



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

**Contratos financieros derivados del clima como
estrategia de cobertura en Colombia.
Aplicación a una central de generación
hidroeléctrica.**

Jose Miguel Hernández Arango

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas
Medellín, Colombia
2013

**Contratos financieros derivados del clima como
estrategia de cobertura en Colombia.
Aplicación a una central de generación
hidroeléctrica.**

Jose Miguel Hernández Arango

Tesis presentada como requisito parcial para optar al título de:
Magíster en Ingeniería de los Recursos Hidráulicos

Director:

Msc Luis Fernando Carvajal Serna

Codirector:

Msc Jorge Enrique Lotero Botero

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas
Medellín, Colombia
2013

A mi familia

Agradecimientos

A mi familia por su apoyo durante el desarrollo de esta tesis, a Ricardo por la ayuda con el procesamiento de la información. A todos los profesores del Posgrado en Recursos Hidráulicos por sus enseñanzas durante estos años, especialmente al profesor Germán Poveda y a la profesora Lilian Posada. Al director de este trabajo, el profesor Luis Fernando Carvajal, que me guio en todo el proceso y fue quien me introdujo en el tema de los derivados climáticos. Al codirector Jorge Enrique Lotero, porque sin él y sus valiosos aportes en el tema financiero habría sido imposible terminar de manera satisfactoria este trabajo. A Martín y David Calderón por su amistad a lo largo de los años y por tomarse el tiempo de leerse esta tesis.

Contenido

Lista de Figuras	10
Lista de Tablas	12
1 Introducción.....	15
1.1 Objetivos DEL PROYECTO.....	15
1.1.1 Objetivo General	15
1.1.1 Objetivos Específicos.....	15
1.2 Derivados financieros tradicionales.....	16
1.2.1 Tipos de negociantes.....	17
1.2.2 Tipos de derivados financieros	19
1.2.3 Riesgo base en los derivados financieros tradicionales	21
1.2.4 Ejemplo de funcionamiento de un derivado financiero (Futuros de dólares)	22
1.3 Derivados financieros en Colombia.....	23
1.3.1 El mercado de derivados de electricidad en Colombia	25
1.4 Derivados climáticos.....	26
1.4.1 Evolución del mercado de derivados climáticos en el CME Group.....	29
1.4.2 Los HHD y CDD	31
1.4.3 Riesgo base en los derivados climáticos.....	32
1.4.4 El mercado del clima.....	34
1.4.5 Métodos de valoración del derivado	38
2 Riesgo climático de algunos sectores productivos nacionales	43
2.1 El café.....	43
2.2 El Banano.....	46
2.3 La caña de azúcar	48
2.4 La generación de energía	50
2.5 Resumen del riesgo frente a la precipitación.....	50
2.6 La precipitación en Colombia.....	52
2.6.1 Generalidades	52
2.6.2 El Niño Oscilación del Sur (ENSO)	53
2.6.3 El Ciclo Anual	54
3 Metodología.....	56
3.1 Selección de la variable subyacente.....	56

3.2	Simulación energética	57
3.2.1	Costos operativos y de ley	58
3.3	Información utilizada	60
3.4	Relación entre el clima y los ingresos de una central hidroeléctrica a filo de agua	64
3.5	Diseño del índice subyacente	67
3.5.1	Regla de operación de una central hidroeléctrica a fila de agua.....	67
3.5.2	Propuesta de un índice subyacente a partir del caudal	71
3.5.3	Ingresos de la central de generación	73
3.5.4	Factor de conversión monetario (Tick)	76
3.5.5	Tipo de contrato	77
4	Aplicación de una cobertura sobre QPG a una central hidroeléctrica a filo de agua .	81
4.1	Aplicación de forward sobre el índice QPG.....	81
4.1.1	Dimensionamiento de la central de generación	83
4.1.2	Forward sobre la misma estación de caudal.....	85
4.1.3	Forward sobre una estación de caudal en otro punto de la corriente.....	89
4.1.4	Derivado sobre el índice QPG estimado a partir de registros de precipitación.....	96
4.2	Aplicación de una opción call sobre el índice QPG	100
4.3	Evaluación a nivel nacional de la efectividad de un forward con el índice propuesto	109
5	Propuesta de un método de valoración del derivado utilizando técnicas de pronóstico y simulación	113
5.1	Antecedentes en la valoración de derivados de clima.....	113
5.2	Modelos utilizados.....	116
5.2.1	Modelo de simulación	116
5.2.2	Modelo de pronóstico.....	117
5.2.3	Simulación con medias condicionadas.....	119
5.3	Evaluación de los métodos de valoración.....	119
6	Conclusiones y recomendaciones.....	124
6.1	Conclusiones.....	124
6.2	Recomendaciones	127
	Bibliografía.....	131

Lista de Figuras

Figura 1. Consumo de electricidad Vs temperatura, Nueva Inglaterra (tomado de Cao & Wei 2004)). ...	28
Figura 2. Consumo de Gas vs temperatura, Illinois (tomado de Cao & Wei 2004)).....	29
Figura 3. Listado de ciudades cubiertas por contratos del CME Group	31
Figura 4. Correlación entre dos estaciones de precipitación cercanas.	34
Figura 5. Estructura y participantes del mercado de derivados climáticos (Tomado de (Finas, 2012)) ...	38
Figura 6 Requerimientos mínimos de precipitación para el desarrollo del café.....	45
Figura 7 Comportamiento de la producción (Gráfico de masa simple).	47
Figura 8. Estaciones de caudal.	62
Figura 9. Estaciones de precipitación.....	63
Figura 10. Proceso de transformación de la precipitación en ingresos en una central hidroeléctrica.	65
Figura 11. Producción energética de la cadena Alban y caudal medio del río Anchicayá.	66
Figura 12. Coeficiente de variación de las series de caudal utilizadas en el estudio.....	67
Figura 13. Regla de decisión de caudales turbinados	68
Figura 14. Caudal Afluyente e ingresos de una central hidroeléctrica.	69
Figura 15. Caudal turbinado función del caudal afluyente	70
Figura 16. Índice QPG en función del caudal.....	72
Figura 17. Caudal turbinado e índice QPG en función del caudal afluyente.....	73
Figura 18. Eficiencia de una turbina (tomado de http://www.wkv.cl/turbinas.html)	74
Figura 19. Ciclo anual de los caudales en la estación “El Almabrado”.	82
Figura 20. Comportamiento de los caudales mensuales (febrero de 1953 - diciembre de 1954)	82
Figura 21. Caudal medio anual.	83
Figura 22. Autocorrelograma de la serie de caudales anuales de la estación de referencia.....	88

Figura 23. Ingresos de la central antes y después de la cobertura	89
Figura 24. Ciclo anual de los caudales de generación y de cobertura.....	90
Figura 25. Caudales medios anuales entre de los caudales para generación y cobertura	90
Figura 26. Regresión lineal entre las estaciones de generación y cobertura	91
Figura 27. Flujos del derivado y de las ventas de energía	92
Figura 28. Comportamiento de los flujos de caja antes y después de la cobertura	93
Figura 29. Correlación entre los caudales de generación y los caudales de cobertura	94
Figura 30. Ingresos por derivado y por venta de energía.....	95
Figura 31. Ingresos antes y después de la cobertura con base en la estación 2302706.....	95
Figura 32. Relación entre el ciclo anual del caudal y la precipitación.....	97
Figura 33. Ingresos por venta de energía y por forward (sobre precipitación).....	98
Figura 34. Ingresos por venta de energía, esperados y totales.....	99
Figura 35. Balance entre ingresos y egresos anuales	103
Figura 36. Funcionamiento del pago de una opción.	105
Figura 37. Balance (Ingresos – costos) antes y después de la opción.....	106
Figura 38. Balance antes y después de la opción con strike cero.....	107
Figura 39. Diferencia entre ingresos esperados e ingresos requeridos.....	109
Figura 40. Disminución de la desviación estándar de los ingresos con una cobertura a partir de caudal.	111
Figura 41. Disminución de la desviación estándar de los ingresos con una cobertura a partir de precipitación.....	112
Figura 42. Protocolo para la predicción de caudales medios mensuales (Rojo, 2011)	118
Figura 43. Proceso de simulación de los caudales medios mensuales.	121
Figura 44. Valoración del forward mediante análisis histórico y simulación – pronóstico.....	122

Lista de Tablas

Tabla 1. Posición de riesgo frente a la precipitación de los diferentes sectores económicos.....	52
Tabla 2. Parámetros de la central hidroeléctrica dimensionada.	58
Tabla 3. Parámetros de la central hidroeléctrica dimensionada.	84
Tabla 4. Resultados de la simulación energética.....	84
Tabla 5. Características del futuro.	85
Tabla 6. Resultados de la simulación energética.....	98
Tabla 7. Costos fijos de la central hidroeléctrica.....	101
Tabla 8. Resultados de la simulación energética.....	120
Tabla 9. Error porcentual de cada una de las metodologías de valoración.	122

Resumen

El clima, además de ser un asunto ambiental, tiene fuertes implicaciones económicas. Importantes sectores productivos en diferentes partes del mundo tienen una estrecha relación con ciertas variables climáticas, las cuales usualmente no se pueden controlar y difícilmente se pueden predecir. Los derivados climáticos son instrumentos financieros que permiten administrar este riesgo y que se utilizan frecuentemente en países desarrollados. En Colombia hay una parte importante de la economía que tiene relación con el clima pero hasta el momento no hay herramientas que permitan gestionar este riesgo, en consecuencia los ingresos de estas empresas están expuestos a la incertidumbre y volatilidad propios del régimen climático de nuestro país.

Por ello esta tesis de maestría hace una revisión bibliográfica general de la relación de algunos sectores de la economía colombiana con el clima y posteriormente se centra en el sector de generación hidroeléctrica. Así las cosas, se presenta un índice que da cuenta de los caudales disponibles para generación, considerando parámetros técnicos de la planta como el caudal mínimo turbinable y el caudal de diseño y aspectos ecológicos como el caudal ambiental. Se muestra que el índice propuesto puede ser utilizado como subyacente en contratos derivados y se aplica a diferentes casos mediante la simulación energética de una serie de centrales de generación hipotéticas. Se plantea el uso de un forward y una opción call europea, ambos basados en el índice propuesto, y se evalúa la efectividad de la cobertura en la estabilización de los ingresos de la central. Como medida alternativa para los casos en los que no hay estaciones de caudal cerca del lugar de la central de generación se propone calcular el índice a partir de registros de precipitación. En último lugar se propone incluir modelos de simulación y pronóstico de la variable subyacente para mejorar los procedimientos de valoración de los contratos.

Palabras clave: derivados climáticos, generación hidroeléctrica, riesgo climático, estrategia de cobertura financiera.

Abstract

The weather, as well as being an environmental issue, has strong economic implications. Important productive sectors in different parts of the world have a close relationship with certain climatic variables, which usually cannot be controlled and are difficult to predict. Weather derivatives are financial instruments to manage this risk and are often used in developed countries. In Colombia there is an important part of the economy that has to do with the weather but so far there are no tools to manage this risk, therefore the income of these companies are subject to the uncertainty and volatility of Colombian climate.

This master thesis makes a general review of the relationship between some sectors of the Colombian economy with climate and subsequently focuses on the hydropower sector. An index that consider the flow available for hydropower generation is proposed, it considers technical parameters of the plant as maximum and minimum flow and ecological issues such as environmental flow. It can be showed that the proposed index can be used as the underlying of the derivative contracts. It's evaluated the use of a forward and a European call option based on the index and the hedge effectiveness in stabilizing the income of the hydropower plant. As an alternative for cases in which there is no stream gauges near the site of the generation plant is proposed to calculate the index from rainfall records. Finally it is proposed to include simulation and forecasting of the underlying variable to improve the valuation of the contracts.

Keywords: weather derivatives, hydropower generation, climatic risk, financial hedging strategy.

1 INTRODUCCIÓN

El riesgo del clima ha estado presente desde los orígenes de la civilización, y de hecho se podría concluir que es el riesgo más antiguo al que se ha enfrentado la actividad económica humana, sin embargo hasta hace relativamente poco no existían métodos de cobertura eficientes y ampliamente disponibles. Como solución a este problema surgieron los derivados de Clima (Weather Derivatives), los cuales ofrecen coberturas económicas eficientes a todos aquellos afectados por variaciones meteorológicas específicas.

Este es hoy en día un mercado maduro, en crecimiento, y con un historial de operaciones de éxito en un amplio abanico de sectores y de países. Cientos de compañías, pymes, entidades públicas, y gobiernos de todo el mundo se han beneficiado del uso de los derivados de clima. Gracias a estos innovadores productos se han podido compensar resultados operativos negativos no deseados, contribuyendo a mantener los beneficios y los objetivos empresariales, a la no destrucción de empleo, e incluso al desarrollo de áreas geográficas desfavorecidas (<http://www.bmeclima.es/>).

1.1 OBJETIVOS DEL PROYECTO

1.1.1 Objetivo General

Evaluar un derivado climático con precipitación o caudal como activo subyacente en la estabilización de los flujos de caja de un proyecto hidroeléctrico.

1.1.1 Objetivos Específicos

- Hacer una evaluación cualitativa de la relación entre diferentes sectores económicos de importancia en Colombia y la precipitación
- Hacer una revisión del estado del arte sobre los derivados climáticos como estrategia de cobertura.

- Plantear un derivado con precipitación o caudal como variable subyacente (futuros u opciones) que le permita a una central hidroeléctrica cubrir sus flujos de caja contra fluctuaciones en dicha variable.
- Evaluar los principales métodos de valoración de derivados presentes en la literatura y seleccionar aquel que mejor se ajuste a las características del contrato propuesto.
- Concluir acerca de la efectividad de la estrategia de cobertura en el caso de aplicación.

1.2 DERIVADOS FINANCIEROS TRADICIONALES

Los mercados de futuros fueron creados inicialmente para satisfacer las demandas de agricultores y comerciantes con el fin de disminuir la exposición al riesgo de volatilidad en el precio. Lo que se hizo inicialmente fue negociar contratos de futuros para pactar precios razonables para las dos partes antes de conocer si se presentaría una situación de escases o abundancia del producto en cuestión (Hull, 2002).

En 1848 a fin de servir de enlace entre agricultores y comerciantes se fundó el Chicago Board of Trade. Su tarea principal en un inicio fue la de estandarizar cantidades y calidades de cereales que se comercializaban. Poco después aparecieron los primeros contratos de futuros, a principios del año 2000 el Chicago Board of Trade ofrecía contratos de futuros para muchos activos subyacentes, incluyendo maíz, avena, trigo, plata, entre otros (Hull, 2002).

El Chicago Mercantile Exchange que se formó a partir del Chicago Produce Exchange fue fundado en 1874, antes de su fusión con el CBOT este mercado ofrecía contratos de futuros sobre una gran cantidad de productos subyacentes (Hull, 2002).

Posteriormente, la fusión de estos dos mercados (el Chicago Board of Trade y el Chicago Mercantile Exchange) dio paso al CME GROUP, en el cual se ofrecen derivados estandarizados sobre una amplia gama de commodities, tasas de interés, índices accionarios y exóticos como el clima y la energía.

El nacimiento y constante desarrollo de este tipo de mercados responde a la necesidad de los productores e inversionistas de cubrirse contra situaciones adversas de cualquier índole, los derivados son útiles para la administración de riesgos, pueden reducir los costos, mejorar los rendimientos, y permitir a los inversionistas manejar los riesgos con mayor certidumbre y precisión, aunque, usados con fines especulativos, pueden ser instrumentos muy riesgosos, puesto que tienen un alto grado de apalancamiento y son a menudo más volátiles que el instrumento subyacente. Esto puede significar que, a medida que los mercados en activos subyacentes se mueven, las posiciones de los derivados especulativos pueden moverse en mayor medida, lo que da como resultado grandes fluctuaciones en las ganancias y pérdidas. Recientemente, la atención se ha enfocado en grandes pérdidas, y se ha subrayado la necesidad de contar con buenos controles de gestión al negociar tales instrumentos (Gray & Joanna, 2003).

Un contrato de derivados asume su valor por el precio de la partida o ítem subyacente, por ejemplo un producto básico, un activo financiero o un índice. El activo subyacente puede ser un bien físico, como trigo o cobre, donde el precio de los derivados se ve afectado por las expectativas en cuanto a la escasez a que se sujetarán la oferta y demanda futuras; o bien un producto financiero, como por ejemplo, acciones, valores de ingreso fijo, o simplemente saldos en efectivo. Un contrato de derivado financiero deriva el precio futuro para tal activo sobre la base de su precio actual (el precio spot) y las tasas de interés (el valor del dinero en el tiempo) (Gray & Joanna, 2003).

También se requiere hacer una distinción entre contratos negociados en bolsa, que se hallan estandarizados, y contratos extrabursátiles (Over the Counter OTC), que típicamente no están estandarizados y se pactan libremente entre las partes (Gray & Joanna, 2003).

1.2.1 Tipos de negociantes

El éxito de los mercados financieros radica en parte en que han atraído a diversos tipos de agentes y tienen mucha liquidez. Cuando un inversionista toma parte en un contrato no tiene problema en encontrar a alguien dispuesto a ser la otra parte (Hull, 2002); esto se debe a que los derivados financieros se pueden utilizar con diferentes fines. Su aplicación más común son las estrategias de cobertura en las cuales el agente busca protegerse contra cambios adversos en el

activo subyacente bien sea el precio de una acción, la tasa de cambio de una divisa, una tasa de interés, el costo de un commodity, o un exótico como la energía o el valor de una variable climática. Sin embargo hay otros participantes igualmente necesarios para el correcto funcionamiento del mercado que tienen diferentes percepciones del riesgo, estos son los especuladores y los arbitrajistas.

- Coberturistas

Este tipo de personas tan solo busca protegerse ante adversidades en los precios de los productos, ya sea para venderlos o comprarlos, supongamos que el tesorero de una empresa conoce la cantidad de dinero que recibirá por concepto de la venta de mercancía en un plazo determinado, “imaginemos que son dólares los que va a recibir y para evitar una posible apreciación del peso frente al dólar y cuando reciba sus dólares y al cambiarlos por pesos no le den menos que ahora decide entrar al mercado de futuros tomando una posición corta o de venta, Hull (2000) menciona la diferencia fundamental en el uso de futuros y el uso de opciones para cobertura. Los futuros son designados para neutralizar el riesgo fijando el precio que el coberturista pagará o recibirá por el bien, por el contrario las opciones proveen seguridad, ya que ofrecen al inversionista la posibilidad de protegerse contra movimientos adversos en los precios mientras continua permitiendo un beneficio por los movimientos favorables en los precios” (ejemplo tomado de www.eumed.com).

- Especuladores

Son individuos que compran y venden contratos de futuros con la finalidad de obtener utilidades, asumiendo el riesgo de las fluctuaciones que presentan los precios de los productos. Su participación en los mercados de futuros y opciones sobre futuros es vital para que exista suficiente liquidez que permite a quienes buscan cobertura traspasar el riesgo de posibles fluctuaciones adversas de los precios. (www.eumed.com).

- Arbitrajistas

Estas personas se encargan de comprar una moneda o un bien en un mercado a un precio inferior e inmediatamente venderlo en otro mercado distinto a un precio superior, obteniendo una ganancia por el diferencial en los precios lo que provoca que los precios y cotizaciones en los distintos mercados se emparejen o igualen por estas oportunidades de arbitraje, lo cual sucede en cuestión de segundos o minutos por las modernidades tecnológicas y el rápido acceso a los mercados internacionales, para detectar oportunidades de arbitraje hay que estar monitoreando los mercados continuamente y entrar en el momento necesario, involucrando no solo a dos mercados sino más (www.eumed.com).

1.2.2 Tipos de derivados financieros

Dependiendo de lo que se busque con los derivados financieros o de la aversión al riesgo del agente, éste debe seleccionar el tipo de derivado adecuado.

- Swaps

Un swap, o permuta financiera, es un contrato por el cual dos partes se comprometen a intercambiar una serie de cantidades de dinero en fechas futuras. Normalmente los intercambios de dinero futuros están referenciados a tipos de interés, llamándose IRS (Interest Rate Swap) aunque de forma más genérica se puede considerar un swap cualquier intercambio futuro de bienes o servicios (entre ellos de dinero) referenciado a cualquier variable observable. Los swaps se introdujeron por primera vez al público en 1981, cuando IBM y el Banco Mundial entraron en un acuerdo de intercambio (Forner, 2003).

- Forwards y futuros:

Es un contrato por el cual las partes contratantes se obligan a realizar una compraventa de un determinado número de bienes o activos (activo subyacente) a un precio establecido de antemano en una fecha futura. Cuando este contrato se negocia en un mercado organizado recibe el nombre de Futuro y cuando se negocia en mercado no organizado se conoce como contrato a plazo o Forward (Forner, 2003).

En un contrato a plazo o Futuro, al igual que en una compra-venta al contado, se fijan todos los términos de la transacción: activo objeto de transacción, cantidad y precio, pero a diferencia del mercado al contado, la compraventa no se realiza inmediatamente sino en una fecha futura pactada.

Es importante aclarar que cuando se acuerda un contrato a plazo o Futuro no se realiza ningún pago por ninguna de las partes. Ambas adquieren una obligación y por tanto no es necesario que el comprador del Futuro entregue contraprestación alguna al vendedor. Por tanto, en el momento de firmar el contrato no se produce movimiento monetario alguno. No obstante, en los mercados organizados ambas partes tienen que entregar un depósito de garantía para garantizar el buen fin de la operación (<http://rua.ua.es/dspace/>).

- Opciones

Las opciones ofrecen a sus propietarios el derecho (más no la obligación) a comprar (opción de compra o call option) un activo determinado a un precio fijo en algún momento en el futuro. La principal diferencia entre las opciones y los títulos clásicos (acciones y obligaciones), radica en que aquellas no representan un derecho sobre el activo del emisor. Es decir, un accionista ordinario tiene derecho sobre una parte de los beneficios futuros y de los activos de la compañía, mientras que el poseedor de una opción de compra (call) sólo tiene el derecho a adquirir acciones en el futuro lo que representa sólo un derecho potencial sobre los activos y beneficios de la empresa. Por otra parte, un accionista posee un título emitido por la compañía al haberla provisto de recursos financieros a cambio de unos ingresos futuros. El poseedor de una opción no tiene relación alguna con la empresa sobre cuyos títulos posee un derecho de compra o venta. Éste tiene sencillamente un acuerdo con otra parte, el vendedor de la opción, que concierne a la posible adquisición o venta en el futuro de los títulos a un precio determinado. Ni el emisor de la opción, ni el posible comprador de la misma, tienen efecto alguno sobre la compañía o sobre sus posibilidades de emitir acciones (Mascareñas, 2005).

Las opciones pueden llegar a no tener ningún valor si el precio del subyacente se ha movido en dirección contraria a las expectativas del adquirente en la fecha en la que expira la opción. Las

opciones pueden ser de dos tipos, de compra y de venta (put), ellas dan el derecho a comprar o vender a un precio fijo, ya sea en una fecha futura predeterminada o antes de la misma. La fecha fijada como límite para ejercer el derecho es conocida como fecha de expiración o vencimiento (expiration date) y el precio al que se puede ejercer la opción es el precio de ejercicio (strike). Las opciones se pueden dividir en dos dependiendo de su vencimiento, aquellas que solo se pueden ejercer el día de su vencimiento reciben el nombre de europeas, pero si se pueden ejercer antes reciben el nombre de americanas. Hay otras posibilidades (menos comunes) como las llamadas bermudas, que se pueden ejercer en algunas fechas intermedias y en la de su vencimiento (Mascareñas, 2005).

Además de estos derivados tradicionales (plain vanilla) han surgido otros más especializados y estructurados como respuesta a las necesidades específicas de los mercados, diferentes combinaciones de las opciones call y put con iguales o diferentes strikes o fechas de vencimiento dan lugar a estrategias de cobertura que permiten cubrir mejor los riesgos de los agentes (Mascareñas, 2005).

La combinación o modificación de estos derivados puede dar lugar a estrategias más complejas, como los straddles, strangles, strips, etc. O a las opciones asiáticas u opciones barrera.

1.2.3 Riesgo base en los derivados financieros tradicionales

La base, en general, es la diferencia entre dos precios o tipos. De manera más concreta, la diferencia entre el precio (o tipo) de contado del activo subyacente y un precio (o tipo) de futuros del activo subyacente. Cuando se establece una cobertura de futuros, el que se cubre cambia el riesgo de precio por el riesgo de base (<http://www.economia48.com/spa/d/base/base.htm>).

En los derivados financieros tradicionales hay dos tipos de situaciones que pueden generar riesgo base:

- La primera de ellas es que el activo cuyo precio se deberá cubrir puede no ser exactamente igual al activo subyacente al contrato de futuros. Por ejemplo en el caso de un commodity puede ser

que la calidad del activo que se desea cubrir sea diferente a la del subyacente del derivado. Por ejemplo, el precio de un tipo de trigo (precio del trigo al contado) podría diferir del precio de los futuros de trigo en Chicago en parte porque el precio del trigo al contado podría ser de una variedad específica mientras que el contrato de futuros podría requerir la entrega de una variedad de trigo totalmente diferente (<http://www.economia48.com/spa/d/base-de-calidad/base-de-calidad.htm>).

- La segunda es que el coberturista puede no estar seguro de la fecha exacta en que se comprará o venderá el activo. Esto puede generar base temporal, lo que implica que el agente queda descubierto durante el tiempo que dura el desfase.

1.2.4 Ejemplo de funcionamiento de un derivado financiero (Futuros de dólares)¹

Si un inversor teme que los precios de algún activo bajarán, toma una cobertura vendedora. Es el caso de un exportador que en julio vende productos al exterior y en agosto recibirá el pago en dólares. En principio desconoce el valor que tendrá el dólar en el momento en que reciba el pago, asumiendo el riesgo de que el dólar pierda poder adquisitivo.

Para cubrir este riesgo utiliza un contrato de futuro de tipo de cambio peso/dólar. En el mes en el que pactó la venta, vende contratos a futuro del dólar a agosto a \$3,10. Llegado el momento del cobro, puede suceder, tal como el inversor supuso, que la cotización del dólar esté más baja. En este caso la empresa compensará el valor menor del dólar que cobra de la exportación con la ganancia del contrato futuro, ya que compraría futuros al valor actual y ganaría la diferencia.

Otra posibilidad es que llegado el momento del cobro, el dólar esté más alto, en cuyo caso la pérdida en el futuro se compensaría por el mayor valor que obtenga al cambiar el dinero recibido en el mercado físico.

Por su parte, quien toma una cobertura compradora, lo hace porque cree que los precios pueden subir, y con ello incrementarse el precio de los bienes que debe comprar en el futuro. Este es el

¹ Ejemplo tomado de http://www.bcba.sba.com.ar/downloads/Ejemplo_contrato_futuros.pdf, página de la bolsa de valores de Buenos Aires, consultada el 18 de julio de 2012.

caso de un importador que en julio compra insumos a Estados Unidos con fecha de entrega en agosto. Aquí el riesgo que corre es que en agosto el dólar esté más alto y los insumos le cuesten más.

Para cubrir este riesgo utiliza los contratos de futuro. En el mes que pactó la compra, hace un contrato de futuro de dólar a agosto a \$3,10. En agosto puede ocurrir que la cotización del dólar sea superior. Dado que el importador está cubierto, la pérdida que tendría al comprar dólares a mayor precio en el mercado físico se compensaría por la ganancia del mercado de futuro.

Por el contrario, si el dólar valiera menos en agosto, el importador compensaría su pérdida en el contrato de futuro con la diferencia a favor en el mercado físico. Si bien sin el contrato de futuro el importador hubiese ganado más, lo importante es que el importador pudo asegurar que su negocio fuera igualmente rentable sin asumir el riesgo de tipo de cambio (ejemplos tomados de <http://www.bcba.sba.com.ar/home/index.php>).

1.3 DERIVADOS FINANCIEROS EN COLOMBIA

En Colombia el desarrollo del mercado de derivados ha tardado varios años. A partir de 1999 con la adopción de un régimen de flotación sucia, las opciones comenzaron a ser utilizadas por el Banco de la República, la Tesorería General de la Nación y las entidades públicas. La volatilidad y la imperfección que caracteriza a los mercados de capitales emergentes obligaron al sector real y financiero colombiano a implementar otros instrumentos derivados que permitieran hacer coberturas dando paso a la utilización de forwards y OPCFs desde finales de los años noventa por medio del mercado OTC. Las OPCFs se implementaron a partir de 1998 en la Bolsa de Bogotá y son ofrecidas desde 2001 en la Bolsa de Valores de Colombia (BVC). Solo hasta el 2008 la BVC ha desarrollado un mercado de derivados estandarizados que pretende darle profundidad y transparencia a este mercado. Inicialmente estos instrumentos fueron utilizados solo en operaciones sobre la TRM (Marín & Marín, 2009).

Los forwards siguen siendo el instrumento más utilizado y ha conservado una tendencia creciente. El plazo de vencimiento más habitual en Colombia para este instrumento es de 15 a 30

días, siendo aproximadamente el 40% del volumen total de forwards. De 1998 a 2003 el monto transado pasó de USD 1.400 millones a USD 3.500 millones en promedio mensual, alcanzando para el 2004 USD 5.393 millones. En junio de 2007 dado el incremento de la volatilidad en la tasa de cambio, las coberturas cambiarias por medio de OPCFs incrementaron a COP 1,73 billones, es decir, unos COP 1,51 billones más que en el mismo mes de 2006, cuando los operadores registraron transacciones por COP 214.689 millones (Marín & Marín, 2009).

Actualmente en Colombia se ofrecen derivados estandarizados sobre los siguientes productos:

- Futuros sobre Tasas de Interés:
 - Futuro de TES (Corto, Mediano y Largo Plazo)
 - Futuro de TES de Referencias Específicas
 - Futuro IBR
 - Futuro Inflación (CPI)

- Futuros sobre Divisas:
 - Futuro de TRM y TRS

- Futuros sobre Índices:
 - Futuro del Índice COLCAP

- Futuros sobre Acciones:
 - Futuro Ecopetrol
 - Futuro Preferencial Bancolombia
 - Futuro Pacific Rubiales
 - Futuro Preferencial Grupo Sura
 - Futuro Exitó
 - Futuro Nutresa
 - Futuro Inversiones Argos
 - Futuro ISA
 - Futuro Preferencial Grupo Aval

Futuro Cementos Argos

1.3.1 El mercado de derivados de electricidad en Colombia

El precio de la energía eléctrica a nivel internacional se ha caracterizado por su alta volatilidad debido a los cambios climáticos y a la variación de los precios de los commodities. Con el ánimo de brindar protección a las empresas generadoras y distribuidoras de electricidad frente a dichas fluctuaciones, se desarrollaron mercados estructurados con una serie de instrumentos que otorgan cobertura financiera a estas empresas permitiendo a los grandes consumidores lograr una mejor gestión de riesgos financieros al controlar sus costos de energía y mejorar su productividad (Cuadros & Ortega, 2012).

Según XM, en momentos de alta volatilidad los precios de la electricidad han llegado a tener variaciones hasta del 30% de un mes al otro, producidas por las alteraciones climáticas consecuencia del fenómeno del Niño y Niña de años recientes. En las últimas décadas, el mercado de valores en Colombia ha presentado cambios importantes, favorecidos en parte por el mayor crecimiento económico, el fortalecimiento del sistema financiero y la convergencia hacia una inflación baja y estable. Con la Ley 964 de 2005 se mejoró el marco regulatorio correspondiente al mercado de valores al representar mayor seguridad jurídica, transparencia y mejores prácticas de gobierno corporativo mientras que con el Decreto 1796 de 2008, se sentaron las bases para implementar un sistema estandarizado de derivados en Colombia (Cuadros & Ortega, 2012).

En la actualidad en el mercado eléctrico colombiano la compra y venta en el spot se hace a través de un mecanismo de subasta, un mercado de energía firme y un mercado de contratos bilaterales, este último ha tenido muchos problemas ya que existen una gran cantidad de modelos de contratos lo que dificulta la buena operación del mecanismo, para ello se pensó en implementar un mercado de derivados financieros lo cual empezó a funcionar en el 2008 por ende la situación actual permitía el desarrollo de un mercado derivados de energía, ya que la ley 964 de 2005 y el decreto 2893 de 2007 permitía el consentimiento de los intercambios de derivados financieros y la creación de cámaras de compensación, respectivamente. Para ello el administrador del mercado (XM) y el mercado de valores (BVC) se unieron para crear la cámara de compensación por primera

vez en Colombia y para implementar un mercado de derivados de energía eléctrica y se crea un Nuevo Mercado de Derivados Estandarizados de Energía (Cuadros & Ortega, 2012).

Tomando como soporte lo anterior, se toma la decisión de crear el mercado de derivados financieros de energía que sería para obtener una mayor eficiencia en la operación del mercado. En este caso XM y la BVC también están apoyados por la ley de mercado de valores la 964 de 2005 y con el decreto 1120 de 2008 que reglamenta la compensación y liquidación de estas operaciones, en particular la gestión de la Cámara de Riesgo Central de Contraparte (CRCC).(Derivex, 2010).

Dentro del mercado de futuros los compradores se pueden clasificar como coberturistas, arbitrajistas y especuladores, y los participantes se pueden clasificar en directos e indirectos, los primeros son aquellos miembros con la capacidad financiera para participar en el Derivex directamente en las negociaciones, los indirectos son aquellos que negocian a través de terceros que estén autorizados por el Derivex (Machado, 2012).

En síntesis este nuevo mercado fortalece el sector eléctrico del país ya que facilita mayor liquidez en el mercado y además permite a los agentes del mercado ofrecer otros tipos de negociaciones y realizar las modificaciones a los contratos que hoy en día se maneja en los OTC, lo más importante para el país es la relación el sector energético y el sector financiero generando un avance para los dos sectores y promoviendo así el crecimiento al mercado liberalizado eléctrico Colombiano (Machado, 2012).

Donde las funciones básicas de cada integrante están dadas según sus responsabilidades y roles de cada perfil, el gerente general debe gestionar los indicadores de gestión tanto de rentabilidad como los organizacionales, donde la gerencia administrativa y financiera debe velar y controlar el buen funcionamiento de los procesos administrativos y la buena productividad organizacional, la gerencia de gestor de mercado debe velar por el buen desarrollo del mercado que sea estable y ordenada, hacer seguimiento al comportamiento del mercado (Machado, 2012).

1.4 DERIVADOS CLIMÁTICOS

El clima ha sido parte de la historia del hombre y de la evolución del planeta desde sus inicios. Inclusive en la sociedad moderna en donde los adelantos tecnológicos son una constante, el clima sigue jugando un papel fundamental. Influye permanentemente en nuestras vidas, en las decisiones que tomamos e inclusive en la rentabilidad de las empresas (S. Cruz & Llinás, 2009)

Según la Weather Risk Management Association (2009), se estima que el 23% de la economía Estadounidense y aproximadamente una tercera parte del PIB mundial dependen directamente del clima. Así mismo, la rentabilidad de prácticamente todos los sectores como la construcción, el turismo, la energía y la agricultura (entre otros) dependen en gran medida de cambios en variables climáticas. El Ex Secretario de Comercio de los Estados Unidos, William Daley, mencionó en 1998 que “el clima no es solamente un tema medioambiental; es un factor principal en la economía. Al menos un trillón de dólares de nuestra economía es sensible al clima” (Felix Carabello 2009, citado por Cruz & Llinás, 2009). Estas afirmaciones son muestra de que el riesgo de las empresas frente al clima es evidente.

Hasta hace muy poco tiempo se ofrecía una cantidad muy reducida de instrumentos financieros para que las empresas cubrieran sus riesgos frente al clima. Con la aparición de los derivados climáticos ha surgido un mercado emergente con gran crecimiento y potencial a futuro (S. Cruz & Llinás, 2009).

