

Análisis de las propuestas de la CREG para el Sector Eléctrico Colombiano

Luciano de Castro, PhD

Octubre, 2016

Luciano de Castro

Associate Professor

Department of Economics
Tippie College of Business

University of Iowa

[HTTP://LUCIANODECASTRO.NET](http://LUCIANODECASTRO.NET)

The opinions expressed in this text are exclusively of the author and do not represent those of the University of Iowa or CREG.

Las opiniones expresadas en este documento son de responsabilidad exclusiva del autor y no comprometen ni obligan en modo alguno a la University of Iowa o CREG.

Soy grato a Alvaro Riascos, Natalia Serna y Juan David Martín, de Quantil, por su ayuda en elaboración de este informe.

El uso de este documento es libre, desde que citada la fuente.

You are free to use this material, provided you quote its source.

First printing, October 2016



Contents

Resumen Ejecutivo	8
Executive Summary	10
I Consideraciones generales	
1 Introducción	15
1.1 Organización y resumen de las recomendaciones	17
2 Consideraciones generales	19
2.1 Los desafíos del sector eléctrico colombiano	20
2.2 CREG y la confianza en las soluciones de mercado	23
2.3 El mercado de contratos y el desarrollo de la competencia	24
2.4 Observaciones sobre los cuatro temas propuestos	26
2.5 Síntesis sobre la forma de abordar los problemas	27
2.6 La relación del precio de escasez y el cargo por confiabilidad	28
2.7 La necesidad de exigir garantías para las OEFs	32
2.8 Estudio de caso: ¿Qué pasó con Termocandela?	37

3	Mecanismo de expansión	43
3.1	Propuesta de CREG para la asignación de OEFs	44
3.1.1	Subasta	45
3.1.2	Asignaciones de OEF con precios ofertados	46
3.1.3	Nuestra recomendación	46
3.2	El precio de escasez	47
3.3	Discusión y recomendaciones	50
4	El Mercado de Contratos	53
4.1	La propuesta de la CREG para el MOR	55
4.1.1	Productos	56
4.1.2	Demanda	56
4.1.3	Subasta	56
4.1.4	Asignación, liquidación y despacho	56
4.1.5	Garantías	57
4.1.6	Mercado Secundario	57
4.1.7	Comentarios sobre la propuesta de CREG	57
4.2	Cuestiones centrales	57
4.2.1	¿Por qué los mercados de contratos no se desarrollan?	58
4.2.2	¿Por qué hay tanta diversidad de contratos?	58
4.3	El foco en los aspectos institucionales	59
4.3.1	El diseño institucional del MOR	60
4.3.2	Productos básicos	61
4.3.3	Los incentivos a la negociación en el MOR	62
4.4	Resumen de las recomendaciones	63
5	Mercado Intra-diario	65
5.1	Problemas identificados	65
5.1.1	Ineficiencia	65
5.1.2	Poder de mercado	67
5.1.3	Posiciones del día anterior no tienen impacto financiero	68
5.2	Propuesta CREG	68
5.3	Recomendaciones	70
6	Energías Renovables	73
6.1	Contratos de medio a largo plazo	74
6.1.1	Producto negociado para generadores	74
6.1.2	Producto para los comercializadores	76
6.1.3	Subasta para los generadores	77
6.1.4	Comentario	77

6.1.5	Subasta para la demanda	78
6.1.6	Garantías	78
6.2	Pague lo generado	79
6.2.1	Producto	79
6.2.2	Subasta	80
6.2.3	Garantías	81
6.3	Cargo Verde	82
6.4	Tomadores de Precio	82
6.5	Nuestra recomendación	83
7	Conclusión	85

III	Appendix	
A	El Fenómeno de El Niño	89
B	El precio de bolsa	93
C	Explicando los eventos de escasez	95
D	Producción típica de las plantas	97
E	Simulaciones para el Precio de Escasez	103
E.1	Valor del costo de oportunidad por energía en firme	104



Contents

Resumen Ejecutivo

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) de Colombia ha constituido un panel de tres expertos internacionales para analizar varias propuestas sobre el cambio de regulación en el sector eléctrico colombiano y me ha llamado para integrarlo. La CREG quiere cambiar aspectos relacionados al precio de escasez, las reglas de expansión y el cargo por confiabilidad; el mercado organizado para contratos (MOR); el mercado del día anterior e intra-diario; y la introducción de fuentes renovables no convencionales.

Identifico que los desafíos centrales del sector eléctrico colombiano son las garantías de confiabilidad y la concentración del mercado. Una de las mejores formas de enfrentarse tales desafíos es la implementación y promoción del MOR. Pero la CREG no necesita definir todo, sino que crear incentivos para que los agentes mismos resuelvan tales desafíos. Con respecto a los temas mencionados, mis recomendaciones son las siguientes:

1. Sobre el precio de escasez y Cargo por Confiabilidad:
 - (a) El precio de escasez debe ser ajustado *gradualmente*, por lo menos, cada dos años;
 - (b) Deben ser realizadas subastas anuales para la asignación de Obligaciones de Energía Firme (OEF);
 - (c) Deben ser exigidas garantías para que las plantas con OEF sean capaces de cumplir sus obligaciones en períodos críticos si sus costos variables son más altos que el precio de escasez. Tales garantías servirán como incentivo para que las plantas con costos variables más altos cambien sus combustibles por alternativas menos costosas.
2. Sobre el MOR:
 - (a) La CREG debe invitar a los agentes a generar propuestas de diseño institucional para el MOR, siendo ellos mismos los participantes en su organización.
 - (b) Sugiero que sean definidos los períodos de escasez y normal dependiendo de un criterio independiente del precio, para evitar posibles manipulaciones. Los contratos deben ser divididos dos clases: contratos para períodos normales y contratos para períodos de escasez. Las obligaciones de cada contrato sólo serían válidas en los períodos correspondientes.
 - (c) La negociación de esos contratos debe ser abierta a instituciones financieras y no se debe asociar el número de contratos a la energía efectivamente consumida;
 - (d) Deben estipularse los objetivos y requerimientos de esta organización, pero también se le debe dar libertad para crear otros contratos, de acuerdo con la conveniencia de los participantes del mercado;
 - (e) Aunque las empresas mantengan toda la libertad para entrar en contratos bilaterales, se debe definir que XM solamente registrará o liquidará nuevos

contratos que sean negociados en el ambiente del MOR. Es decir, la liquidación de los contratos bilaterales que se firmen después de la creación del MOR deberá ser hecha directamente por los firmantes. Esta medida objetiva dará un mayor incentivo a la contratación en el ambiente del MOR, y posiblemente aumentará los riesgos para los contratos bilaterales.

