se consideran las diferentes alternativas planteadas por la CREG (2016) en su *Documento 161 de 2016*: Prima Verde (PV), Contrato Pague Lo Generado (PLG), Contrato Pague Lo Contratado (PLC) y Contrato de Energía Media, y se adiciona la modelación de una alternativa con combinación de contrato PLC y PLG. En los contratos se modela también un Precio fijo diferencial: precio fijo más alto para los primeros años, premiando los flujos de efectivo cuando el proyecto debe amortizar más deuda. La Prima Verde se modela también de forma variable, en función de la diferencia entre el precio del contrato (o estimación del costo nivelado de la tecnología eólica) y el precio de Bolsa. El monto de la prima disminuye de manera gradual, en función del comportamiento del precio *spot* hasta alcanzar un valor de cero.

Se continúa con una descripción breve de la modelación de las alternativas:

En la opción de Prima Verde (PV), se considera toda la energía vendida en la Bolsa y se sensibiliza la PV con valores determinísticos, en un caso, y como prima variable, en otro.

Los valores determinísticos considerados son 5 y 10 \$/kWh.

Para la prima variable, se supone que:

si $P_b \geq 0,9 \text{ CN}$, $PV = 0 \% \text{ CN}$; si $0,7 \text{ CN} \leq P_b < 0,9 \text{ CN}$, $PV = 5 \% \text{ CN}$; y si $P_b < 0,7 \text{ CN}$, $PV = 10 \% \text{ CN}$, donde P_b es el precio de bolsa y CN es el costo nivelado para la tecnología eólica, estimado previamente.

En el contrato PLG, se considera que toda la energía generada en este contrato se vende a un precio fijo, sin obligación de entrega de una cantidad determinada (firmeza), sino sujeta a la intermitencia de la generación. El generador no tiene ni compras ni ventas en bolsa.

Se modela también el precio fijo diferencial de mediano y largo plazo.

Para el contrato PLC, se consideran diferentes niveles de contratación a precio fijo y con obligación de entrega. La porción restante respecto a la generación (si la hay), se considera vendida en bolsa. Si la generación es inferior a la cantidad contratada, el generador hace compras en bolsa, para honrar su compromiso. Se modela también el precio fijo diferencial de mediano y largo plazo. Adicionalmente, se incluye la Prima Verde variable sobre la porción que queda vendida en bolsa. Luego de evaluar estas dos alternativas (PLG y PLC), se calcula cuál debe ser la prima entre ambos contratos, que compense el riesgo asumido por la firmeza en la cantidad entregada bajo el contrato PLC y, consecuentemente, las posibles compras en bolsa para completar la obligación contractual cuando la generación sea inferior.

En la combinación de contrato PLC y PLG, como una variante de las anteriores, se considera un contrato 50 % bajo modalidad PLC, y el 50 % restante, en PLG, con un precio fijo diferente para cada modalidad (considerando la prima mencionada anteriormente entre ambas modalidades). En este caso, pueden presentarse compras en bolsa si la generación es inferior a la cantidad en PLC; sin embargo, nunca habrá ventas en bolsa.

En el contrato EPA, se considera un compromiso de energía media anual y se calculan los desbalances como el diferencial entre la generación y este valor, y se generan valores a favor o en contra del generador (producto de la cantidad en exceso o déficit por el precio del contrato) que se cruzan con la demanda. No se presentan compras en bolsa para el generador (sí podrían presentarse para la demanda).

Se efectuaron también las simulaciones con diferentes duraciones del contrato: a 10, a 15 y a 20 años. Se supone que, en cada caso, al finalizar el plazo del contrato, toda la energía generada se vende en bolsa. En todos los casos, para la valoración se supone un período de construcción de 2 años y una vida útil del proyecto de 25 años.

El ingreso del cargo por confiabilidad se deja como una posibilidad de considerarlo o no, en función de la participación de estos proyectos en una subasta de expansión. El supuesto para la energía firme, valor que corresponde a la mínima generación de la planta con una probabilidad del 95 % de ser superado, es del 15% de la energía media.

En la tabla 1, se muestra el cálculo del costo del patrimonio.

Tabla 1. Costo del patrimonio (*equity*)

Rf Tasa Libre de Riesgo	4,00%
Rm Riesgo de Mercado	5,00%
Beta Desapalancado	0,47
Beta Apalancado	0,88
Sp Prima de Tamaño	2,00%
Ke (costo equity) US\$	10,40%
IPC Largo Plazo Colombia	3,00%
CPI long term USA	2,00%
Costo del Equity Colombia	11,48%

Fuente: elaboración propia.