Estos contratos financieros aparecieron por primera vez en los Estados Unidos como consecuencia de la desregulación del sector energético de ese país, ya que los actores del nuevo mercado en formación idearon alternativas para cubrirse de los riesgos asociados a eventos climáticos frecuentes pero con una incidencia importante sobre su producción o sus ventas. A raíz del fenómeno del niño de 1997 – 1998, uno de los más intensos de los últimos años (y que se predijo con bastante precisión), el cual produjo un invierno atípicamente cálido en los Estados Unidos y por tanto una importante reducción en la energía utilizada para calefacción, las empresas del sector energético entendieron que no era suficiente con hacer coberturas que fijaran el precio al que vendían la energía, sino que se hacía necesaria otra clase de instrumento financiero que permitiera mitigar el riesgo volumétrico, es decir, cubrir los flujos de caja contra las variaciones producidas por la disminución en las ventas. Por ejemplo la relación entre la demanda de energía

y la temperatura para el estado de Illinois es de $R^2=0,9416$, estas altas correlaciones hicieron entender a las empresas que el riesgo del volumen de ventas era un riesgo esencialmente climático y llevaron a que el mercado creciera rápidamente desde ese momento. En 1997 se hizo público el primer contrato, entre Koch Energy y Enron sobre un índice de temperatura para Milwaukee, Wisconsin para el invierno de 1997 – 1998. Desde ese momento muchas transacciones se llevaron a cabo en diferentes regiones entre distintos participantes del mercado (Cao & Wei, 2004). En la Figura 1 se muestra la correlación entre la temperatura en Nueva Inglaterra y la demanda de energía en esa misma ciudad, de la gráfica se puede observar que alrededor de los 65 °F (alrededor de 18°C) el consumo es bajo, mientras que por encima y por debajo de este valor las personas empiezan a utilizar energía para refrescar o calentar el ambiente.

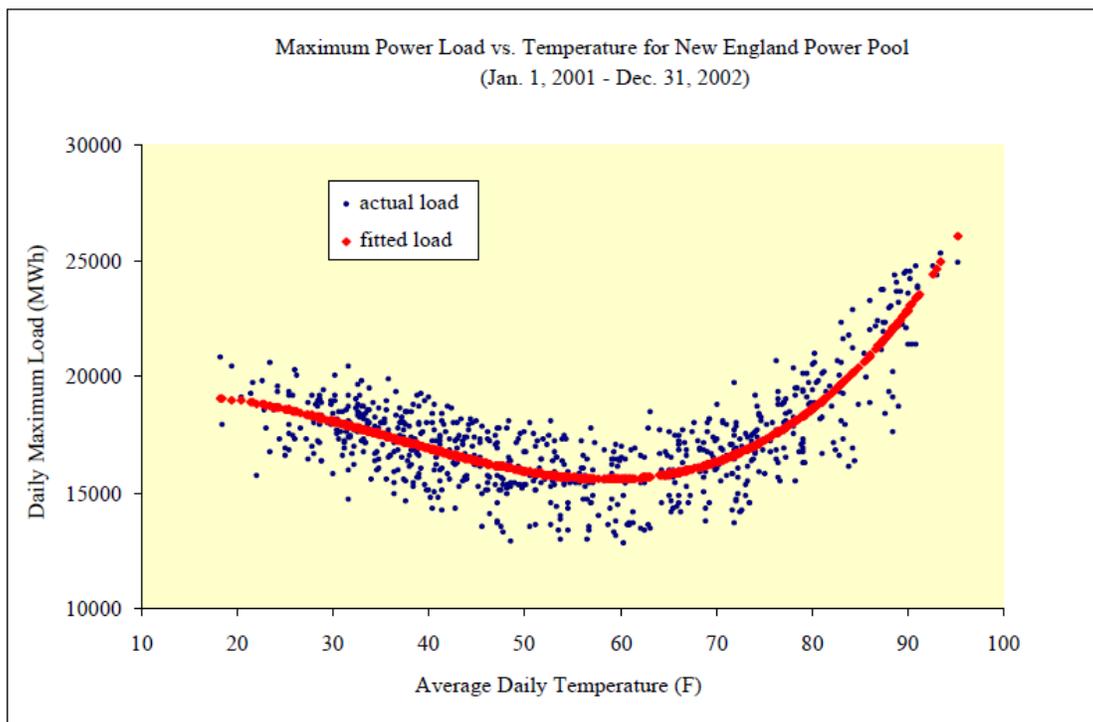


Figura 1. Consumo de electricidad Vs temperatura, Nueva Inglaterra (tomado de Cao & Wei 2004).

La Figura 2 muestra la relación entre el consumo de gas y la temperatura en la ciudad de Illinois, se puede observar que hay tendencia marcada que indica que a medida que baja la temperatura aumenta el consumo de gas y se puede ver claramente que la demanda de este energético se puede explicar en un alto porcentaje por el estado de esta variable climática.

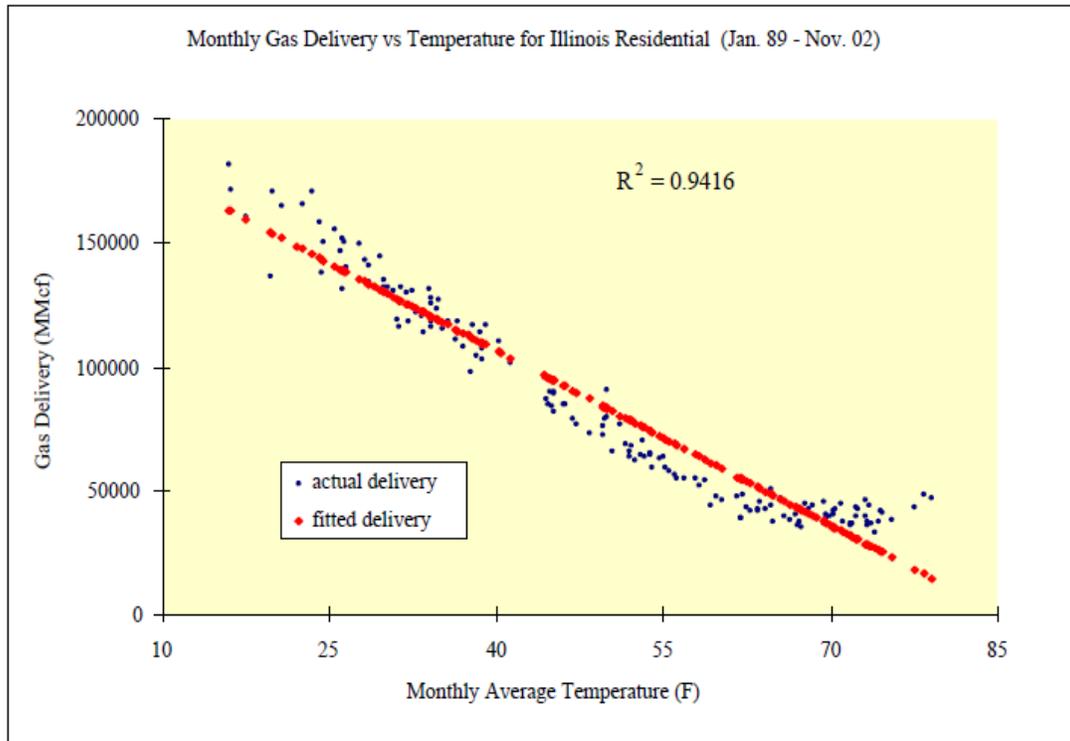


Figura 2. Consumo de Gas vs temperatura, Illinois (tomado de Cao & Wei 2004)).

Las correlaciones mostradas en las anteriores figuras dan muestra del potencial de los derivados climáticos para cubrir los riesgos asociados a los volúmenes de venta en el sector energético de los países ubicados en zonas templadas, lo que generó que después de la firma del primer contrato en 1997 las transacciones de este tipo de productos financieros hayan aumentado constantemente (Hull, 2003). Los primeros derivados climáticos estandarizados aparecieron en los mercados de Chicago, donde aún hoy se presenta el mayor volumen de negociación de los mismos, sin embargo estos se han esparcido rápidamente por los mercados de los países desarrollados alcanzando satisfactorios volúmenes de liquidez en Europa, Norteamérica, Japón y Australia.

1.4.1 Evolución del mercado de derivados climáticos en el CME Group

La historia de los derivados climáticos está fuertemente ligada al Chicago Mercantile Exchange (CME), ahora CME Group (después de su fusión con el CBOT, Chicago Board of trade), los primeros contratos estandarizados fueron estructurados por este mercado y aún hoy es el mayor referente mundial en el tema.

El mercado organizado de estos instrumentos comenzó en 1999 cuando el CME estructuró dos contratos estandarizados de temperatura, Heating Degree Days (HDD) y Cooling Degree Days (CDD) para 10 ciudades de los Estados Unidos. Estos contratos fueron opciones y futuros mensuales y reflejaban la diferencia acumulada entre el promedio diario de la temperatura y la temperatura base (65 °F) para cada día durante un mes calendario (CME Group, 2011).

Posteriormente aparecieron contratos estacionales que permitían a los participantes cubrirse contra el comportamiento de la temperatura durante toda una estación (desde dos hasta siete meses)

En 2003 este mercado se extendió a Europa con el lanzamiento de contratos HDD mensuales y estacionales en seis ciudades de este continente. El mercado comenzó a tomar fuerza y en 2005 aparecieron nuevos contratos en los Estados Unidos y Holanda basados en la cantidad de precipitación de nieve, adicionalmente nuevas ciudades fueron incluidas y se llegó a un total de 18 ciudades Estadounidenses y 9 Europeas. El año siguiente el mercado amplió su presencia a Canadá con instrumentos en localidades canadienses con derivados CDD, HDD, CAT (Cumulative Average Temperature), se incluyeron los HDD en Europa. Las innovaciones continuaron en 2007 con la adición de contratos de Temperatura Promedio Semanal con el fin de capturar las variaciones de corto plazo durante la semana laboral, es decir de lunes a viernes (CME Group, 2011).

El CME llegó a Australia en el 2008 con contratos basados en la temperatura, posteriormente se extendió a Japón y continuó la expansión por las ciudades de Estados Unidos y Europa. También aparecieron contratos basados en precipitación para cubrirse contra los niveles de lluvia durante la primavera, el otoño y el verano. En la Figura 1 se puede ver el listado de ciudades en Estados Unidos, Canadá, Europa, Australia y Japón en donde se pueden transar los instrumentos estandarizados del CME Group (CME Group, 2011), se espera que la tendencia continúe y esta lista siga creciendo conforme los mercados vayan expresando su necesidad de cobertura frente a eventos climáticos.

<u>24 US Cities</u>	<u>6 Canadian Cities</u>	<u>11 European Cities</u>	<u>3 Japanese Cities</u>
Atlanta Chicago Cincinnati New York Dallas Philadelphia Portland Tucson Des Moines Las Vegas Detroit Minneapolis Houston Sacramento Salt Lake City Baltimore Boston Kansas City Colorado Springs Jacksonville Little Rock Los Angeles Raleigh Durham Washington D.C	Calgary Edmonton Montreal Toronto Vancouver Winnipeg	London Paris Amsterdam Berlin Essen Stockholm Barcelona Rome Madrid Oslo-Blindern Prague <u>3 Australian Cities</u> Bankstown, Sydney Brisbane Aero Melbourne Regional	Tokyo Osaka Hiroshima

Figura 3. Listado de ciudades cubiertas por contratos del CME Group.

1.4.2 Los HDD y CDD

Los hábitos de consumo de los habitantes de los países del hemisferio norte están determinados en gran medida por la temperatura. Como ya se expuso en numerales anteriores esta variable climática tiene, por ejemplo, una importante relación con el consumo de electricidad o el consumo de gas natural. Debido a que en Estados Unidos y Europa es donde se ha dado un mayor desarrollo de este tipo de instrumentos, los derivados con temperatura como variable subyacente son los más transados y han sido los más estudiados y difundidos. En razón a ello a continuación se hace una descripción de los índices HDD (Heating Degree Day) y CDD (Cooling Degree Day) que a su vez son los índices más comunes para estructurar derivados de temperatura.

A continuación se señalan los índices climáticos más difundidos en los mercados organizados:

- CDD (Cooling Degree Days) $CDD = \sum_{i=1}^N \max(0, T_i - 18^{\circ}\text{C})$
- HDD (Heating Degree Days) $HDD = \sum_{i=1}^N \max(0, 18^{\circ}\text{C} - T_i)$

En el caso de estos dos índices anteriores, N hace referencia a la cantidad de días por los cuales está establecido el contrato, y T se refiere a la temperatura media del día i del contrato y los 18°C

se utilizan como medida estándar (se podría usar cualquier valor como referencia). Lo que están mostrando estos índices es la variación promedio de la temperatura, durante el período analizado, por encima (CDD) o por debajo (HDD) de los 18°C. La utilización de estos nombres para los índices tiene su origen en el propósito inicial al cual sirvieron estos instrumentos. Como ya se ha mencionado, fueron las empresas de energía las que realizaron las primeras operaciones de derivados climáticos. Cuanto mayor el valor de CDD, mayor la necesidad de energía para refrigeración (cooling) mientras que cuanto mayor el valor de HDD, mayor la necesidad de combustible para calefacción (heating). En general, se utilizan contratos vinculados a CDD durante el verano y a HDD en el invierno.

Si se toma como referencia el caso de una compañía dedicada a la venta de equipos de aire acondicionado, la misma verá disminuidos sus ingresos durante el verano si se presentan temperaturas más bajas que lo habitual. Tomando un Put sobre CDD ($\text{PayOff} = h \times \text{Max}(K - \text{CDD}, 0)$) podrá recibir del mercado ingresos cuando la variación de la temperatura por encima de los 18°C no alcance el nivel fijado en el contrato (K). De esta manera, cuando los ingresos de la compañía en función de su actividad principal sean inferiores a lo esperado (por disminución de las ventas ante veranos no suficientemente cálidos) esto podrá compensarse con los ingresos derivados del contrato (Rodríguez, 2012).

1.4.3 Riesgo base en los derivados climáticos

Tal como se explicó en el numeral 1.2.3 el riesgo base en los derivados financieros tradicionales surge porque el activo que se desea cubrir no es exactamente el mismo que el subyacente del derivado o porque la fecha de liquidación del contrato no coincide con la fecha de venta o compra del activo.

El riesgo base cobra especial importancia en el mercado de los derivados climáticos y se convierte tal vez en la principal causa de iliquidez (Manfredo & Richards, 2005) ya que se generan importantes desviaciones entre los flujos esperados y los flujos realmente obtenidos.

En el caso de los derivados climáticos existen dos factores que aportan riesgo base:

- **Riesgo base por localización:** Es bastante común que un coberturista que desee cubrirse con un producto derivado estandarizado ofrecido por un mercado organizado, esté ubicado a varios kilómetros de la estación de referencia del contrato. Esto hace que la variable climática registrada por dicha estación, de la cual dependen los flujos de dinero del derivado, no sea la misma que en la ubicación de interés del coberturista (donde tenga ubicada su plantación, fábrica, punto de venta, etc.). Lo anterior implica que en la medida en que el clima en el lugar de interés se aleje del clima registrado por la estación de referencia, el derivado perderá efectividad y la cobertura no será la esperada. El riesgo base por localización depende básicamente de la distancia entre el lugar de ubicación del negocio que se desea cubrir y la estación de referencia y de la variabilidad espacial de la misma. En el caso de la precipitación en Colombia este es un asunto de suma importancia ya que por efectos orográficos la precipitación tiene una alta variabilidad espacial que hace que incluso entre dos estaciones que están ubicadas a menos de diez kilómetros de distancia se presenten diferencias importantes. En la Figura 4 se presentan dos estaciones (2401087 y 2402503) del IDEAM (Instituto de Estudios Ambientales y Meteorológicos) que distan únicamente 6,6 Km una de otra. Se observa que tienen una correlación de 0,63, el cual es un valor alto desde el punto de vista hidrológico pero que puede no ser suficiente para la definición de un derivado.

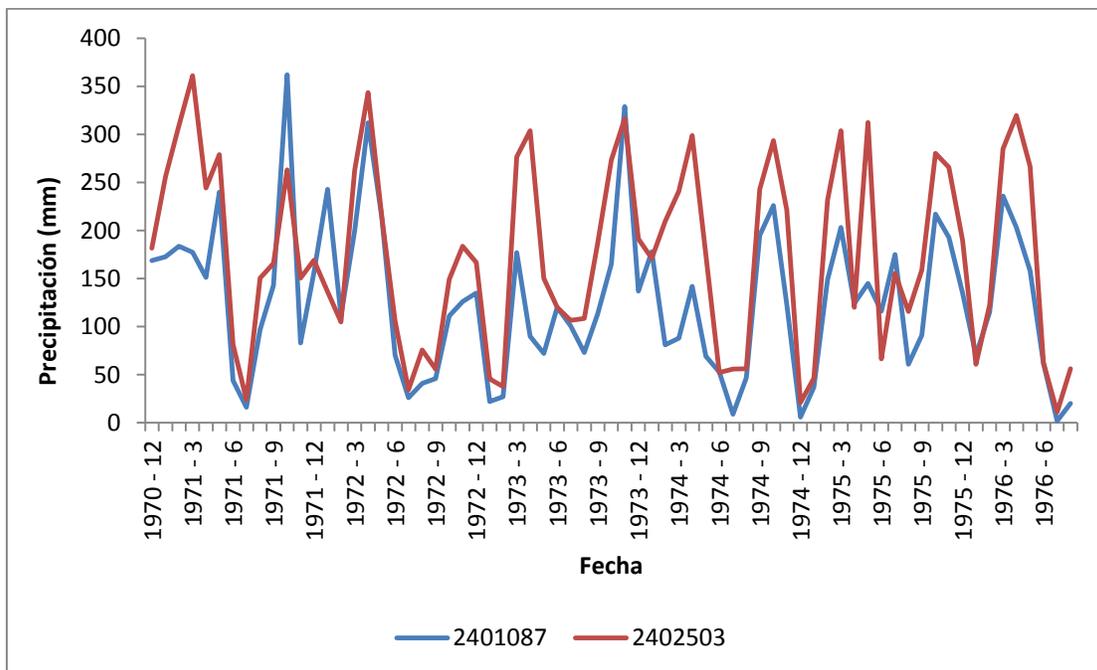


Figura 4. Correlación entre dos estaciones de precipitación cercanas.

- **Riesgo base de producción:** Los derivados climáticos son útiles en la medida en que la variable subyacente sea capaz de explicar la volatilidad en la producción o en las ventas. Sin embargo esta relación normalmente es no lineal y a pesar de que puede haber una alta correlación entre el clima y las ventas siempre habrá otros factores que influyen sobre éstas. Esto puede hacer que los flujos de caja del derivado y de la producción del negocio no se muevan en la dirección y magnitud esperada y que la cobertura pierda efectividad.

1.4.4 El mercado del clima

A pesar de que las ciencias atmosféricas nos pueden dar información sobre cuáles son las condiciones climáticas normales para un lugar determinado, sigue existiendo una considerable incertidumbre acerca de cómo será el clima realmente en un período futuro. Debido a las complejas interacciones entre el océano y la atmósfera, los pronósticos climáticos, a pesar de que han mejorado notablemente en los últimos años, proveen muy poca información con una ventana temporal mayor a unos pocos días. Por ejemplo esto genera que en Francia una disminución de 1°C en el invierno represente un aumento en el consumo de electricidad de 2300 MW, lo cual tiene repercusiones sobre consumidores, generadores y comercializadores (Finas, 2012).

1.4.4.1 Prevención y transferencia del riesgo climático

Según (Finas, 2012) la primera respuesta al riesgo climático y la que se debe aplicar siempre que sea posible es la prevención. La resistencia de las edificaciones ante eventos climáticos adversos, el seguimiento continuo de los pronósticos y de las medidas que las autoridades competentes emitan ante un evento determinado son de vital importancia. El clima debe ser un elemento que se debe considerar desde el diseño de las estructuras y desde la planeación del negocio, debe ser tenido en cuenta para la definición de cronogramas y para la planeación de actividades. Por ejemplo un constructor debe tener en cuenta los pronósticos de temperatura o precipitación para el vaciado de losas de concreto, un comercializador de cualquier producto cuya producción o consumo tengan relación con el clima debe tener esta variable dentro de sus procesos.

Todas estas medidas y la incorporación del clima como una variable fundamental dentro de la planeación y operación de los negocios pueden disminuir el riesgo climático pero en muy contadas ocasiones podrán eliminarlo por completo, esto implica que es necesario tomar otra serie de medidas tendientes a mitigarlo y transferirlo. Una forma de hacer esto es a través de seguros tradicionales los cuales no son muy atractivos para el asegurador por el problema de la asimetría en la información (riesgo moral y selección adversa). Para evitar estos problemas los aseguradores deben proponer soluciones innovadoras basadas en índices climáticos suministrados por un tercero confiable. Aquí es donde aparecen los derivados climáticos: estos son unos contratos cuyos flujos de caja están ligados al desempeño de una variable climática. Los principales parámetros de un derivado climático son:

- Periodo: Fecha de inicio y de finalización.
- Lugar: La ubicación de la(s) estación(es) climática(s).
- Índice climático: Un índice que incorpore todas las medidas climáticas registradas, llamado el índice subyacente.
- La función de pago: Una función que traduzca el comportamiento del índice en fluctuaciones financieras entre las partes.
- Prima: Una posible prima pagada por el comprador al vendedor al inicio del contrato.

1.4.4.2 El mercado de derivados climáticos

Cuando se considera la diversidad de riesgos climáticos a los que se enfrentan los agentes económicos, los cuales son desiguales y en algunos casos opuestos es fácil entender la relevancia, utilidad, e incluso la necesidad de un mercado climático.

- Estructura del mercado:

Los derivados climáticos funcionan como los derivados tradicionales: hay un mercado primario en donde se transan las coberturas y un mercado secundario aportando liquidez. El mercado primario es el punto de encuentro de los usuarios finales, es decir, los empresarios cuyas actividades están expuestas a riesgos climáticos y que buscan vendedores (bancos, aseguradoras, y

reaseguradoras) dispuestos a asumir estos riesgos. En este mercado primario los vendedores ofrecen contratos altamente estructurados para atender las necesidades específicas de cada cliente. En el mercado secundario, los vendedores transan contratos estandarizados que les permiten de forma dinámica manejar el riesgo de sus portafolios. En el caso de los derivados climáticos el mercado primario corresponde al OTC (over the counter) y el mercado secundario al mercado regulado. Los usuarios finales compran productos personalizados en el mercado OTC a inversionistas capaces de asumir este riesgo, los cuales a su vez lo manejan transando contratos estandarizados disponibles en el mercado regulado. En ambos casos las variables climáticas de las cuales se desprenden los índices subyacentes son medidas por una institución neutral y de confianza (por ejemplo en Francia lo hace la Météo France y el Servicio Nacional Meteorológico en los EEUU), por lo tanto el riesgo de una disputa relacionada con la veracidad de los datos y manipulación de los mismos es muy baja (Finas, 2012).

- Participantes:

En el mercado de derivados climáticos participan diferentes actores, cada uno de ellos tiene una posición diferente con respecto al riesgo climático. Como ya se mencionó anteriormente ellos pueden actuar como coberturistas, especuladores o arbitrajistas. Los primeros buscan, a través de estos instrumentos, suavizar los flujos de caja y disminuir el riesgo al que están expuestos, los segundos son entidades con capacidad de asumir riesgos a cambio de una rentabilidad esperada y los últimos buscan ineficiencias del mercado para sacar provecho de ellas sin incurrir en riesgos importantes. Todos ellos son importantes para el adecuado funcionamiento del mercado, la ausencia de alguno traería problemas de iliquidez y probablemente falta de transparencia en el proceso de formación de precios.

- Usuarios Finales

Este grupo de participantes cubre un amplio rango de organizaciones privadas y públicas pertenecientes a todos los sectores económicos que de una u otra forma se ven expuestos a riesgos climáticos. Empresas de servicios públicos, generadores y comercializadores de energía, productores agrícolas, empresarios del mundo del entretenimiento, el sector del turismo, entre

otros, hacen parte de la amplia gama de posibles usuarios finales de este tipo de contratos (Finas, 2012).

- Proveedores

En los mercados desarrollados hay una gran variedad de proveedores de derivados climáticos: compañías energéticas, aseguradoras y reaseguradoras, así como bancos y fondos de inversión hacen parte de los participantes de este segmento del negocio. Todos aquellos agentes con capacidad para administrar y asumir riesgos a cambio de una rentabilidad determinada estarán interesados en este tipo de instrumentos, además como una forma de diversificar su portafolio con activos financieros con nula o baja correlación con el mercado (Finas, 2012).

- Proveedores de datos climáticos

En este mercado juegan un papel fundamental los proveedores de datos climáticos, ya que es sobre esta base que se valoran y se liquidan los contratos financieros derivados del clima. Es necesario que haya alguna institución confiable e imparcial que se encargue de la medición de las variables climáticas. En el caso colombiano ese papel le correspondería al IDEAM (Instituto de Estudios Ambientales y Meteorológicos), ya que es la encargada de la instrumentación y seguimiento de las variables climáticas en el territorio nacional. La densidad de la red de monitoreo, la longitud y calidad de las series, la facilidad de acceso a la información entre otros factores son fundamentales para el desarrollo de un mercado de derivados (Finas, 2012).

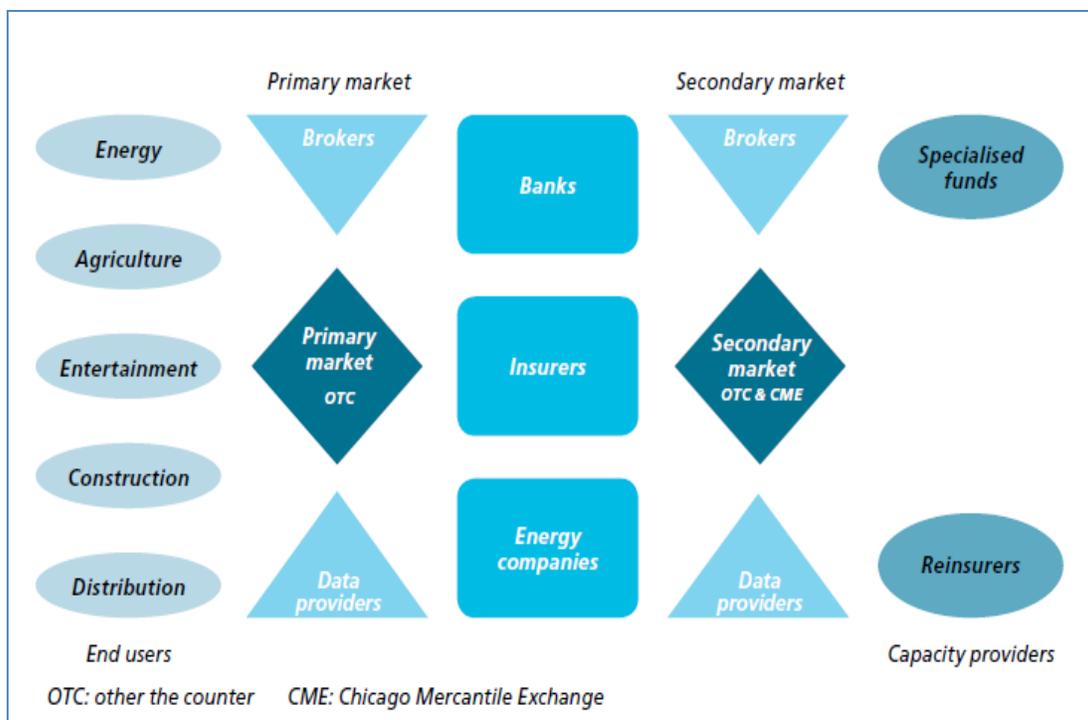


Figura 5. Estructura y participantes del mercado de derivados climáticos (Tomado de (Finas, 2012))

1.4.5 Métodos de valoración del derivado

Los contratos financieros derivados del clima son un típico ejemplo de un mercado incompleto, ya que la variable subyacente (el clima) no es un bien transable en un mercado, de manera que no es posible (al menos en la mayoría de los casos) valorarlos con las metodologías tradicionales basadas en teorías de no arbitraje mediante la conformación de un portafolio replicante. Es por ello que es necesario acudir a métodos actuariales, muy utilizados en la industria de seguros, para determinar los posibles pagos del contrato. Los métodos más utilizados para la valoración de derivados climáticos son: análisis “burn” o valoración histórica, simulación del índice y simulación de la variable subyacente.

1.4.5.1 Análisis Burn

El análisis burn, es el método más simple de valoración y uno de los más utilizados. La valoración consiste en determinar cómo se habría comportado el contrato en los últimos años, es

decir, cuales habrían sido los pagos del derivado si se hubiera transado de forma sistemática a lo largo de los años para los cuales se cuenta con registros de la variable. Aunque en algunos casos otros métodos (como los expuestos más adelante) pueden ser más precisos o dar más información, el análisis burn siempre es una buena primera aproximación para valorar casi cualquier contrato.

1.4.5.1.1 Análisis burn forwards

La valoración de un futuro consiste en determinar el precio de ejercicio (strike) justo, ya que como se mencionó en el numeral 1.2.2 en este tipo de contratos no hay un desembolso de dinero en el momento inicial (aunque si se hace a través de un mercado organizado cada participante tendrá que depositar una garantía). Este precio justo es aquel que da un pago esperado de cero. En este caso el strike justo es el valor esperado del índice. Esto es porque:

$$E(p(x)) = E(D(K - x)) = DE(K - x) = D(K - E(x))$$

Esto es igual a cero si $k=E(x)$

Por lo tanto para valorar un forward se debe calcular el índice para cada uno de los años (o de los períodos dependiendo de la duración) de la serie histórica y promediarlos. Lo anterior después de haber hecho un análisis de consistencia y homogeneidad a la serie de la variable subyacente y haber aplicado los correctivos a que haya lugar (remoción de tendencia, de datos atípicos, etc.).

Si se define el strike como el valor esperado del índice eso quiere decir que en el largo plazo ninguna de las partes ganará ni perderá, sin embargo el strike “justo” no es necesariamente el apropiado para transar un contrato forward. Si éste se está vendiendo en el mercado primario, en donde normalmente una de las partes es un coberturista y la otra es un especulador, el strike debe estar ligeramente alejado del valor “justo” hacia donde le convenga al especulador, lo anterior como forma de retribuirle el hecho de asumir un riesgo que no es suyo (y que el coberturista le está transfiriendo). La forma más simple y más utilizada para calcular esta distancia (llamada carga de riesgo) es como un porcentaje de la desviación estándar del índice. Normalmente se utiliza un 15 o 20% de la desviación estándar (Jewson & Brix, 2005). De esta forma la ganancia esperada para un especulador es del 20% de la desviación de la función de pagos, y ésta no es más que la

desviación del índice multiplicada por el factor de conversión que se utiliza para convertir el índice a unidades monetarias (llamada tick en Inglés). Hay otras formas, tal vez más precisas, de calcular la “carga de riesgo” en función del riesgo que este nuevo contrato implique para el portafolio del especulador, sin embargo, dado que en este trabajo se analizará únicamente el comportamiento de un contrato singular desde la perspectiva del coberturista, se utilizará un porcentaje de la desviación estándar de la función de pagos.

Basándose en el principio de la carga de riesgo un creador de mercado tendrá dos valores para el strike de un forward, uno al cual está dispuesto a comprar y otro al cual está dispuesto a vender (Alexandridis & Zapranis, 2013).

1.4.5.1.2 Análisis burn para opciones

En el caso de la valoración de las opciones el procedimiento es menos trivial que en el caso del forward ya que se debe estimar la prima para un determinado precio de ejercicio (strike). El valor justo es, al igual que en el caso anterior, aquel para el cual el pago esperado es cero, esto quiere decir que la prima debe ser igual (y con signo contrario) al pago esperado del contrato. El procedimiento para el cálculo de la prima es el mismo que para los forwards, se calcula el pago para cada año de la serie de datos (en función del strike definido de manera arbitraria²) y luego se promedian.

1.4.5.2 Simulación del índice

Este método consiste en ajustar una distribución de probabilidad a los índice históricos y calcular a partir de ésta el valor justo del strike para un forward o de la prima para una opción. Puede tener ventajas, sobre el método presentado anteriormente, en caso de que la distribución seleccionada represente de manera adecuada el índice en cuestión. El problema con este método es que muchas veces no hay mucha información, ni sustento teórico, que permita hacer una adecuada selección de la distribución y se corre un alto riesgo de cometer errores por ajustar una distribución de probabilidad que no sea la adecuada. El procedimiento, de manera sucinta, consiste en elegir

² En realidad el strike lo define el coberturista con base en consideraciones basadas en el conocimiento que tiene de su negocio.

una distribución de probabilidad, estimar los parámetros, realizar pruebas de hipótesis para determinar si los datos si provienen de esa distribución y en caso de que así sea, utilizarlos para representarlos y hacer la valoración.

La literatura técnica en el tema de derivados climáticos está casi toda centrada en los contratos sobre HHDs y CDDs , es decir, contratos con resolución diaria y temperatura como variable subyacente, es por esto que la gran mayoría de textos se refieren a este método como “daily simulation”, es decir, una simulación a escala diaria de la variable (normalmente temperatura) con base en la cual se hacen las posteriores valoraciones.

Las ventajas que reportan son (Jewson & Brix, 2005):

- Un mayor uso de los datos históricos: Cuando los contratos sólo cubren una parte del año, por ejemplo, una semana específica, los dos métodos presentados anteriormente desechan la mayor parte de la información histórica, ya que para el cálculo del índice de cada año únicamente se utilizan los del período de interés.
- Mejor representación de eventos extremos: la simulación estadística de la variable permite considerar eventos extremos, incluso superiores (o inferiores según sea el caso) a aquellos registrados en la serie.
- Uso consistente de un único modelo para la valoración de todos los contratos en un mismo lugar (con respecto a una determinada estación de medición), ya que a partir de la simulación estadística de la variable se puede construir cualquier índice.
- Posibilidad de incorporación de pronósticos meteorológicos o estacionales en la valoración: esto se torna muy interesante en climas (como el colombiano) en donde hay una alta dependencia de fenómenos macroclimáticos ya que las predicciones estacionales comienzan a cobrar importancia y se vuelven elementos fundamentales para una adecuada valoración del derivado.

Según los autores la principal desventaja de la simulación de la variable subyacente es la complejidad (que puede conducir a errores), razón por la cual este método a pesar de que es el que arroja los resultados más precisos no es muy utilizado. Sin embargo su uso se espera que se

incremente a medida que se hace investigación alrededor de la simulación de las variables climáticas utilizadas en el mercado de derivados.

2 RIESGO CLIMÁTICO DE ALGUNOS SECTORES PRODUCTIVOS NACIONALES

Los derivados climáticos tienen importancia únicamente en la medida en la que haya actividades económicas que tengan una alta dependencia del clima. Si lo anterior se cumple vale la pena profundizar sobre el tema analizando las demás condiciones necesarias para el desarrollo de los instrumentos y del mercado. En Colombia, por ejemplo, a pesar de hay varios sectores económicos que dependen estrechamente de diversas variables climáticas no existe por el momento ningún instrumento financiero que permita hacer frente a la exposición a estos riesgos. Importantes sectores de la economía como la construcción, el turismo, la agricultura, la generación de energía y el entretenimiento son altamente dependientes de las condiciones climáticas.