- (f) Debe ser anunciada la meta de que en dos o tres años, el precio de la energía para todos los consumidores regulados será definido por el promedio del precio de energía del MOR.
3. Sobre el mercado del día anterior e intra-diario:
 - (a) Debe ser introducido un despacho vinculante en el mercado del día anterior;
 - (b) Deben ser creados gradualmente mercados intra-diarios, pudiendo empezar con tres, pero con miras a un aumento del número de negociaciones a lo largo del día.
 - (c) Debe ser considerada la creación de un monitor del mercado, que evalúe la confiabilidad del sistema y el ejercicio de poder de mercado.
 4. Sobre la introducción de mecanismos especiales para fuentes renovables:
 - (a) Debe ser postergada tanto cuanto posible una acción en esta dirección.

Executive Summary

The Colombian Regulatory Agency of Energy and Natural Gas, CREG (by its Spanish acronym), has asked me and two other international experts to analyze several adjustment proposals in the Colombian electricity market with respect to the following: scarcity price, expansion rules, and charge for reliability; the Market for Organized Contracts (MOR); the day-ahead and intra-day markets; and the introduction of non-conventional renewable sources of energy.

I identify two main challenges for the Colombian electric sector: reliability of supply and the exercise of market power. One of the best ways of addressing these issues is the implementation and promotion of the MOR. But CREG does not need and should not try to define the MOR in all of its details. Instead, it should allow market participants to associate and come up with an organization that is likely to achieve desired objectives set by CREG. My other recommendations are as follows:

1. On the price of scarcity and charge for reliability:

- (a) The scarcity price should be gradually adjusted during a period of at least two years ahead;
- (b) The CREG should organize yearly auctions for the allocation of Firm Energy Obligations (OEF);
- (c) The CREG should demand plants with OEFs to guarantee they are able to fulfill their production obligations in critical periods when their variable costs are higher than the scarcity price. Such warranties would incentive plants with high variable costs to change their fuels for cheaper alternatives.

2. On the MOR:

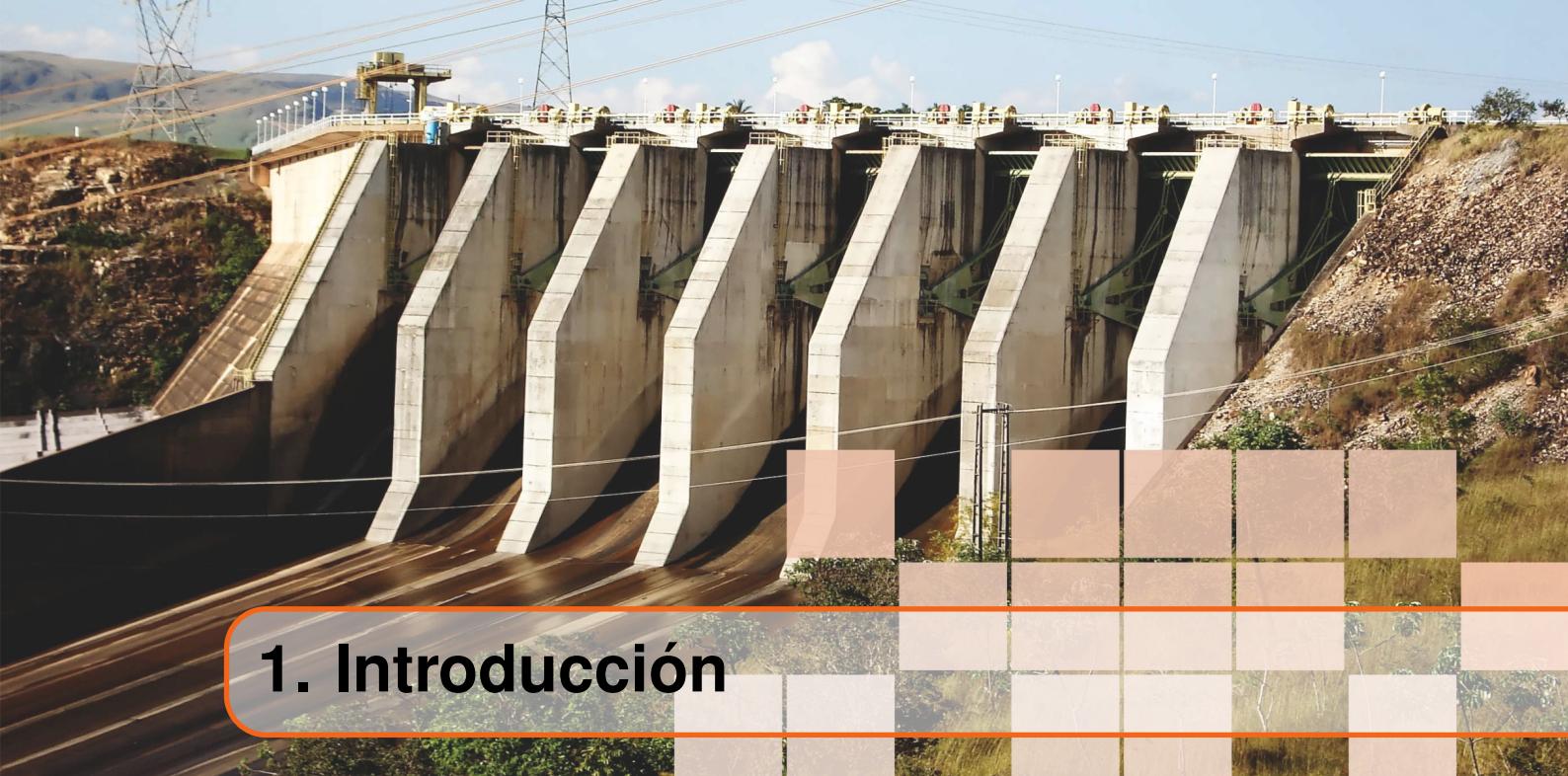
- (a) CREG should invite proposals of institutional design by market participants. An organization must be created to manage the MOR with the participation of all agents and good governance.
- (b) I suggest that the scarcity period be defined by a criterion independent of prices, to avoid manipulations. The contracts should be divided in two classes: contracts for normal periods and for scarcity periods. The contractual obligations would be valid only during the corresponding periods.
- (c) The negotiation of these contracts must be open to financial institutions and should not associate the number of contracts to the energy actually consumed;
- (d) The objectives and requirements of this organization must be stipulated, but it must also be free to create other contracts, according to the convenience of market participants;
- (e) While companies would be free to subscribe bilateral contracts, only XM can register new contracts traded in the MOR environment. In other words, the

liquidation of bilateral contracts that are signed after the creation of the MOR should be done directly by the agents. and not by XM. This objective measure would generate greater incentives to contracting in the MOR environment, and would possibly increase the risks of bilateral contracts.

- (f) In two or three years the energy price for all regulated consumers would be defined as the average energy price at the MOR. This price goal should be announced to all market agents.
- 3. The day-ahead market and intra-day market:
 - (a) A binding dispatch should be introduced in the day-ahead market;
 - (b) Intra-day markets should be gradually introduced, starting with perhaps three, but intending to increase the number of negotiations along the day.
 - (c) The creation of a market monitor should be considered. The market monitor should evaluate system reliability and the exercise of market power.
- 4. On the introduction of special mechanisms for renewable sources:
 - (a) The CREG should postpone as much as possible any special rules for renewables.