El WACC (promedio ponderado del costo del patrimonio por su porcentaje y del costo de la deuda por su participación) al que se descuentan los flujos de caja está entre 7,5 y 9,5 %, dependiendo de la estructura financiera y de la tasa de deuda. La estructura financiera dependerá de cada empresa y del nivel de riesgo que tengan las alternativas regulatorias, tal que los financiadores aumenten sus préstamos. Se considera patrimonio-deuda de: 50-50 %, 40-60 % y 30-70 %. Así mismo, se consideran los indicadores de cumplimiento de la deuda como EBITDA/intereses o EBITDA/servicio deuda (amortización más intereses).

El CAPEX se considera en un valor de 1400 USD/kW, correspondiente a los costos actuales de esta tecnología. Se estima un OPEX de 6 USD/MWh (sin considerar aún egresos por OCV, compras en Bolsa y compras por energía firme). La indexación de los precios de la energía se hace con el IPP (estimado) de Colombia, y para la prima del cargo por confiabilidad, con el CPI de EUA.

7. Resultados

7.1 Resultados de la modelación de alternativas

Duración del contrato: sobre cada una de las alternativas evaluadas para un período de 25 años de vida útil, se modeló cuál podría ser una duración del contrato de largo plazo, considerando que la venta de energía queda expuesta a la bolsa, para el período restante de vida del proyecto. Se evalúa el valor en riesgo (VaR) para una duración de 10, 15 y 20 años y, como es de esperarse, el VaR es mayor para el menor plazo y va disminuyendo para los plazos mayores. Se calcula el precio del contrato que compensaría la diferencia en el VaR y se compara con los precios del mercado de contratos, que tiene señales importantes para períodos de 3 años adelante. El diferencial en el precio del contrato para plazos de 10 o 15 años está alrededor del 10 %, mientras que para plazos de 15 o 20 años, está cercano al 3 %. Se observa entonces que un plazo razonable sería de 15 años. Un plazo menor (10 años) requeriría unos precios superiores a los del mercado. Un plazo mayor (20 años) no muestra una reducción significativa en el VaR del inversionista y no sería eficiente para la demanda, que perdería la oportunidad de obtener precios posiblemente más competitivos que reflejen la evolución tecnológica y los menores costos de generación. Los siguientes resultados se obtienen considerando un plazo del contrato de 15 años.

Impacto del cargo por confiabilidad: con el mismo procedimiento descrito para el análisis del plazo del contrato, se evalúa el impacto de considerar o no el ingreso del cargo por confiabilidad (15 % de la energía media). El diferencial en el precio de equilibrio, que compensa el VaR sin cargo por confiabilidad con el que sí lo considera, está en alrededor del 11 %, con un incremento de cerca de 50 mil millones COP en el valor esperado del VPN, al incluir el cargo.

Precio de equilibrio: para los casos analizados, se obtiene un precio medio de equilibrio alrededor de 185 COP/kWh (constantes de julio de 2017 y equivalentes a 62 USD/MWh), con el cual se logra un VPN de cero. Para este cálculo, se considera una estructura financiera 50-50 % (patrimonio-deuda), un spread de deuda del 3,5 % y un WACC del 8,5 %.

Prima en el precio entre PLC y PLG: en forma similar a las anteriores, se calcula esta prima a partir de la comparación del VaR para una contratación 100 % en PLG y una 50 % PLC. Al contratarse en PLC, el VaR del inversionista sube al incrementarse el riesgo por compras en bolsa (cuando la generación es inferior al contrato y debe acudir a la bolsa para cubrir sus compromisos). El diferencial de precio que compensa la diferencia en el VaR entre ambas modalidades muestra un valor medio de 8 %.

Sensibilidades del VPN al nivel de contratación y a la Prima Verde: se corren los diferentes casos con las variables de precio de bolsa (su valor esperado corresponde al precio de equilibrio) y de generación modeladas estocásticamente y se obtienen resultados de valor esperado ($E(\text{VPN})$) y de VaR, para un nivel de confianza NC del 95 % (son valores negativos y representan la máxima pérdida para este NC), sensibilizando el valor de la Prima Verde fija, y para diferentes niveles de contratación. También se hace la simulación con Prima Verde variable, según se explicó antes (corresponde en la tabla a Bolsa + Prima var).