A continuación se hace una breve revisión bibliográfica de la relación entre estos sectores económicos y las condiciones climáticas (con un enfoque especial en la precipitación) con el fin de identificar posibles participantes de un eventual mercado de derivados de clima en el país. De esta revisión se desprende que hay algunos subsectores económicos asociados principalmente a la agricultura que tienen bien definida su relación con los diferentes factores climáticos y por ende conocen su riesgo frente a cada una de las variables. Para otros sectores la información es limitada pero se pueden establecer de manera conceptual los riesgos que enfrentan y los rangos de las variables que los afectan.

2.1 EL CAFÉ

El café ha sido desde hace varias décadas el producto más tradicional de Colombia, según el Ministerio de Agricultura en el año 2003 el café fue el primer producto agrícola en extensión en Colombia con 775.000 hectáreas (Ha.), que rindieron 694.080 toneladas métricas (Tm.). Representa el 20% del área cosechada en Colombia y el 34% de los cultivos permanentes. Su producción representa el 10% del valor de la producción agropecuaria y el 18% de la actividad agrícola colombiana. A pesar de que el peso del café en la economía del país ha venido perdiendo terreno, aún sigue siendo un sector de vital importancia económica

y de la mayor trascendencia social, por ejemplo, en el 2005 el café llegó a representar el 20% del valor de las exportaciones agropecuarias del país, y alrededor de un 6 % de las totales.(Espinal, Martínez, & Acevedo, 2005)

El café, como todos los productos agrícolas tiene una alta dependencia de factores climáticos como la radiación solar, la temperatura y la precipitación. Con respecto a este último caso se tiene que las deficiencias hídricas severas a nivel del suelo, así como los excesos, pueden afectar el crecimiento y desarrollo vegetativo y productivo de la planta. La sobresaturación del suelo, asociada en gran medida a altas precipitaciones o a un gran número de días con lluvia, limita el desarrollo del sistema radical, dando como resultado una planta con síntomas de deficiencias nutricionales, alta incidencia de mancha de hierro en las hojas y frutos, desarrollo deficiente de brotes, defoliación, paloteo, baja producción, baja calidad de los frutos y, bajo condiciones extremas, hasta la muerte de la planta. De otro lado, el déficit de agua en el suelo, asociado a bajos niveles de precipitación y pocos días con lluvia, puede causar daños en la cosecha de café, especialmente si ésta coincide con la época de floración o de llenado de fruto. Los daños más comunes son los granos flotantes o pasillas, los granos parcialmente formados, el grano negro y los granos pequeños (Peña, Ramírez, Valencia, & Jaramillo, 2012).

Según (Ramírez, Jaramillo, & Arcila, 2010), a pesar de que en la productividad de un cafetal influyen varios factores climáticos, la lluvia y la radiación solar son los dos elementos del clima de mayor importancia en la producción de café. Estos coinciden con los autores anteriores en que las deficiencias hídricas son necesarias para la floración, pero si éstas son muy prolongadas no permiten la apertura floral, limitan el crecimiento vegetativo y el llenado de los frutos que estén creciendo en ese momento en la planta. Por otra parte, los excesos hídricos disminuyen la inducción floral y la formación de estructuras reproductivas, favorecen la presencia de enfermedades en el cultivo, promueven el lavado de nutrientes en el suelo y las pérdidas por erosión. Estos investigadores determinaron que las necesidades hídricas de los cultivos son el producto de la interacción de varios factores a saber:

- Factores del cultivo: dependen del tipo de planta (variedad), la densidad de siembra, la edad del cultivo, la profundidad de las raíces, entre otros.

- Factores meteorológicos: entre los que se destaca la demanda atmosférica de vapor de agua representada en la evapotranspiración.
- Factores edáficos: La capacidad de almacenamiento de agua en el suelo está en función de la clase textural representada en los porcentajes de arcilla, limos y arenas, y los porcentajes de materia orgánica.
- Factores hidrológicos: hacen referencia a la distribución de la lluvia dentro del cultivo como la interceptación por la parte aérea, la escorrentía y la percolación.

Como resultado de este estudio estos investigadores de la Federación Nacional de Cafeteros diseñaron un aplicativo que permite conocer los rangos óptimos de precipitación, es decir, el umbral máximo y mínimo en mm/mes, en función del mes del año, la altitud, edad, la capacidad de almacenamiento de agua en el suelo, y la cuenca en donde se encuentre ubicado el cultivo (Cauca o Magdalena), ver **Figura 6**. Lo anterior permite establecer que por fuera de estos límites la producción del cultivo disminuye y por ende lo hacen los ingresos del caficultor, que como en todos los casos son el producto del precio de venta del grano y el rendimiento del cultivo.

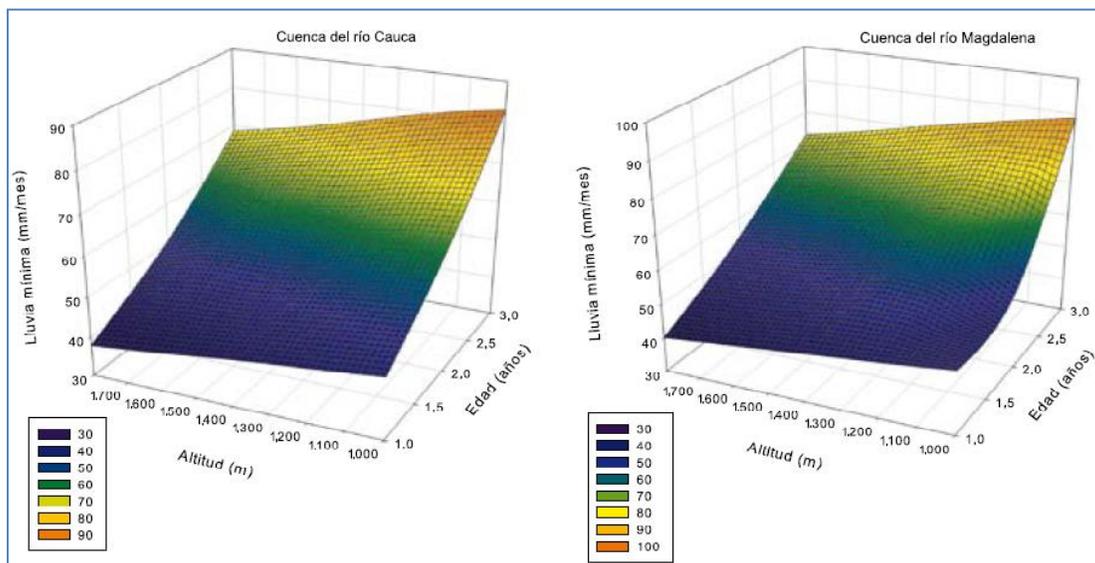


Figura 6 Requerimientos mínimos de precipitación para el desarrollo del café.

Este conocimiento de la relación entre la precipitación y la productividad de los cafetales y la determinación de los rangos óptimos de lluvia mensual acumulada en función de las características del cultivo permitirían diseñar estrategias de cobertura mediante la utilización de instrumentos financieros como los que se proponen en el presente trabajo.

2.2 EL BANANO

En Colombia existen unas 42.600 hectáreas sembradas de banano de las cuales cerca de 32.600 están en el Urabá Antioqueño haciendo de ésta la región productora de banano más importante del país. La dinámica de la producción de banano depende fuertemente de las condiciones climáticas, en particular de la temperatura y la precipitación (Guarín, 2011).

Según (Guarín, 2011) a escala interanual la zona exhibe una alta variabilidad de la precipitación y temperaturas como respuesta al ENSO. A escala anual el principal modulador del clima es el paso del Frente Intertropical de Convergencia. Esta variabilidad afecta necesariamente el ciclo de producción de banano en el Urabá antioqueño. Para Mira (2003), en Urabá, después de periodos de sequía mayores a 8 semanas, se requiere entre 24 – 26 semanas después del inicio sostenido de las lluvias para recuperar la productividad. Las últimas 13 hojas de la planta deben emerger sin déficit hídrico. El mismo autor indica que en promedio deben caer 60 mm de precipitación semanales para lograr rendimientos óptimos.

En el citado estudio se analizó la relación entre la lluvia y el ENSO³ y se encontró que los registros muestran gran variabilidad en la magnitud de la precipitación como consecuencia de este fenómeno. Esta mayor variabilidad afecta desde luego la producción. En la **Figura 7** se observa cómo los años 1999, 2000 y 2007 los cuales corresponden a la ocurrencia de La NIÑA, presentan los mayores volúmenes de cajas exportadas, mientras que los años 2002 y 2004 correspondientes a la fase cálida del ENSO, presentan las menores producciones hasta con un 40% menos de cajas exportadas.

³ El Niño South Oscillation.

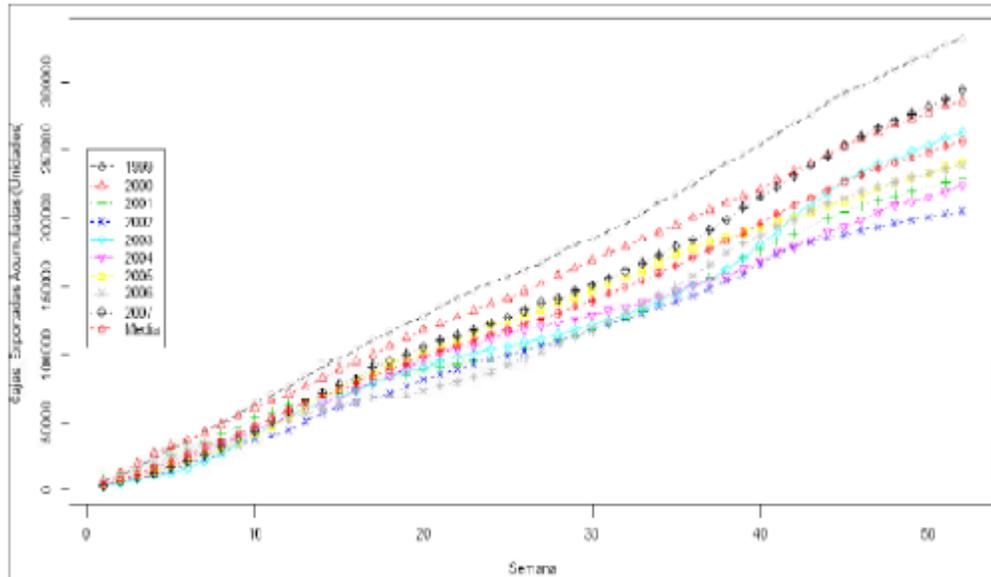


Figura 7 Comportamiento de la producción (Gráfico de masa simple).

También se realizó un análisis de la relación entre la precipitación acumulada y el número de cajas exportadas. Se construyeron las series de precipitación acumulada hasta por 35 semanas consecutivas anteriores al número de cajas exportadas en una semana. Es decir, se evaluó, el número de cajas exportadas de la semana i vs la precipitación acumulada de la semana i hasta la semana $i - 35$.

Por ejemplo, para una de las fincas objeto de estudio, ubicada en el municipio de Chigorodó, láminas acumuladas entre 500 y 700 mm por 5 semanas consecutivas representaron siempre producciones por encima de 3000 cajas exportadas / semana y en este rango se lograron las máximas producciones de hasta 10000 cajas exportadas por semana. Para 12 semanas de precipitación acumulada a la semana de cosecha, se observa que aunque se logran producciones en un rango de 2200 a 9000 cajas exportadas con láminas entre 50 y 200 mm, las mayores producciones siempre se obtuvieron con láminas de 1000 a 1300 mm.

El trabajo de (Guarín, 2011) se demuestra la alta dependencia de la producción de banano (uno de los principales productos agrícolas de exportación) con relación a la precipitación, lo que implica que los empresarios de este sector se enfrentan a un riesgo climático

representado en gran medida por la variabilidad de la precipitación lo que se traduce en variabilidad de la productividad de sus cultivos.

Otra forma de dependencia climática de la industria bananera tiene que ver con la temperatura de los países importadores (la mayoría de ellos ubicados en el hemisferio norte). Según Luis Fernando Arango⁴ presidente de Uniban, el banano es una fruta de invierno cuya demanda aumenta cuando se presentan bajas temperaturas en los países consumidores y disminuye en los veranos o cuando los inviernos son cálidos, esto tiene efecto sobre los precios del producto e interviene en los procesos de negociación de la compañía.

2.3 LA CAÑA DE AZÚCAR

En la región del valle geográfico del río Cauca, la precipitación anual varía entre 800 y 2.600 mm y su promedio es de 1.000 mm. Durante el año se presentan dos períodos de lluvias que comprenden desde marzo hasta mayo y desde octubre hasta noviembre. La topografía es plana, con pendientes inferiores a 1,5%. Durante los últimos años, el área cultivada con caña se ha incrementado en más de 20.000 ha y en la actualidad se estima que existen 185.000 ha de este cultivo. Este aumento en el área cultivada ha hecho que el cultivo se desplace hacia zonas de piedemonte de la Cordillera Central y a regiones con pendientes limitantes para la aplicación de riego por gravedad o aspersión (Torres, 2008).

La disponibilidad de agua para riego ha disminuido en forma notable durante los últimos años, debido a cambios en la cantidad y en la frecuencia de las lluvias, ocasionados por la tala incontrolada de los bosques en las cuencas hidrográficas y por la explotación excesiva de los acuíferos superficiales.

El consumo total de agua de la caña de azúcar en los diferentes países varía en forma amplia, debido a las diferencias en los ciclos de cultivo. Por lo general, este consumo oscila entre 1200 y 1500 mm por año de cultivo, siendo mayor en las zonas subtropicales que se

⁴ Entrevista personal realizada el 26 de marzo de 2013.

caracterizan por épocas secas más prolongadas y por una evaporación mayor que en las zonas tropicales.

La evapotranspiración o consumo diario de agua por la planta, equivale al agua que se pierde por evaporación directa desde la superficie del suelo más el agua que se pierde por transpiración a través del tejido foliar. La evapotranspiración es afectada por factores del suelo, la planta y el clima. Cuando el contenido de humedad en el suelo es alto, las plantas pueden transpirar a su máxima capacidad y en este momento la evapotranspiración es potencial (ETP). A nivel mundial se han registrado valores de ETP que varían desde 3,7 mm/día en Colombia hasta 15,7 mm/día en Ayr (Australia). En el valle geográfico del río Cauca, ubicado en la zona tropical a 3° de latitud norte y a 1000 m.s.n.m., las fluctuaciones mensuales de temperatura, brillo solar y evaporación son pequeñas, mientras que en las zonas subtropicales de Argentina, Suráfrica y Australia, la caña se cultiva en áreas próximas al nivel del mar en donde la temperatura en el verano es alta y, por consiguiente, la evaporación es mayor (entre 7 y 15.7 mm/día).

En condiciones normales de campo, la humedad en el suelo es variable y puede disminuir hasta niveles intermedios entre la capacidad de campo y el punto de marchitamiento. En este caso, las plantas transpiran a una tasa inferior a la potencial, conocida como Evapotranspiración real (ETr). En suelos de textura fina y bajo condiciones húmedas, la evaporación desde la superficie del suelo puede ser alta antes del cierre del cultivo. Posteriormente, cuando la cobertura foliar es de 100%, la evapotranspiración se mantiene muy próxima a la evaporación de una superficie de agua libre; en este momento, la evaporación desde el suelo es mínima y el cultivo pierde agua por transpiración. En las condiciones del valle geográfico del río Cauca, se han encontrado valores de ETr de 2,1 mm/día en el período de macollamiento de la caña (2 a 4 meses) y de 3,1 mm/día en el período de rápido crecimiento (4 a 10 meses). En el Cuadro 2 se resumen la información hídrica y de las cosechas de la plantilla y dos socas de la variedad CP 57-603, obtenidas por CENICAÑA en un experimento de evapotranspiración realizado en lisímetros de percolación. Los requerimientos de agua de la caña de azúcar en el valle geográfico del río Cauca por ciclo de cultivo de 13 meses, oscilan entre 1000 y 1250 mm (Torres, 2008).

En términos de necesidades hídricas en función del producto ya cosechado (Viveros, 2011) afirma que 1 tonelada de caña requiere entre 42 y 72 m³. El mayor consumo de agua se presenta en la etapa de rápido crecimiento entre los 4 y 10 meses de cultivo, donde la evapotranspiración alcanza valores de 3,1 mm/día en comparación con la etapa de macollamiento entre los 2 y 4 meses, en la que evapotranspiración es de 2,1 mm/día (Torres et al., 2004).

2.4 LA GENERACIÓN DE ENERGÍA

En el caso particular del sector eléctrico, la matriz de generación Colombiana está compuesta en un 67% por plantas hidroeléctricas lo que hace que todos los actores que participan en el sector (generadores, comercializadores, consumidores) estén expuestos a riesgos asociados a fluctuaciones climáticas, bien sea por la influencia que tiene este factor sobre el precio de la energía o por lo determinante que resulta en la capacidad de producción de las plantas hidráulicas.

Actualmente existen mecanismos de cobertura ante la volatilidad del precio de la energía, el cual es función principalmente de la disponibilidad hídrica y los precios de los combustibles fósiles. Entre ellos se cuentan los contratos bilaterales entre los diferentes agentes (pague lo demandado, pague lo contratado, pague lo generado...) y los contratos de futuros transados en el mercado organizado Derivex. Partiendo de la base de que los ingresos de un generador, propietario de una planta menor (que no participa del despacho central y no recibe ingresos por energía firme), son función de la producción de energía de su planta y del precio al que ésta sea vendida (bien sea mediante contratos bilaterales o en bolsa) se concluye que sigue existiendo una fuente de riesgo importante asociada a la disminución de la generación por efecto de la menor disponibilidad de recurso hídrico para turbinar en un período de bajas precipitaciones en la cuenca que aprovecha.

2.5 RESUMEN DEL RIESGO FRENTE A LA PRECIPITACIÓN

Ya se mencionó como afecta la precipitación a algunos sectores económicos con una importante participación dentro de la economía Colombiana, sin embargo hay otros sectores que presentan una exposición a esta variable climática para los cuales es posible deducir de forma intuitiva su exposición a dicho riesgo. Para el caso del turismo, principalmente el turismo ecológico, que ha venido tomando fuerza recientemente en el país y que se perfila como uno de los sectores más promisorios de la economía nacional, y que se lleva a cabo mediante actividades de campo a cielo abierto, se ve afectado por altas precipitaciones, las cuales desestimulan la demanda de este tipo de servicios, ya que las personas buscan días secos y soleados para realizar estas actividades.

La construcción (vivienda, obras de infraestructura, vías, etc) ve disminuidos sus rendimientos, es decir, se generan retrasos en el avance de las obras cuando se presentan períodos de lluvia por encima de lo normal. Edurado Lopera Peronni⁵, gerente administrativo de la empresa de administración de proyectos “Gerencia Inmobiliaria” manifiesta que los días con lluvia disminuyen el rendimiento de las obras, incrementan los costos y en caso de que la situación persista se corre el riesgo del incumplimiento en las fechas de entrega lo que puede generar sanciones de diferente índole.

Por otro lado se tiene que los accidentes automovilísticos aumentan dramáticamente en los días de lluvia, ya que esto hace que se disminuya la visibilidad y la calzada se vuelva resbaladiza aumentando la distancia de frenado hasta 10 veces (<http://www.paritarios.cl>), es por ello que durante épocas de intensas y frecuentes precipitaciones las compañías aseguradoras de automóviles sufren un aumento significativo en el número de reclamaciones por este tipo de siniestros.

Los restaurantes, los bares, las discotecas, las salas de cine y en general la industria del entretenimiento sufre disminuciones de la demanda en épocas de altas precipitaciones ya que estos eventos generan un desestímulo en las personas que hacen uso de dichos servicios.

⁵ Entrevista personal sostenida el 3 de marzo de 2013.

Para finalizar, la precipitación y la temperatura determinan ciertos hábitos de la población relacionados con el vestuario y la alimentación: largos períodos con bajas temperaturas y lluvias por encima de lo normal pueden afectar las ventas de prendas diseñadas para climas cálidos y el consumo de alimentos que usualmente se utilizan para refrescarse en días calurosos y viceversa.

Tabla 1. Posición de riesgo frente a la precipitación de los diferentes sectores económicos

Sector	Precipitación
Agricultura	Exceso/Déficit
Generación de energía	Déficit
Turismo	Exceso
Construcción	Exceso
Entretenimiento	Exceso
Aseguradoras de automóviles	Exceso

2.6 LA PRECIPITACIÓN EN COLOMBIA

Dado que se seleccionó la precipitación como una de las variables subyacentes, y que ésta por su naturaleza (variabilidad espacial y temporal) implica un riesgo base importante para los contratos que sobre ella se suscriban, a continuación se presenta una breve descripción de su comportamiento. Se hace referencia a algunas investigaciones sobre la variabilidad espacial y temporal de la misma y se describen los principales fenómenos climáticos globales que influyen sobre ella.

2.6.1 Generalidades

La distribución espacial de la lluvia en el territorio colombiano la determina principalmente su dinámica tropical, el desplazamiento de la ZCIT a lo largo del año, las fuentes de humedad propias de la cuenca amazónica y las provenientes del Océano Pacífico y Atlántico y su fisiografía que tiene como principal componente la cordillera de los Andes, con valles interandinos, los cuales presentan características especiales asociadas a la generación de circulaciones locales en el interior de los mismos. La variabilidad de los

procesos de la hidrología superficial, tales como contrastes en humedad del suelo y evapotranspiración también son de gran importancia para el entendimiento de la variabilidad espacial de la precipitación (Poveda et al., 2003, citado por (Hurtado, 2009)).

Por otra parte, la variabilidad temporal de la precipitación en Colombia está determinada por diversos factores que operan a diferentes escalas. En la escala de tiempo interdecadal, principalmente por el cambio climático debido a variaciones naturales y a intervenciones antropogénicas, la Oscilación Decadal del Pacífico (PDO) y la Oscilación del Atlántico Norte (NAO). En la escala interanual la Oscilación Cuasi - Bienal (26 meses) y El Niño Oscilación del Sur (ENSO) como el fenómeno climático más importante. En la escala anual la migración latitudinal de la ZCIT, la influencia del Chorro del Chocó y la dinámica de los Sistemas Convectivos de Mesoescala. En la escala intra-anual el ciclo semianual asociados a la migración de la ZCIT, la oscilación de Madden - Julian (40 - 60 días) y la variabilidad semanal (5 - 7 días) asociada a las ondas tropicales del este; y a la escala diurna variaciones asociadas a la dinámica tropical y a las características fisiográficas del país. (Poveda, 2004a, Mesa et al., 1997, citados por (Hurtado, 2009)).

El trabajo de Oster (Oster, 1979) significó un gran paso en el entendimiento y caracterización de las precipitaciones en Colombia. Oster señala la importancia del relieve en la climatología del país por las consecuencias directas de la altitud sobre la temperatura y humedad, por el papel de obstáculo que juega la masa montañosa frente a los flujos de aire cargados de humedad, diferenciándose de esta manera climas de barlovento y climas de sotavento (efecto abrigo). Oster ratifica de esta manera los efectos de abrigo sobre Colombia a los cuales se añaden una característica fundamental de su clima como lo son las circulaciones locales. Además, Oster identifica la gran variabilidad espacial de la lluvia en Colombia y sugiere que algunas causas de tal variabilidad son el alejamiento de las fuentes de aire húmedo, la orientación de los valles, y la posición de abrigo concluyendo sobre el papel primordial del relieve (Hurtado, 2009).

2.6.2 El Niño Oscilación del Sur (ENSO)

El ENSO [Bjerknes, 1969] es el evento climático natural de escala global de mayor influencia tiene sobre la hidroclimatología de Colombia, desde la escala mensual hasta la interanual. El ENSO se da como consecuencia de la interacción entre el océano y la atmósfera en la región del océano Pacífico ecuatorial, originando la fase fría (La Niña) y la fase cálida (El Niño). La componente oceánica del ENSO es El Niño, un calentamiento anómalo de las aguas superficiales del centro y el este del Océano Pacífico tropical, el cual produce una profundización de la termoclina oceánica; está asociado con el debilitamiento de los vientos alisios del este y con el desplazamiento del centro de convección del oeste al centro del Océano Pacífico tropical [Poveda]. Las características y efectos sobre la hidroclimatología de la fase fría del ENSO (La Niña) son opuestas a las del El Niño. El ENSO es un fenómeno cuasi-periódico con una recurrencia promedio de cuatro años, pero que varía entre dos y siete años [Trenberth, 1991]. El origen y la dinámica del ENSO está relacionado con las ondas Kelvin y Rossby en el mar y con la interacción océano-atmósfera a través de la convección profunda ligada a las áreas de mayor temperatura superficial (Hurtado, 2009).

La componente atmosférica del ENSO es la Oscilación del Sur (SO), la cual es una onda estacionaria en la masa atmosférica que produce un gradiente de presiones entre el oeste y el este del Pacífico Ecuatorial, el cual es representado con base en el Índice de Oscilación del Sur (SOI), que se define como la diferencia entre las presiones atmosféricas estandarizadas entre un centro de alta presión cerca de Tahiti (18° S, 150 °O) y un centro de baja presión en Darwin (12° S, 131 °E). Las anomalías negativas del SOI están asociadas a los eventos cálidos sobre el océano (El Niño), y las anomalías positivas están asociadas con los eventos fríos (La Niña). El fenómeno ENSO produce fuertes perturbaciones sobre la circulación atmosférica global, y sus efectos climáticos tienen grandes implicaciones socio-económicas: sequías en África, en la parte tropical de América del Sur, en Australia, inundaciones en California, Perú, Ecuador y el sureste de Sur América, entre otros (Mesa et al., 1997, (Hurtado, 2009)).

2.6.3 El Ciclo Anual

La ZCIT es un cinturón asociado con bajas presiones ubicado en la zona ecuatorial en la cual confluyen los Vientos Alisios del sureste y del noreste, generando alta nubosidad, altas temperaturas, convergencia de vientos y, por tanto, con alta humedad. Esta banda presenta

un movimiento latitudinal migratorio sobre el Ecuador terrestre de modo que en el verano del hemisferio sur (diciembre - enero - febrero) la ZCIT se encuentra al sur del ecuador y en el verano del hemisferio norte (junio - julio - agosto) se encuentra al norte del ecuador. Por tanto, pasa dos veces sobre el centro de Colombia: una vez en marzo - abril - mayo, cuando asciende hacia el hemisferio norte, y por segunda vez en septiembre - octubre - noviembre cuando desciende hacia el hemisferio sur. Estos dos pasos de la ZCIT sobre Colombia implican períodos de alta pluviosidad (Hurtado, 2009).

El ciclo anual de la precipitación en la zona andina de Colombia presenta dos picos máximos en los períodos marzo - abril - mayo y septiembre - octubre - noviembre, y dos mínimos en junio - julio - agosto y diciembre - enero - febrero. Esta bimodalidad se observa para regiones entre los 4° y 7° de latitud norte en los departamentos de Caldas, Quindío, Cundinamarca, Antioquia, Risaralda y Tolima [Jaramillo y Chaves, 2000, Mejía et al., 1999, Gómez, 1998]. Este comportamiento se debe al paso de la ZCIT sobre Colombia y a su interacción con circulaciones de los océanos Atlántico y Pacífico y la cuenca del Amazonas, así como a procesos de la interacción tierra - atmósfera (Poveda et al., 2003, citado por (Hurtado, 2009)).

El ciclo anual de precipitación en Colombia también puede ser afectado por factores macroclimáticos. Aquellos que más influencia tienen en la variación temporal del ciclo anual son el fenómeno ENSO, la Oscilación Cuasi Bienal, la Oscilación de Madden -Julian, las Ondas del Este y el Chorro del Chocó. Los complejos Convectivos de Meso - Escala (CCM) también hacen su aporte a la variación temporal y espacial de dicho ciclo en el trópico colombiano (Zuluaga, 2005, Mejía y Poveda, 2003, citados por (Hurtado, 2009)).

3 METODOLOGÍA

Los derivados climáticos son una buena herramienta para el manejo del riesgo financiero en aquellos sectores en donde hay una estrecha relación entre alguna variable climática y los ingresos. En Colombia se ha estudiado poco este tema (incluso desde la academia, véase (S. Cruz & Llinás, 2009), (J. S. Cruz, 2008), (González & Nave, 2010)), y en estas pocas ocasiones se ha abordado desde la perspectiva de los países extra tropicales en donde la variable subyacente generalmente es la temperatura por tener una importante influencia sobre los hábitos de la población y en consecuencia sobre los rendimientos financieros de varios tipos de empresas.

Lo anterior deja en evidencia que hay un vacío de investigación en el tema de derivados climáticos aplicados al contexto colombiano en general y en particular en aquellos basados en variables diferentes a la temperatura.

3.1 SELECCIÓN DE LA VARIABLE SUBYACENTE

En Colombia a diferencia de lo que sucede en los países del norte, el hecho de que no haya estaciones marcadas (verano, invierno, otoño, primavera), si no que la variabilidad climática esté asociada sobre todo a épocas de lluvia y de sequía, hace pensar que la variable climática no debe ser la misma que usualmente se ha utilizado en estas regiones. La precipitación, por el contrario, tiene una estrecha relación con varios sectores de importancia en la economía nacional tales como la agricultura, la construcción, el turismo y la generación de energía. Estas razones muestran la importancia de evaluar dicha variable como un posible subyacente de los contratos de cobertura que se puedan transar hacia un futuro.

De otro lado, además de un acercamiento de carácter general al problema de la dependencia que tienen los ingresos de algunos renglones económicos con el clima, se hace una evaluación detallada del funcionamiento de este tipo de instrumentos en una central hidroeléctrica a filo de agua. Esto cobra particular importancia en el contexto actual colombiano en donde más de un 65% de la capacidad instalada de generación de energía del país proviene de plantas hidroeléctricas.

Para este caso se diseñan derivados que dependen de la precipitación y del caudal aplicados a una central hipotética (simulada) y se evalúa la efectividad de la cobertura. Queda como una futura línea de investigación la aplicación de estas variables como subyacentes en contratos dirigidos a otros sectores económicos.

3.2 SIMULACIÓN ENERGÉTICA

Para poder diseñar y evaluar el comportamiento de un derivado de clima aplicado a una central de generación es necesario simular su producción energética; para ello se utilizó un modelo de operación a filo de agua (sin capacidad de regulación) que según una regla de decisión basada en los parámetros de la planta define en cada intervalo temporal cual es el caudal turbinado por la central. Se asumen parámetros de diseño como el tipo de turbina, el salto, el caudal diseño y el caudal ambiental, razonables dentro del contexto del sector eléctrico colombiano⁶.

El caudal ambiental, necesario para garantizar la integridad ecosistémica del tramo afectado entre captación y descarga se calculó como el 25% del caudal medio mensual multianual más bajo de la corriente. Además se consideró una indisponibilidad del 95% en los meses de invierno (aquellos cuyo promedio sea superior a la media de la serie).

A continuación se presentan algunos parámetros utilizados en la simulación energética. El principal de ellos, el caudal de diseño, se tomó como el caudal medio de la corriente. En la práctica este valor es el resultado de un ejercicio de optimización económica, sin embargo el caudal medio es una buena primera aproximación. Se proponen dos turbinas Francis con un mínimo turbinable equivalente al 45% del caudal nominal de una unidad. Se asume una eficiencia global constante y unas pérdidas hidráulicas máximas 8% del salto bruto, proporcionales al caudal medio según la siguiente ecuación $Pérdidas = K * Q^2$, en donde

⁶ No se evaluará, ni se tendrá en cuenta la viabilidad financiera del mismo en términos del retorno de la inversión. Es probable que en los ríos utilizados para la simulación no sea viable la construcción de un proyecto hidroeléctrico por razones topográficas, ambientales o de otra índole, sin embargo, esto no tiene ningún efecto sobre el ejercicio planteado.

$k = \text{Pérdidas máximas} / Q_{\text{diseño}}^2$. En la Tabla 2 se presentan los parámetros de diseño seleccionados.

Tabla 2. Parámetros de la central hidroeléctrica dimensionada.

Parámetro	Valor	
Caudal de diseño (m ³ /s)	Igual al caudal medio	
Tipo de turbina	Francis	
Número de unidades	2	
Caudal mínimo turbinable (m ³ /s)	45% de una unidad	
Caudal ecológico (m ³ /s)	25% del medio mensual más bajo	
Salto Bruto (m)	202	
Pérdidas hidráulicas (m)	8% del salto bruto	
Salto Neto (m)	192	
Condición hidrológica	Verano	Invierno
Factor de Disponibilidad	1	0,95
Eficiencia Turbina	0,902	
Eficiencia Generador	0,975	
Eficiencia Transformador	0,995	
Eficiencia Global	0,875	
Tarifa (USD/MWh)	70	
Costo de instalación (Millones de USD/MW)	2,9	

3.2.1 Costos operativos y de ley

Para poder determinar el precio de ejercicio de la opción que se evaluará como uno de los posibles métodos de cobertura es necesario estimar la estructura de costos operativos de la central de generación.

- Costos de AO&M (Administración, Operación y Mantenimiento)

Corresponde a los costos de funcionamiento del proyecto de generación, expresados en forma global (en miles de USD/año). Para efecto del presente estudio se adopta como parámetro para el cálculo de este rubro un costo unitario anual de 28 USD/kW instalado-año.

- Transferencias del Sector Eléctrico

Según el artículo 45 de la Ley 99 de 1993, las empresas generadoras de energía hidroeléctrica cuya potencia instalada total supera los 10 MW, deben transferir el 6% de las ventas de energía efectuadas, liquidado con base en una tarifa (para ventas en bloque) fijada por la CREG e indexada anualmente según la meta de inflación prevista (Resolución CREG 135 de 1996). El valor a aplicar para el año 2012 es de \$COP 62,88 /kWh.

- Cargos por ASIC, CND, y LAC

Según la misma resolución, el 50% de tal ingreso debe ser recaudado entre los generadores, en proporción a su capacidad instalada con respecto a la capacidad total del SIN (Sistema Interconectado Nacional). Para su actualización se consideran las resoluciones CREG 048 de 2008, CREG 071 de 2009, CREG 074 de 2010, CREG 064 de 2011 y CREG 047 de 2012 mediante las cuales se establece la remuneración de los servicios regulados del CND, ASIC y LAC. Teniendo en cuenta lo anterior y llevando a cabo los cálculos correspondientes se llega a un estimativo de 2.597 \$/kW-año.

- Gastos de funcionamiento de la CREG y la SSPD:

Aporte para cubrir los gastos de funcionamiento de la Comisión de Regulación de Energía y Gas y de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, reglamentado por el artículo 22 de la ley eléctrica (Ley 143 de 1994). Se estima teniendo en cuenta la Resolución CREG 143 de 2011, la cual establece el monto que por este concepto debe pagar cada empresa de generación por el año 2011 para el sostenimiento de la SSPD. Según la citada regulación el valor a pagar estimado es de 1.236 \$/kW-año

- Impuesto de Industria y Comercio

Según el artículo 5 de la Ley 56 de 1981 las entidades propietarias de obras para generación de energía eléctrica, serán gravadas con el impuesto de industria y comercio, en

forma proporcional a la capacidad instalada. Según esta ley, el cargo se liquida a razón de una tasa establecida en Pesos Colombianos por kW instalado y actualizada anualmente de acuerdo con el IPC. Para el año 2012 este rubro es equivalente a 420,99 \$/kW

- Pago de obligaciones financieras

Para los ejercicios planteados más adelante se asume que el proyecto está pagando una deuda con cuota fija a 15 años, equivalente al 70% del costo de instalación, con una tasa del 7% anual.

3.3 INFORMACIÓN UTILIZADA

Teniendo en cuenta que hasta el momento en Colombia no se ha trabajado el tema de derivados climáticos con base en caudal o precipitación, se decidió hacer un análisis a nivel nacional que permitiera evaluar la efectividad de un derivado en diferentes lugares de la geografía nacional. Para ello se utilizó un amplio conjunto de estaciones meteorológicas del IDEAM con el fin dar algunas luces sobre el potencial de estos instrumentos en diferentes regiones del país.