Consideraciones generales

1	Introducción	15
1.1	Organización y resumen de las recomendaciones	
2	Consideraciones generales	19
2.1	Los desafíos del sector eléctrico colombiano	
2.2	CREG y la confianza en las soluciones de mercado	
2.3	El mercado de contratos y el desarrollo de la competencia	
2.4	Observaciones sobre los cuatro temas propuestos	
2.5	Síntesis sobre la forma de abordar los problemas	
2.6	La relación del precio de escasez y el cargo por confiabilidad	
2.7	La necesidad de exigir garantías para las OEFs	
2.8	Estudio de caso: ¿Qué pasó con Termocandela?	



1. Introducción

Entre los meses de septiembre de 2015 y marzo de 2016, Colombia enfrentó uno de los más severos fenómenos de El Niño de su historia. De hecho, se estima que la probabilidad de que un fenómeno de El Niño tan fuerte como el que ocurrió recientemente vuelva a pasar en los próximos cinco años es de 0.1% y en los próximos diez años de 0.13%.¹

La sequía correspondiente causó una reducción significativa en la producción de generadores hidráulicos. De hecho la participación de las hidráulicas cayó de un promedio de más de 70%, a menos de 50%. Véase la Figura 1.1.

¹Véase el apéndice A. Por supuesto hay mucha incertidumbre en esa evaluación. La estimación hecha tiene en cuenta el pasado, pero los cambios climáticos pueden alterar significativamente las probabilidades obtenidas desde series históricas. Nuestro punto no es que estos valores están correctos—puede que mejores estimativas pongan la probabilidad muchas veces más alto que esta; nuestro punto es que se vivió una situación muy especial.

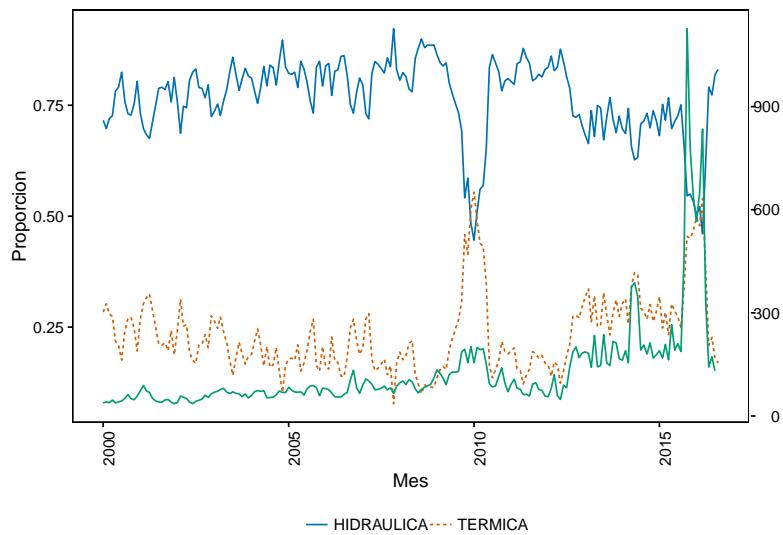


Figure 1.1: Participación percentual de Hidráulicas y Térmicas en la producción de electricidad en Colombia (izquierda) y Precio de Bolsa (verde, derecha).

Además el sistema eléctrico tuvo problemas importantes en varias plantas. La central hidroeléctrica del Quimbo, de 400 MW de capacidad, tuvo su operación suspendida por una decisión judicial, desde diciembre hasta febrero de 2016. La planta de Guatapé, de producción media de 6,2 GWh/ día en 2015, interrumpió su producción por un incendio en febrero de 2016. Un fallo en una de las turbinas de Termoeléctrica Flores IV dejó indisponibles 230 MW de su capacidad de generación equivalentes a 5,5 GWh/día. En noviembre de 2015, Termocandela, con dos plantas de 157 MW se declaró indisponible y obligó al gobierno a intervenir para mantener su operación. Otro problema enfrentado en el período fueron las interrupciones en el suministro de combustible. Todo eso llevó al sistema eléctrico colombiano a situaciones extremas.

Sin embargo, felizmente el sistema soportó la crisis sin que haya sido decretado racionamiento, como se temía. En otras palabras, esas ocurrencias fueron más bien una prueba de que el sector eléctrico colombiano se ha preparado bien para enfrentar situaciones críticas.

Por supuesto que siempre hay elementos a perfeccionar. La preocupación natural de la sociedad ha creado una presión para que sea revisada la regulación del sector, lo que crea la oportunidad para que cambios y perfeccionamientos sean realizados.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) ya estaba trabajando para proponer cambios en la regulación antes del fenómeno El Niño. Luego de los momentos de crisis, esta ha definido cuatro temas sobre los cuales quiere hacer revisiones y perfeccionamientos en la regulación. Son ellos:

- el precio de escasez, las reglas de expansión y el cargo por confiabilidad;

- el mercado organizado para contratos (MOR);
- el mercado del día anterior e intra-diario; y
- las reglas para la introducción de fuentes renovables no convencionales.

Para cada uno de los temas arriba, la CREG ha preparado por lo menos una propuesta y algunas veces hasta cuatro propuestas alternativas para cambiar la regulación actual. Un comité de expertos formado por mí, David Harbord y Nils-Henrik von der Fehr fue llamado a revisar tales propuestas y dar su opinión sobre los cambios.²

Este documento presenta las conclusiones de mi análisis sobre tales cuestiones y está organizado de la forma descrita abajo.

1.1 Organización y resumen de las recomendaciones

En la sección 2, hago una discusión introductoria sobre el precio de escasez y su relación con el cargo por confiabilidad. Dejamos muy claro que no se puede cambiar el precio de escasez sin revisar el cargo por confiabilidad, porque las dos variables están indiscutiblemente conectadas. Esta discusión también nos lleva a considerar las garantías que se deben exigir de un generador que tiene costos variables por encima del precio de escasez, como pasó con Termocandelaria, que se declaró indisponible. El caso específico de esa generadora es considerada en esta sección para ilustrar la necesidad de crear tales exigencias.

La sección 3 discute concretamente las propuestas de la CREG para el precio de escasez y el cargo de confiabilidad. Esta sección también presenta la recomendación con respecto a este tema:

1. El precio de escasez debe ser ajustado *gradualmente* a lo largo de por lo menos dos años futuros. La sugerencia de ajuste gradual es para que las empresas tengan tiempo de adecuarse a los cambios, sin impactos muy drásticos en sus operaciones que podrían poner en peligro la confiabilidad del sistema eléctrico.
2. Deben ser realizadas subastas anuales para la asignación de Obligaciones de Energía Firme (OEF). Las subastas son los procedimientos más eficientes para hacer asignaciones de OEFs.
3. Deben ser exigidas garantías de que las plantas con OEF sean capaces de cumplir sus obligaciones en períodos críticos. Tales garantías servirán como incentivo para que las plantas con costos variables más altos cambien sus combustibles por alternativas más baratas y son como se discute en la sección 2.