En la tabla 2, se resumen los resultados de cada alternativa evaluada.

Tabla 2. Resultados del valor esperado y VaR del VPN para cada alternativa evaluada

<i>E(VPN) - mill COP</i>													
<i>Prima \$/kWh</i>		<i>0</i>				<i>5</i>				<i>10</i>			
<i>Nivel contratación %</i>		<i>0%</i>	<i>50%</i>	<i>70%</i>	<i>100%</i>	<i>0%</i>	<i>50%</i>	<i>70%</i>	<i>100%</i>	<i>0%</i>	<i>50%</i>	<i>70%</i>	<i>100%</i>
Modalidad	Bolsa	9.461				25.280				41.072			
	Bolsa + Prim var	36.300											
	PLC		4.334	2.213	-14.126		12.208	6.878	-14.564		20.073	11.537	-14.999
	PLC Pdif		2.496	154	-17.298		10.361	4.798	-17.752		18.215	9.436	-18.203
	PLG		5.913	4.958	2.673		13.805	9.679	2.673		21.686	14.394	2.673
	PLG Pdif		4.370	2.783	-536		12.239	7.482	-536		20.098	12.177	-536
	EPA		5.913	4.958	2.673		13.805	9.679	2.673		21.686	14.394	2.673
	PLC-PLG				24.109								

<i>VaR N.C. 95% - mill COP</i>													
<i>Prima \$/kWh</i>		<i>0</i>				<i>5</i>				<i>10</i>			
<i>Nivel contratación %</i>		<i>0%</i>	<i>50%</i>	<i>70%</i>	<i>100%</i>	<i>0%</i>	<i>50%</i>	<i>70%</i>	<i>100%</i>	<i>0%</i>	<i>50%</i>	<i>70%</i>	<i>100%</i>
Modalidad	Bolsa	265.254				265.522				265.330			
	Bolsa + Prim var	239.704											
	PLC		129.076	82.233	68.747		129.210	83.131	70.873		129.600	84.183	73.488
	PLC Pdif		131.910	82.413	73.947		131.441	83.332	77.112		131.635	84.817	78.997
	PLG		136.426	90.051	44.546		135.944	90.116	44.546		136.639	90.057	44.546
	PLG Pdif		137.055	90.020	44.742		137.282	90.340	44.742		136.504	90.881	44.742
	EPA		136.426	90.051	44.546		135.944	90.116	44.546		136.639	90.057	44.546
	PLC-PLG				24.701								

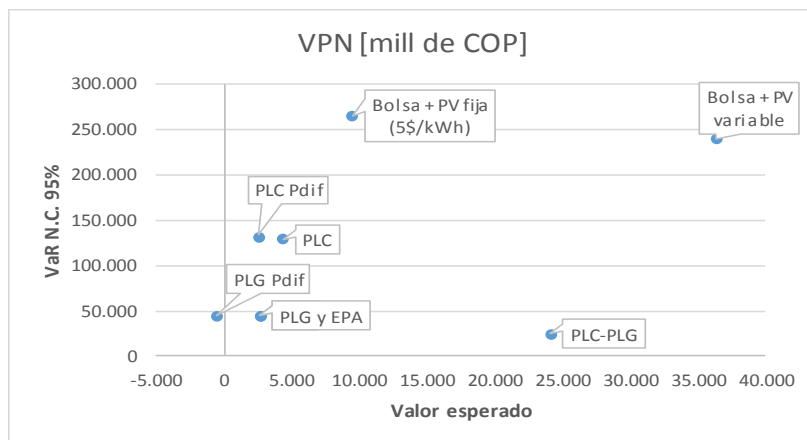
Fuente: elaboración propia.

Estos valores se obtuvieron manteniendo los precios de venta en las diferentes modalidades a nivel de equilibrio y con el fin de comparar las bondades de cada modalidad propuesta, en términos de cobertura de riesgos (análisis estocástico). El mayor riesgo comercial para el inversionista está en los casos de venta de su energía en Bolsa, dado que queda expuesto a la volatilidad del precio. Si bien una prima verde, ya sea fija o variable, mejora el valor esperado del VPN, la mitigación del riesgo comercial no es significativa. El VaR de la alternativa PLC es sensible al nivel de contratación, siendo menor para el 100 %, puesto que no se tiene exposición a ventas en Bolsa; sin embargo, desde el valor esperado, el nivel del 50 % es mejor (tendría menores compras en Bolsa). En esta decisión debe ser cuidadoso el generador, y tendrá impacto al gestionar su financiación (Castillo, 2015).