Como base para los análisis que se presentan más adelante se utilizó la información del proyecto GRECIA. Esta base de datos cuenta con 461 estaciones de precipitación diaria y 1195 de precipitación mensual, en el caso de caudales se cuenta con 286 con resolución diaria y 357 con resolución mensual.

Del total se utilizaron aquellas que tuvieran más de 20 años de longitud de registros y menos del 10 % de datos faltantes. Los registros con resolución diaria se agregaron a nivel mensual y los faltantes se llenaron de la siguiente forma: En caso de que hubiera menos de diez días de registros faltantes en un determinado mes, éstos se llenaron con el promedio diario de los datos del mes que si contaban con información. En caso de que el mes tuviera más de diez datos faltantes se dejó vacío para aplicarle el procedimiento de llenado a la serie mensual. En el caso de los datos mensuales (incluso de aquellos faltantes que quedaron como

producto del proceso de agregación temporal) se llenaron con el promedio mensual dependiendo de la condición hidrológica, es decir, para cada serie se calculó una serie de 36 valores con el promedio por mes y por condición hidrológica (en función de la fase del fenómeno Enso) y este valor se utilizó para llenar los datos faltantes, que como se mencionó no sobrepasaba el 10% del total.

Aunque hay procedimientos más precisos para el llenado de datos faltantes se utilizó éste por el gran volumen de información con que se trabajó, ya que permitía conservar la variabilidad de la serie y automatizar el proceso de manera que se pudiera aplicar a todas las estaciones disponibles.

Algunas de las estaciones contaban con registros diarios y mensuales, en estos casos se seleccionó aquella que tuviera una mejor calidad (en términos de extensión y porcentaje de datos faltantes).

Después de aplicar el filtro mencionado quedaron 398 estaciones de caudal y 866 estaciones de precipitación. A continuación en la Figura 8 se presentan las estaciones de precipitación utilizadas en el estudio y en la Figura 9 las estaciones de caudal. Se observa una distribución homogénea a lo largo del territorio nacional, con una mayor proporción sobre la zona andina (donde se concentra la mayor parte de población y por ende la actividad económica).

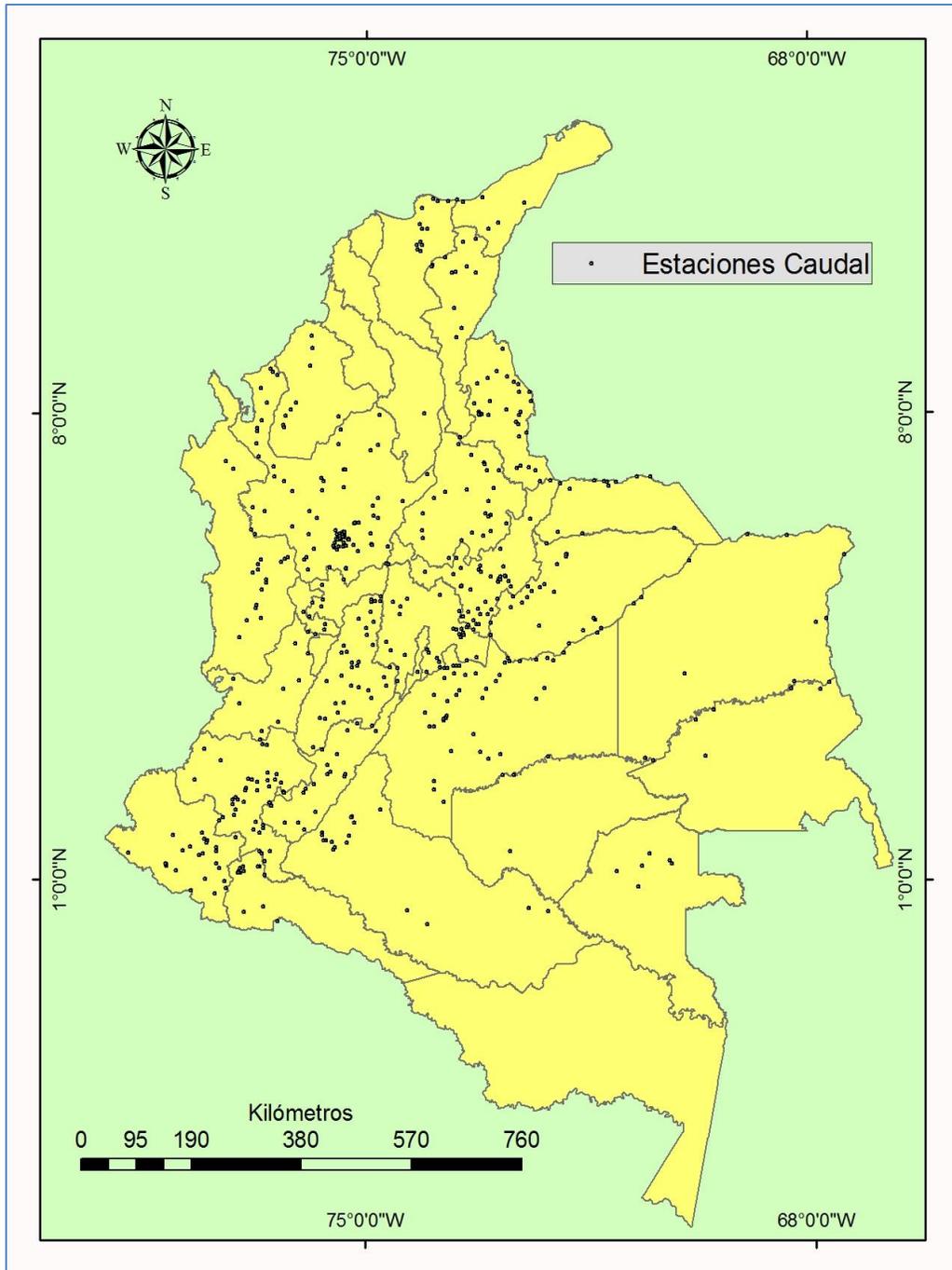


Figura 8. Estaciones de caudal.

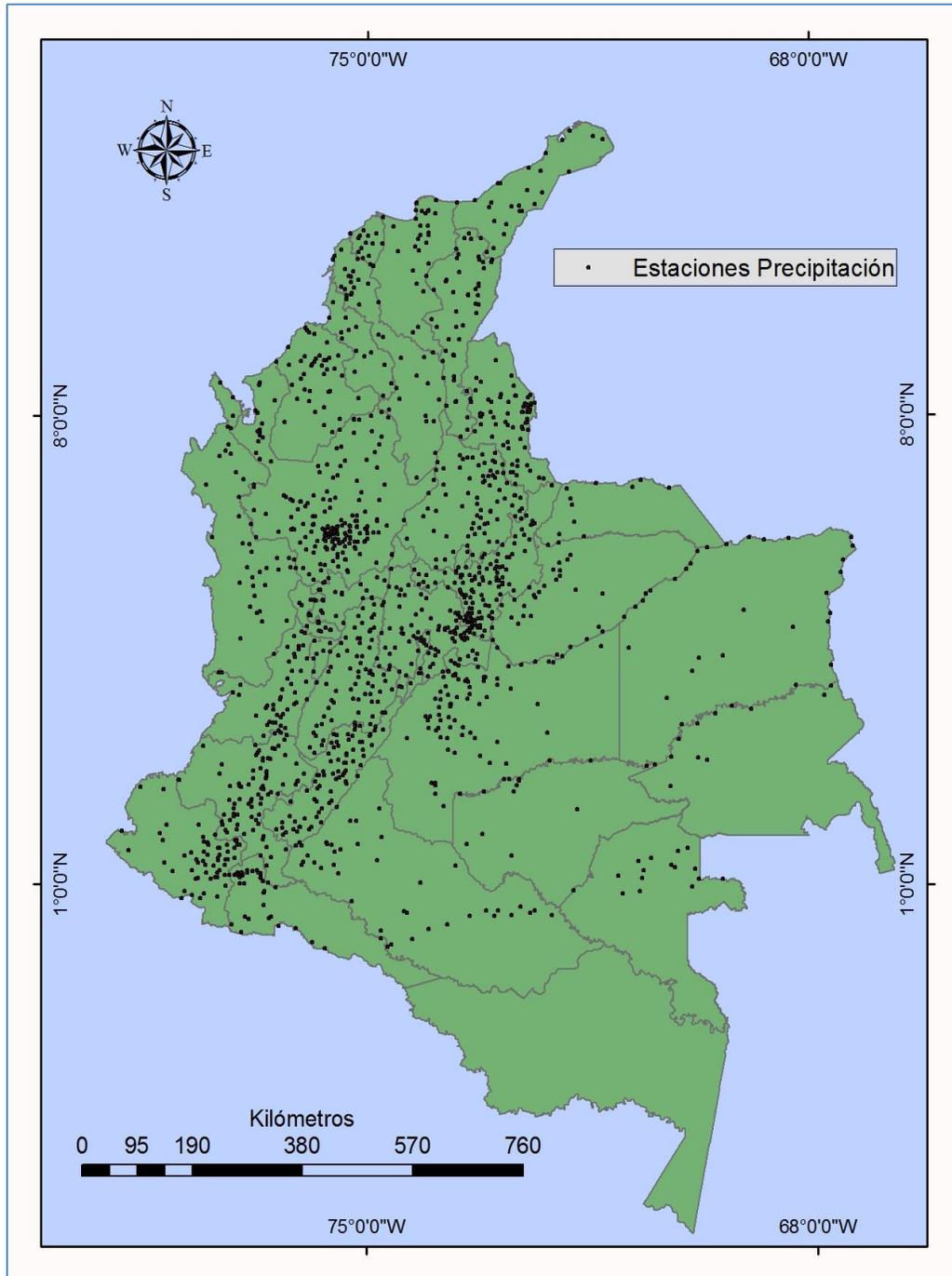


Figura 9. Estaciones de precipitación.

3.4 RELACIÓN ENTRE EL CLIMA Y LOS INGRESOS DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA A FILO DE AGUA

En el mercado eléctrico colombiano los ingresos de una central hidroeléctrica dependen de la generación de energía⁷ (sin considerar la venta de bonos de carbono, que en algunos casos representa un ingreso adicional), y ésta por su parte depende de los caudales turbinados por las unidades de la planta, que a su vez son producto de los caudales naturales del cuerpo de agua donde se encuentra ubicada. En la Figura 10 se presenta el proceso de transformación de la lluvia (variable primaria) en ingresos en una central hidroeléctrica. En este proceso intervienen otros factores que no se muestran en el diagrama, como los demás componentes del ciclo hidrológico (e.g. evapotranspiración) y aspectos técnicos de la central como la disponibilidad de sus equipos (desde las estructuras de captación, hasta la línea de transmisión). De esta figura se puede observar que hay dos variables ambientales involucradas, en primer lugar la precipitación y en segundo lugar el caudal.

⁷ Las centrales de más de 20 MW reciben ingresos del cargo por confiabilidad asociados a la energía firme que están en capacidad de generar.

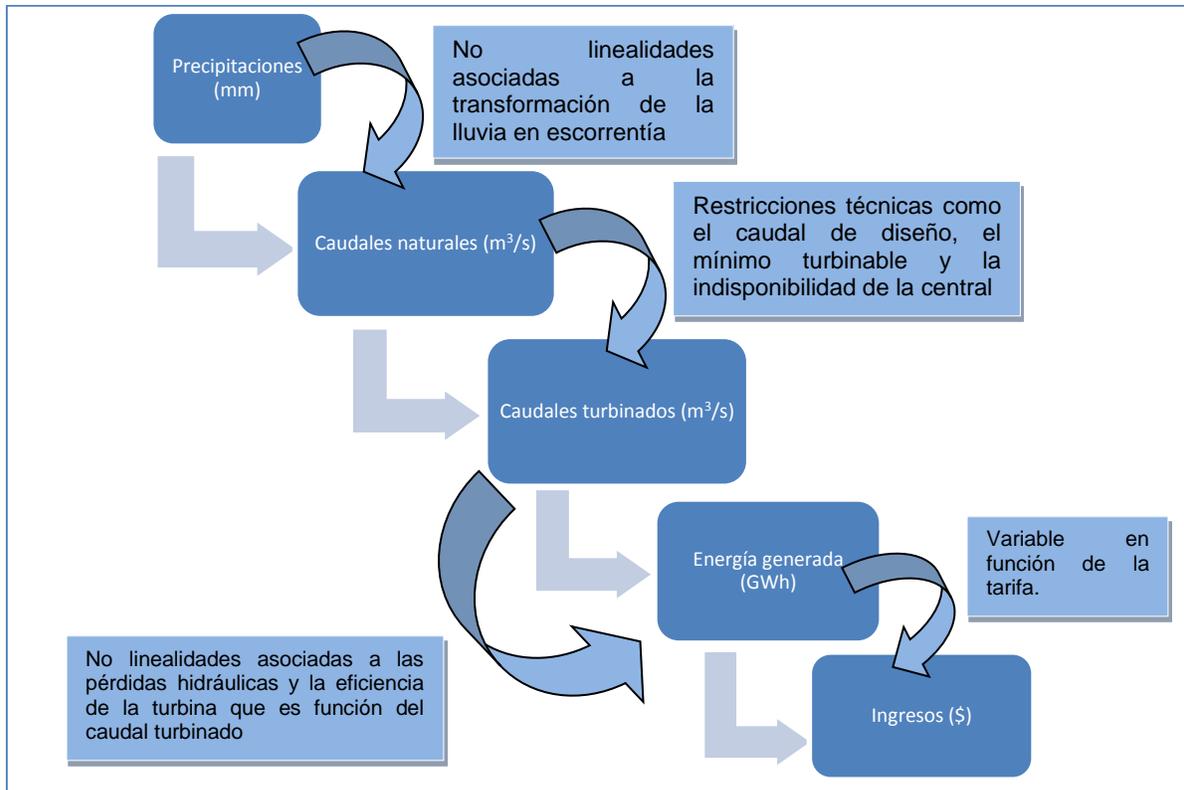


Figura 10. Proceso de transformación de la precipitación en ingresos en una central hidroeléctrica.

El hecho de que la generación de energía y los ingresos dependan de variables climáticas que no se pueden controlar y que difícilmente se pueden predecir pone de manifiesto que este tipo de proyectos está sujeto a importantes riesgos climáticos ya que los ingresos del mismo están sometidos a la volatilidad de la variable, sin que el inversionista pueda hacer nada (desde el punto de vista físico) para mejorar la situación.

Para tener una idea de esto en la Figura 11 se presenta la producción de energía de la cadena Alban (Alto y Bajo Anchicayá) y el caudal medio del río Anchicayá. Como es de esperarse se presenta una alta correlación entre ambas variables (datos obtenidos de www.xm.com.co).

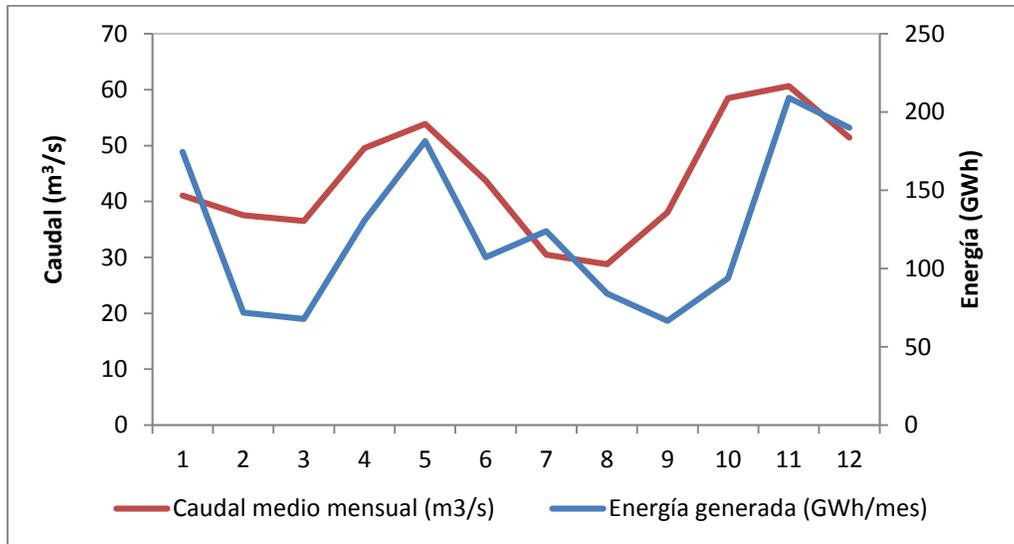


Figura 11. Producción energética de la cadena Alban y caudal medio del río Anchicayá.

La Figura 11 deja claro que la generación de las centrales hidroeléctricas tiene una alta dependencia de la hidrología, la cual se caracteriza por tener unas altas variaciones temporales. Por ejemplo, en la Figura 12 se presenta un histograma de frecuencias del coeficiente de variación (σ/μ , con resolución mensual) de las series de caudal utilizadas en este estudio, el cual expresa la desviación estándar como porcentaje de la media. En ella se puede observar que un porcentaje importante de los ríos del país presenta desviaciones estándar superiores al 40% de la media, volatilidad que será transferida de manera directa a los ingresos de las plantas a filo de agua y con cierta atenuación a aquellas que cuentan con un embalse de regulación (en función de la capacidad de regulación del embalse). Todos estos elementos dan indicios de que un contrato financiero derivado del clima puede jugar un papel importante en la disminución de dichas fluctuaciones.

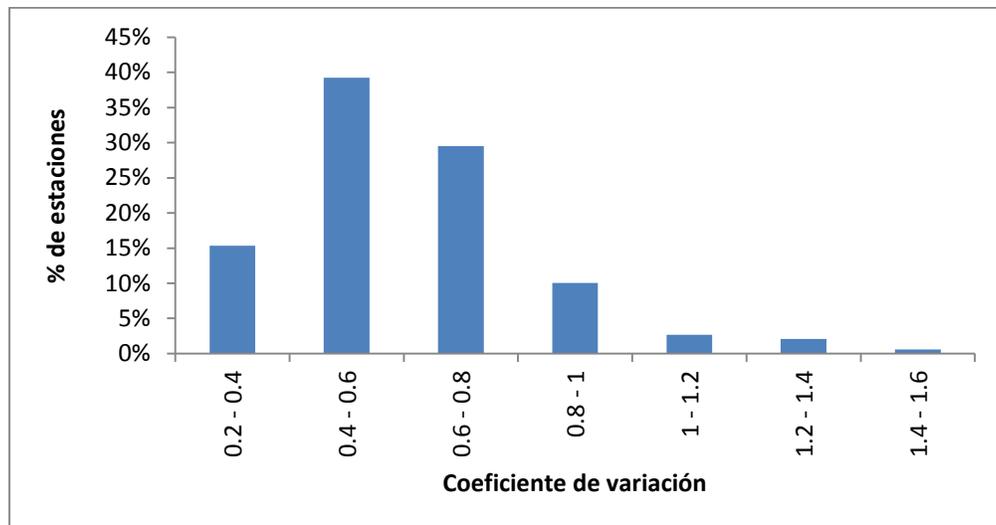


Figura 12. Coeficiente de variación de las series de caudal utilizadas en el estudio.

3.5 DISEÑO DEL ÍNDICE SUBYACENTE

En el caso particular de una central hidroeléctrica es fácil deducir que siempre que se cuente con una estación de caudal cerca de la captación, o sobre un afluente o cuenca vecina que permita inferir de manera adecuada los caudales turbinados por la central será preferible que el subyacente sea caudal en lugar de precipitación (esta variable genera la energía directamente), ya que se elimina la transformación (no lineal) de la lluvia en escorrentía lo que reduce sensiblemente el riesgo base y en consecuencia aumenta la efectividad de la cobertura.

En la mayoría de los casos la relación entre la variable climática y los ingresos del negocio que se desea cubrir no es lineal, por lo tanto, para lograr una cobertura efectiva es necesario diseñar un índice que capture esas no linealidades. En el caso de la central hidroeléctrica a filo de agua queda claro que sus ingresos dependen de los caudales naturales del río donde se encuentra ubicada, sin embargo, hay una serie de factores que distorsionan esta relación, por lo que el subyacente del contrato no debe ser el caudal afluente, sino un índice que refleje de manera coherente el caudal disponible para generación.

3.5.1 Regla de operación de una central hidroeléctrica a filo de agua

Bajo un esquema de operación a filo de agua, con regulación mínima, la central turbinata el menor caudal entre el de diseño y el afluente en cada período, considerando las restricciones a la generación impuestas por la obligación de mantener en el cauce un caudal ambiental y el caudal mínimo turbinable por las unidades.

Por lo tanto la regla de operación general es la siguiente:

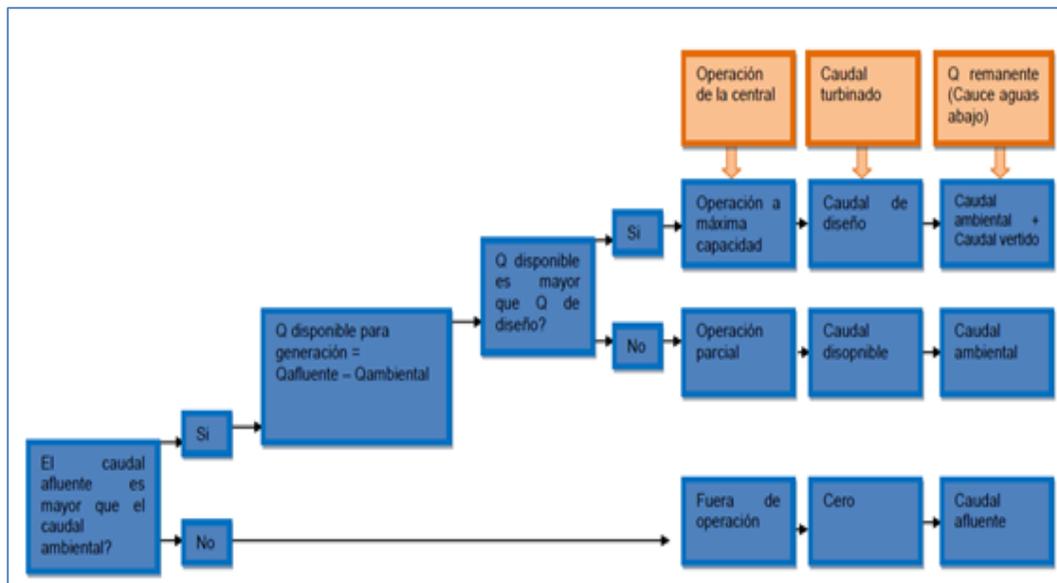


Figura 13. Regla de decisión de caudales turbinados

En la Figura 14 se puede observar que en varios de los meses la central turbinó su caudal de diseño, razón por la cual a pesar de que hubo diferentes afluencias, la turbinación se mantuvo constante, las fluctuaciones por encima de este umbral (línea verde punteada) serán reflejadas por los vertimientos de excesos. También se puede observar que, por ejemplo, en los dos últimos meses presentados en la gráfica la central no alcanza el umbral mínimo de turbinación y tiene que detener las unidades dejando pasar la totalidad del caudal afluente.

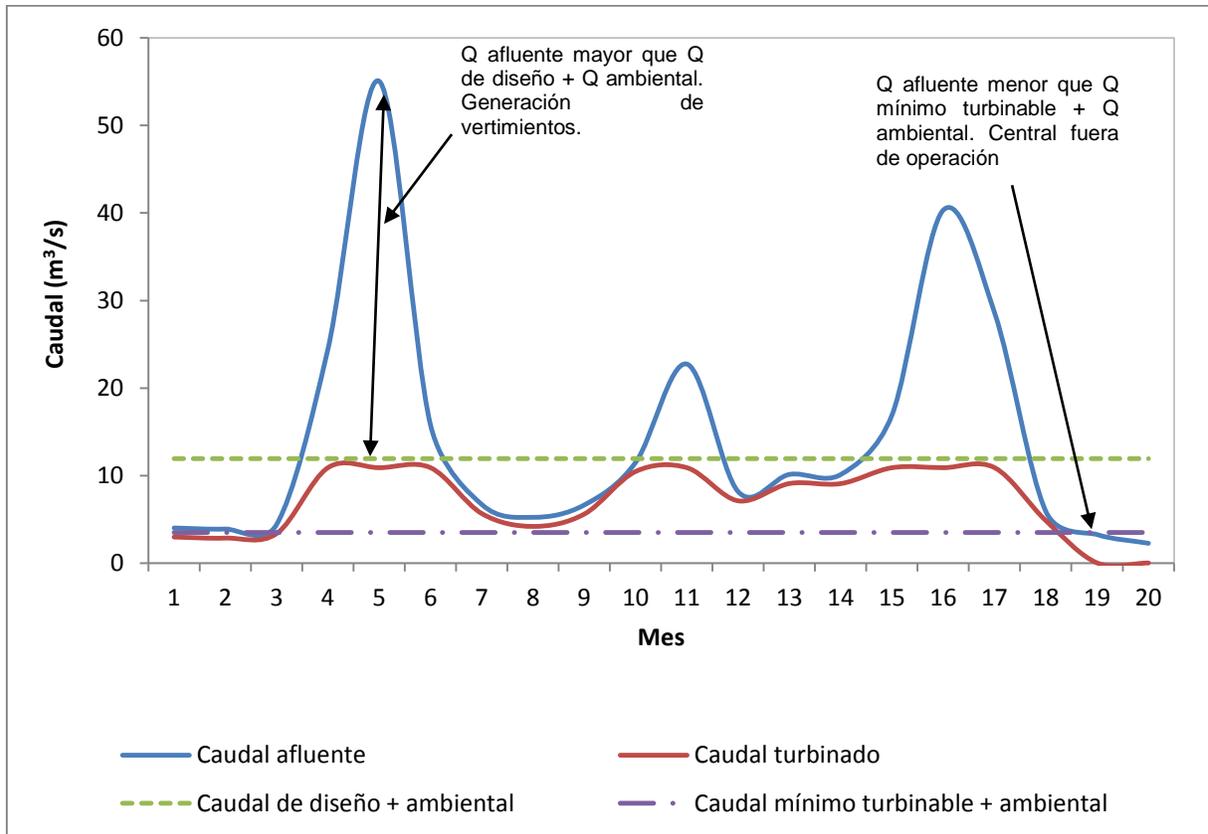


Figura 14. Caudal Afluente e ingresos de una central hidroeléctrica.

En resumen el caudal turbinado por una central hidroeléctrica a filo de agua en función del caudal afluente de la corriente, según la regla de operación presentada en la Figura 13, queda definido tal y como se presenta en la Figura 15.

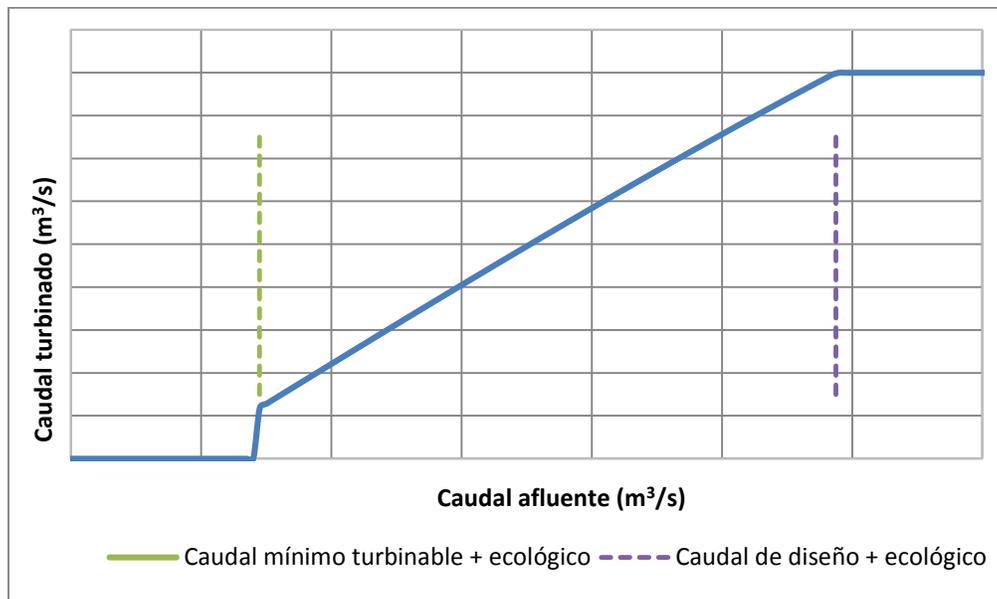


Figura 15. Caudal turbinado función del caudal afluente

Se observa que las principales discontinuidades se deben a los siguientes parámetros técnicos:

- El caudal de diseño: La central cuenta con un número determinado de unidades, definido por los diseñadores en función de criterios técnicos y financieros, y cada una de ellas cuenta con un caudal nominal, por lo tanto la central tendrá un caudal máximo que podrá turbinar. Éste se conoce como caudal de diseño. Afluencias superiores a este valor no podrán ser procesadas y no se convertirán en energía (y en consecuencia no generarán ingresos), y tratándose de una central a filo de agua tampoco podrán ser almacenadas en un embalse de regulación para turbinarlas posteriormente, sino que pasarán a través del vertedero de excesos.
- El caudal mínimo turbinable: Representa el mínimo caudal turbinable por la planta, que puede ser necesario para evitar problemas de cavitación de las turbinas o restricciones operativas. Este valor depende del número y tipo de unidades. Adicionalmente la central debe garantizar un caudal ecológico para mantener las condiciones ambientales del tramo con caudal reducido entre la captación y la descarga, por lo tanto las unidades solo podrán operar cuando el caudal afluente sea superior a la suma del caudal ecológico más el mínimo turbinable, de esta forma se supera el umbral necesario para las turbinas y se

garantiza el caudal que requiere el ecosistema. En los momentos en los que el caudal natural sea inferior a este valor se deben detener las máquinas y todo el caudal afluente pasará a través del vertedero de excesos.

3.5.2 Propuesta de un índice subyacente a partir del caudal

Lo que se pretende con el índice subyacente del contrato es reproducir de manera inversa los caudales disponibles para generación de manera que den cuenta de la falta del recurso en épocas de estiaje y de la abundancia del mismo en épocas de lluvias.

Al observar la Figura 15 se advierte que el subyacente no puede ser el caudal afluente directamente ya que hay una serie de discontinuidades en la función, originadas por parámetros técnicos de la planta que ya se mencionaron. Así las cosas el índice debe ser función del caudal natural pero tiene que capturar las particularidades de la regla de operación. El índice propuesto, denominado caudal para generación (QPG), se presenta a continuación:

$$QPG \begin{cases} \text{Si } Q_i \geq Q_{\text{Mínimo turbinable}} + Q_{\text{ecológico}} \Rightarrow \text{Max}(Q_{\text{diseño}} + Q_{\text{ecológico}} - Q_i; 0) \\ \text{Si } Q_i < Q_{\text{Mínimo Turbinable}} + Q_{\text{ecológico}} \Rightarrow Q_{\text{diseño}} \end{cases}$$

Ecuación 1. Índice QPG

Donde:

Q_i : Es el caudal en el mes i

De esta manera el índice subyacente del contrato será función del caudal según se muestra en la Figura 16. Se puede observar que tiene un comportamiento simétrico a la de los caudales turbinados por la planta presentada en la Figura 15.

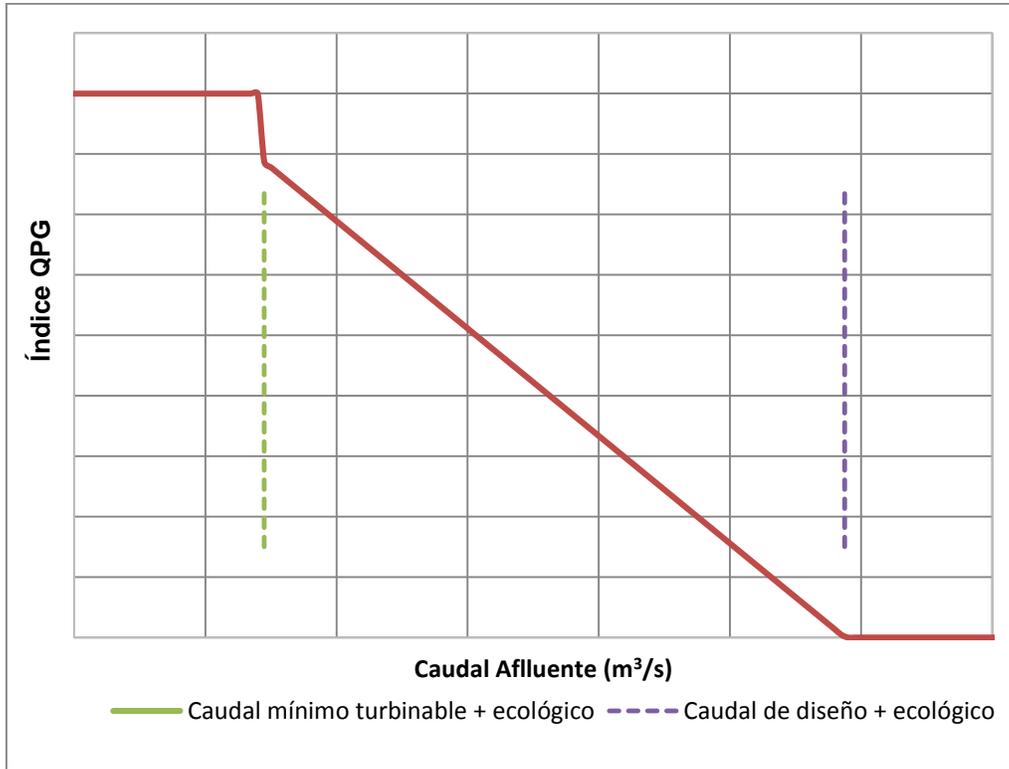


Figura 16. Índice QPG en función del caudal

De esta manera se consigue una función opuesta a la del caudal turbinado definido por la regla de operación, tal y como se muestra en la Figura 17.

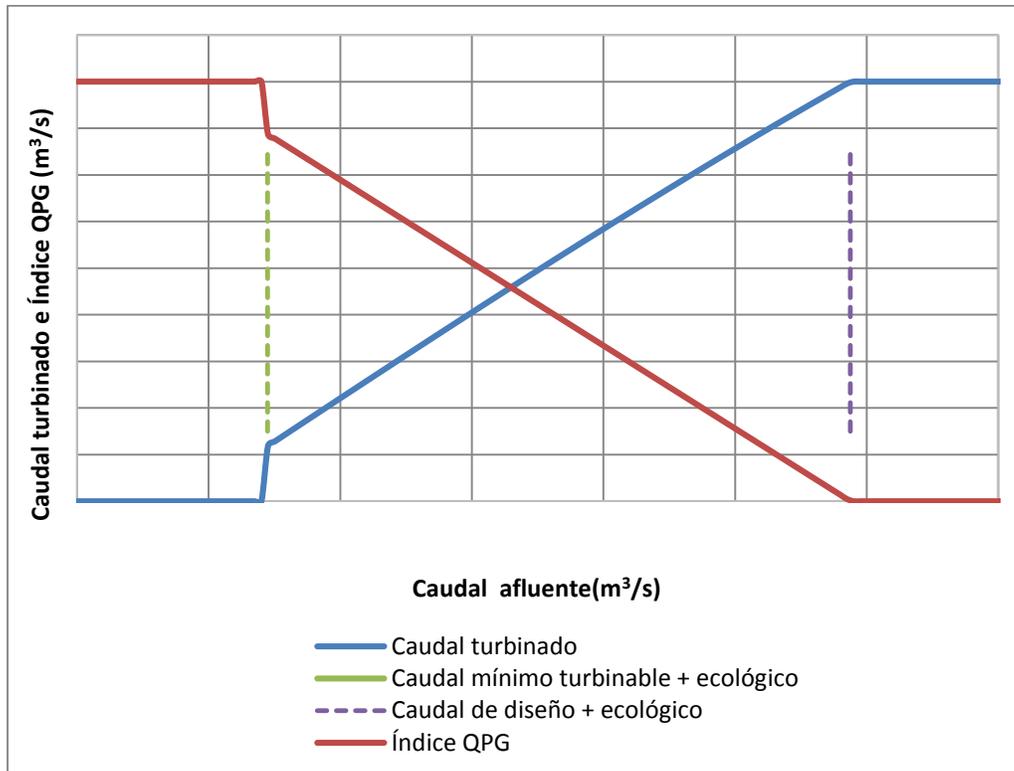


Figura 17. Caudal turbinado e índice QPG en función del caudal afluente.