²En el curso de las discusiones, hemos tomado contacto con los informes de [EY, Enersinc, and DNP \(2016\)](#), [Oren and García \(2016\)](#) y [Barroso and Batlle \(2016\)](#). Recibimos también comentarios de empresas y otras propuestas, hechas por asociaciones, como Alcogen y Anden. Sin embargo, en este documento yo mantengo el foco principal en las propuestas de la CREG.

La sección 4 discute el mercado organizado de contratos (MOR). Mi percepción es que este es uno de los puntos más importantes entre todos y merece una atención muy detallada. Es aquí donde hay que realizar los cambios más sustanciales, al igual que las propuestas de la CREG, para el precio de escasez y el cargo por confiabilidad.

En general, estamos de acuerdo con las propuestas de la CREG y el diagnóstico de que es importante crear el MOR. Sin embargo, esto no es fácil. Esta sección ofrece una serie de recomendaciones para que el MOR tenga éxito:

1. Debe ser creada una organización tipo exchange, con la participación de todos los agentes, que soporte la negociación continuada de contratos.
2. Deben ser creados dos o tres tipos básicos de contratos estandarizados, discutidos abajo, negociados inicialmente en subastas, pero después continuamente negociados en un ambiente transparente.
3. La negociación de esos contratos debe ser abierta a instituciones financieras y no se debe asociar el número de contratos a la energía efectivamente consumida.
4. Deben estipularse los objetivos y requerimientos de esta organización, pero también se le debe dar libertad para crear otros contratos, de acuerdo con la conveniencia de los participantes del mercado.
5. Los agentes propondrán las formas más eficaces para gestionar los riesgos. Una alternativa a ser considerada es que participen solidariamente en el caso de default, definiéndose las garantías con la antelación y participación de los agentes.
6. Aunque las empresas mantengan toda la libertad para entrar en contratos bilaterales, se debe definir que solamente XM liquidará nuevos contratos que sean negociados en el ambiente del MOR. Esta medida objetiva dará un mayor incentivo a la contratación en el ambiente del MOR, aunque posiblemente aumente los riesgos para los contratos bilaterales.³
7. Debe ser anunciada la meta de que en dos o tres años, el precio de la energía para todos los consumidores regulados será definido por el promedio del precio de energía del MOR.

La sección 5 discute el tema de los mercados del día anterior, el cambio a un despacho vinculante con compromiso financiero, y la creación de un mercado intra-diario.

1. Debe ser introducido un despacho vinculante en el mercado del día anterior;
2. Deben ser creados gradualmente mercados intra-diarios, pudiendo empezar con tres, pero con miras a un aumento del número de negociaciones a lo largo del día.
3. Debe ser considerada la creación de un monitor del mercado.

La sección 6 discute el tema de las fuentes no convencionales de energías renovables.

³Para efectos de transparencia de información, se puede requerir que los contratos sean registrados en XM, pero no deben ser liquidados allí.



2. Consideraciones generales

Antes de empezar a discutir específicamente las propuestas de la CREG para los cuatro temas mencionados arriba, pienso que es útil hacer comentarios generales que puedan iluminar la naturaleza del problema (o los problemas) que estamos intentando resolver, así como cuáles son las verdaderas dificultades delante de nosotros. Esta visión desde una posición más amplia es útil para informarnos sobre cual es, en términos generales, la dirección a adoptar.

En la sección 2.1 discuto cuáles son los desafíos más centrales del sector eléctrico colombiano. Esto servirá como motivación de mucho de lo que discutimos en el resto del informe. La sección 2.2 discute el papel de la CREG en el éxito del modelo colombiano hasta hoy, así como la línea que debe mantener para seguir haciendo progresos.

La sección 2.4 aborda los cuatro temas mencionados arriba de una forma más específica, ofrece una visión de lo que es más importante y su interdependencia. La sección 2.5 da las líneas generales de los esfuerzos que deben ser realizados para el perfeccionamiento del sector eléctrico colombiano.

En la sección 2.6, discuto los contratos de Obligación de Energía Firme (OEF) desde el punto de vista de los consumidores, y cuál es el resultado financiero que tales contratos implican para estos. Mi principal objetivo en la sección 2.6 es establecer muy claramente la relación que hay entre el precio de escasez y el cargo por confiabilidad: no se puede cambiar uno sin cambiar el otro. En la sección 2.7, adopto el punto de vista de las generadoras y también se obtiene el resultado financiero para ellas. Aquí podemos tener en cuenta el incentivo que tiene el generador para seguir cumpliendo sus OEF. Hago

una deducción matemática del nivel de garantías que será necesario exigir para que las empresas participen. Todo esto es ilustrado con una cuidadosa revisión de lo que pasó en el caso de Termocandelaria, en la sección 2.8.

2.1 Los desafíos del sector eléctrico colombiano

El sector eléctrico colombiano tiene dos desafíos centrales:

1. Mantener la confiabilidad del sistema, principalmente durante situaciones críticas ocasionalmente provocadas por el fenómeno El Niño;
2. Disminuir la concentración y el poder de mercado que aún afectan sus condiciones de negocios.

Estos dos problemas centrales son las causas de varios otros que son percibidos como importantes por los agentes del sector.

Para entender la naturaleza del primer problema, es necesario empezar por comprender que el sistema eléctrico colombiano es esencialmente un sistema dual. Es decir, hay esencialmente dos modos de operación del sector: el normal, con precipitaciones medias y, en general, precios bajos en el mercado spot de energía, y los períodos de baja precipitación asociados al fenómeno El Niño. En casi cualquier sistema complejo como el sector eléctrico de un país, sería casi impensable explicarlo en términos tan sencillos como la dependencia al nivel de precipitaciones y, en todo caso, tal explicación será siempre un bosquejo o una descripción apenas aproximada de la realidad. Sin embargo, en el caso del sistema eléctrico colombiano, esa descripción aproximada es sorprendentemente próxima a la realidad. Vamos a proporcionar evidencia de eso en dos etapas. La Figura 2.1 muestra cómo la distribución del precio está concentrada en valores bajos. De hecho, el percentil 80% de esa distribución es COP 217.5/kWh, lo que es un valor relativamente bajo.¹

¹Véase el apéndice B.