La modalidad de contratación con un precio diferencial (Pdif) —estimado en la modelación de 5 % superior al de equilibrio en los primeros 7 años y con un descuento a partir del octavo

año, de forma tal que se obtiene un precio menor al de equilibrio en el largo plazo que lleve el VPN a cero—, ofrece para el inversionista un valor de VPN y un riesgo similar al de los casos con precio fijo de contratación —pero con la ventaja de que premiaría los flujos de efectivo en favor de los primeros años de la vida del proyecto (cuando probablemente más lo requiere el inversionista)—, y un descuento para la demanda de los años siguientes, cuando la tecnología probablemente reduzca sus costos, logrando que el contrato de largo plazo siga siendo competitivo. En la modalidad PLG, el valor esperado es ligeramente superior al del PLC; sin embargo, el valor en riesgo se disminuye notablemente, dado que el generador no está expuesto a ventas ni a compras en Bolsa. El contrato EPA es igual al PLG, en términos de valor esperado y de VaR, dado que, si se presentan desbalances anuales entre la generación y la cantidad definida en el contrato, esta se transa al precio del contrato; por lo tanto, el generador no tiene ni compras ni ventas en Bolsa. No obstante, esta modalidad puede facilitar la financiación del proyecto al contar con unos ingresos mensuales estables equivalentes a 1/12 de la energía anual vendida. Finalmente, el caso que combina las dos modalidades de contratación (PLC-PLG, 50-50 % de la generación media esperada en cada modalidad) es el que minimiza el riesgo del inversionista y, además, mejora el valor esperado del VPN con respecto al caso PLG. El contrato cubre primero la energía PLC, y los excedentes de generación los vende bajo el PLG. El generador no tiene ventas expuestas a bolsa; sin embargo, sí podría tener compras en bolsa si su generación es inferior a la cantidad PLC. Para la demanda también podría ser una alternativa interesante, porque tiene una buena porción de energía en firme y, además, puede recibir un mejor precio por la energía en PLG. Es de anotar que los riesgos siempre están oscilando entre el vendedor (generador) y el comprador (la demanda). Por ejemplo, en la modalidad PLC, el riesgo de variabilidad de

generación lo asume el generador, y en el PLG, lo asume la demanda (expuesta a Bolsa). En la gráfica 3, se comparan los valores de VaR con el valor esperado del VPN de las opciones.



Gráfica 3. Comparación del valor esperado y el VaR del VPN para las opciones evaluadas.

Fuente: elaboración propia.

Como se mencionó, puede observarse que la mejor opción combinando valor esperado y VaR del VPN es el contrato PLC-PLG, seguido de la opción PLG (que es muy similar a la EPA, teniendo esta mejor opción de financiación). En un punto intermedio está la opción PLC, cuya mejora en el VPN no compensa el mayor riesgo asumido. Finalmente se encuentra la alternativa de Bolsa con Prima Verde (fija o variable). Si bien en el caso de la prima verde variable el VPN aumenta considerablemente, no compensa el riesgo de pérdida que se mantiene en el nivel alto.

En la tabla 3, se muestra el valor de la prima verde variable (valor esperado, desviación estándar y valor para diferentes percentiles) como un factor sobre el precio del contrato (o costo nivelado).

Tabla 3. Prima verde variable (PV), como un factor sobre el precio del contrato (o costo nivelado)

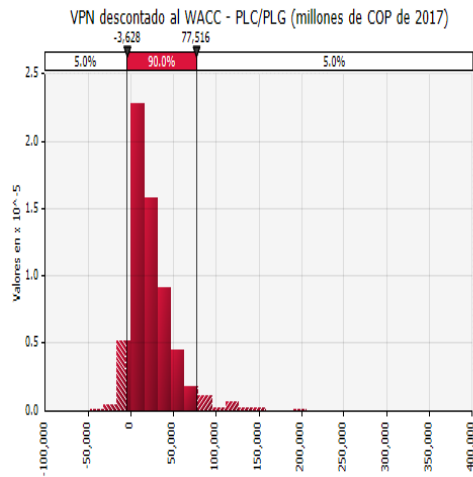
	E(t)	Desv Est.	0.05	0.6	0.7	0.76	0.86	0.95
Prima variable	1.06	0.05	1.00	1.07	1.09	1.11	1.14	1.16