3.5.3 Ingresos de la central de generación

En el numeral 3.5.1 se presentó la relación que hay entre los caudales afluentes y los caudales disponibles para turbinación, ahora es necesario definir como éstos se convierten en potencia, energía y finalmente en dinero, ya que el derivado climático es una cobertura financiera que busca estabilizar flujos de caja mediante la adecuada representación de la disponibilidad del recurso hídrico para generar ingresos.

Estos últimos, en el caso de la generación hidroeléctrica, están determinados por la producción energética de la planta, la cual se relaciona con el caudal turbinado de la siguiente manera:

$$P = \rho * g * n_t * n_g * n_{tr} * Q_t * H_n$$

Ecuación 2. Potencia de una central hidroeléctrica

En donde:

P = Potencia entregada por la central (W)

g = Aceleración de la gravedad ($9,81 \text{ m/s}^2$)

n_t = Eficiencia de la turbina

n_g = Eficiencia del generador

n_{tr} = Eficiencia del transformador

Q_t = Caudal turbinado (m^3/s)

H_n = Salto neto (m)

De la ecuación anterior la aceleración de la gravedad, la eficiencia del generador y del transformador son constantes, mientras que la eficiencia de la turbina, el salto neto y el caudal turbinado son variables. El caudal turbinado depende de la disponibilidad del cuerpo de agua en cada instante y la eficiencia de la turbina y el salto neto son función, a su vez, del caudal que estén procesando las unidades. En la Figura 18 se muestra la curva de eficiencia de una turbina (la cual puede cambiar dependiendo del tipo), en ella se puede observar que por encima del 45% se alcanzan eficiencias cercanas a la eficiencia máxima.

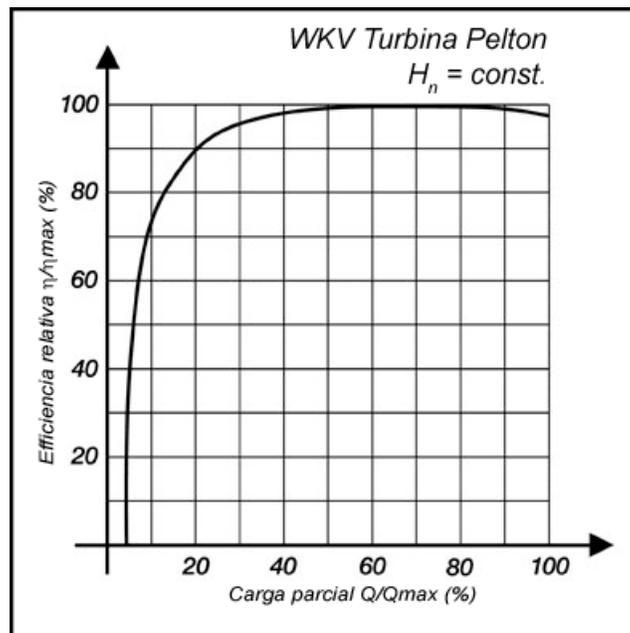


Figura 18. Eficiencia de una turbina (tomado de <http://www.wkv.cl/turbinas.html>)

De otro lado, el salto neto (salto efectivo para generar potencia) es la diferencia entre el salto bruto (diferencia de cotas entre el nivel del agua en el pondaje o tanque de carga y el eje de la turbina⁸) menos las pérdidas hidráulicas, las cuales, a grandes rasgos, pueden ser pérdidas por fricción en la tubería o túnel de conducción o pérdidas locales por cambios en la sección o en el alineamiento del mismo. Éstas últimas son proporcionales al cuadrado del caudal que transite por la conducción, es decir, a mayor caudal mayores pérdidas.

Las razones anteriormente mencionadas hacen que los caudales disponibles para generación (de los que da cuenta el índice diseñado) no se conviertan de manera lineal en energía. De ellas tal vez la más importante si no se le da un buen manejo es la indisponibilidad técnica, que como ya se presentó en la Tabla 2 para este estudio se asumió como de un 5% en los meses de invierno. En resumen los factores que pueden disminuir la efectividad de una cobertura sobre caudal son (sin considerar el riesgo base geográfico que se explicará más adelante):

- Indisponibilidad: La central requiere mantenimientos periódicos de sus equipos o puede sufrir daños que paren la producción temporalmente. En estos momentos los caudales no podrán ser procesados y se convertirán en vertimientos.
- Otros: La eficiencia de la turbina y las pérdidas hidráulicas (que son ambas función del caudal turbinado) hacen que la Ecuación 2 no sea completamente lineal, es decir, que incluso en el rango entre el caudal mínimo turbinable y el caudal de diseño y sin considerar indisponibilidades haya una relación no lineal entre el caudal afluente y la potencia entregada.

La Ecuación 2 define la potencia que puede generar la central, sin embargo los ingresos de la planta no son producto de la potencia⁹ si no de la venta de energía que es la integración de la potencia en el tiempo. Por lo tanto la energía producida será:

⁸ Dependiendo del tipo de turbina será hasta el eje de la misma o hasta el nivel del agua en la descarga.

⁹ La Ecuación 2 define la potencia de la planta, que es la tasa a la que puede producir energía para un caudal determinado (energía por unidad de tiempo).

$$E = \rho * g * n_t * n_g * n_{tr} * Q * H * t$$

Ecuación 3. Energía entregada por la central hidroeléctrica

En donde t es el tiempo en horas y E la energía en Wh. Normalmente la energía en este tipo de aplicaciones se presenta en GWh que corresponden a 10^6 Wh. De otro lado los ingresos son el producto de la energía generada según la Ecuación 3 y la tarifa, la cual puede ser fija o variable dependiendo de la modalidad de contratación de la misma, según se venda en bolsa o mediante contratos bilaterales. En este trabajo se utiliza para todos los efectos una tarifa fija (ya que el mercado colombiano cuenta con diversos mecanismos para manejar el riesgo de precio), de esta manera el único riesgo remanente es el riesgo de producción, que es en esencia un riesgo climático.

3.5.4 Factor de conversión monetario (Tick)¹⁰

El siguiente paso es convertir el índice en unidades monetarias, es decir, establecer el factor de conversión monetario (tick en inglés). Este costo indica cuánto cuesta un m^3/s que deja de procesar la central y por lo tanto es función del salto neto de la misma. En el momento de definición del factor de conversión monetario es importante tener en cuenta la resolución temporal con la que se planteará el derivado ya que de esto depende el valor de cada unidad del mismo.

$$\text{Factor de conversión monetario} \left(\frac{\$}{QPG} \right) = \rho * g * n_t * n_g * n_{tr} * H_{neto} * t_{horas} * Tarifa_{\left(\frac{\$}{Wh}\right)}$$

Ecuación 4. Factor de conversión del índice QPG

El t_{horas} depende de la resolución, es decir, si el derivado tiene resolución diaria $t_{horas} = 24$, si la resolución es mensual $t_{horas} = 720$, etc.

¹⁰ En toda la literatura técnica se refieren al costo del índice como Tick.

De manera general $\rho * g * n_t * n_g * n_{tr} * (1 - \frac{Pérdidas\ hidráulicas}{H_{bruto}})$ está alrededor de 8300. Por lo tanto el costo de cada unidad del índice para un derivado con resolución mensual debe estar alrededor de $8,3 * H_{bruto} * 720 * Tarifa_{(\frac{\$}{kWh})}$.

De esta manera el índice reflejará los caudales disponibles para generación y el factor de conversión monetario permitirá que refleje de manera adecuada y en la escala correcta los ingresos de la planta.

3.5.5 Tipo de contrato

Tal como se explicó en el numeral 1.2.2 hay diferentes tipos de derivados financieros y todos ellos pueden ser utilizados con una variable o índice climático como subyacente, la selección de uno o de otro depende de la posición de riesgo del negocio para el cual se esté estructurando la cobertura.

3.5.5.1 Posición de riesgo de la central frente al índice QPG

Antes que nada es fundamental definir la posición de riesgo de la central con respecto al comportamiento del índice, es decir, entender cómo se afectan la producción y los ingresos de la planta con incrementos o disminuciones del índice, ya que esto definirá la posición (larga o corta) que tendrá que adoptar el generador.

Está claro que a la central la afectan de manera negativa las disminuciones en el caudal disponible para generación, pero en la Figura 16 se puede observar que el índice tiene una relación inversa con éste, es decir, caudales altos producen índices bajos y viceversa, lo que implica que a la central desde el punto de vista de la producción energética le interesan índices bajos o sea que por la naturaleza del negocio tiene una posición corta¹¹ frente a éste, de manera que para neutralizar el riesgo inherente a su actividad tendrá que tomar una

¹¹ En los derivados financieros tradicionales se dice que el comprador del futuro toma una posición larga. El comprador del futuro se beneficia con un incremento del subyacente.

posición larga en el contrato, de forma tal que mediante éste se beneficie con aumentos del índice QPG.

3.5.5.2 Forward

La diferencia entre un forward y un futuro es que éste último se transa en un mercado organizado a través de una cámara de riesgo central de contraparte, mientras que el primero es un contrato entre dos partes diseñado a la medida según las necesidades del coberturista. Este trabajo se ocupa de un forward planteado con el índice QPG como subyacente calculado a partir de una estación de caudal o precipitación¹².

La función de pagos de un contrato Forward es lineal siempre y cuando no se pongan límites a la misma, práctica usual en los derivados sobre HDD y CDD para evitar una pérdida excesiva de una de las partes, ya que una acumulación de días excesivamente calientes o fríos según sea el caso puede generar un pago demasiado alto por concepto del derivado (estos límites normalmente se ubican en valores, que aunque son físicamente posibles, son altamente improbables). En el caso de un derivado basado en QPG no es necesario establecer topes a la función de pagos ya que el índice está acotado por definición; su límite inferior es cero y su límite superior es el caudal de diseño.

El generador, actuando en calidad de coberturista, debe tomar una posición larga en el forward de manera que reciba ingresos con valores altos del índice (generados por bajos caudales disponibles para generación) y pague a su contraparte por valores bajos del mismo. El valor “bajo” o “alto” del índice se establece con relación al strike o valor de ejercicio, que es el valor esperado del índice, el cual se fija con base en alguna de las técnicas de valoración presentadas en el numeral 1.4.5.

La función de pago de la posición larga de un forward con el índice QPG como subyacente es:

¹² Haciendo una conversión de precipitación en caudal según se explica más adelante.

$$p(QPG) = D(QPG - k)$$

Ecuación 5. Función de pago de la posición larga de un forward

Donde:

D es el factor de conversión monetario

K es el strike o valor de ejercicio,

De la Ecuación 5 se deduce que quien toma la posición larga pierde dinero cuando el índice está por debajo del valor esperado. La mayoría de los forwards no tienen costo inicial, los desembolsos de dinero se hacen una vez se venza el plazo del contrato y se haga la liquidación correspondiente.

3.5.5.3 Opción

Otra posibilidad de cobertura son las opciones, que funcionan como un seguro en donde al inicio del contrato se paga una póliza, que para este caso se llama prima. En los derivados financieros tradicionales estos instrumentos dan la opción, más no la obligación, de comprar o vender un activo en una fecha determinada. En el caso de los derivados climáticos le dan el derecho al comprador de la opción de cobrar un dinero a su contraparte cuando la variable esté por encima o por debajo del valor strike definido, según sea una opción de compra (Call) o de venta (Put).

Siendo el subyacente el índice QPG el propietario de la central tendría que tomar una posición larga en una opción call. Esto le permitiría, a cambio del pago de la prima al inicio del contrato, recibir una cantidad de dinero con valores altos del índice, es decir, cuando los caudales disponibles para generación sean menores que los asociados al strike.

3.5.5.3.1 Definición del valor de ejercicio y valoración de la prima

La valoración de una opción no es tan trivial como la de un forward (en donde este procedimiento consiste en la estimación del valor de ejercicio “justo”), para las opciones es necesario definir un valor de ejercicio con base en algún criterio establecido por el coberturista. En este caso el valor de ejercicio se establece con base en la estructura de costos del proyecto presentada en el numeral 0 y el criterio adoptado es que la central asegure unos ingresos que le permitan el pago de la deuda, de todos sus costos operativos y de ley, y del pago de la prima de la opción que se convierte en un costo fijo más. En este último paso se genera una referencia circular que es necesario resolver mediante la aplicación de un procedimiento iterativo ya que el valor de ejercicio depende de la prima de la opción (puesto que ésta entra a hacer parte de la estructura de costos del proyecto) y la prima está determinada a su vez por el valor de ejercicio definido.

La función de pago de un contrato largo en una opción call es:

$$p(QPG) \begin{cases} \text{Si } QPG < K \rightarrow 0 \\ \text{Si } QPG \geq K \rightarrow D(QPG - K) \end{cases}$$

Ecuación 6. Función de pago de la posición larga de una opción call

Donde:

D es el factor de conversión monetario

K es el strike o valor de ejercicio,

4 APLICACIÓN DE UNA COBERTURA SOBRE QPG A UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA A FILO DE AGUA

En este numeral se presentan los resultados de una serie de ejercicios de coberturas para una central hidroeléctrica hipotética con base en el índice y los procedimientos descritos en el capítulo metodológico.

4.1 APLICACIÓN DE FORWARD SOBRE EL ÍNDICE QPG

Con el fin de evaluar el comportamiento de una cobertura financiera sobre el índice QPG se dimensionó una central hidroeléctrica (considerando los parámetros propuestos en el numeral 3.2) con base en la estación “El Alambrado” (código 2612701) del Ideam¹³ ubicada en río La Vieja en el departamento de Risaralda. Esta estación cuenta con 51 años de registros, desde 1953 hasta el año 2004, tiene un caudal medio de 56,4 m³/s y una desviación estándar de 35,44 m³/s (para los registros mensuales). En la Figura 19 se presenta el ciclo anual de los caudales de dicha estación, se observa un período de aguas bajas en los meses de julio, agosto y septiembre y máximos en los meses de noviembre, diciembre, abril y mayo.

¹³ Para este ejercicio es indiferente la estación seleccionada, lo importante es que cumpla con unos requisitos mínimos de calidad de los registros como la extensión de la serie y el porcentaje de datos faltantes. Además se le aplicaron pruebas de consistencia, homogeneidad y detección de outliers (datos atípicos).

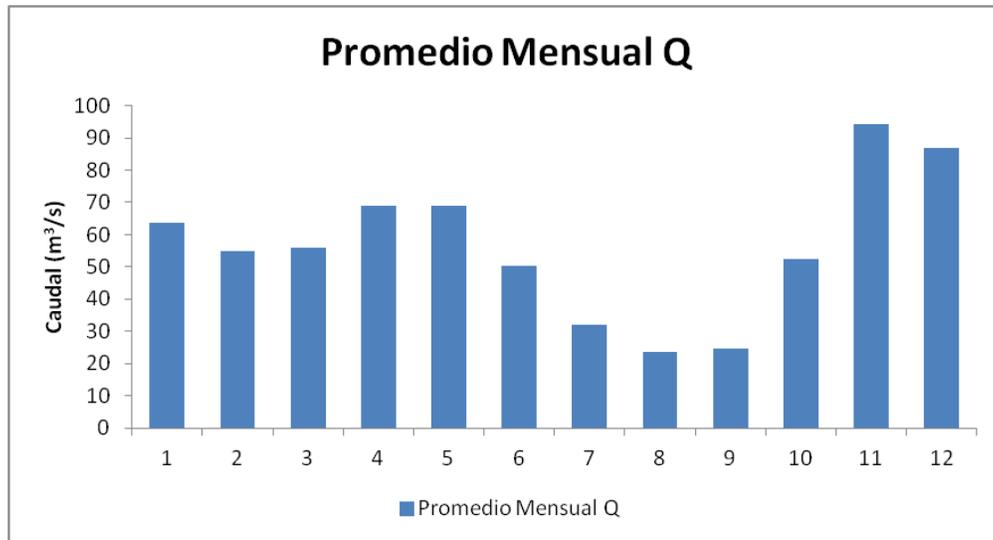


Figura 19. Ciclo anual de los caudales en la estación “El Almabrado”.

En la Figura 20 se presenta el período entre febrero de 1953 y diciembre de 1954, en esta gráfica se puede ver que hay una alta variabilidad mensual, lo que en términos de generación puede implicar un alto porcentaje de vertimientos y probablemente algunos períodos con indisponibilidad hidrológica de la central, es decir, momentos en los que la planta no alcanza el umbral mínimo de turbinación definido por la suma del caudal mínimo turbinable y el caudal ambiental.

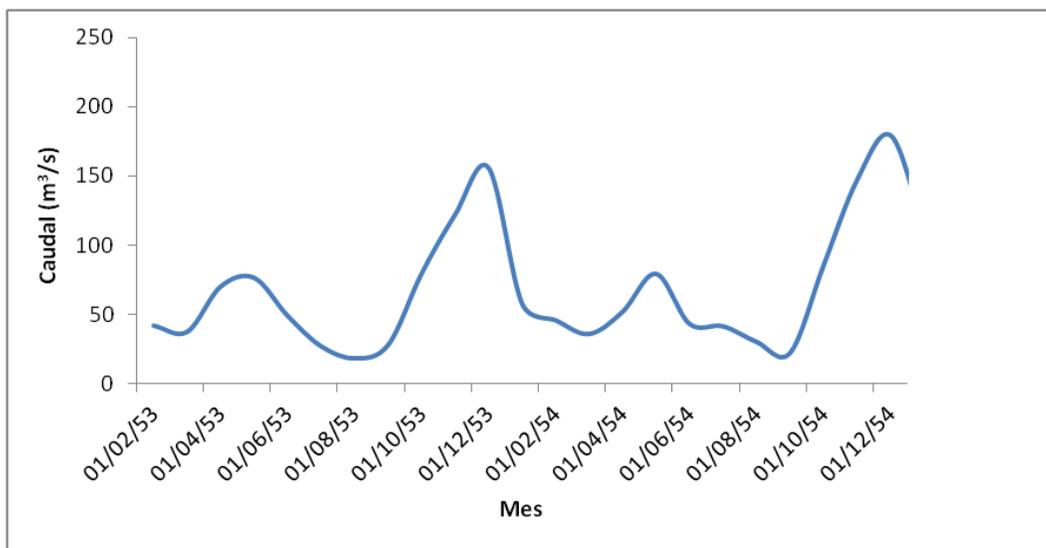


Figura 20. Comportamiento de los caudales mensuales (febrero de 1953 - diciembre de 1954)

En la Figura 21 se presentan los caudales medios anuales para el período de registro. En ella se pueden observar fluctuaciones importantes debidas probablemente a oscilaciones macroclimáticas en diferentes escalas temporales como las descritas en el numeral 2.6 .

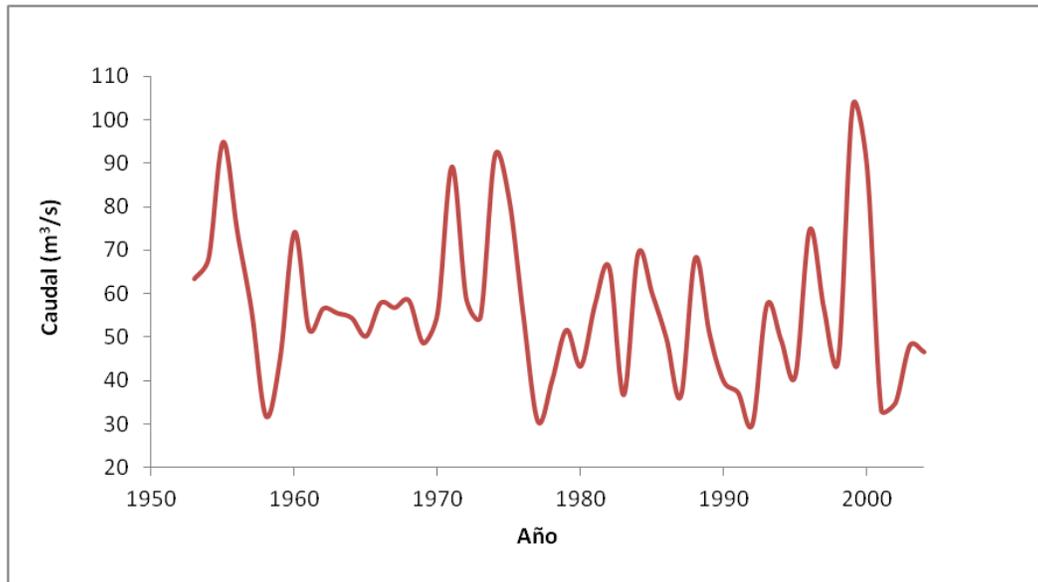


Figura 21. Caudal medio anual.

Las figuras anteriores dan cuenta de una importante variabilidad temporal del caudal en la corriente seleccionada, que a pesar de ser incontrolable y de difícil predicción, se puede evitar que sea transferida a los ingresos mediante el uso de una cobertura con el índice propuesto.

4.1.1 Dimensionamiento de la central de generación

Con base en esta estación limnimétrica se dimensionó una central hidroeléctrica a filo de agua hipotética asumiendo que el sitio de presa se ubica en el punto de la estación de caudal seleccionada, se asumieron parámetros según lo propuesto en la Tabla 2, los cuales se presentan en la Tabla 3.

Tabla 3. Parámetros de la central hidroeléctrica dimensionada.

Parámetro	Valor	
Caudal de diseño (m ³ /s)	56,4	
Tipo de turbina	Francis	
Número de unidades	2	
Caudal mínimo turbinable (m ³ /s)	12,7	
Caudal ecológico (m ³ /s)	5,9	
Salto Bruto (m)	202	
Pérdidas hidráulicas (m)	16,2	
Salto Neto (m)	185,8	
Condición hidrológica	Verano	Invierno
Factor de Disponibilidad	1	0,95
Capacidad Instalada (MW)	90	
Factor de Conversión (MW/m ³ /s)	1,59	
Eficiencia Turbina	0,902	
Eficiencia Generador	0,975	
Eficiencia Transformador	0,995	
Eficiencia Global	0,875	

Con base en la regla de decisión descrita en la Figura 13 y con los parámetros presentados en la tabla anterior se calculó la producción energética de la planta. Los principales resultados se presentan a continuación:

Tabla 4. Resultados de la simulación energética

Parámetro	Valor
Energía Media (GWh-año)	527
Energía máxima anual (GWh)	719
Energía mínima anual (GWh)	286
Factor de Planta	0,67
Indisponibilidad Hidrológica	8,7%
Promedio vertimientos (m ³ /s)	12,52
% del tiempo en que hay vertimientos	44%

La energía media anual es de 527 GWh, sin embargo en el registro se presentan años con producciones energéticas entre 286 GWh y 728 GWh, lo que a su vez, considerando una tarifa de 70 USD/MWh, genera ingresos anuales entre 20 y 50 Millones de dólares.

El factor de planta, es decir la relación entre la energía generada y la energía máxima que puede producir la central, es de 67% lo que quiere decir que en promedio la planta opera a un 67% de su capacidad (relación entre la potencia media y la potencia máxima). La indisponibilidad hidrológica refleja el porcentaje de tiempo en que la planta queda por fuera de operación por no alcanzar el umbral mínimo de turbinación, en este caso este valor es del 8 %. En promedio los vertimientos son de 12,5 m³/s y se presentan el 44% del tiempo. Estas dos últimas referencias son importantes porque reflejan la importancia de que el subyacente tenga en cuenta las discontinuidades de la función de producción energética que ya se mencionaron.

4.1.2 Forward sobre la misma estación de caudal

Inicialmente se evalúa una cobertura sobre la misma estación de caudal sobre la que se dimensionó la central hidroeléctrica. De esta forma se asume que la estación de referencia para el derivado está ubicada cerca de la estructura de captación de la planta de generación. El contrato tendrá una duración de un año con resolución mensual. Esto quiere decir que el índice se calcula sobre los registros de caudales medios mensuales de la estación y se acumula a lo largo de un año.

Tabla 5. Características del futuro.

Características del contrato	
Tipo de contrato:	Forward
Índice subyacente:	QPG
Lugar de referencia:	Rio La Vieja (Departamento de Risaralda)
Estación de medida:	Estación Ideam “El Alambrado” (Código 2612701)
Duración del contrato:	1 año

Características del contrato	
Resolución del índice:	Mensual
Factor de conversión monetario (Tick)	0,071 Millones de dólares por unidad

El factor de conversión monetaria se calculó con base en la Ecuación 4, y significa que 1 m³/s de caudal medio durante un mes genera 71.000 dólares de ingresos.

4.1.2.1 Método de valoración:

Según se presentó en el numeral 1.4.5 el mercado de derivados climáticos es un típico ejemplo de un mercado incompleto ya que el subyacente no es un bien transable y por tanto no es posible conformar un portafolio replicante que permita aplicar las metodologías utilizadas para valoración de derivados financieros tradicionales. En consecuencia se utilizan metodologías con enfoques actuariales, de las cuales la más sencilla, pero no por eso menos utilizada es la metodología “burn” o valoración basada en la historia. Estos primeros ejercicios se valorarán con esta técnica (la explicación se presenta en el capítulo 1.4.5.1.1). Es importante recordar que un forward no implica un desembolso de dinero de ninguna de las partes al inicio del contrato, sencillamente ambas se ponen de acuerdo (con base en alguna de las técnicas de valoración) en el precio de ejercicio (strike) y el único desembolso se hace al final, en el momento de la liquidación del mismo, según el valor de la variable esté por encima o por debajo de este umbral.

En resumen la técnica del análisis burn asume que el valor esperado del índice es el promedio de los valores que habría tomado si se hubiera transado en años anteriores y este es el valor de ejercicio o strike. En otras palabras antes del inicio del contrato (suponga diciembre del año anterior) el comprador y el vendedor acuerdan que el valor esperado del índice para el año siguiente debe ser el promedio histórico del mismo. Posteriormente, digamos en enero del año siguiente, una vez haya pasado el período sobre el que se firmó el contrato, se toman los valores realmente registrados por la estación en ese año, se calcula el índice y se compara contra el strike que habían acordado las partes. La magnitud y el sentido

de los flujos de dinero dependerán de si el índice para ese año estuvo por encima o por debajo del strike y en que magnitud.

Para evaluar el desempeño del derivado se estructuró un contrato con las características presentadas en la Tabla 5 para cada uno de los años. Para la valoración (definición del strike justo) se siguió el procedimiento que se presenta a continuación, (Se presenta el procedimiento para 1953, sin embargo éste se repitió para todos los años del registro):

- Se retiró de la serie el año de 1953.
- Se tomaron los 50 años restantes, desde 1954 hasta el 2004, y se calculó el índice para cada uno de ellos. El cálculo del índice para cada mes se llevó a cabo aplicando la Ecuación 1 sobre los caudales mensuales de la estación y después se acumularon los 12 valores correspondientes a cada año. Esto da como resultado los 50 valores del índice que se habrían presentado si el contrato se hubiera transado en estos años.
- Se toman los registros del año 1953 y se calcula el índice.
- Se hace la diferencia entre el índice obtenido para 1953 y el promedio de los 50 años restantes.
- Esta diferencia se multiplica por el factor de conversión monetaria y se obtienen los pagos del contrato. Si el índice del año que se está evaluando está por debajo del promedio la diferencia dará un resultado negativo, lo que significa que el generador de energía tendrá que pagar a su contraparte.

Este procedimiento se repite para los 51 años y supone que los caudales anuales son independientes, lo que se puede inferir del autocorrelograma que se presenta en la Figura 22 que presenta correlaciones inferiores a 0,2 para los primeros cuatro rezagos.

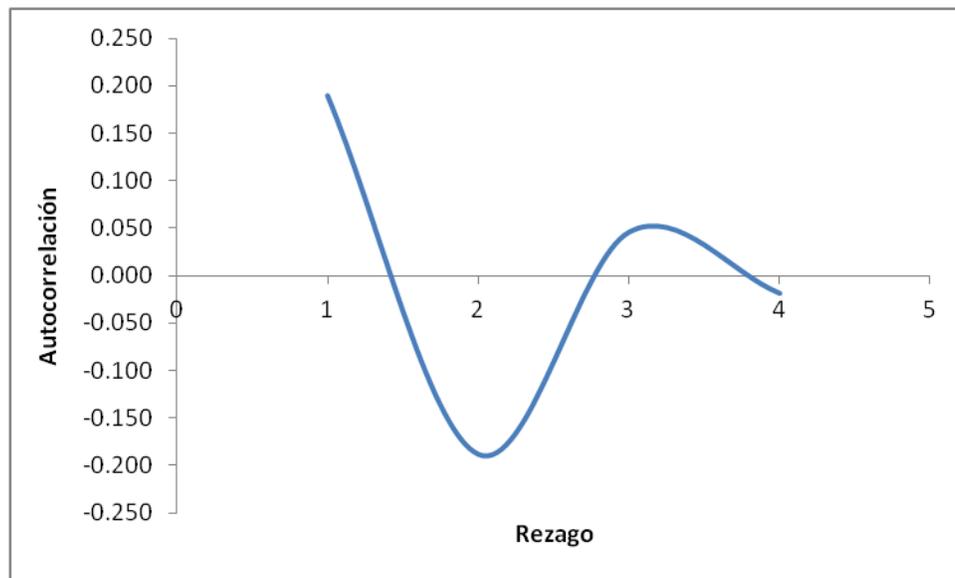


Figura 22. Autocorrelograma de la serie de caudales anuales de la estación de referencia.

4.1.2.2 Efectividad de la cobertura

En la Figura 23 se muestran los flujos de caja del negocio, es decir, aquellos que recibe como producto de la venta de energía. Estos tienen un valor medio de 35,5 Millones de dólares, con un mínimo de 20 y un máximo de 50,3 Millones de dólares. Se observa (línea verde sobre eje secundario de la gráfica) que el derivado transado en cada año genera unos flujos de caja iguales e inversos a la venta de energía (con relación a los valores esperados) y neutraliza de manera efectiva las fluctuaciones. El resultado son unos ingresos casi constantes que se muestran en la gráfica con la línea azul discontinua. Estos no son completamente constantes ya que los ingresos esperados definidos mediante el proceso de valoración cambian ligeramente de un año a otro por el efecto que la inclusión de éste año tiene sobre la media de la serie. También influye el riesgo base causado por las pérdidas hidráulicas y la indisponibilidad de la central.

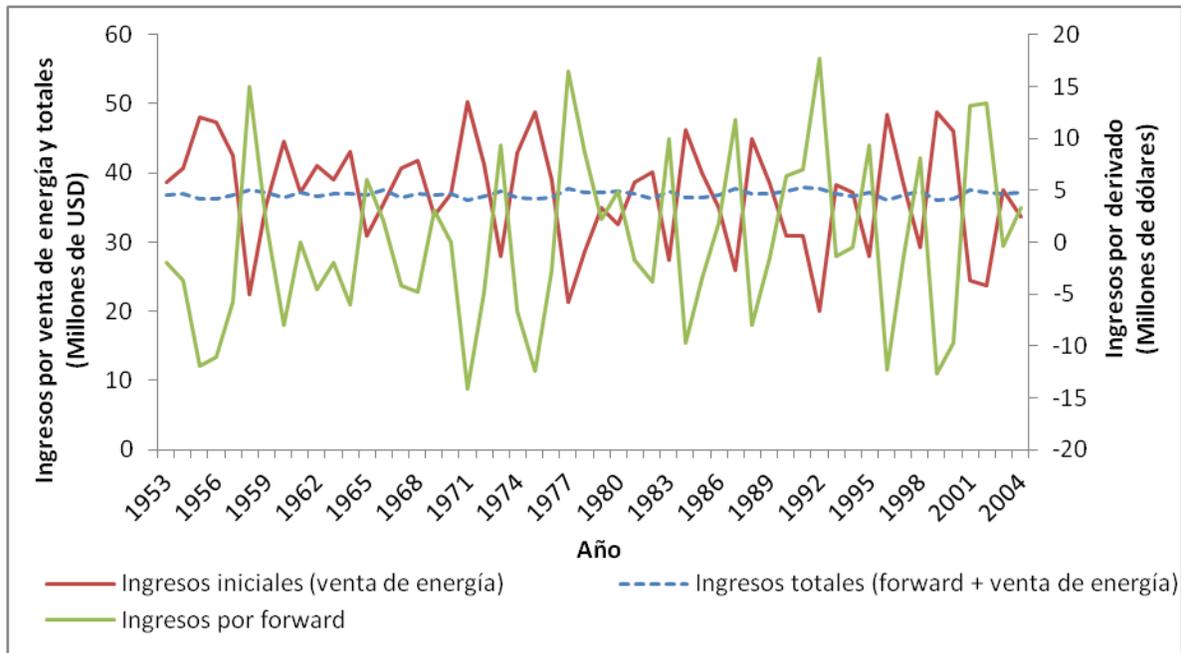


Figura 23. Ingresos de la central antes y después de la cobertura

4.1.3 Forward sobre una estación de caudal en otro punto de la corriente

4.1.3.1 Forward con base en la estación “Cartago¹⁴”.

Los derivados climáticos únicamente se pueden establecer sobre estaciones de medición de un ente gubernamental o de alguna otra entidad en la que confíen las partes involucradas en el contrato, en consecuencia es poco probable que ésta se encuentre ubicada muy cerca de la estructura de captación de la central, por el contrario es probable que haya una estación (en este caso limnimétrica o limnigráfica) aguas arriba o aguas abajo sobre el mismo río o en algún afluente o río cercano con una alta correlación. A continuación se presenta un ejercicio en donde la misma central de generación presentada en el ejemplo anterior realiza una cobertura sobre una estación limnimétrica con una alta correlación. Aquí entra en juego el riesgo base geográfico que se origina por las diferencias entre el caudal registrado por la estación de referencia y el caudal aprovechado por la planta. La estación sobre la que se efectúa la cobertura tiene el código 2612704 del Ideam. En la Figura 24 y Figura 25 se

¹⁴ Estación del IDEAM con el código 2612704 ubicada sobre el río La Vieja en el departamento de Risaralda.

presentan los caudales disponibles para generación y los caudales de la estación sobre la cual se efectuará el contrato derivado para la cobertura, se puede observar que hay una alta correlación, tanto a escala mensual ($R^2=0,93$) como a escala anual ($R^2=0,92$). Altas correlaciones indican que las variaciones en la generación pueden ser explicadas con bastante precisión por los registros de la estación que se utilizará como referencia para el contrato.