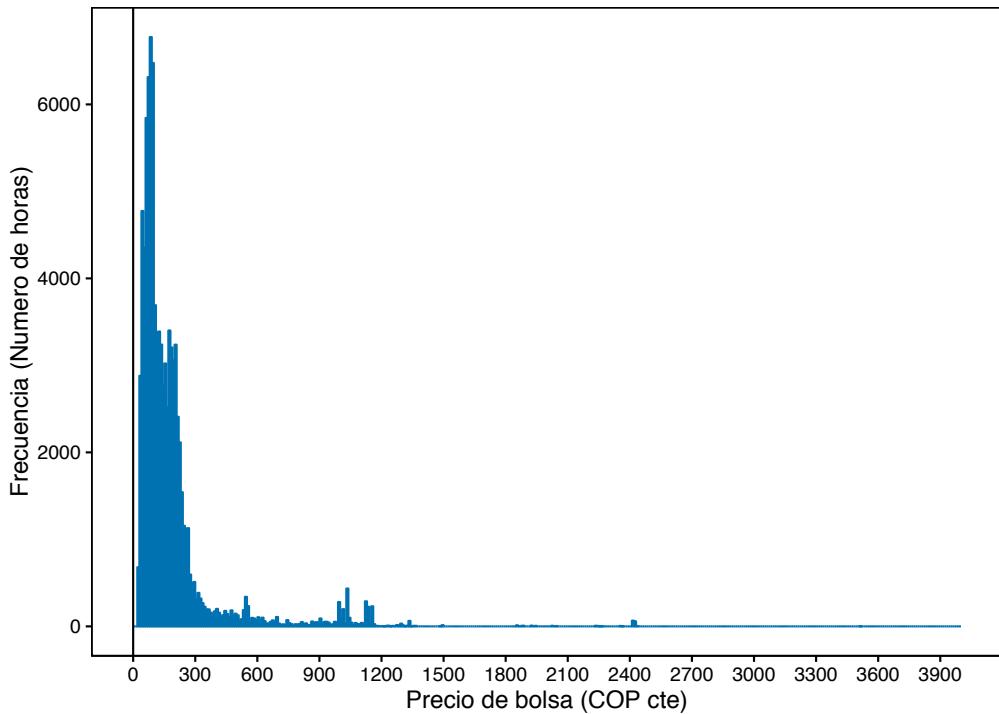


Figure 2.1: Histograma del precio de bolsa

Lo que es más interesante es que las situaciones de escasez, típicamente definidas como los eventos en que los precios de bolsa están por encima del precio de escasez definido por la CREG, pueden ser explicadas con sorprendente efectividad con una regla muy sencilla, que tiene en cuenta solamente la temperatura. De hecho, como se explica en el apéndice C, la regla indica ver si la temperatura promedio del mes es mayor al percentil 80 de su distribución (22.76259°C) para verificar los eventos de escasez. Esta regla explica el 91.5% de los eventos de escasez que observamos en los datos, es decir, la temperatura promedio es un fuerte predictor de los eventos de escasez diarios. El error tipo I de esta regla (no predecir escasez cuando sí ocurre) es de 3.48% y el error tipo II (predecir escasez cuando no ocurre) es de 14.38%. Este sorprendente hecho—tratándose de una variable tan volátil como es el precio de energía en el mercado spot—será útil en algunas discusiones posteriores. Debe observarse también que la temperatura es exactamente lo que define los fenómenos de El Niño, como se explica en más detalle en el apéndice A.

Esta observación implica una distinción del sistema colombiano con respecto a la mayoría de los sistemas eléctricos en el mundo. Sus eventos de escasez no duran, como es el caso para la mayoría, apenas algunas horas del día, sino que pueden prolongarse por muchos meses, porque esa es la típica duración de los fenómenos de El Niño. Siendo que tales eventos son inciertos y separados en el tiempo por hasta varios años, es posible comprender la dificultad que supone el primer problema, de mantener la confiabilidad del sistema durante las situaciones críticas.

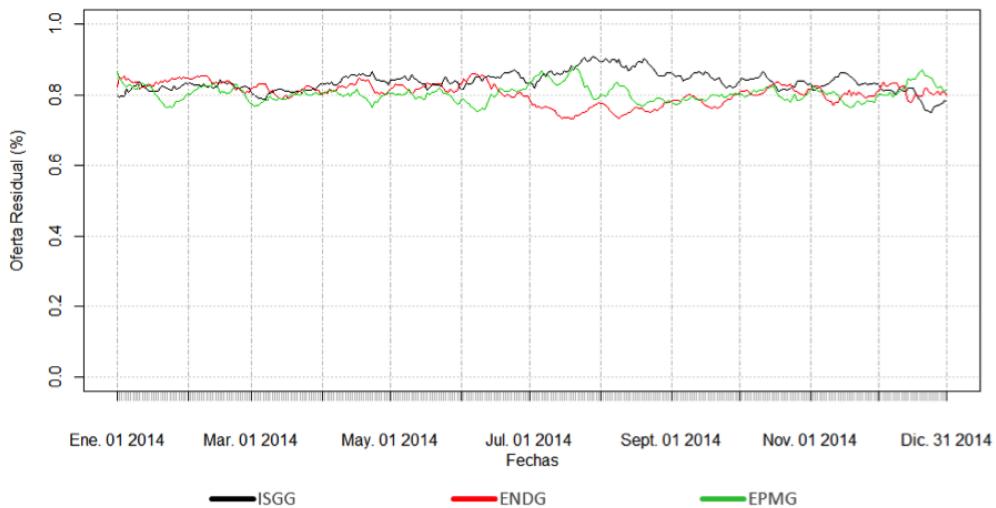


Figure 2.2: Índice de agente pivotal para el mercado colombiano. Fuente: Bermeo-López (2016)

El segundo problema, de cómo tratar la concentración y el poder de mercado, también se puede comprender a través de algunos datos. Por ejemplo, si vemos el índice de oferta residual para el mercado colombiano, encontramos valores muy indicativos de concentración. Este índice es obtenido a través de la proporción de casos en que los tres más grandes agentes son pivotales, es decir, necesarios para atender la demanda. Si el índice es mayor que 1, entonces existe exceso de oferta y la salida del agente del mercado es inofensiva. Pero si el índice es menor que 1, quiere decir que los agentes son pivotales, pues con la oferta residual no alcanza para atender la demanda.

La figura 2.2 muestra ese índice para el mercado colombiano, evidenciando existencia de poder de mercado. Por supuesto hay varias otras evidencias, obtenidas por ejemplo por Frank Wolak y también por mí mismo, en un trabajo con Álvaro Riascos y Shmuel Oren².

Partiendo de la hipótesis de existencia de poder de mercado, una serie de implicaciones pueden considerarse. En primer lugar, es necesario vigilar la actuación de tales agentes para que no sean capaces de extraer renta de los consumidores de forma injustificable. Así, aunque las soluciones de mercado sean en general mejores porque promueven eficiencia, eso sólo es verdad en mercados competitivos. Si hay esquemas en que un pequeño número de agentes son capaces de determinar los precios, entonces hay que ser cauteloso con la libertad que se conceda a la actuación de esos agentes.

Vemos, así, que los problemas del sector eléctrico colombiano son complejos y exigen precauciones especiales, que vamos a explicitar a continuación. Sin embargo, antes de eso vamos a hacer algunos comentarios sobre la postura de la CREG frente a tales problemas.