Aplicada sobre el Costo nivelado (caso Venta en Bolsa) o sobre el Precio del contrato (porción en Bolsa que complementa el contrato)

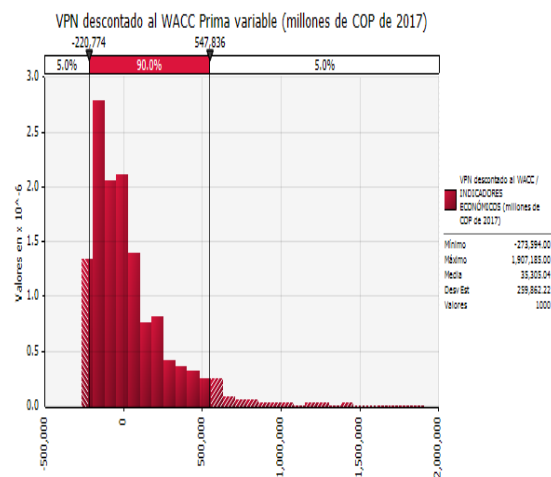
Fuente: elaboración propia.

Se observa que la PV media es del 6 % del precio de contrato (o costo nivelado), y máximo del 16 % (cuando el precio de Bolsa baja) para un nivel de confianza del 95 %, valor que no es significativo en la mitigación del riesgo.

En las gráficas 4 y 5 se presenta la distribución del VPN para el caso recomendado PLC-PLG y para el caso de Prima Verde (variable), respectivamente.



Gráfica 4. Distribución VPN caso PLC-PLG



Gráfica 5. Distribución VPN Prima Verde variable

Fuente: elaboración propia.

Se puede observar que en la gráfica 5 se presenta una dispersión mucho mayor, con valores más negativos en la cola izquierda.

Por último, se hizo sensibilidad a las principales variables financieras: estructura patrimonio-deuda y *spread* de la deuda, observándose su impacto en el VPN, el WACC y el cubrimiento del servicio a la deuda (indicadores arriba mencionados). Es de esperarse que, en la medida en que el riesgo en el VPN sea menor, se logre obtener un mayor porcentaje de endeudamiento y unas mejores tasas (Castillo, 2015). Por esta razón, para las modalidades PLC-PLG, PLG y EPA se podría considerar una componente de deuda alta, del orden del 60 %. A su vez, para modalidades PLC, se podría tener valores inferiores al 50 % y, finalmente, en el caso de ventas en bolsa, el valor sería inferior al 30 %. De forma complementaria, el tipo de inversionista también incidirá en esta estructura y en el *spread* de la deuda. Con base en la experiencia internacional, empresas pequeñas y nuevas tienen mayor dificultad para la financiación en renovables que empresas en operación y con grandes activos o filiales de estas. Dejando estables las demás variables, en la tabla 4, se observa el impacto en el WACC.

Tabla 4. Valor del WACC según la estructura financiera y *spread* de deuda

Spread Deuda	2%	4%
ESTRUCTURA Patrimonio/Deuda	WACC	
80/20%	8,80%	9,10%
60/40%	8,30%	8,80%
50/50%	8,00%	8,70%
40/60%	7,70%	8,60%
30/70%	7,50%	8,40%

Fuente: elaboración propia.

Como puede observarse, el WACC se mueve entre 7,5 y 9,1 %, en función de estas variables. Se consideran también los indicadores de cobertura de la deuda con valores típicos de mercado: EBITDA/intereses = 3, o EBITDA/servicio deuda = 1,5. El indicador evalúa la capacidad del proyecto para generar recursos líquidos, y su valor dependerá de la aversión al

riesgo de la empresa y del financiador. Se observa en la modalidad del contrato PLC-PLG que se cumplen en general estos indicadores.

7.2 Análisis cualitativo y propuesta de implementación de la mejor alternativa identificada

Los contratos combinados PLC-PLG, responden de manera equilibrada a las preferencias de cada parte, en términos de la proporción de firmeza en las entregas (PLC) y la variabilidad de generación (PLG) y, consecuentemente, en la asignación de riesgos entre el generador y la demanda. El mecanismo se puede implementar a través de una subasta centralizada de contratos de dos puntas, con oferta de los generadores de energía renovable y de la demanda. Para definir la cantidad que se vaya a subastar, se propone tomar como referencia un porcentaje alrededor del 40 % de la energía firme que está actualmente con plantas a líquidos, y que corresponde a un valor medio de 4000 GWh/año, que equivalen a cerca de 1200 MW en términos de potencia instalada. Lo anterior, para contribuir a la diversificación de la matriz energética, aumentar la cobertura de la demanda a través de contratos (por el costo de la generación a líquidos, esta energía no se oferta en contratos) y aportar al logro de los compromisos ambientales. La demanda participa de manera voluntaria, y podrá trasladarle el precio de compra en forma directa al usuario final, en la tarifa del mercado regulado.