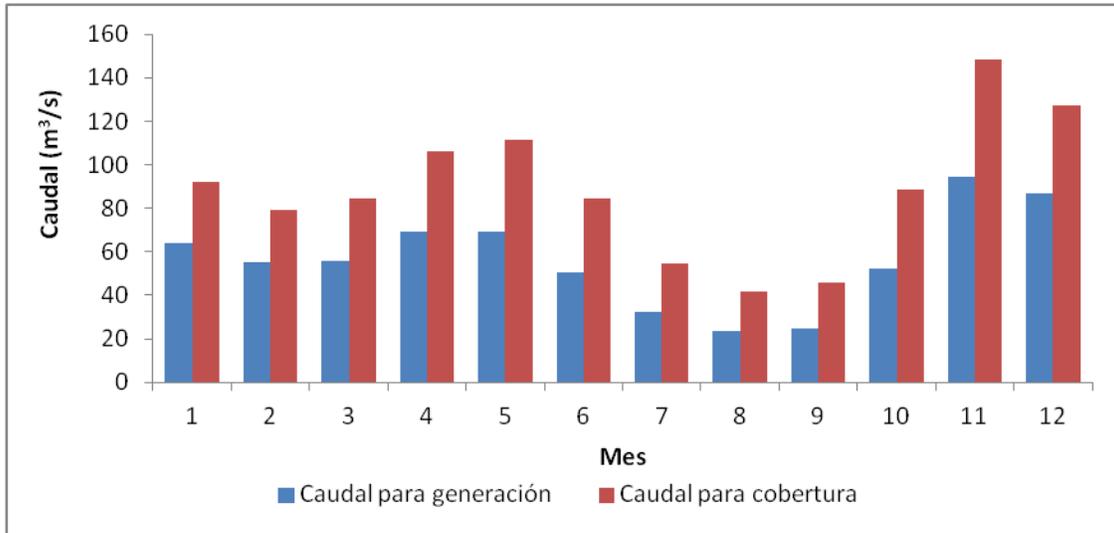


Figura 24. Ciclo anual de los caudales de generación y de cobertura

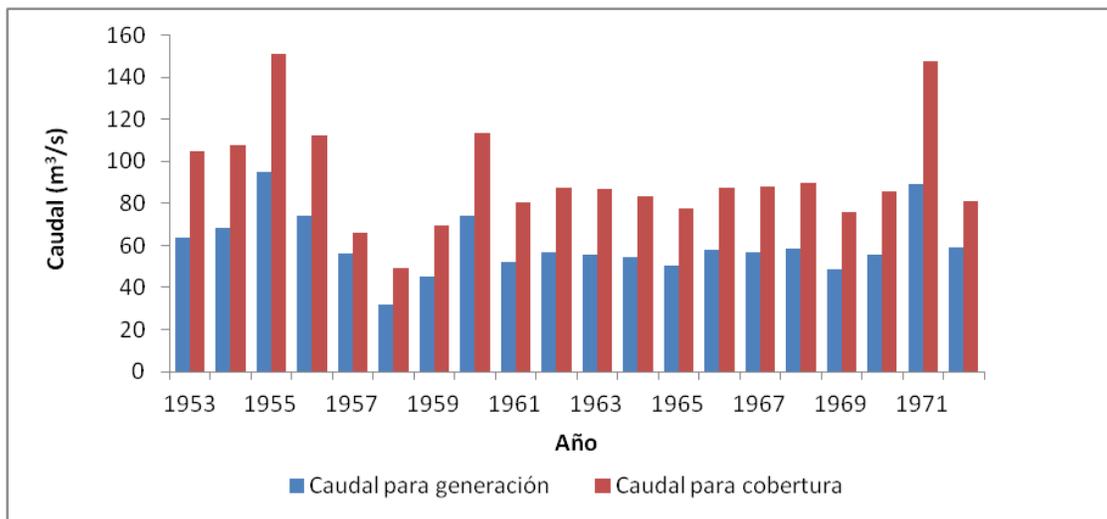


Figura 25. Caudales medios anuales entre de los caudales para generación y cobertura

Lo que se busca en este caso es reproducir los caudales disponibles para la generación de energía, es decir, los caudales naturales del río en la zona donde se ubica la estructura de

derivación de la planta, a partir de los registros de la estación de referencia. Para ello se realiza una regresión lineal entre ambas y en consecuencia el caudal disponible para generación queda definido por $Q_{generación} = 0,6426 * Q_{cobertura} - 0,583$, tal como se muestra en la Figura 28.

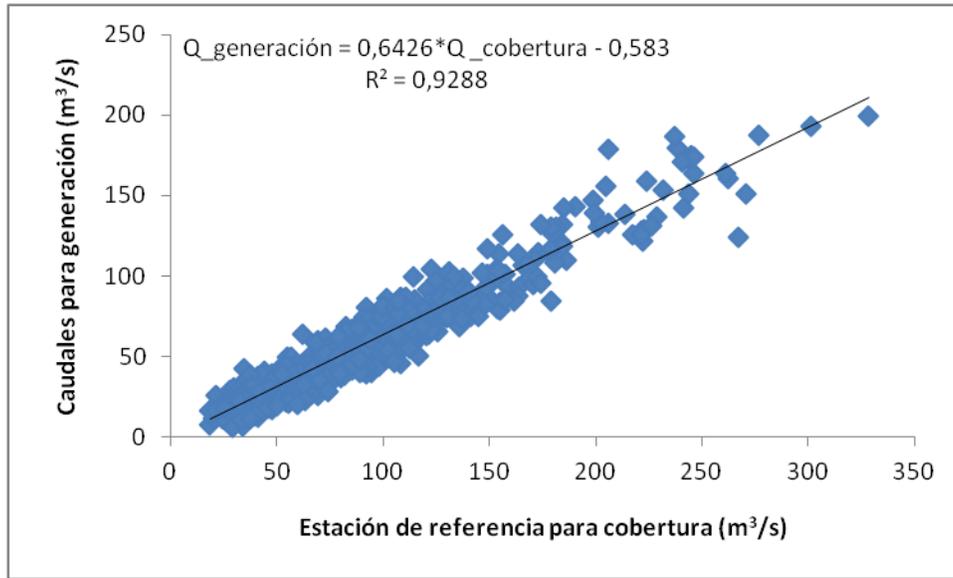


Figura 26. Regresión lineal entre las estaciones de generación y cobertura

Para finalizar se sigue el mismo procedimiento descrito en el ejemplo anterior, pero sobre la variable transformada a partir de la regresión. En la Figura 27 se presentan los ingresos por venta de energía y los flujos de dinero del derivado para cada uno de los años evaluados.

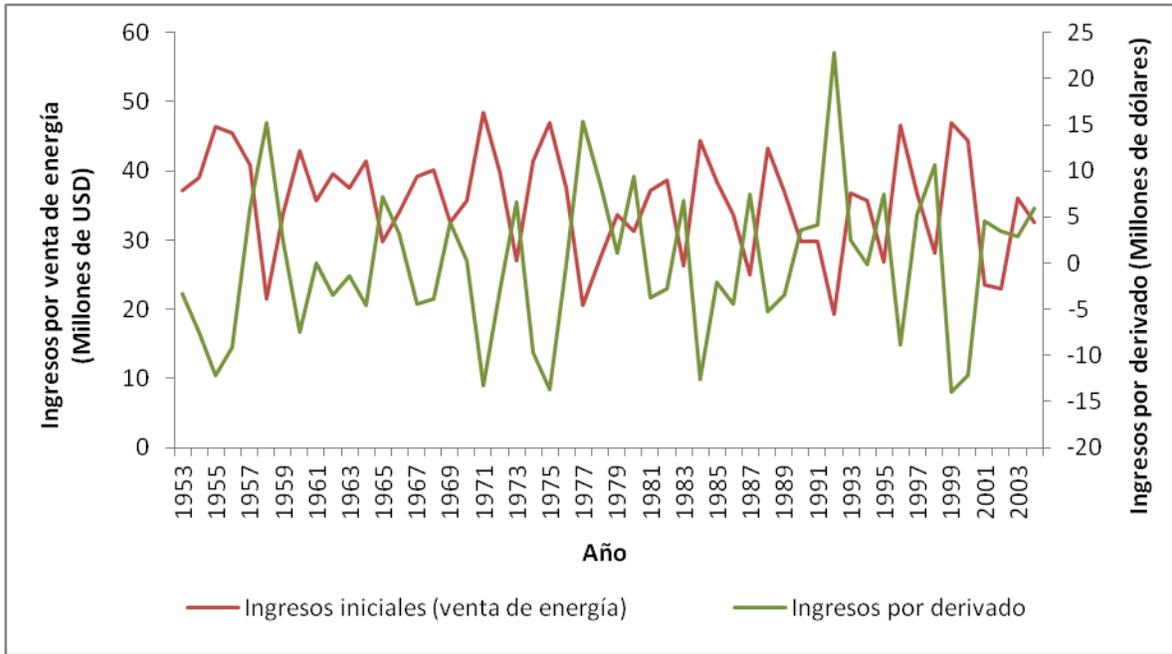


Figura 27. Flujos del derivado y de las ventas de energía

No obstante la alta correlación que se observa en la Figura 27, los flujos de caja después de la cobertura en algunos de los períodos se alejan de los valores esperados. Los resultados se presentan en la Figura 28, en ésta se evidencia una disminución importante de su variabilidad, sin embargo hay un riesgo remanente que se explica por los residuos de la regresión lineal presentada en la Figura 26. Se observa que hay algunos años (por ejemplo 1958) en donde el derivado empeora la situación original, es decir, los flujos después de la cobertura se alejan de los esperados con relación a los obtenidos originalmente por concepto de venta de energía.

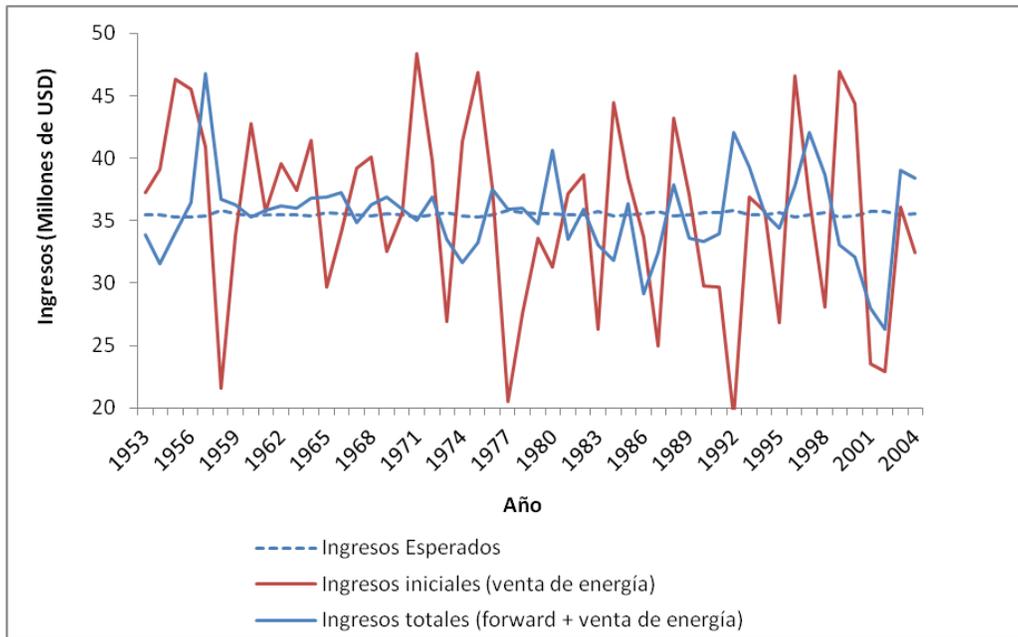


Figura 28. Comportamiento de los flujos de caja antes y después de la cobertura

4.1.3.2 Forward con base en la estación “Sucre”¹⁵

Para evaluar cómo se comporta la efectividad del instrumento a medida que se pierde correlación entre los caudales disponibles para generación y los caudales a partir de los cuales se realiza la cobertura, se repitió el ejercicio con base en la estación Sucre (Código 2612709) del Ideam, la cual se encuentra ubicada sobre el río Barbas en el departamento de Risaralda. Se observa que hay una cierta correlación, en donde cerca del 60% de la variabilidad de los caudales disponibles para generación pueden ser explicados por la estación utilizada como referencia para el contrato.

¹⁵ Estación limnimétrica del IDEAM con código 2612709, ubicada en el río Barbas en el departamento de Risaralda.

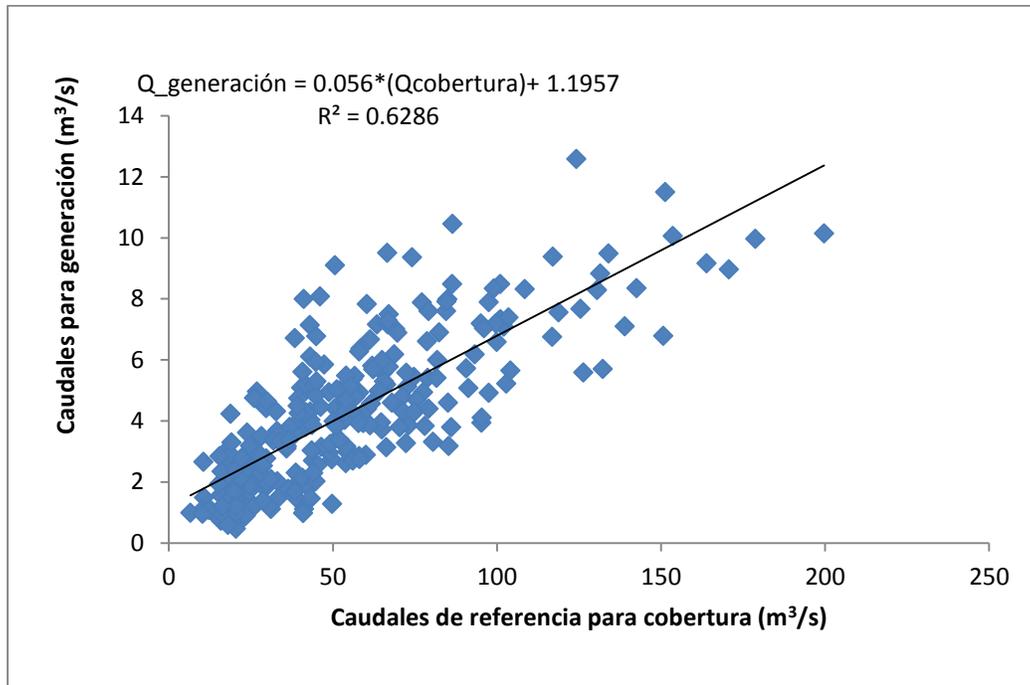


Figura 29. Correlación entre los caudales de generación y los caudales de cobertura

4.1.3.2.1 Evaluación de la efectividad de la cobertura

La magnitud de los residuales de la regresión presentada en la Figura 29 genera una distorsión entre los ingresos generados después de la cobertura y los ingresos esperados.

En la Figura 30 se observa que de manera general los flujos del derivado se mueven en sentido contrario a aquellos generados por la venta de energía, sin embargo no lo hacen en la magnitud correcta, e incluso en algunos casos lo hacen en la dirección equivocada.

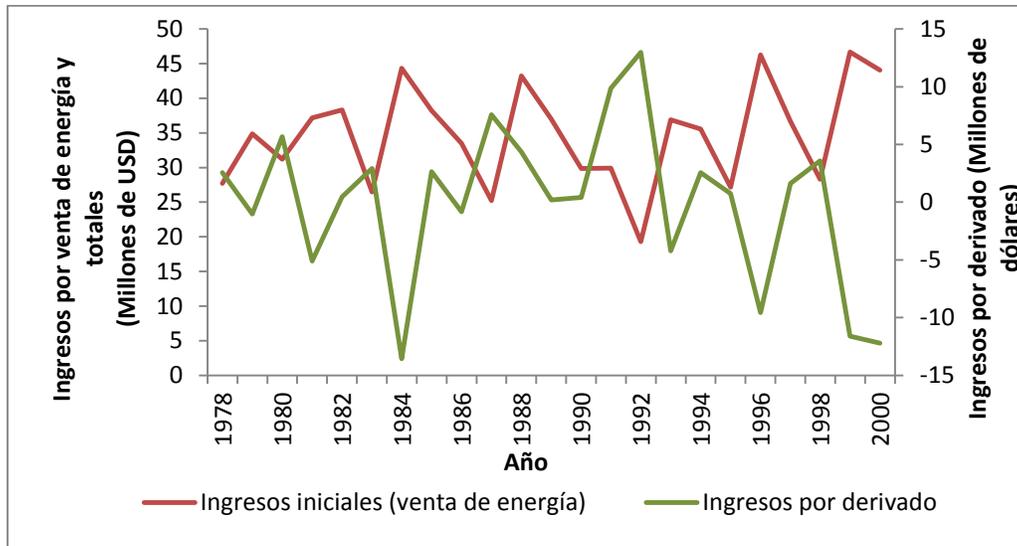


Figura 30. Ingresos por derivado y por venta de energía

La Figura 31, por su parte, muestra cómo, aunque se disminuye la desviación estándar de los ingresos, queda una incertidumbre remanente que puede hacer inviable la estrategia.

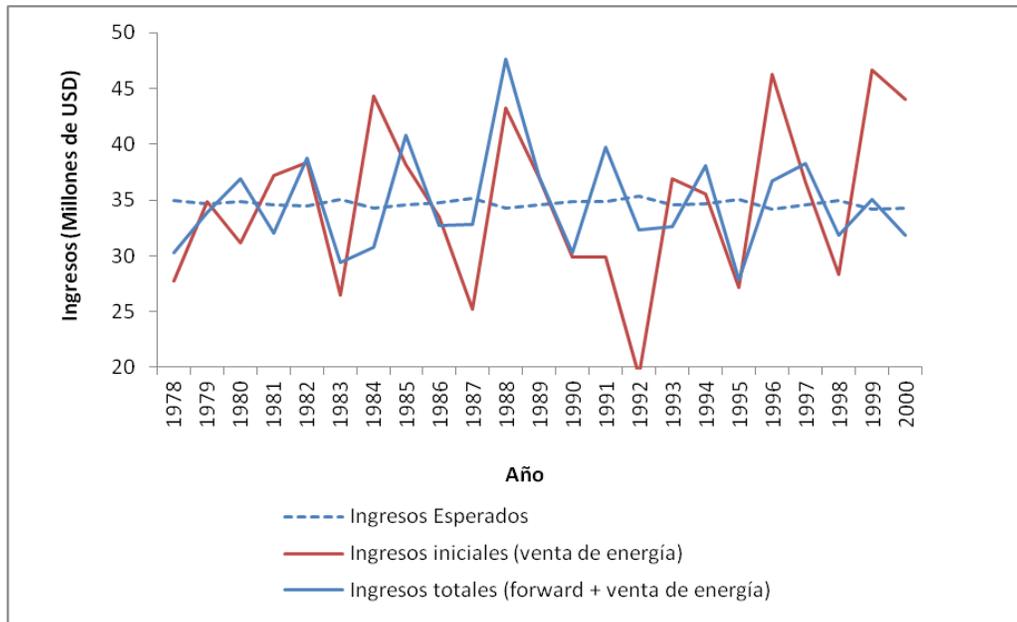


Figura 31. Ingresos antes y después de la cobertura con base en la estación 2302706

4.1.4 Derivado sobre el índice QPG estimado a partir de registros de precipitación

A pesar de que la cobertura ideal para una central hidroeléctrica es a partir de una estación limnimétrica o limnigráfica¹⁶ que refleje de la mejor manera posible los caudales disponibles para generación, es probable que no haya estaciones sobre la cuenca y que la más cercana esté ubicada sobre una corriente con diferencias hidrológicas que hagan inviable la cobertura porque el riesgo base geográfico hace que pierda toda efectividad. Sin embargo, es probable que haya estaciones de precipitación sobre la cuenca que expliquen de manera satisfactoria las fluctuaciones del caudal y que puedan ser utilizadas para estructurar un derivado. Además el ejercicio es interesante desde el punto de vista académico ya que el caudal puede tener poca aplicación en otros sectores de la economía mientras que la precipitación puede tener una estrecha relación con la producción de varios de ellos.

Sin embargo, para este caso particular es importante mencionar una diferencia importante: en la mayoría de los negocios que dependen de la precipitación (construcción, turismo, agricultura, etc.) lo que interesa es la precipitación puntual, es decir, la lluvia en el área de terreno donde funciona el negocio, así las cosas si se cuenta con una estación muy cerca de este sitio el riesgo base geográfico será muy bajo o incluso nulo. Por el contrario la central aprovecha los caudales de la cuenca, que son producto de la precipitación sobre toda el área aferente y por tanto una estación pluviométrica cerca de la captación no es garantía de que el riesgo base sea bajo y es probable que el funcionamiento sea mejor con una estación al interior de la cuenca, relativamente lejos del “lugar de aprovechamiento”, o incluso puede que una cobertura “multi sitio”, en donde se involucren varias estaciones, dé un mejor resultado.

Para ejemplificar esta situación se utilizaron una estación de caudal y una de precipitación que tuvieran una alta correlación, lo que a su vez garantiza que los caudales se pueden estimar con cierta precisión utilizando los registros de lluvia.

¹⁶ Estaciones de medición que registran los caudales de un río.

Para este ejercicio se utilizó la estación de caudal “Monquirá” (código 2401760) ubicada en el departamento de Boyacá y la estación de precipitación “Gachantiva” (código 2401081). Con base en la primera se dimensionó la central de generación, según el procedimiento que ya se ha expuesto, y con base en la segunda se estructuró el derivado (en este caso un forward).

Las dos estaciones están ubicadas sobre la misma cuenca, es decir, la estación pluviométrica está dentro de la cuenca aferente definida por la estación de caudal y en consecuencia (aunque una cosa no necesariamente lleva a la otra) tienen una correlación importante, de $R^2=0,48$ para los registros mensuales y $R^2= 0,52$ para los registros anuales. En la Figura 32 se presenta el ciclo anual del caudal y la precipitación de las estaciones seleccionadas, se evidencia una estrecha relación entre ambas variables.

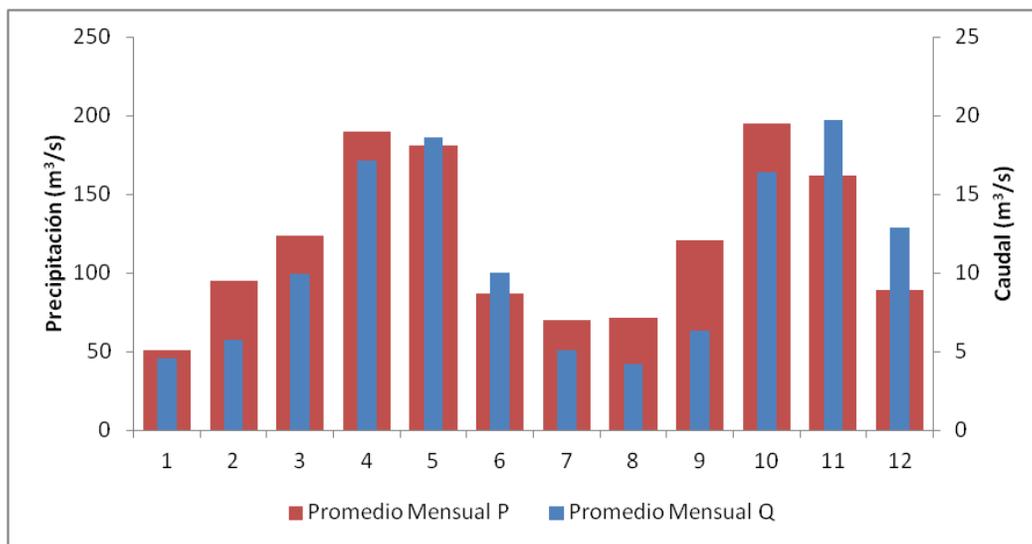


Figura 32. Relación entre el ciclo anual del caudal y la precipitación.

La central de generación tendría un caudal de diseño de 10,89 m³/s, un caudal mínimo turbinable de 1,4 m³/s y estaría obligada a dejar sobre el cauce un caudal ambiental de 1,1 m³/s. El resumen de operación y de la producción energética se presenta en la Tabla 6. Se observa que su producción energética media es de 92 GWh/año y que hay un porcentaje importante del tiempo en el que la central o bien no alcanza el umbral mínimo de turbinación o genera vertimientos por efecto de excesos de caudal que no puede turbinar.

Tabla 6. Resultados de la simulación energética

Energía Media (GWh-año)	91,7
Factor de Planta	0,58
Indisponibilidad Hidrológica	12,7%
Caudal medio	10,89
Promedio vertimientos (m3/s)	3,40
% del tiempo en que hay vertimientos	44%

El derivado se diseña siguiendo el procedimiento presentado en el numeral 3.5 y los resultados del mismo se presentan a continuación. En la Figura 33 se presentan los ingresos de la central por concepto de venta de energía y los ingresos (o egresos) por concepto del forward estructurado sobre los registros de precipitación. De nuevo se observa que hay una simetría entre unos y otros, evidenciando que de manera general la central gana con uno cuando pierde con el otro, que es lo que busca la estrategia de cobertura. Sin embargo hay un riesgo base importante que se ve reflejado en las diferencias entre los ingresos esperados y los ingresos obtenidos.

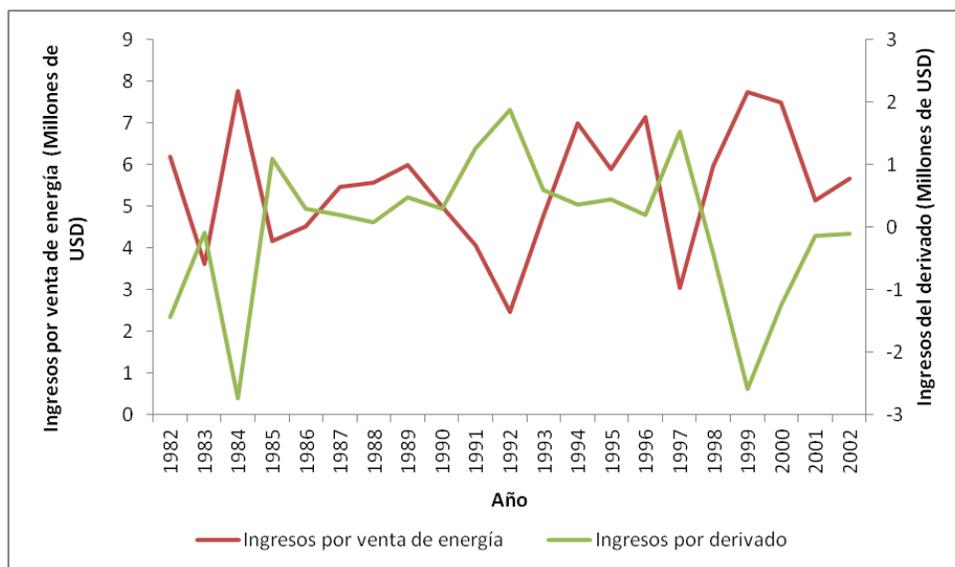


Figura 33. Ingresos por venta de energía y por forward (sobre precipitación)

En la Figura 34 se presentan los ingresos por venta de energía, los ingresos esperados y los ingresos totales (los logrados después de la aplicación de la cobertura con el forward). Se puede observar que hay una presencia importante de riesgo base que se evidencia por la

diferencia entre los ingresos esperados y los ingresos obtenidos con la cobertura. Sin embargo hay una disminución importante en la desviación estándar de los mismos (en este caso es de 38%) que hace que se disminuyan los ingresos máximos y se incrementen los mínimos. En este ejemplo el mínimo registrado pasa de 2,4 millones de dólares a 3,6 millones de dólares, lo cual puede evitar que la central entre en déficit y tenga problemas de liquidez para atender sus obligaciones financieras, operativas y de ley.

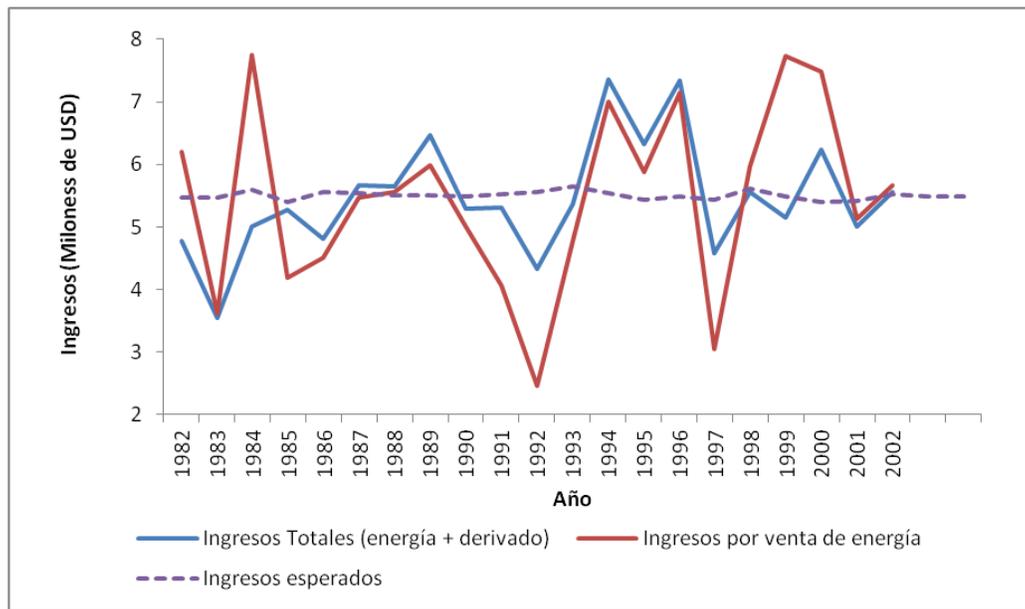


Figura 34. Ingresos por venta de energía, esperados y totales.

Más adelante, en el numeral 4.3, se presenta un ejercicio más amplio sobre la efectividad de la cobertura en la reducción de la volatilidad de los ingresos cuando la cobertura se hace a partir de registros de precipitación. Obviamente esta efectividad depende de la correlación entre los registros de caudal y precipitación, sin embargo, siempre hay una presencia importante de riesgo base. En este trabajo no se concluye sobre la viabilidad de este tipo de estrategias en caso de que pudieran implementarse, puesto que sería necesario estudiar cada caso en particular para definir si una determinada reducción de la volatilidad amerita la implementación del derivado. De otro lado es importante aclarar que podría haber otras estrategias, como la combinación de estaciones de precipitación, de estructuración de índices, de determinación de los factores de conversión monetaria, etcétera, que podrían incrementar

la efectividad de la cobertura pero no se analizan porque sobrepasan los alcances de este trabajo.

4.2 APLICACIÓN DE UNA OPCIÓN CALL SOBRE EL ÍNDICE QPG

En este numeral se repiten los ejercicios presentados en el 4.1 pero con una opción call como estrategia de cobertura. El primero de ellos corresponde a una cobertura con base en la misma estación con la que se dimensionó la central, lo que implica que no hay riesgo base geográfico. Bajo un buen funcionamiento del derivado bien sea forward u opción, la decisión entre cubrirse con uno u otro debe ser tomada por el coberturista de acuerdo a sus preferencias de riesgo. Es importante anotar que el forward, estabiliza en mayor medida los flujos de caja, mientras que la opción evita ingresos por debajo de un umbral sin renunciar a ingresos altos, minimizando el riesgo de entrar en déficit (no tener con que cubrir los costos) pero manteniendo una cierta volatilidad en los flujos de caja. Esta volatilidad implica que probablemente, desde el punto de vista tributario, sea mejor estrategia la cobertura con el forward, puesto que flujos más estables generan una disminución en el pago de impuestos.

El coberturista debe definir con base en algún criterio un valor de ejercicio a partir del cual reciba un pago por la opción. Mientras más probabilidad haya de que se ejerza la opción más costosa será la prima que habrá que pagar al inicio del contrato.

Como en este caso se trata de una opción call, ésta se ejercerá cuando el índice subyacente supere dicho umbral y el comprador de la misma (el coberturista) tendrá derecho a recibir un pago de su contraparte, proporcional al factor de conversión monetario estipulado en el contrato y a que tanto los valores registrados hayan superado el strike.

El criterio para la selección del strike es el presentado en la sección 3.5.5.3 y consiste en que el proyecto asegure como mínimo unos ingresos que le permitan cubrir sus costos de funcionamiento (operativos y de ley), cumplir con el pago de la deuda y pagar la prima de la opción.

La central para la cual se estima la cobertura es la misma que la del ejemplo anterior (dimensionada a partir de la estación 2612701 del IDEAM). Tiene una capacidad de 90 MW y se supone un costo de instalación de 2.900 USD/Kw, lo que da una inversión inicial de 261 Millones de dólares.

4.2.1.1 Costos fijos

Se han estimado en función de la capacidad instalada (numeral 0) y son: los costos de administración, operación y mantenimiento, los costos de ASIC, LAC y CND, funcionamiento de la CREG y la SSPD, impuesto de industria y comercio y el pago de la cuota de la deuda. Este último rubro es el de mayor peso dentro de la estructura de costos de la central. Se asume una financiación del 70% de la inversión inicial con cuota fija a 15 años y tasa de interés del 7%. A estos costos se debe fijar el costo de la prima que se calculará más adelante.

Tabla 7. Costos fijos de la central hidroeléctrica

Concepto	Miles de USD/KW	Costo total (Millones de USD/año)
AO&M	28	2,52
ASIC, CND, LAC	1,44	0,13
CREG y SSP	0,72	0,065
Impuesto de Industria y comercio	0,23	0,021
Atención de la deuda	229,8	20,68

4.2.1.2 Costos variables

Es importante anotar que la central seleccionada tiene más de 20 MW de capacidad instalada y por tanto participa del recaudo del cargo por confiabilidad y recibe ingresos por concepto de ENFICC¹⁷. A grandes rasgos el cargo por confiabilidad es un mecanismo que

¹⁷ Energía firme del cargo por confiabilidad.

premia aquellas centrales que pueden entregar energía firme al sistema (energía con cierta confiabilidad durante los períodos de hidrología crítica). El cargo por confiabilidad para una central de generación es un egreso en función de la energía generada y un ingreso constante en función de la energía firme que está en capacidad de producir. Por lo tanto no aporta incertidumbre ni variabilidad a los ingresos, razón por la cual no se consideró en los ejercicios anteriores de evaluación del comportamiento del forward. Sin embargo, en el caso de la opción es importante tenerlo en cuenta ya que hace parte de la estructura de costos y participa en el proceso de estimación del valor de ejercicio.

Los costos variables, tales como las transferencias de ley 99, el FAZNI y el recaudo del cargo por confiabilidad son función de la energía generada, es decir, se paga un valor determinado por cada KWh generado por la central. Así las cosas, éstos se pueden considerar como una disminución en la tarifa a la cual vende la energía la central.

La tarifa inicial, es decir, aquella que recibe el generador por cada MWh generado se fijó en 70 USD, las transferencias de ley 99 equivalen a 1,98 USD/MWh, el FAZNI a 0,67 USD/MWh y el recaudo del cargo por confiabilidad a 15 USD/MWh. Por lo tanto la tarifa final es de 52,35 USD/MWh.

4.2.1.3 Ingresos por venta de energía y cargo por confiabilidad

Para este caso, además de la venta de energía a una tarifa de 52,53 USD/MWh (después de descontar los costos variables en función de la generación) se estiman unos ingresos anuales por concepto de cargo por confiabilidad, los cuales son el resultado de la ENFICC del proyecto calculado mediante el software Hidenficc (RESOLUCIÓN CREG 079 DE 2006 y RESOLUCIÓN 085 DE 2007) pagada a un valor de 15 USD/MWh. La ENFFIC calculada según la serie de registros mensuales de caudal y los parámetros de diseño es de 23 GWh/año, por lo tanto los ingresos por este concepto son de 345 mil dólares anuales. Este es un valor bajo de energía firme con respecto a la energía media, que se explica por el hecho de que la planta no tiene capacidad de regulación y por los bajos caudales que se presentan en algunas épocas del año.