²An Evaluation of CREG 051 – 2009 Regulatory Intervention in Colombian Electricity Market. Noviembre 19, 2013.

2.2 CREG y la confianza en las soluciones de mercado

Como mencionamos en la introducción, las circunstancias en que estuvo el sistema eléctrico colombiano en el reciente período de El Niño fueron por demás especiales. No solamente fue uno de los más severos fenómenos de la historia, sino también varios otros sucesos de muy baja probabilidad ocurrieron juntos. El hecho de que el sistema haya sido capaz de soportar tales condiciones extremas es, por sí sólo, indicación de que el sector está en general bien organizado.

Pero si resta alguna duda en relación a esto, puede relevante llamar la atención sobre lo siguiente. Colombia cuenta hoy con la más avanzada organización de un sector eléctrico en América Latina. No hay ningún otro país latinoamericano que haya avanzado tanto en el proceso de apertura y sistematización de las reglas del mercado eléctrico a modo de favorecer la libre competencia y la iniciativa privada. No solamente la CREG pero también los agentes del sector de energía en Colombia entienden el concepto de eficiencia económica y están de acuerdo, hasta donde hemos podido observar, que este debe ser el objetivo más importante a perseguir. La mayoría de los demás países latinoamericanos no tienen esa claridad.

De hecho, es posible observar una tendencia del regulador por definir, con exceso de detalles, reglas cada vez más complejas para los participantes del mercado. Con exceso de confianza, el regulador acredita que puede determinar el comportamiento de los agentes y, si por acaso ocurre algo que no era deseado, sencillamente se determina que tal hecho no se haga más. Pero eso crea incentivos a otros comportamientos, que luego requieren nuevas reglas, aún más complejas. El problema no es solamente que la complejidad implica mayores costos: de conformidad para las firmas y de monitoreo para los reguladores. El problema más sutil es que muchas veces una intervención en el mercado tiene el efecto contrario al intencionado.³

Recordando este peligro, natural para reguladores en todas las partes del mundo, conviene enfatizar que la CREG no debe definir reglas para resolver directamente problemas, sino crear las condiciones para que los dos problemas apuntados previamente sean resueltos por los propios participantes del mercado. Es decir, la CREG debe intentar *encontrar los incentivos correctos* para que los agentes, por ellos mismos y respondiendo a esos incentivos, garanticen la confiabilidad del sistema y caminen en dirección a un mercado más competitivo.

Por supuesto esto no es fácil, pero se puede hacer. En la próxima sección trataremos de discutir cómo el desarrollo del mercado de contratos es uno de los mejores métodos para traer más competitividad al sector eléctrico colombiano.

³Por ejemplo, con el objetivo de beneficiar a los consumidores es común poner límites de precios de energía. El resultado, a largo plazo, es una expansión insuficiente que acaba generando perjuicios para los mismos consumidores que se pretendían ayudar.

2.3 El mercado de contratos y el desarrollo de la competencia

El desarrollo del Mercado Organizado (MOR) es una meta antigua de la CREG. Creemos que esta posición es muy acertada, porque el mercado de contratos es una de las mejores formas de promover la competitividad en el sector eléctrico.

Para entender esto, recordemos que un mercado competitivo supone la *imposibilidad de que agentes manipulen precios y la existencia de bajas barreras de entrada*. La posibilidad de manipulación de precios existe en el caso colombiano, hasta por la situación presentada anteriormente en la Figura 2.2. Sencillamente, grandes agentes pueden, mediante la reducción de su oferta, llevar a un aumento del precio del mercado. Y eso va a permanecer así aún por un tiempo considerable, porque cambiarlo significa cambiar la estructura del sector. Sin embargo, un mercado de contratos eficiente y activo puede ayudar a reducir, no la posibilidad de manipulación directamente, pero sí el interés de los generadores por hacerlo.

¿Por qué es así? Si un generador tiene una parte significativa de su producción contratada, entonces eso significa que su beneficio final sólo es afectado marginalmente por el precio de bolsa. Así, no tiene gran interés de manipularlo. Para entender eso más explícitamente, sea p_b el precio de bolsa, p_c el precio de contrato, q_c la cantidad contratada, q_p la cantidad producida y c el costo de producción. Así, el beneficio del generador, que es la suma del beneficio de la producción vendida en el mercado spot y del resultado de los contratos, es:

$$\Pi = q_p(p_b - c) + q_c(p_c - p_b) = p_b(q_p - q_c) + q_c p_c - q_p c. \quad (2.1)$$

Si suponemos que la cantidad contratada es grande, es decir, cerca de la cantidad producida, entonces la exposición al precio de bolsa es pequeña: $p_b(q_p - q_c)$. De hecho, si el generador produce exactamente el contratado, entonces no estará expuesto al precio de bolsa y su beneficio será solamente $q_c p_c - q_p c = q(p_c - c)$, donde $q = q_c = q_p$. Incluso si el contratado está por encima del producido, el generador preferirá un precio de bolsa más bajo.

Todo esto implica que los beneficios de provocar un precio de bolsa p_b más alto disminuyen con la cantidad contratada. En otros términos, una manera muy interesante de reducir los incentivos a la manipulación de los precios en el mercado spot es hacer con que la cantidad de energía negociada sea la más grande posible.

Como se ve, el mejoramiento y expansión del mercado de contratos es un excelente mecanismo para evitar el comportamiento anti-competitivo y favorecer la eficiencia económica.

Pero el impacto del mercado de contratos no termina ahí. También alcanza, y quizás

con una mayor relevancia, el segundo requisito para mercados competitivos: la bajas barreras de entrada.

De hecho, un problema de los inversores en nuevas plantas de generación es la incertidumbre sobre los precios futuros de energía. Con un mercado futuro transparente que funcione bien, especialmente a largo plazo, tales inversores podrán tener una idea clara de los valores y riesgos de su operación. Y en el caso que el mercado se establezca realmente en largo plazo, tales inversores hasta podrán contratar su producción futura, transfiriendo el riesgo para los especuladores, mejor capacitados para asumirlos.