El mecanismo de subasta realiza dos rondas de negociación: en la primera, el regulador define una proporción de energía en firme (PLC) y otra variable (PLG), por ejemplo, 30 % PLC y 70 % PLG (que está más inclinada al interés del inversionista, pero al tener una mayor porción en PLG, puede ofrecer menores precios que pueden ser atractivos para la demanda). Los generadores definirán sus cantidades respetando esta proporción y presentarán su precio (en él se reflejará la prima de riesgo entre ambas modalidades). La demanda participa

igualmente ofertando sus cantidades y el precio de compra. En lo demás, el mecanismo es como lo propuesto por la CREG. Si se alcanza a completar la meta de integración de renovables, no se hace necesaria otra ronda; pero si no es así, se hace la siguiente ronda por la energía restante, con una composición PLC 50 % y PLG 50 %, que se inclinaría más a la preferencia de la demanda. La adjudicación en contratos es la suma de ambas rondas, y si en algún caso específico le queda un faltante de energía por vender, podrá acudir a la Bolsa. El pago es descentralizado, dado que se generan contratos con los comercializadores seleccionados en la subasta (en forma bilateral). Frente al mercado, y dado que en la alternativa PLC los generadores pueden requerir compras en Bolsa para honrar su obligación, no se generarían distorsiones significativas de los precios de mercado. Un complemento a la subasta podría ser que se presentaran precios de oferta diferenciales para dos horizontes del contrato (por ejemplo, un precio para los primeros 7 años y otro para los 8 restantes), tal que la demanda se beneficie de menores costos por evolución tecnológica, y que del lado del inversionista se premien los flujos de caja de los primeros años, donde tiene mayor deuda. No obstante, habrá que profundizar en las ventajas de este ajuste al mecanismo y valorarlo frente a la simplicidad del proceso. El mecanismo de subasta por parejas de PLC y PLG es similar al que actualmente se usa en las transacciones de los cargos de transporte de gas a través de parejas de cargos fijos y variables, y no es ajena a los agentes del sector energético. La valoración de la eficiencia de este tipo de subasta es tema de análisis para futuros estudios, pero se propone que sea una subasta piloto realizada por parte del regulador o de un agente neutral que este designe, buscando que participen múltiples agentes y se garantice la competencia. A partir de sus resultados, se podrá determinar tanto la conveniencia de su implementación general a futuro como los posibles ajustes, considerando que, si bien se

tienen objetivos de diversificación de la matriz y medioambientales, en Colombia, por su matriz energética limpia, no es una necesidad apremiante y puede darse en forma gradual, observando el mercado y midiendo el impacto del mecanismo; adicionalmente, para no subestimar la experiencia internacional que se ha tenido en términos de impacto en los mercados, por su ingreso con apoyos regulatorios.

8. Conclusiones y recomendaciones

Con el objetivo principal de preservar el medio ambiente, al nivel mundial se están impulsando tecnologías limpias cuyos beneficios están asociados con: la sustitución de generación de energía que usa combustibles fósiles contaminantes —y algunas veces de alto costo o proveniente de centrales nucleares que representan riesgos para la población—, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, la diversificación de la oferta y la creación de empleo. Siguiendo esta tendencia, y con el fin de contar con estas fuentes limpias y competitivas que agreguen oferta al mercado y aporten a la diversificación, es conveniente que Colombia avance en esta dirección, pero se recomienda hacerlo de forma moderada y gradual, teniendo en cuenta la experiencia internacional.