Los ingresos de la central quedan entonces definidos por una componente fija de 345 mil dólares por concepto del pago de la ENFICC y una componente variable que es producto de la energía media anual generada por la tarifa de 52,35 USD/MWh, a la cual se llega después de descontar los costos variables. En la Figura 35 se puede observar que hay algunos años, en que debido a la baja hidrología la central no cuenta con los recursos necesarios para atender sus obligaciones.

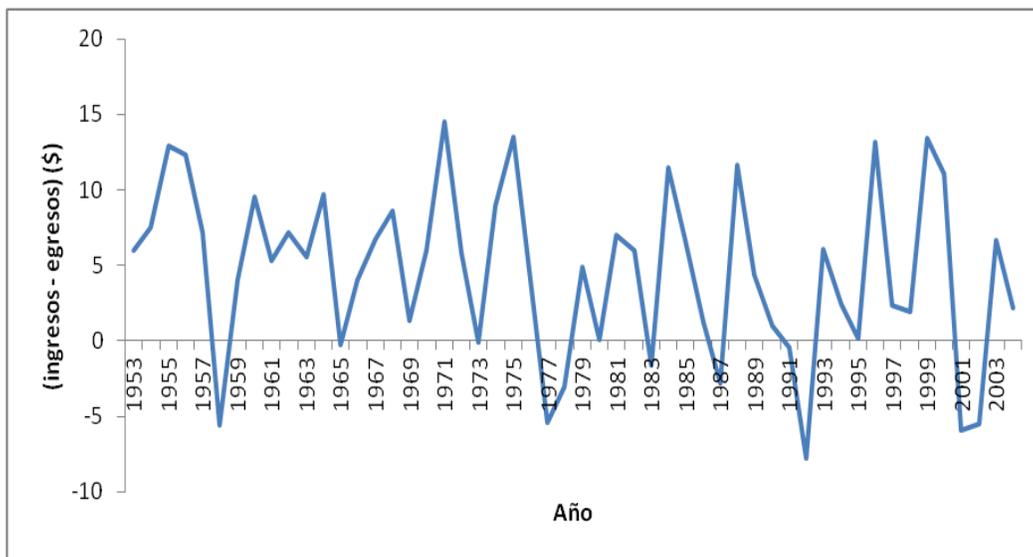


Figura 35. Balance entre ingresos y egresos anuales

4.2.1.4 Definición del valor de ejercicio (strike)

Este paso consiste en determinar cuánto debe ser el valor del índice a partir del cual se ejerce la opción. Debe corresponder a un valor que genere unos ingresos que permitan atender todas las obligaciones del generador, es decir, los costos presentados en la Tabla 7. Estos costos para el caso de aplicación corresponden a 23,42 Millones de dólares. De otro lado, los ingresos por cargo por confiabilidad son 0,345 millones de dólares por lo que la central requiere como mínimo 23,07 millones de dólares para no entrar en una situación de insolvencia, que a la tarifa considerada equivalen a 440,7 GWh/año). Despejando de la Ecuación 3 se obtiene que se requieren 31,6 m³/s de caudal medio turbinado durante un año para generar esta energía, caudal al que equivale un índice QPG de 24,9 unidades. Se

seleccionó este valor de ejercicio y se encontró que aun así en algunos años la central llegaba a una situación de insolvencia. Esto se presenta por el riesgo base de producción que tiene implícito el derivado, es decir, aquel asociado a la indisponibilidad de la central y a las pérdidas hidráulicas, incluso si el riesgo de localización fuera nulo. Eso se corrige disminuyendo el strike en un porcentaje igual a la indisponibilidad esperada, que en el caso de la simulación energética realizada es aproximadamente del 3% con lo cual se alcanza un índice de 24,1. Este valor del índice garantiza que en cualquier caso el balance de costos e ingresos iniciales sea por lo menos cero

Sin embargo, hasta el momento no se ha incluido dentro de los costos el pago de la prima de la opción el cual se calcula utilizando el método del análisis “burn” o valoración basada en la historia. Es decir, se calcula el pago que habría generado la opción (con el strike seleccionado) a lo largo de la historia para la cual se tienen registros. Inicialmente el pago de la opción es de 0,8 millones de dólares, lo cual aumenta los costos fijos, es decir, el strike que se había definido para que el balance fuera por lo menos cero ($\text{ingresos} \geq \text{costos}$) debe ser replanteado (disminuido) para que alcance a cubrir la prima de la opción además de los costos normales de operación del proyecto, esto se convierte en un proceso iterativo¹⁸ que finalmente, para este caso da como resultado un valor de 22,5 unidades del índice QPG. Esto quiere decir que cuando los caudales naturales sean lo suficientemente bajos de manera que se generen índices superiores a 22,5 el propietario de la central recibirá un ingreso que le ayudará a cubrir todos sus costos de funcionamiento. Para este valor de ejercicio el valor de la prima es de 1,1 millones de dólares.

En la Figura 36 se presenta el funcionamiento del pago de una opción con el índice QPG cuando no hay riesgo de localización, es decir, cuando la estación de registro sobre la que se transa el contrato está cerca de la captación y por tanto refleja bien los caudales disponibles para turbinación. Se puede observar que ésta se ejerce cuando hay bajas afluencias, que conllevarían a bajos ingresos y evitan que la central entre en un problema de liquidez. Los años restantes, cuando hay afluencias y generación suficiente para la opción no se ejerce y la

¹⁸ El strike depende de la prima de la opción porque entra a hacer parte de los costos fijos del negocio y la prima a su vez depende del strike seleccionado.

contraparte recibe el pago de la prima. La volatilidad de los ingresos se mantiene pero el balance nunca es negativo y los ingresos altos se reducen en una magnitud igual a la prima pagada al inicio.

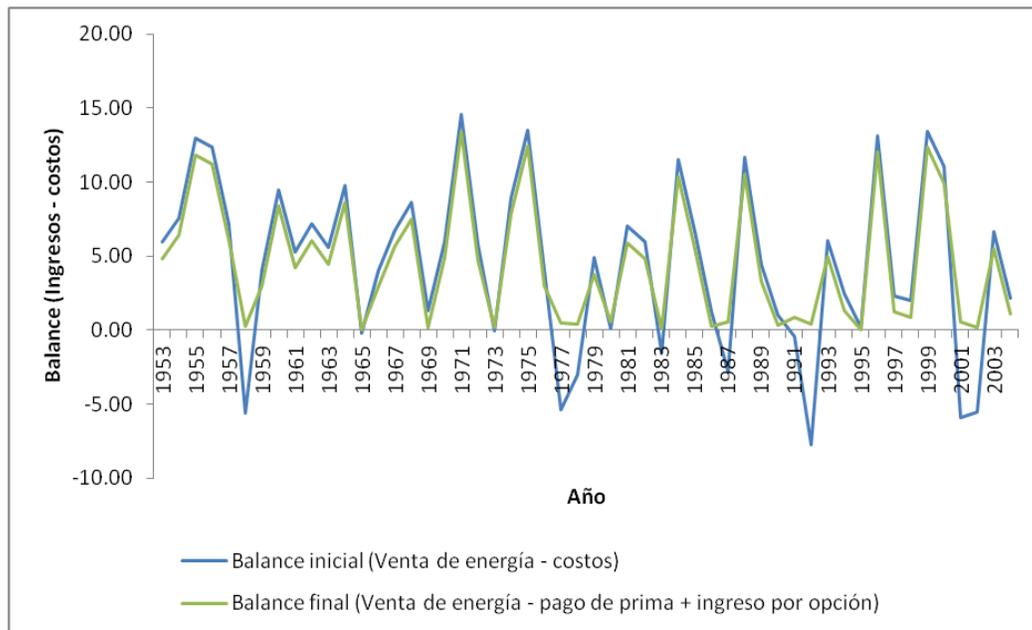


Figura 36. Funcionamiento del pago de una opción.

4.2.1.5 Opción sobre una estación de caudal en otro punto de la corriente

Para ejemplificar lo que sucede con la opción a medida que se incrementa el riesgo base geográfico, es decir, a medida que los registros de la estación de referencia pierden correlación con los caudales disponibles para turbinación, se plantean opciones call siguiendo el mismo procedimiento planteado hasta el momento con base en las estaciones 2612704 y 2302706 del IDEAM (las mismas utilizadas para el forward).

4.2.1.5.1 Opción sobre la estación “Cartago”¹⁹

¹⁹ Estación del IDEAM con el código 2612704 ubicada sobre el río La Vieja en el departamento de Risaralda.

Esto consiste en estimar los caudales naturales en el sitio de captación a partir de los registros de caudal de la estación sobre la cual se hace la cobertura. Para ello se utilizó una regresión lineal entre ambas series, la cual se presenta en la Figura 26.

La central de generación es la misma, por lo tanto los ingresos y costos son los mismos, y se repite el procedimiento para definición del strike presentado en el numeral 4.2.1.4. En este caso el riesgo base geográfico hace que con el valor de ejercicio encontrado en el ejemplo anterior el proyecto tenga balances negativos que lo pondrían en una situación de iliquidez, lo que sucede por los residuos de la regresión a partir de la cual se estiman los caudales disponibles para generación.

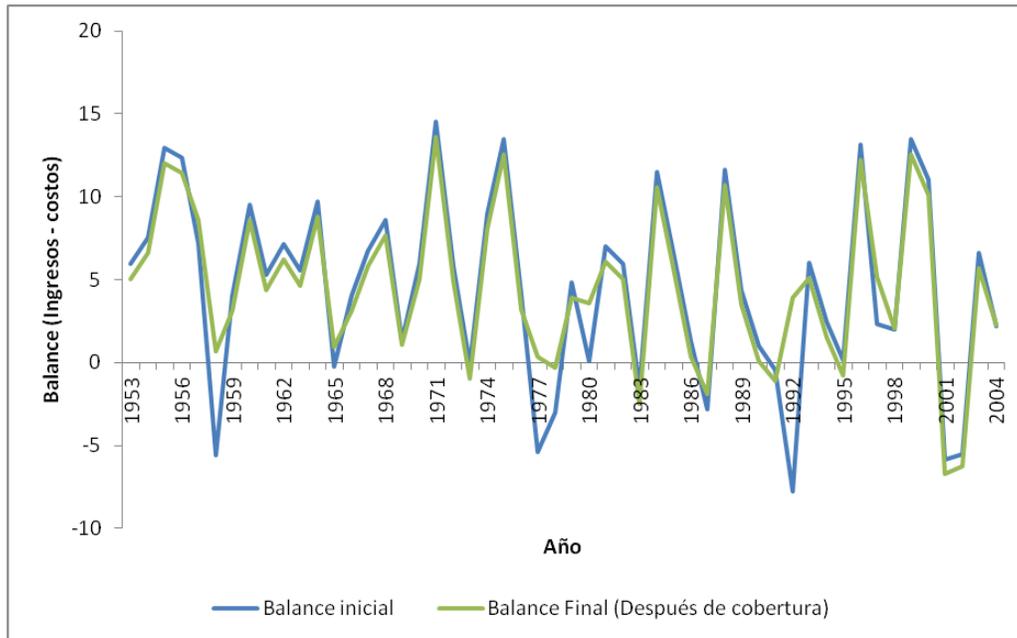


Figura 37. Balance (Ingresos – costos) antes y después de la opción

En la Figura 37 se puede observar que originalmente, considerando únicamente ingresos por concepto de venta de energía la central no genera ingresos suficientes para cubrir sus costos en 11 de los 52 años de registro, es decir, el 21%. Definiendo un strike como el propuesto en el numeral anterior este porcentaje se reduce a 15%, el cual continúa reduciéndose a medida que se disminuye el strike hasta que finalmente se estabiliza en el 6%. En este caso, para ningún valor de ejercicio de la opción se elimina por completo el riesgo,

lo anterior es consecuencia del riesgo base geográfico. En la Figura 38 se muestra el comportamiento de la opción call cuando el valor de ejercicio se hace cero, se puede notar que el comportamiento es exactamente el mismo que el de la Figura 28, es decir, la opción se comporta como un forward.

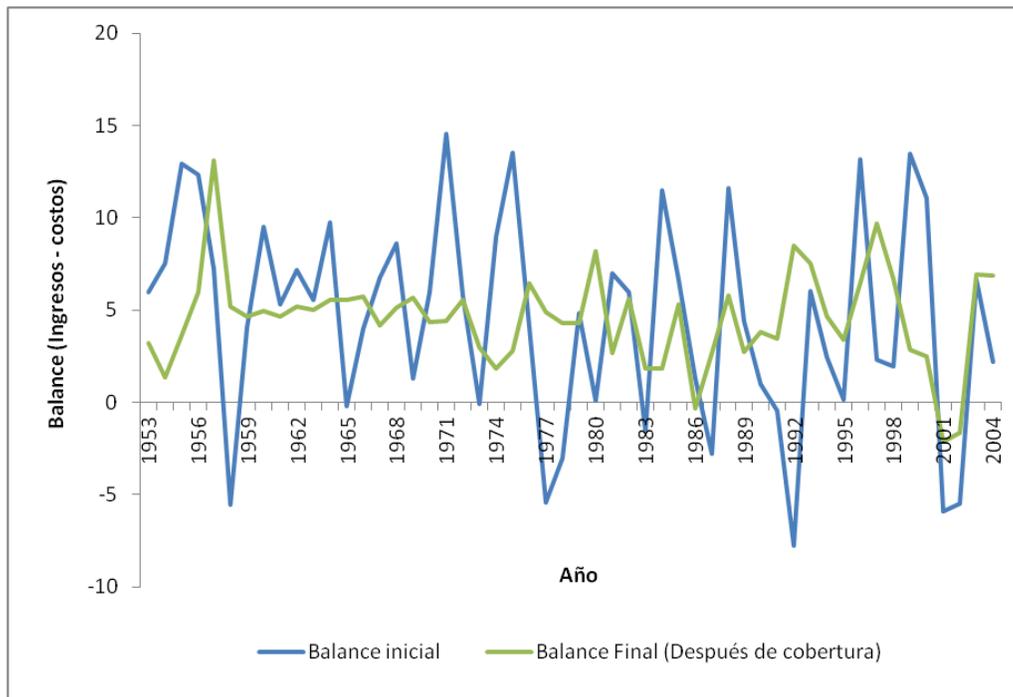


Figura 38. Balance antes y después de la opción con strike cero

Se observa que a medida que se disminuye el valor de ejercicio de la opción aumenta la eficiencia de la cobertura y el comportamiento de ésta se asemeja al del forward.

Ya que el pago del forward es (ver Ecuación 5):

$$p(QPG) = D(QPG - k) = D(QPG) - D(k) = D(QPG) - D(\overline{QPG})$$

Donde k es el strike y D es el factor de conversión monetario.

En el caso de la opción call, la función de pago es (ver Ecuación 6):

$$p(QPG) \begin{cases} \text{Si } QPG < K \rightarrow 0 \\ \text{Si } QPG \geq K \rightarrow D(QPG - K) \end{cases}$$

Si $K = 0 \Rightarrow p(QPG) = D(QPG - K) = D(QPG)$, sin embargo la opción tiene implícito un pago al inicio del contrato (prima) que equivale al pago esperado de ésta (con signo contrario). Por lo tanto el pago final, después de descontar la prima es:

$$p(\text{opción call}) = D(QPG) - \text{prima} = D(QPG) - D(\overline{QPG}).$$

En resumen, si $k=0$ el pago de la opción call (después de descontar la prima) es equivalente al pago del forward²⁰. De esta manera, considerando que la efectividad de la opción se incrementa a medida que se disminuye el valor de ejercicio y que esto hace que sus pagos tiendan a los del contrato forward, se puede afirmar que cuando hay presencia de riesgo base es preferible una cobertura con un forward que con una opción.

No obstante lo anterior, el uso de una opción call como método de cobertura podría tener una ventaja frente al forward en presencia de riesgo base (sin importar el origen del riesgo). Si la cobertura se hace con un forward y el riesgo base es importante, cabe la siguiente posibilidad: que en un período determinado la central genere poca energía y por lo tanto obtenga pocos ingresos (bien sea porque tuvo poco caudal disponible para generación o por cualquier otra razón) y que la estación de referencia para el derivado registre unos valores que den como resultado un índice bajo, razón por la cual la central como producto del forward tenga que pagar a su contraparte, lo cual en conjunto generaría un déficit importante; el cual, por el contrario estaría limitado al pago de la prima en el escenario de la cobertura con la opción (que en este caso en particular sencillamente no se ejercería).

Una cobertura perfecta con un forward llevaría a que los ingresos del proyecto fueran exactamente los esperados, por lo tanto para que un mal funcionamiento del mismo lo llevara a una situación de iliquidez, tendría que ser que el pago del derivado se desviara (hacia abajo) por lo menos en una magnitud equivalente a la diferencia entre los ingresos esperados y los

²⁰ Forward = Largo Call – Corto Put, sin embargo para $k=0$ (si el índice no puede tomar valores negativos) la opción put está necesariamente fuera del dinero (no se puede ejercer bajo ninguna realización del índice) y por tanto Forward = Largo call.

ingresos mínimos requeridos, lo cual es altamente improbable si hay una buena correlación entre las estaciones. En caso de que el riesgo base sea tal que esta situación tenga una probabilidad considerable es preferible no efectuar ninguna cobertura.

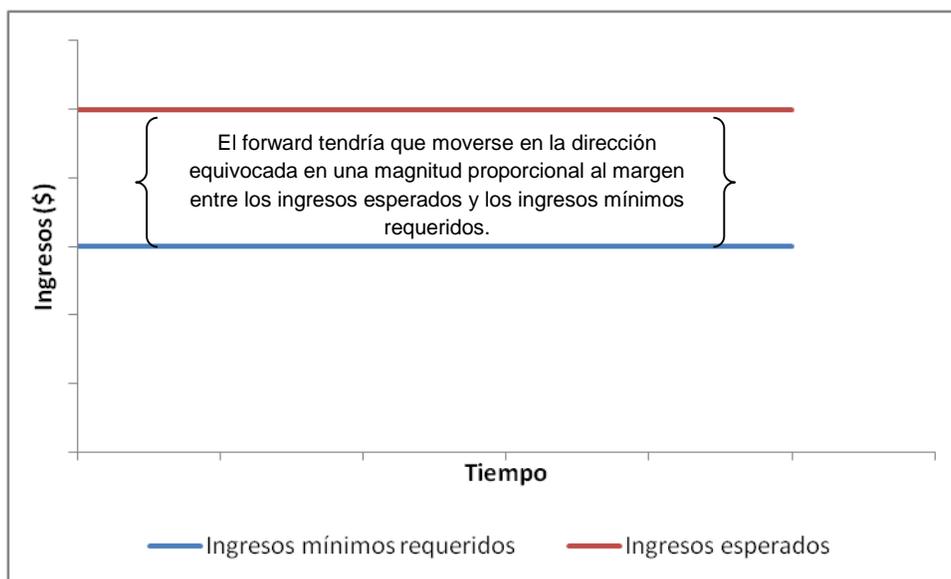


Figura 39. Diferencia entre ingresos esperados e ingresos requeridos.

4.3 EVALUACIÓN A NIVEL NACIONAL DE LA EFECTIVIDAD DE UN FORWARD CON EL ÍNDICE PROPUESTO

Para el desarrollo de un mercado organizado de derivados de clima, o incluso de contratos “over the counter”, es importante contar con una red de estaciones de medición densa y confiable que puedan ser utilizadas como estaciones de referencia. Incluso la aparición de nuevas tecnologías de medición como los radares e imágenes satelitales pueden jugar un papel importante a futuro. La viabilidad del uso de un derivado de clima como estrategia de cobertura para una empresa ubicada en un determinado lugar depende de que tan cerca tenga una estación que registre la variable climática de interés (aquella que influye sobre los ingresos del negocio) y que tan variable es ésta en el espacio. Para dar una idea de la utilidad que pueden prestar estos instrumentos en Colombia se hizo un ejercicio aplicado al caso de las centrales de generación de energía. Éste consistió en dimensionar una central hidroeléctrica a filo de agua, según la parametrización presentada en la Tabla 2 y evaluar una

cobertura como la propuesta en el presente trabajo con cada una de las estaciones restantes, de esta forma se estima la efectividad de la cobertura en presencia de riesgo base geográfico. El ejercicio se hizo sobre caudal y sobre precipitación, es decir, con el índice QPG como subyacente pero éste último calculado a partir de registros de caudal o de precipitación.

En ambos casos se dimensionaron 389 “centrales de generación de energía” a partir de los registros de las estaciones presentadas en el numeral 3.3, y para cada una de ellas se estructuró un contrato forward con cada una de las estaciones restantes, de manera que se redujera hasta donde la correlación entre las estaciones lo permitiera, la desviación estándar de los ingresos. Posteriormente se seleccionó aquella estación que lograba una mayor reducción de la volatilidad de los ingresos, ya que ésta da cuenta de la mejor cobertura que podría lograr una central de generación como la simulada.

En la Figura 40 se presenta el histograma de frecuencias de la disminución de la desviación estándar de los ingresos al realizar una cobertura con un contrato forward calculado a partir de registros de caudal. Se puede observar que cerca de un 10% de los casos evaluados logran disminuciones superiores al 60 %. Un poco menos del 5% de los casos generan disminuciones de la desviación superiores al 90%, éstos corresponden a casos en donde hay dos estaciones cerca, ubicadas sobre la misma corriente, es decir, donde el riesgo base geográfico es mínimo porque la estación sobre la cual se efectúa la cobertura está cerca de la presa de la central y por ende da cuenta con bastante precisión de los caudales disponibles para generación. Los casos en los que se logran disminuciones inferiores al 20% son aquellos en donde no hay ninguna estación de caudal cercana que permita efectuar una adecuada cobertura, en estos casos el uso de estaciones de precipitación puede mejorar las cosas, aunque difícilmente se logra una efectividad que haga viable la cobertura.

Aunque el ejercicio da como resultado que en un porcentaje alto de los casos se logran disminuciones muy bajas de la desviación, lo que representaría un pobre desempeño del derivado propuesto por efecto del riesgo base de localización o geográfico, es importante tener en cuenta que las cuencas con un alto potencial hidroeléctrico en el país cuentan con una buena instrumentación en relación con aquellas que no tienen esta vocación. Por lo tanto

hay una serie de proyectos hidroeléctricos identificados, en construcción o en operación, que se ubican cerca de estaciones limnimétricas del IDEAM que podrían servir como estaciones de referencia para coberturas como las que se han propuesto. Ese es el caso, por ejemplo, de proyectos como Cañafisto e Ituango²¹ y la estaciones Puerto Valdivia, Apavi, y las flores, El proyecto hidroeléctrico Porvenir II²² y la estación La Garrucha, La Miel²³ y la estación San Miguel.

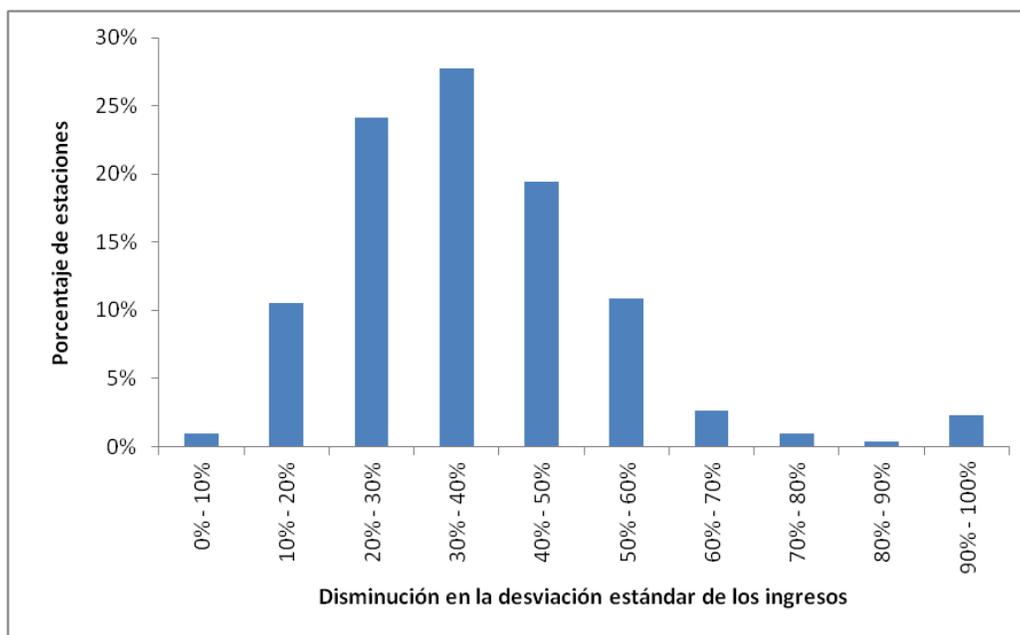


Figura 40. Disminución de la desviación estándar de los ingresos con una cobertura a partir de caudal.

De otro lado se evaluó la efectividad de una cobertura calculando el índice con base en los registros de una estación de precipitación (Figura 41), se observa que la mayor disminución de la desviación estándar que se logra es entre el 55 y 60%, ya que el riesgo base es inevitable, sin importar en donde esté ubicada la estación de precipitación con respecto a la central de generación de energía, porque como se explicó, los caudales turbinados son producto de la precipitación sobre toda la cuenca y de los procesos de infiltración,

²¹ Empresas Públicas de Medellín.

²² Celsia.

²³ ISAGEN.

evapotranspiración, almacenamiento temporal, etc. En primer lugar, la precipitación no ocurre de manera uniforme sobre toda la cuenca, de manera que una estación no podrá registrar toda la dinámica de la lluvia en el espacio de interés (la cuenca hidrográfica hasta el sitio de presa) y de otro lado hay una serie de procesos altamente no lineales en la transformación de lluvia en caudal que aumentan aún más la base.

Es probable que diseñando un índice “multi - sitio” cuyo comportamiento dependa de los registros de varias estaciones y con la incorporación de técnicas de interpolación espacial se puedan lograr mejores resultados en el caso de la aplicación a una central de generación.

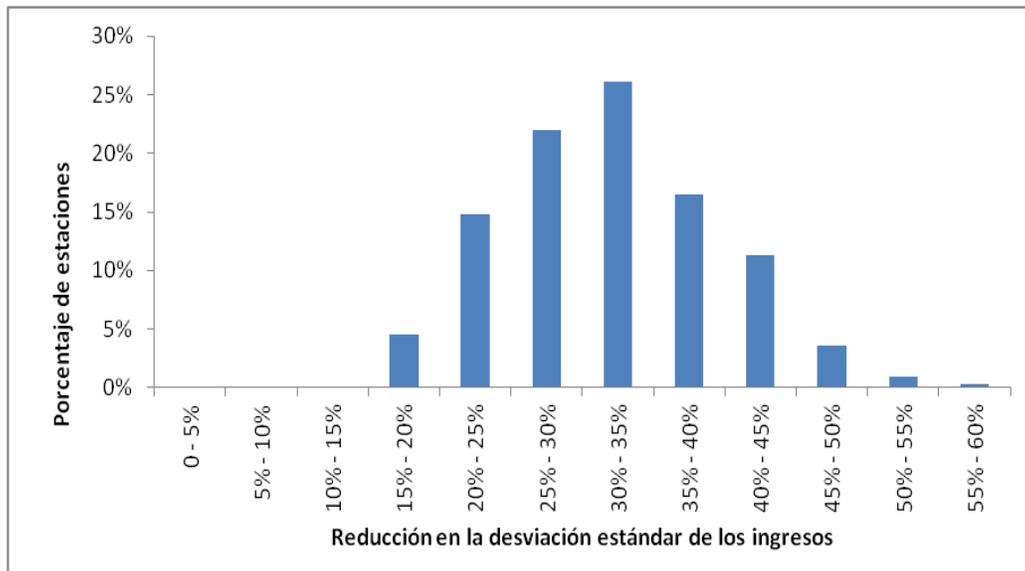


Figura 41. Disminución de la desviación estándar de los ingresos con una cobertura a partir de precipitación.

5 PROPUESTA DE UN MÉTODO DE VALORACIÓN DEL DERIVADO UTILIZANDO TÉCNICAS DE PRONÓSTICO Y SIMULACIÓN

Los derivados climáticos no pueden ser valorados con las técnicas y fórmulas utilizadas para la valoración de derivados tradicionales porque que estos parten de la teoría de no arbitraje que sólo se puede aplicar cuando el subyacente es un bien transable, ya que esto permite la estructuración de un portafolio replicante, es decir, de la construcción de un derivado sintético. Adicionalmente, el pago de los derivados climáticos (al menos los propuestos en este trabajo) depende de la trayectoria del subyacente durante la duración del contrato, cosa que no ocurre con los derivados “plain vanilla²⁴” cuyo pago es función del valor que tome el subyacente en la fecha límite sin considerar la trayectoria del mismo.

En el numeral 1.4.5 se presentaron los principales métodos de valoración de derivados climáticos y en los ejercicios posteriores se utilizó el método del análisis burn o valoración basada en la historia. Este método es uno de los más utilizados, sin embargo, algunos autores afirman que la incorporación de métodos de simulación, bien sea del índice subyacente o de la variable primaria (a partir de la cual se calcula el índice) puede mejorar la valoración del contrato.

5.1 ANTECEDENTES EN LA VALORACIÓN DE DERIVADOS DE CLIMA

“La valoración de opciones se remonta a comienzos de este siglo con la tesis doctoral sobre la teoría de la especulación de Bachelier, alumno de la universidad de la Sorbonne (Merton, 1998). En 1964, Bonness sugirió una fórmula de naturaleza similar a la de Black y Scholes (1973) pero que descansaba en una tasa de interés desconocida que incluía una compensación por riesgo asociado al precio de la acción. Sólo nueve años después, Black y Scholes derivaron una fórmula exacta para el precio de una opción de compra europea escrita

²⁴ Son la versión más básica de un instrumento financiero. Son el contrario de los derivados exóticos (<http://www.investopedia.com/terms/p/plainvanilla.asp>).

sobre una acción. Por el año 1975, dicha fórmula ya era ampliamente usada en el Chicago Board Options Exchange—la primera bolsa en transar opciones desde 1973¼. Posteriormente, Merton (1976) analizó la valoración de derivados suponiendo procesos estocásticos más complejos para el precio del activo subyacente, tales como discontinuidades. El desarrollo de esta teoría les valió a Scholes y Merton el premio Nobel de economía en 1997.” (Fernández, 1999)

Con la entrada al mercado de los derivados climáticos aparecieron nuevas teorías de valoración de este tipo de contratos, la primera de ellas fue la de (Cao & Wei, 1999) quienes generalizaron el modelo de Lucas incluyendo el clima como una variable fundamental en la economía, es decir, en vez de incluir en su modelo de valoración el precio del activo subyacente utilizan la media de la variable climática.

Cao y Wei continúan con sus investigaciones y en 2001 proponen un nuevo modelo para la valoración de los índices basados en la precipitación para la ciudad de Chicago en los Estados Unidos (Cao, Li, & Wei, 2004).

Simultáneamente Alaton et al en su artículo “On modelling and pricing weather derivatives” implementan un modelo para la valoración de los derivados con temperatura como subyacente basado en simulación de Monte Carlo. (Alaton, Djehiche, & Stillberger, 2001)

(Roustant, Laurent, Bay, & Carraro, 2003) analizan las causas de incertidumbre en los modelos de valoración de derivados y haciendo uso de un modelo autorregresivo de media móvil (ARMA) para estimación de la temperatura determinan que la incertidumbre en los precios proviene en gran medida de la incertidumbre en la estimación de la variable climática.

(Pollard, Oldfield, Randalls, & Thornes, 2008), hacen una revisión de la evolución de los derivados climáticos como herramienta de las compañías para transferir el riesgo al mercado, se hace una comparación con los seguros tradicionales y se destacan las ventajas de dichos productos financieros, el trabajo concluye con los retos que hay para unificar el trabajo de

profesionales del clima, la geografía y las finanzas ante la aparición de estos nuevos productos que son los que crecen a una tasa más acelerada desde su aparición (Pollard et al, 2008).

Recientemente en el año 2009 (Lee & Oren, 2009) diseñan un modelo de valoración en un mercado en equilibrio en un contexto en el que todos los agentes tienen aversión al riesgo, es decir, no hay espacio para la especulación. (Kanamura & Ōhashi, 2009) presentan un nuevo derivado climático diferente al HDD y CDD, también basado en la temperatura muy común en Japón llamado el “summer day option”; proponen un modelo de valoración sin arbitraje para la opción. Diez años después de la aparición de los derivados climáticos en el mercado organizado (CME) (Dorfleitner & Wimmer, 2010) analizan la evolución de este tipo de contratos y concluyen que los pronósticos de clima tienen una influencia significativa sobre el precio de los mismos.

La revisión bibliográfica realizada alrededor de los métodos de valoración de derivados climáticos deja claro que aún no hay consenso alrededor del tema. Las aproximaciones propuestas a los métodos de no arbitraje requieren que haya un mercado líquido para cierto tipo de derivados de clima a partir del cual se puedan valorar otros contratos OTC, por ejemplo si existe un futuro con cierta liquidez se puede tomar el precio de mercado para (aplicando técnicas propuestas en la literatura) valorar la opción sobre el índice en la misma estación de referencia. Algunos autores también proponen utilizar activos líquidos que tengan una alta correlación con el clima para deducir el precio de los derivados climáticos (Hamisultane, 2008).

En Colombia no hay un mercado organizado de derivados climáticos, ni siquiera se transan derivados OTC, por lo tanto no hay ninguna referencia que permita utilizar métodos de valoración diferentes a aquellos basados en enfoques actuariales. Sin embargo dentro de éstos hay una serie de posibilidades que permiten mejorar la valoración del contrato. En este capítulo se hace una propuesta de incluir pronósticos estacionales, acordes con la climatología nacional, con el fin de mejorar la precisión de las valoraciones.

5.2 MODELOS UTILIZADOS

La valoración de un forward consiste en la determinación del “strike” o precio de ejercicio “justo”. Éste (en principio), es el valor del índice que garantice que ninguna de las dos partes gana o pierde en el largo plazo. A continuación se aplica el método de valoración histórica, el método de simulación de la variable y la combinación de éste último con un modelo de pronóstico de caudales. En la literatura técnica se ha dado una amplia discusión sobre las ventajas y desventajas de los tres métodos más comunes de valoración de derivados (con enfoque actuarial). En general hay cierto consenso con respecto a que los métodos que incluyen simulación pueden tener ventajas cuando los modelos representan de manera adecuada el comportamiento de la variable o índice subyacente, ya que pueden extrapolar eventos posibles desde el punto de vista físico y estadístico pero que no se han presentado en la serie histórica de registros con la que se cuenta para hacer la valoración, razón por la cual la valoración basada únicamente en la historia puede estar dejando por fuera información útil en el proceso. Para más información sobre los métodos de valoración y las ventajas y desventajas de cada uno de ellos se puede consultar (Jewson, 2004), (West, 2004), (Price, 2005), (Hamisultane, 2008). En este capítulo se hace énfasis en la importancia de incluir métodos de pronóstico estacional en un derivado con las características como el propuesto.

5.2.1 Modelo de simulación

La valoración de derivados requiere simulación estadística mediante la construcción de modelos de series de tiempo sintéticas que permitan evaluar todo el abanico de posibilidades del índice subyacente para poder determinar, bien sea el precio de la prima en el caso de la opción o el strike justo en el caso del forward.

En este caso para la simulación de series sintéticas se utilizó el modelo de Thomas y Fiering, el cual está basado en la teoría de auto regresión y auto correlación de series históricas de tiempo, la herramienta probabilística tradicional para el análisis de una serie hidrológica (Mosquera, 2009).

Este modelo contempla, además de la media y la varianza, el coeficiente de correlación pues estos autores consideraron que los registros históricos indicaban la importancia de preservar este estadístico (consecuencia del fenómeno de persistencia observable en los procesos hidrológicos) (Salazar & Cadavid, 2008).