Es conveniente observar que la situación actual no permite un claro incentivo a la entrada de nuevos participantes. Por el contrario, *las reglas actuales ponen los participantes del mercado en situación de ventaja con respecto a nuevos proyectos.*

De hecho, cuando no hay necesidad de contracción de nuevos proyectos para atender la expansión de la demanda—lo que es la situación más común, puesto que sólo se han realizado dos subastas, en 2008 y 2012—, las asignaciones de las Obligaciones de Energía Firme (OEF) son divididas prorrata entre los generadores que ya tienen OEFs. Es así porque no hay la necesidad de contratar nuevas plantas una vez que la expansión de la demanda no fue suficientemente fuerte para superar el exceso de reservas de energías ya contratados en la última subasta.⁴

Para comprender el impacto de esta regla, consideremos la situación de un posible inversor en una planta de generación que observa que los precios de bolsa están altos y que podría vender energía a un precio más bajo y aún así tener un beneficio ventajoso. Si no hay un mercado de contratos desarrollado, donde pudiera contratarse a largo plazo y protegerse del riesgo futuro, su entrada es más arriesgada. Sin embargo, si tal inversor es, en realidad, un generador existente del sistema, la situación cambia. Por las reglas actuales, tal generador recibirá, prorrata, las OEFs correspondientes a la expansión de la demanda. Así, los generadores existentes tienen una ventaja en relación a nuevos inversores en generación. Esta regla va en la dirección de dejar más difícil la entrada de nuevas plantas por inversores independientes, lo que es contrario a la condición de bajas barreras de entrada.⁵

En resumen, la organización del MOR es un proyecto muy importante que la CREG debe continuar sosteniendo hasta darle especial prioridad. Cuando un mercado de contratos amplio, transparente y líquido esté funcionando, probablemente habrá mucha más competencia en el sector eléctrico colombiano.

⁴Es normal que exista exceso de reservas porque los proyectos no pueden ser fraccionados. Así, si en una subasta de expansión un proyecto tiene el doble de la energía firme necesaria para atender la demanda residual, el proyecto será realizado por entero, dejando un exceso de energía firme para años posteriores.

⁵La realización de subastas anuales podrá también disminuir esa ventaja, como discutimos en la sección 3.1.3.

Discutimos hasta aquí el papel del MOR en la resolución del problema 2 del sector eléctrico mencionado en la sección 2.1. Pero también para el problema 1, es decir, para las garantías de la confiabilidad, el MOR puede también ser muy útil. En realidad, la solución actual, a través del Cargo por Confiabilidad es, en realidad, la celebración de un contrato entre los generadores y consumidores, de forma obligatoria. Esta solución es interesante porque muestra el valor de los contratos, pero también puede sugerir que algunas veces el regulador puede estar haciendo más de lo que es necesario.

De hecho, los contratos asociados al Cargo por Confiabilidad pueden limitar el desarrollo del mercado normal de contratos. Así como el precio de escasez limita el precio efectivamente pago por los consumidores, también limita su necesidad de contratarse. En el caso de un precio de escasez muy bajo, sencillamente los consumidores no necesitarían hacer ningún contrato, porque ya estarían protegidos. En otros términos, la acción directa de la CREG en resolver un problema—la expansión del sistema—acaba dificultando la resolución de otro problema—la competitividad en el sector.

¿Es posible hacer mejor? Sí. La CREG podría dejar a los propios agentes la organización del MOR, tratando de interferir el mínimo posible, pero sencillamente estableciendo las bases de su funcionamiento y sus principales objetivos. La sección 4 discute cómo esto debe hacerse.

Sin embargo, debemos tener presente que la formación y organización del MOR no sucederá de un día a otro. Hasta que ese proceso se complete, la CREG deberá mantener algunas reglas funcionando, tratando de adaptarlas *gradualmente* a la situación de un funcionamiento pleno del MOR.

2.4 Observaciones sobre los cuatro temas propuestos

Como lo hemos mencionado anteriormente, vamos a tratar los siguientes cuatro temas:

- el precio de escasez, las reglas de expansión y el Cargo por Confiabilidad;
- el mercado organizado para contratos (MOR);
- el mercado del día anterior e intra-diario; y
- las reglas para la introducción de fuentes renovables no convencionales.

Sería difícil establecer un orden de prioridad o importancia entre tales temas, sin un concepto o valor que nos guiera. Este concepto es exactamente lo expuesto en la sección 2.1 arriba, es decir, los dos problemas centrales del sector eléctrico colombiano:

1. Mantener la confiabilidad del sistema, principalmente delante de las situaciones críticas ocasionalmente provocadas por el fenómeno El Niño.
2. Disminuir la concentración y el poder de mercado que aún afectan sus condiciones de negocios.

Estos problemas, que no serán resueltos en el corto plazo, salvo extraordinarias ocurrencias, permite establecer prioridades. Por supuesto el tema de la expansión, cargo por confiabilidad y precio de escasez es naturalmente conectado con el problema 1. Este tema es, por lo tanto, prioritario. Sin embargo, no es el único, porque el mercado de contratos (MOR) tiene también mucha relevancia para la confiabilidad del sistema. De hecho, la misma solución actual para la expansión, es decir, la contractación de Obligaciones de Energía Firme (OEF) es un uso de contratos que bien puede ser absorbido, en el futuro, por el MOR.

Lo que es interesante en realidad, es que una de las mejores formas de reducir el poder de mercado es exactamente a través del MOR. Si el mercado de contratos está funcionando bien, es decir, hay liquidez, transparencia y no hay fuertes barreras de entrada, entonces la manipulación de precios con el objetivo de incrementar el precio debería atraer inversores. Tales inversores llevarán a mayor producción de energía y a una disminución del poder de mercado.

Así, la organización del MOR es uno de los temas más importantes. Con un MOR funcionando bien, se estará aproximando una solución de mercado que sea más competitiva y, por lo tanto, que exija menos intervención regulatoria por parte de la CREG.

2.5 Síntesis sobre la forma de abordar los problemas

Llegado a este punto, podemos describir en términos generales lo que la CREG debe intentar hacer. En primer lugar, se debe tener claro que la situación buscada es una con mucha actividad de mercado, a empezar por el mercado de contratos, que pueda funcionar autónomamente, es decir, con una menor necesidad de intervención de la CREG cada vez. Esta deberá tener claro que su objetivo es pasar a ser cada vez menos necesaria y relevante, aunque esto sea contraintuitivo.

Sin embargo, dada la existencia de poder de mercado actualmente (el segundo problema mencionado en la sección 2.1), no podrá retirarse de inmediato. Deberá mantener la atención para posibles distorsiones que podrán materializarse en el mercado eléctrico colombiano pero que no se materializarían en un mercado competitivo. Por ejemplo, la competencia por OEF en subastas debería reducir el valor del Cargo por Confiability (CxC). Sin embargo, es posible que agentes sean capaces de coordinarse, incluso tácitamente, y mantener precios altos. Así, la CREG deberá favorecer mecanismos de mercado, de forma cada vez más intensa y con menor intervención, pero manteniendo la atención para evitar las consecuencias maléficas de desvíos anticompetitivos.

En particular, la CREG debe entender que mercados competitivos no se producen de la noche para el día. Es necesario que se tome el tiempo necesario para que los mercados maduren y cumplan bien sus funciones de asignación eficiente. Así, la CREG deberá

adoptar una postura general de hacer cambios graduales, pero constantes. Es decir, señalar claramente la dirección a tomar, pero dando tiempo para que los agentes se adecúen.

La toma de decisiones de forma gradual tiene también la ventaja de que la oposición de opositores es disminuida, porque el impacto (potencialmente maléfico para tal participante) está en el futuro y es, por lo tanto, de menor importancia, comparado con medidas que son obligatorias inmediatamente.