El impulso a las energías renovables a través de apoyos regulatorios especiales ha traído también algunos efectos negativos en el mercado: se afectan la neutralidad tecnológica y la competencia en el mercado; su fuerte ingreso ha aumentado la volatilidad de los precios de la energía; y los esquemas FIT a precio fijo y sin obligación de entrega de una cantidad definida pueden afectar la rentabilidad de los generadores convencionales, que son requeridos para proporcionar respaldo, firmeza y confiabilidad al sistema. En algunos casos, después de un tiempo se ha incrementado el costo para los usuarios finales, al tener que

apoyar los proyectos renovables (metas de integración de estas energías más altas de las necesarias y evolución tecnológica que baja costos, pero no los percibe el contrato FIT) y respaldar el pago de la capacidad de las plantas convencionales ante la necesidad de su firmeza en el sistema.

La financiación es un factor importante para promover el ingreso de renovables. Para atraer capital de inversión y financiación, es necesario ajustar el perfil riesgo/retorno, disminuyendo la volatilidad del flujo de caja. La proporción de la deuda para los proyectos depende en buena parte del apoyo regulatorio que permita ajustar dicho perfil de riesgo. Mientras los reguladores consideren en sus políticas más elementos basados en el mercado, los esquemas FIT —a los que recientemente varios países hacen ajustes— han posibilitado niveles de deuda apropiados y la participación de nuevos inversionistas que asumen riesgos moderados. Para el caso colombiano, luego de modeladas las diferentes opciones regulatorias, y evaluadas en términos de valor esperado y riesgo, se recomienda la alternativa de un contrato a 15 años, que combina la modalidad PLC y PLG. La alternativa de remuneración por prima verde no es viable, dado que no logra mitigar el riesgo de la inversión. Se observa que la alternativa propuesta puede equilibrar las preferencias del inversionista y de los comercializadores (que representan la demanda regulada), y que es de menor impacto para el mercado; también permite la financiación de los proyectos, al reducir a un nivel adecuado el riesgo comercial. Su implementación sería a través de una subasta centralizada, donde la demanda acude en forma voluntaria. El pago de los contratos es descentralizado y bilateral, y debe contar con garantías de cumplimiento de las partes, aspecto clave por el plazo considerado. El comercializador puede trasladar directamente el precio a la tarifa del usuario regulado. Si bien las plantas renovables tienen una baja energía firme, el ingreso del cargo

por confiabilidad permitiría ofertas más competitivas (diferencial del orden de un 11 % en el precio). Estas plantas podrían optar por él como tomadoras de precio. Se recomienda evaluar la complementariedad de estas con otras tecnologías.

La Ley 1715 de 2014 contribuye a la viabilidad, pero no es suficiente. Otros apoyos estatales como nuevas exenciones o fondos de estabilización pueden aportar, pero no se consideran convenientes por el déficit fiscal del país y la seguridad jurídica para el inversionista.

A nivel mundial, los mercados vienen desarrollando coberturas y productos financieros para la gestión del riesgo comercial, en respuesta a menores fuentes de préstamo a largo plazo. Las compañías de seguros empiezan a ofrecer productos que garantizan ingresos mínimos ante la intermitencia de la producción. Los contratos estandarizados ayudan al crecimiento del mercado, disminuyendo la complejidad de las transacciones y generando un mayor dinamismo en la gestión del riesgo. Las compañías *yieldco* y los bonos verdes (mercado mundial de emisiones) han generado nuevas oportunidades para financiar proyectos, lo cual les permitirá a los generadores renovables aprender cómo operar en mercados abiertos ante una eliminación gradual de los subsidios.

Finalmente, se identifican aspectos relevantes en temas sociales, técnicos y de la operación del sistema, que impactan la incorporación de las fuentes renovables en el país pero que están fuera del alcance de este estudio, como son: el manejo de poblaciones complejas ubicadas en los sitios óptimos de los proyectos, la especificación de los equipos, la experiencia de los fabricantes, la idoneidad de los constructores y el manejo de la operación en términos de la congestión de la red y el despacho intradiario.