5.2.2 Modelo de pronóstico

El proceso de valoración de los contratos derivados de clima debe incluir toda la información disponible con respecto a la variable subyacente de forma que los jugadores no puedan sacar ventaja de manera sistemática de su participación en el mercado. En el caso de los derivados propuestos sobre el índice QPG la valoración debe contemplar la estrecha relación que hay entre la climatología de algunas zonas del país y ciertos fenómenos macroclimáticos. Por ello se plantea incluir el modelo de pronóstico propuesto por (Rojo, 2011) en su trabajo titulado “Desarrollo de un sistema experto para la predicción de caudales medios mensuales en Colombia” el cual combina métodos regresivos y espectrales involucrando variables explicativas que pueden corresponder a fenómenos macroclimáticos con los cuales el río tenga una importante correlación.

En la Figura 42 se muestra el protocolo propuesto por (Rojo, 2011) para el pronóstico de caudales medios mensuales en Colombia. En este caso en particular, después de analizar la correlación entre la variable y los registros de caudal, se utilizó como variable explicativa la temperatura superficial del mar en la región Niño 3-4, hallando que la mayor correlación se da con un rezago igual a un mes. De los métodos de regresión disponibles se utilizaron los polinomios localmente ponderados y una descomposición espectral utilizando la transformada de Hilbert Huang. A esta combinación de métodos de pronóstico se llegó después de un tanteo de las opciones propuestas por (Rojo, 2011) encontrando que con ésta se lograba minimizar el error en la estimación de los caudales.

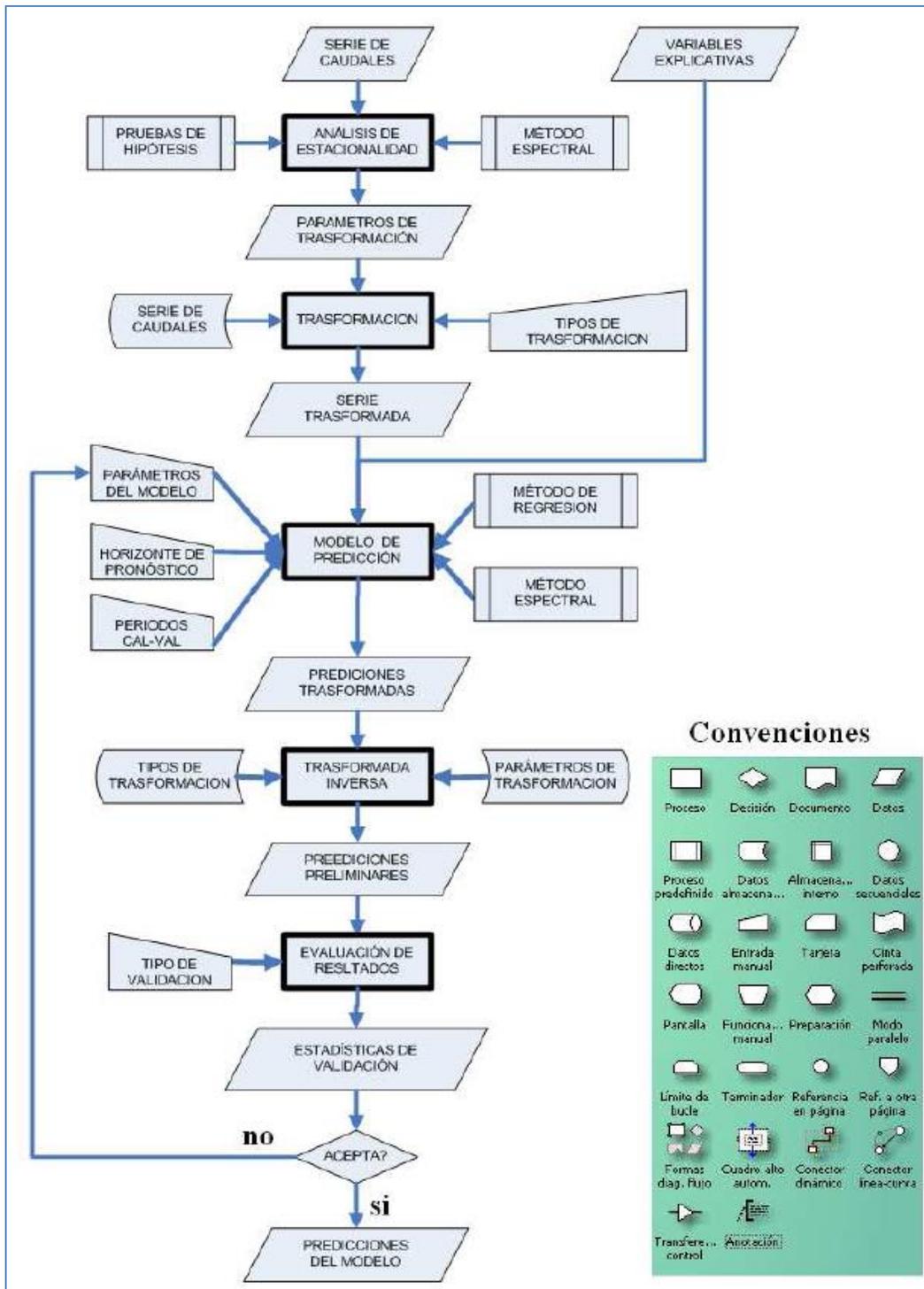


Figura 42. Protocolo para la predicción de caudales medios mensuales (Rojo, 2011)

5.2.3 Simulación con medias condicionadas

Para la combinación de las técnicas de simulación y pronóstico se implementa la propuesta de (Salazar & Cadavid, 2008), en donde los autores proponen el uso del modelo de Thomas y Fiering con medias condicionadas, de manera que éste, haciendo uso de una variable exógena tienda a una media diferente a la media original después de hacer un número considerable de simulaciones. Siguiendo esta propuesta se construyó un modelo que permitió realizar un gran número de simulaciones de los caudales medios mensuales conservando las propiedades estadísticas de la serie (desviación, correlación entre meses, etc.) pero con una media condicionada al pronóstico obtenido mediante el modelo de (Rojo, 2011).

5.3 EVALUACIÓN DE LOS MÉTODOS DE VALORACIÓN

Con el fin de evaluar los diferentes métodos de valoración de un forward sobre el índice propuesto se seleccionó la serie de caudales del río San Carlos²⁵, el cual tiene singular importancia en el contexto del sector eléctrico colombiano ya que abastece la central de generación del mismo nombre, actualmente la de mayor capacidad instalada del país.

Para evaluar la efectividad de cada uno de los métodos de valoración se siguió el mismo procedimiento presentado en numerales anteriores, consistente en dimensionar una central de generación con base en los registros de caudal²⁶ y simular, tanto su producción energética, como el comportamiento del índice propuesto. La central hidroeléctrica resultante, después de aplicar a la serie seleccionada los parámetros presentados en la Tabla 2 tiene un caudal de diseño de 28,4 m³/s, un caudal mínimo turbinable de 6,4 m³/s y debe dejar sobre el cauce un caudal ambiental de 4,12 m³/s; su capacidad instalada es de 45 MW de capacidad instalada y el factor de conversión es de 1,59 m³/s. A continuación, en la Tabla 8 se presentan los resultados de la producción energética de la planta.

²⁵ Aportes de hoyo propia al embalse Punchiná de la central San Carlos tomados de www.xm.com.co.

²⁶ Es importante resaltar que ni la efectividad de la cobertura, ni de los métodos de valoración del derivado dependen de los parámetros asumidos para el dimensionamiento de la central hidroeléctrica.

Tabla 8. Resultados de la simulación energética

Energía Media (GWh/año)	276,8
Energía Firme (GWh/año)	98,9
Factor de Planta	0,70
Indisponibilidad Hidrológica	5,0%
Promedio vertimientos (m ³ /s)	4,35
% de vertimientos	15%
% del tiempo en que hay vertimientos	37%

La serie cuenta con 40 años de registro de los cuales se dejaron 20 para la calibración de los modelos y los 20 restantes se utilizaron para la evaluación de los métodos de valoración. El procedimiento fue el siguiente:

A partir de la mitad de la serie (año 20, correspondiente a 1988) se tomaron los registros anteriores, suponiendo que se va a hacer la valoración para el año de 1988, y se calculó el índice que se habría obtenido si éste se hubiera transado durante estos años (entre 1967 y 1987), el promedio de estos valores es el valor justo según la metodología de burn analysis.

De otro lado se tomaron los registros entre 1967 y 1987 para la calibración de los modelos de simulación y pronóstico presentados en los numerales anteriores. Con éstos se generaron 10.000 simulaciones correspondientes a las posibles realizaciones de los caudales para el año de 1988 y para cada una de las simulaciones se calculó el índice QPG (un proceso de simulación con medias condicionadas según el procedimiento propuesto por (Salazar & Cadavid, 2008)). El promedio de las 10.000 realizaciones del índice corresponde al índice esperado para el año 1988 y por tanto es el valor de ejercicio justo para ese año. En la Figura 43 se presenta un ejemplo de simulación para uno de los años evaluados. La línea punteada corresponde los valores pronosticados, las líneas rojas corresponden a los límites del índice QPG, es decir, la suma del caudal mínimo turbinable más el ambiental y la suma del caudal de diseño más el ambiental, o sea los topes inferior y superior de la generación de energía de la planta. Se presentan las primeras 200 de las 10.000 simulaciones realizadas en cada caso.

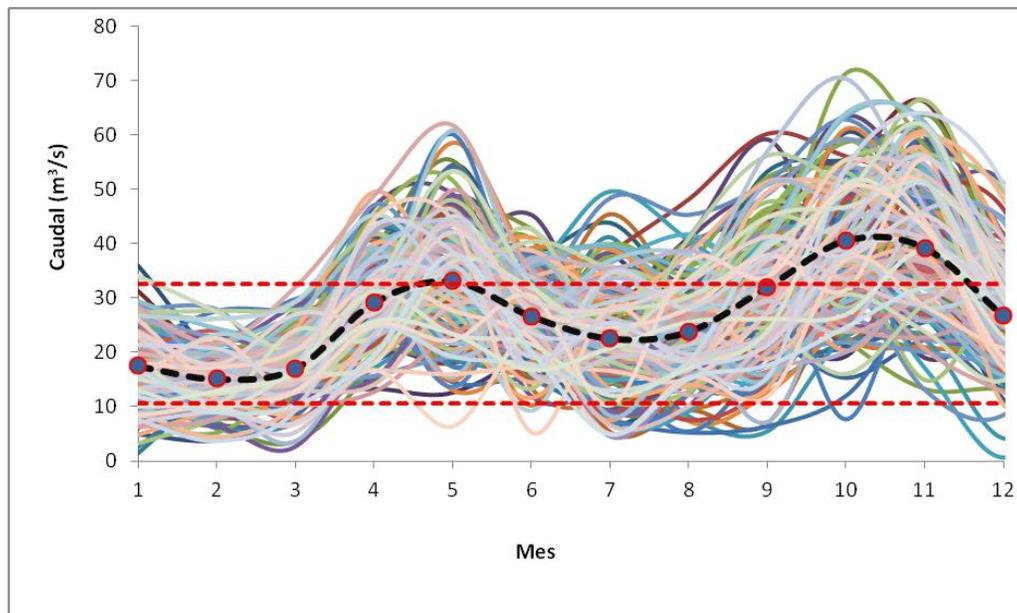


Figura 43. Proceso de simulación de los caudales medios mensuales.

Este procedimiento se repitió para los años desde 1988 hasta el 2007 y de esta forma se calculó para cada uno de ellos el valor justo del contrato por ambos métodos. En la Figura 44 se muestra el resultado de los métodos de valoración y la realización del índice con los valores registrados por la estación de referencia. Con un contrato transado sobre esta estación el pago del forward en cada uno de los años correspondería a la diferencia entre el valor obtenido por la metodología de valoración utilizada y los valores realmente obtenidos del índice. Se puede observar que en la mayoría de los años el valor obtenido con el método propuesto de simulación y pronóstico es más cercano a los valores reales del índice, esto es el resultado de que esta técnica incluye información adicional y relevante para la formación del índice como aquella asociada con variables explicativas de carácter macroclimático que ayudan a predecir tendencias en el comportamiento de los caudales a partir de los cuales se calcula el índice. Las variaciones del índice real (línea fucsia) son producto de oscilaciones interanuales de los caudales del río que se evidenció que tienen una correlación importante con las temperaturas del océano pacífico, es por esto que la valoración propuesta sigue esa tendencia.

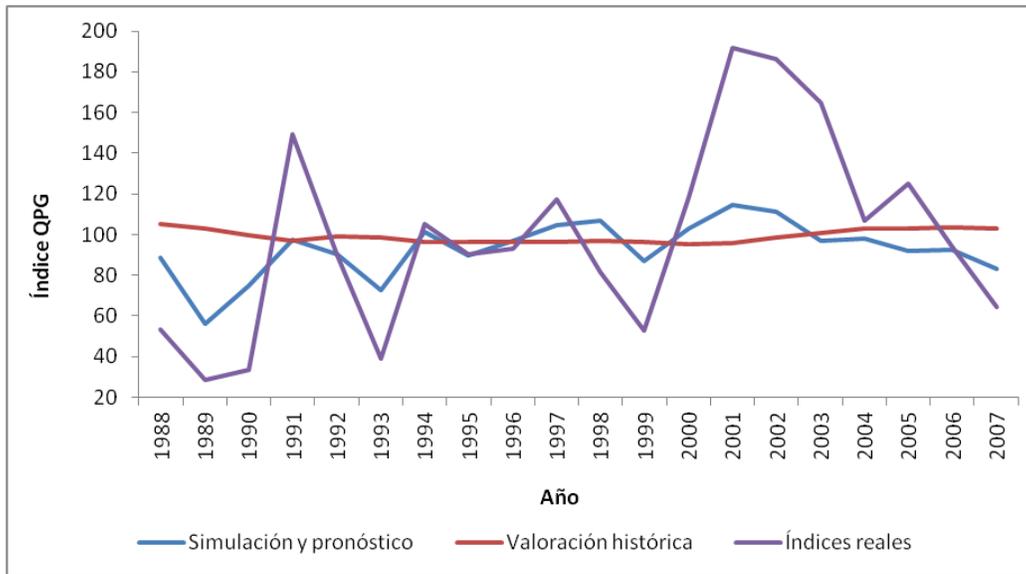


Figura 44. Valoración del forward mediante análisis histórico y simulación – pronóstico.

En la Tabla 9 se presenta el error porcentual de cada una de las metodologías empleadas (calculado como la diferencia con respecto a los valores ocurridos). Se observa que en la mayoría de los casos la inclusión de pronósticos de los caudales medios mensuales se acerca más a los índices que ocurrieron realmente.

Tabla 9. Error porcentual de cada una de las metodologías de valoración.

Año	Pronósticos	Burn Analisisys
1988	66%	97%
1989	97%	262%
1990	125%	200%
1991	35%	35%
1992	1%	10%
1993	86%	153%
1994	4%	8%
1995	0%	7%
1996	4%	4%
1997	11%	18%
1998	31%	19%
1999	65%	83%
2000	13%	20%
2001	40%	50%
2002	40%	47%

Año	Pronósticos	Burn Analisis
2003	41%	39%
2004	8%	4%
2005	26%	18%
2006	2%	10%
2007	29%	61%

El ejercicio realizado sugiere que en los casos en los que la variable subyacente responde a forzadores macroclimáticos, los cuales generan oscilaciones interanuales cuyas tendencias se pueden predecir, es importante incluir modelos de pronóstico estacional en la valoración de los contratos que se transen sobre dicha estación de registro. De lo contrario habría una asimetría en el mercado que le quitaría liquidez e impediría su desarrollo, ya que si se ignoran estas señales alguno de los participantes tendría una ventaja en el contrato. La necesidad de aplicar estas técnicas se debe revisar en cada caso en particular en virtud de la calidad de información que aporten al proceso de valoración, es decir, en caso de que la inclusión de una variable exógena permita obtener de manera sistemática mejores resultados que la aplicación de las metodologías tradicionales de valoración.

6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

En Colombia existe una estrecha relación entre la producción (y por ende los ingresos) de importantes sectores económicos y las condiciones meteorológicas. Como consecuencia los productores están expuestos a riesgos financieros que tienen un origen climático. El cual por su parte no se puede controlar y difícilmente se puede predecir con precisión.

Ante la necesidad de controlar este riesgo aparecen los derivados climáticos como estrategia para manejar el riesgo financiero asociado con el clima. Estos instrumentos ya cuentan con mercados organizados y líquidos en los principales países de Europa, Estados Unidos, Japón y Australia. Por su parte Asia y algunos países de África han implementado planes piloto apoyados por organismos gubernamentales o han transado derivados OTC para mitigar el riesgo de algunos sectores. En Colombia, sin embargo, no hay ninguna experiencia relacionada con el tema y desde la academia se han hecho muy pocos estudios al respecto.

La producción hidroeléctrica, que cobra vital importancia por la composición de la matriz energética del país, depende exclusivamente de los caudales de los ríos que aprovecha, los cuales en última instancia son producto de las precipitaciones sobre la cuenca. En aquellas centrales que no tienen capacidad de regulación (filo de agua) se le transferirá a los ingresos toda la volatilidad asociada a estas variables ambientales. No obstante, la utilización de derivados climáticos puede disminuir estos riesgos y evitar que las fluctuaciones e incertidumbres inherentes a la hidrología sean transferidas a los ingresos netos de la planta.

La producción energética de una planta hidroeléctrica no tiene una relación lineal con el caudal, hay unas discontinuidades asociadas a parámetros técnicos de las turbinas a lo que se suma la obligación legal de mantener un caudal de garantía ambiental entre la captación y la descarga. Estos elementos indican que el subyacente del contrato no puede ser el caudal natural directamente, si no que debe ser un índice que dé cuenta del caudal disponible para generación. En ese sentido se propone el índice QPG (Caudal para generación), el cual se

calcula a partir de los registros de los caudales naturales pero incorpora en su estructura el caudal de diseño, el mínimo turbinable y el caudal ambiental.

El factor de conversión monetaria (tick), que permite pasar las unidades del índice a dinero para poder liquidar el contrato, se debe calcular teniendo en cuenta el factor de conversión de la central de generación, es decir, los MW de potencia por m^3/s de caudal. Además se debe considerar la tarifa de la energía (\$/KWh) y la resolución temporal del contrato.

Los ejercicios de aplicación demuestran que en ausencia de riesgo base geográfico, es decir, cuando los caudales disponibles para la generación son los mismos que los registrados por la estación de referencia para el contrato, lo que equivale a que la estación limnimétrica o limnigráfica esté cerca de la estructura de derivación de la planta, el derivado funciona bien y elimina casi totalmente la incertidumbre asociada a los ingresos, independientemente del comportamiento hidrológico de la corriente. En estos casos se mantiene un riesgo base asociado a la no linealidad entre los caudales turbinados y la potencia producida por efecto de las pérdidas hidráulicas y la eficiencia de la turbina.

El derivado comienza a perder efectividad a medida que se incrementa el riesgo base geográfico, es decir, cuando la estación de referencia para el contrato no da cuenta exactamente de los caudales disponibles para generación porque ésta se encuentra ubicada en otra parte del río (aguas arriba o aguas abajo) o sobre un afluente.

Aunque no es condición suficiente para que el derivado sea efectivo, si es necesario que haya una alta correlación entre los caudales en el sitio de derivación y aquellos registrados por la estación de referencia. De lo contrario el riesgo base geográfico hace que el desempeño de la cobertura no sea el adecuado y no cumpla con la función que le corresponde.

En los casos en los que no hay disponibles estaciones de caudal cerca del aprovechamiento es posible estructurar derivados con base en la precipitación, sin embargo, estas coberturas demostraron tener una efectividad limitada por la dificultad para representar los caudales a partir de los registros de lluvia. Lo anterior es consecuencia de la distribución espacial de la

precipitación en la cuenca y de las no linealidades que caracterizan el proceso de conversión de la lluvia en escorrentía aprovechable por la central.

El análisis del riesgo de la central con los caudales naturales y con el índice propuesto determinó que ésta tiene por la naturaleza del negocio una posición corta frente al índice QPG, por lo tanto tendrá que tomar una posición larga en el contrato derivado de manera que éste le genere ingresos con aumentos del subyacente²⁷.

En ausencia de riesgo base (o con niveles muy bajos) el uso de una opción call puede ser viable para aquellos generadores que quieran cubrirse contra ingresos bajos sin renunciar a la posibilidad de obtener ingresos altos en épocas de altas afluencias. El valor de ejercicio de la opción puede estar definido por el monto de ingresos necesario para atender las obligaciones financieras, operativas y de ley. Sin embargo en presencia de riesgo base significativo los análisis realizados sugieren que es preferible el uso del forward sobre el de la opción, ya que la pérdida de la correlación hace que sea difícil establecer el valor strike adecuado. En estos ejercicios se encontró que la efectividad de la opción, calculada como las veces que evitaba que la central entrara en déficit²⁸, aumentaba a medida que se disminuía el valor de ejercicio, lo que aumentaba el valor del pago de la prima, haciendo que el comportamiento de la opción se asemejara al del forward.

La evaluación realizada sobre una amplia red de estaciones del IDEAM ubicadas sobre diferentes regiones de la red hídrica nacional, indica que en un porcentaje importante de los casos el riesgo base hace que el derivado pierda efectividad y deje de cumplir su función, sin embargo en situaciones en donde hay una estrecha correlación los caudales de la generación de energía y los caudales de referencia para la cobertura se alcanzan disminuciones en la desviación estándar de los ingresos superiores al 90%. Lo anterior, sumado al hecho de que las cuencas con un alto potencial hidroenergético son las que generalmente cuentan con una

²⁷ Es importante recordar que el índice propuesto tiene una relación simétrica e inversa con el caudal disponible para generación.

²⁸ Se refiere a déficit el hecho de que los ingresos sean superados por los costos.

mejor red de monitoreo, indica que hay posibilidades de implementar estrategias de cobertura exitosas.

Se planteó el uso conjunto de un modelo de pronóstico de caudales medios mensuales (el cual combina técnicas de regresión y espectrales) y un modelo de generación de series sintéticas con medias condicionadas, para mejorar la valoración del derivado. Se encontró que esto permite mejorar sustancialmente los métodos obtenidos por las metodologías tradicionales al incluir información de variables explicativas de orden macroclimático que permiten predecir las tendencias del índice subyacente, dando mayor transparencia en el proceso. Es importante aclarar que esta propuesta cobra sentido en la medida en que produzca mejores resultados de manera sistemática, lo que generalmente ocurre cuando hay una alta dependencia de los caudales o la precipitación y la variable macroclimática.

En síntesis el índice propuesto refleja de manera adecuada los caudales disponibles para generación y permite estructurar coberturas efectivas para centrales de generación de energía a filo de agua. Es importante no perder de vista el riesgo base geográfico ya que puede hacer perder efectividad de la cobertura hasta un punto tal que la haga inviable.

6.2 RECOMENDACIONES

Dado que en Colombia la experiencia en relación con los derivados climáticos es, desde la práctica nula y desde la academia bastante escasa, el presente trabajo pretende sentar algunas bases que sirvan de apoyo para posteriores investigaciones.

Aunque se hizo una recopilación bibliográfica general de la relación de algunos sectores productivos de importancia nacional con el clima, es necesario ahondar en este tema de manera que se establezca de manera clara la forma cómo responden éstos y otros sectores económicos a las fluctuaciones de determinadas variables climáticas. En el caso de la producción de energía hidroeléctrica se puede afirmar que bajo ciertas condiciones los derivados dan resultados satisfactorios que ameritan la implementación de estos instrumentos ya que el riesgo base de producción es muy bajo y la pérdida de efectividad de la cobertura

se da principalmente por el riesgo base geográfico. En otros sectores, sin embargo, el riesgo base de producción²⁹ puede tener un mayor impacto en la efectividad de la cobertura que el riesgo base geográfico.

Los ejercicios realizados demuestran que es posible disminuir la incertidumbre y la volatilidad de los flujos de caja cuando se utiliza la precipitación como variable subyacente, sin embargo, queda un riesgo remanente asociado a la dificultad de representar adecuadamente los caudales disponibles para generación a partir de relaciones lineales con los registros de lluvia, que fue lo que se propuso en el presente trabajo. Así las cosas se deben estudiar contratos con base en varias estaciones de precipitación, en donde cada una de ellas tenga un peso asociado en función del área de la cuenca que represente o incluso combinación de estaciones de precipitación y caudal que ayuden a minimizar el riesgo base. A este respecto (Paulson & Hart, 2006) proponen acercamientos utilizando técnicas de interpolación espacial como el método de Kriging.

Se debe estudiar una estrategia de cobertura conjunta para un generador de energía en Colombia que cuente con un parque generador compuesto por varias plantas de diferentes características, incluyendo plantas térmicas con base en combustibles fósiles. Lo anterior seguramente requerirá de la estructuración de un portafolio que contemple distintos instrumentos que minimicen la incertidumbre del generador en su conjunto.

El riesgo climático es sólo una parte del riesgo de producción, es importante además, tener en cuenta las indisponibilidades técnicas de la central. Las políticas de mantenimiento periódico de los equipos electromecánicos y las obras civiles son indispensables para el correcto funcionamiento de la planta y garantizar que esta pueda aprovechar los caudales disponibles para la generación de energía. Es importante estudiar la posibilidad de que mediante polizas de seguro se pueda cubrir el lucro cesante generado por eventuales salidas de operación de la central³⁰, ya que si se presenta un período de aguas altas y la central queda

²⁹ Es consecuencia de la dificultad de establecer una relación directa entre la variable subyacente y la producción del negocio.

³⁰ Eventos de una magnitud considerable que impliquen la salida de la central durante periodos largos de tiempo.

por fuera de operación por alguna razón técnica, un derivado como el propuesto puede llevar cuantiosas pérdidas.

Los ingresos de una central hidroeléctrica dependen tanto de la producción como del precio de la energía. En Colombia existen diferentes mecanismos para manejar el riesgo de precio como los contratos bilaterales y el mercado organizado derivex, sin embargo, sería interesante estudiar estrategias conjuntas de cobertura de precio y volumen (cantidad de energía producida), mediante la combinación estas herramientas existentes con los derivados propuestos.

Este trabajo aborda el problema desde la perspectiva del coberturista en un contrato OTC, es indispensable que se estudie desde el punto de vista del especulador, quien serviría de contraparte al primero, ya que por obvias razones la ausencia de una de las partes imposibilita la implementación del contrato.

En consecuencia con la recomendación anterior, es importante investigar cómo se podría estructurar un mercado organizado, que sirva como mercado secundario en donde los especuladores, mediante transacciones entre ellos, minimicen el riesgo de sus portafolios después de haber realizado los contratos OTC en el mercado primario.

La implementación de un mercado de derivados de clima en Colombia, o incluso la aparición de derivados OTC diseñados según las necesidades de los coberturistas tiene que ir precedida en primer lugar de una toma de conciencia de los productores frente al riesgo del clima, en segundo lugar un desarrollo importante, tanto del mercado de valores, como de los procedimientos e instrumentos de medición hidrológica y en tercer lugar de un avance en las técnicas de simulación y pronóstico apoyados en un mejoramiento continuo del entendimiento de la climatología nacional. Es fundamental la instalación de nuevas estaciones de monitoreo de la principales variables climáticas que refuercen la red actual, y la modernización de los sistemas de manera que permitan tener acceso oportuno y confiable a series hidrológicas o climáticas con la longitud y calidad necesarias para la implementación de este tipo de contratos.

Los derivados climáticos son líquidos en los mercados organizados (de los países desarrollados) debido a que hay muchas personas y empresas afectadas por la variable climática registrada en la estación de referencia del contrato. Por ejemplo hay muchos interesados por los futuros u opciones que ofrece el CME sobre la temperatura registrada por la estación del aeropuerto de Nueva York, porque hay una gran concentración de personas y de actividad económica alrededor de dicha estación, además de que estos registros pueden explicar de manera satisfactoria las variaciones de temperatura en una gran área a su alrededor por la estabilidad espacial de la variable en ese contexto geográfico. Por el contrario, en Colombia es difícil encontrar un gran número de empresas interesadas en transar un contrato sobre una misma estación de referencia, o sobre un índice calculado a partir de un conjunto de estaciones ya que la variabilidad espacial hace que el riesgo base se vuelva inadmisibles. Es por esto que se proponen contratos OTC para la cobertura del usuario final. Sin embargo, algunos investigadores en diferentes partes del mundo han empezado a mirar con interés los índices macroclimáticos como posibles subyacentes en este tipo de contratos ((Cavanaugh, 2012), (Best, Stone, & Sosenko, 2007)). El interés de quienes están mirando estos índices como posibles subyacentes de los contratos derivados radica en que su comportamiento afecta una gran parte del planeta y por ende una porción importante de la economía global; además produce efectos contrarios en diferentes regiones, es decir, sequías en unos lugares y fuertes precipitaciones en otros. Colombia no es ajena a estos fenómenos y podría eventualmente participar de un mercado de derivados sobre estos índices (temperatura superficial del mar en el pacífico, soi, mei, etc.). El estudio de este tema es un asunto de indudable interés.

BIBLIOGRAFÍA

- Alaton, P., Djehiche, B., & Stillberger, D. (2001). On Modelling and Pricing Weather Derivatives. *Exchange Organizational Behavior Teaching Journal*.
- Alexandridis, A., & Zaprakis, A. (2013). *Weather derivatives. Modelling and pricing weather - related risk*. (Springer, Ed.) (1st ed., p. 298). Canterbury.
- Best, P., Stone, R., & Sosenko, O. (2007). EAAE Seminar “Management of Climate Risks in Agriculture”, Berlin, Germany, July 5-6, 2007, 1–23.
- Cao, M., Li, A., & Wei, J. (2004). Precipitation Modeling A Frontier in Weather Derivatives. *The journal of alternative investments*, 93–100.
- Cao, M., & Wei, J. (1999). Pricing Weather Derivative : an Equilibrium Approach π . *Social Sciences*.
- Cao, M., & Wei, J. (2004). Weather Derivatives : A New Class of Financial Instruments *.
- Cavanaugh, G. (2012). The Prospects For El Niño and Other Direct Climate Derivatives.
- Cruz, J. S. (2008). Pricing de un exótico del clima para colombia. *Cesa*.
- Cruz, S., & Llinás, A. (2009). Modelo Analítico de derivados de clima para eventos específicos de riesgo en la Agricultura en Colombia. *cesa*, 1–19.
- Cuadros, L. J., & Ortega, D. A. (2012). Derivex: “Una herramienta para contratar la energía de consumo industrial.” *Colegio de Estudios Superiores de Administración*.
- Dorflleitner, G., & Wimmer, M. (2010). The pricing of temperature futures at the Chicago Mercantile Exchange. *Journal of Banking & Finance*, 34(6), 1360–1370. doi:10.1016/j.jbankfin.2009.12.004
- Espinal, C. F., Martínez, H., & Acevedo, X. (2005). Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural Observatorio Agrocadenas Colombia Documento de Trabajo No . 59, (59).
- Fernández, V. (1999). Valoración de opciones. Una Síntesis. *Revista de análisis económicos*, 14, 1–44.
- Finas, B. (2012). The transfer of weather risk faced with the challenges of the future. *Scor Technical newsletter*, (June).
- Forner, C. (2003). Forwards y Futuros (pp. 1–29).
- González, M., & Nave, J. M. (2010). Valoración de derivados de clima a partir de la modelización estocástica de la temperatura en el Aeropuerto El dorado, 23(41), 261–283.

- Gray, S., & Joanna, P. (2003). Derivados financieros. *Centro de estudios monetarios latinoamericanos, 1*.
- Guarín, G. W. (2011). *Impacto de la variabilidad climática en la producción de banano en el Urabá Antioqueño*. Universidad Nacional de Colombia.
- Hull C, John. “Introducción a los mercados de opciones y futuros.” Editorial Prentice Hall, 2002.
- Hamisultane, H. (2008). Which Method for Pricing Weather Derivatives ?, 1–27.
- Hurtado, A. F. (2009). *Estimación de los campos mensuales de precipitación en el territorio colombiano*. Universidad Nacional de Colombia.
- Jewson, S. (2004). Weather derivatives pricing and the potential accuracy of temperature modelling. *Risk Management*, 3–8.
- Jewson, S., & Brix, A. (2005). *Weather derivative valuation*. (Cambridge, Ed.) (p. 369). New York.
- Kanamura, T., & Ōhashi, K. (2009). Pricing summer day options by good-deal bounds. *Energy Economics*, 31(2), 289–297. doi:10.1016/j.eneco.2008.11.007
- Lee, Y., & Oren, S. S. (2009). An equilibrium pricing model for weather derivatives in a multi-commodity setting. *Energy Economics*, 31(5), 702–713. doi:10.1016/j.eneco.2009.01.017
- Machado, C. A. (2012). Análisis comparativo del nuevo mercado de derivados financieros de energía en Colombia con otros mercados internacionales de electricidad , problemas potenciales y posibles soluciones, 1–99.
- Marín, C. A., & Marín, M. (2009). El riesgo cambiario y los mecanismos de cobertura en el sector real Colombiano. *Trabajo de grado Universidad Eafit*.
- Mascareñas, J. (2005). Opciones I : Introducción. *Universidad Complutense de Madrid*, 1–40.
- Mosquera, C. H. (2009). Convalidación del modelo de Thomas y Fiering para extender las series de caudales del río Atrato. *Tesis de grado. Universidad La Gran Colombia*, 16–73.
- Paulson, N. D., & Hart, C. E. (2006). A Spatial Approach to Addressing Weather Derivative Basis Risk : A Drought Insurance Example.
- Peña, A., Ramírez, V., Valencia, J., & Jaramillo, Á. (2012). La lluvia como factor de amenaza para el cultivo del café en Colombia, (6).
- Pollard, J. S., Oldfield, J., Randalls, S., & Thornes, J. E. (2008). Firm finances, weather derivatives and geography. *Geoforum*, 39(2), 616–624. doi:10.1016/j.geoforum.2006.03.008
- Price, C. C. (2005). Pricing Weather Derivatives.

Ramírez, V. H., Jaramillo, Á., & Arcila, J. (2010). Rangos adecuados de lluvia para el cultivo de café en Colombia. *Avances técnicos Cenicafe*, 395.

Rodríguez, L. Á. (2012). *DERIVADOS CLIMÁTICOS*. Universidad de León.

Rojo, J. (2011). Desarrollo de un sistema experto para la predicción de caudales medios mensuales en Colombia.

Roustant, O., Laurent, J., Bay, X., & Carraro, L. (2003). Model Risk in the Pricing of Weather Derivatives. *Futures*, (September).

Salazar, J. E., & Cadavid, J. (2008). Generación de series sintéticas de caudales usando un Modelo Matalas con medias condicionadas Resumen. *Avances en recursos hidráulicos*, 17, 17–24.

Torres, J. (2008). Riegos. *Cenicaña*.

Viveros, C. A. (2011). *Identificación de características asociadas con la mayor eficiencia en el uso de agua para la producción de caña de azúcar*. Universidad Nacional de Colombia.

West, J. (2004). Fair Pricing of Weather Derivatives. *Finance*, 1–27.

Manfredo, R. M & Richards, T. J. (2005). Hedging yield with weather derivative: A role for options. Paper prepared for presentation at the American Agricultural Economics Association. Annual Meeting. Providence, Rhode Island, July 24-27

<http://www.bmeclima.es/>, consultado el 23 de marzo de 2012.

www.eumed.com, consultado el 10 de febrero de 2012

<http://www.economia48.com/spa/d/base/base.htm>, consultada el 24 de abril de 2012