9. Referencias bibliográficas

- André, F., De Castro, L., y Cerdá, E. (junio, 2012). Las energías renovables en el ámbito internacional. *Cuadernos Económicos de ICE*, 83, 11-36. Disponible en http://www.revistasice.com/CachePDF/CICE_83___810091ECBB9FFCF682FD12C77FAB6D.pdf
- Arias, L. (2012). Perspectiva legal de la financiación de proyectos “Project Finance” y el manejo del riesgo. *Revista de Derecho Privado*, 23, 211-243. Disponible en <http://revistas.uexternado.edu.co/index.php/derpri/article/view/3308/2958>
- Asociación Colombiana de Distribuidores – Asocodis (2017). *Comentarios a la propuesta contenida en la Circular CREG 099/16- Documento CREG 161/16*.
- Asociación Colombiana de Generadores de Energía – Acolgen (2017). *Comentarios al Documento CREG 161*.
- Asociación de Energías Renovables no Convencionales – SER Colombia (2017). *Comentarios al Documento CREG 161 de 2016*.
- Bigerna, S., Bollino C., & Polinori, C. (2016). *Renewable Energy and Market Power in the Italian Electricity Market*. Disponible en <http://www.siecon.org/online/wp-content/uploads/2015/10/Polinori.pdf>
- Castillo, A. (2015). Los desafíos de la financiación de proyectos solares en Chile. *PV-Insider/Chile*. Disponible en <http://www.csptoday.com/chile/pdf/PVFinanceES.pdf>
- Congreso de Colombia (2014). *Ley 1715 de 2014*. Disponible en <http://wsp.presidencia.gov.co/Normativa/Leyes/Documents/LEY%201715%20DEL%2013%20DE%20MAYO%20DE%202014.pdf>
- Couture, T. y Gagnon, Y. (2010). *An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment*. *Energy Policy*, 38(2), 955-965. Disponible en http://econpapers.repec.org/article/eeeeenepol/v_3a38_3ay_3a2010_3ai_3a2_3ap_3a955-965.htm
- Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (2016). *Alternativas para la integración de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) al parque generador. Documento CREG-161*. Disponible en [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/0a50c62128ef76c90525809700507ca0/\\$FILE/Documento%20CREG%20-%20161.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/0a50c62128ef76c90525809700507ca0/$FILE/Documento%20CREG%20-%20161.pdf)

- Commonwealth of Australia (2015). *Meeting the Renewable Energy Target. Innovative approaches to financing renewables in Australia*. Disponible en [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/meeting-the-renewable-energy-target/\\$FILE/EY-meeting-the-renewable-energy-target.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/meeting-the-renewable-energy-target/$FILE/EY-meeting-the-renewable-energy-target.pdf)
- Fabra, N. y Fabra, J. (2010). Competencia y poder de mercado en los mercados eléctricos. *Cuadernos Económicos de ICE*, 79, 17-43. Disponible en http://www.revistasice.com/CachePDF/CICE_79__2C8FE850E987F8791F634EE26F0862B9.pdf
- IRENA (2017). *Renewable capacity statistics 2017*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency (IRENA). Disponible en http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2017.pdf
- IRENA (2016). *Unlocking renewable energy investment: The role of risk mitigation and structures finance*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency (IRENA). Disponible en https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Risk_Mitigation_and_Structured_Finance_2016.pdf
- IRENA (2015). *Renewable Energy and Jobs; Annual Review 2015*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency (IRENA). Disponible en http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Jobs_Annual_Review_2015.pdf
- Palisade (2017). *Software & Solutions for Risk & Decision Analysis*. Disponible en <http://www.palisade.com/products.asp>
- Paredes, J., y Ramírez, J. (2017). *Energías renovables variables y su contribución a la seguridad energética: complementariedad en Colombia*. Banco Interamericano de Desarrollo. Disponible en <https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/8146/Energias-renovables-variables-y-su-contribucion-a-la-seguridad-energetica-Complementariedad-en-Colombia.PDF?sequence=5>
- REN21 (2016). *Renewables 2016. Global status report*. París: El autor. Disponible en http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/06/GSR_2016_Full_Report.pdf
- Rivers, N. (2015). *Lessons learned from a decade of promoting renewable energy in Ontario*. Universidad de Ottawa. Disponible en https://carleton.ca/ces/wp-content/uploads/ontario_renewables2.pdf

- Romero, S., & Rudnick, H. (2015). *Stabilization fund for energy prices to promote renewable energy*. DOI: 10.1109/TLA.2015.7069093
- Turner, G., Roots, G., Wiltshire, M., Trueb, J., Brown, S., Benz, G., & Hegelbach, M. (2013). *Profiling the risks in solar and wind. A case for new risk management approaches in the renewable energy sector*. Zurich: Bloomberg New Energy Finance & Swiss Re Corporate Solutions. Disponible en http://www.swissre.com/library/Profiling_the_risks_in_solar_and_wind.html
- XM Compañía de Expertos en Mercados (2017). *Descripción del sistema eléctrico colombiano. Mercado de energía*. Disponible en <http://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/descripcion-del-sistema-electrico-colombiano.aspx>