En resumen, la CREG tiene que mantener una orientación muy clara hacia mercados, con cada vez menor importancia de la propia CREG, pero introduciendo cambios de forma gradual y procurando dar los incentivos correctos para que los agentes caminen en la dirección deseada.

2.6 La relación del precio de escasez y el cargo por confiabilidad

En la figura 2.3 abajo se muestran los resultados para los consumidores de tener un contrato de energía firme que es definido por el Cargo por Confiabilidad (CxC) y el precio de escasez. Si el precio de bolsa está por debajo del precio de escasez, entonces el resultado financiero del contrato para los consumidores es que han pagado el CxC. Es decir, su resultado es negativo, igual a $-CxC$ para todos los valores del precio de bolsa menores o iguales al precio de escasez.

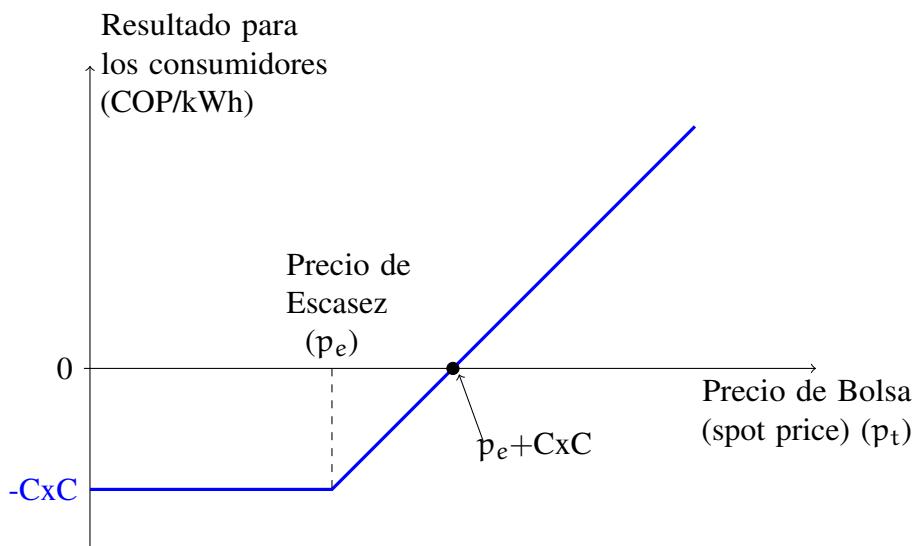


Figure 2.3: Resultado del Contrato de Cargo por Confiabilidad (CxC) para los consumidores

Cuando el precio de bolsa es mayor que el precio de escasez, entonces el consumidor paga $p_e + CxC$ por kWh que cuesta ahora p_b . Su beneficio es, pues, $p_b - p_e - CxC$.

Cuando $p_b = p_e + Cx C$, entonces los consumidores *break even*. Para precios de bolsa más altos, los consumidores tienen un resultado positivo de este contrato.

Esta figura permite también entender el valor del contrato. Para eso necesitamos usar la distribución de precios. La Figura 2.4 abajo es el histograma de la distribución de precios de bolsa en los últimos años.

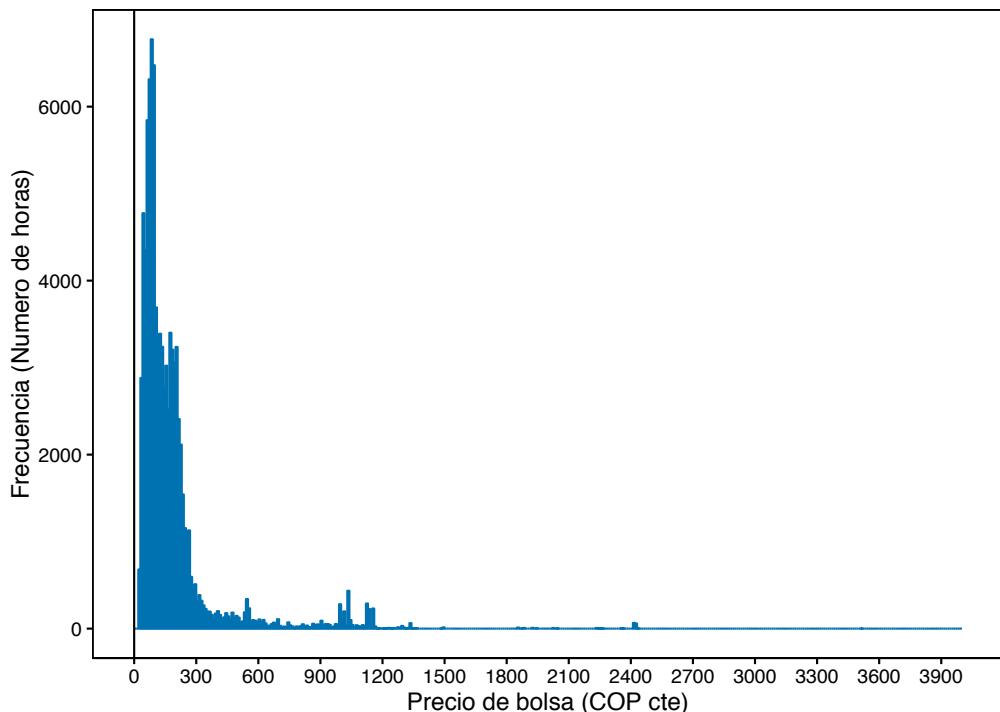


Figure 2.4: Histograma del precio de bolsa

Por simplicidad en los argumentos abajo, vamos a asumir que la distribución arriba es uniforme entre p_{\min} y p_{\max} .⁶ Es decir, la distribución es dada por la curva en la figura abajo.

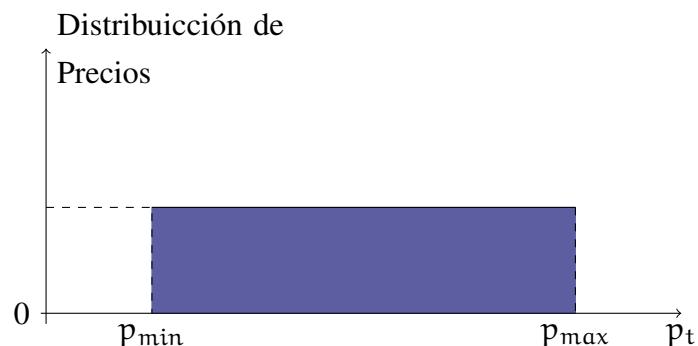


Figure 2.5: Histograma de precios asumido por simplicidad.

⁶En el Histogram de la Figura 2.4, $p_{\min} = \$25$ and $p_{\max} = \$3517.5$ (en COP/kWh).

Con esa distribución, el valor del contrato para el consumidor está dado por la diferencia de áreas en la figura abajo, es decir, el área azul menos el área roja.

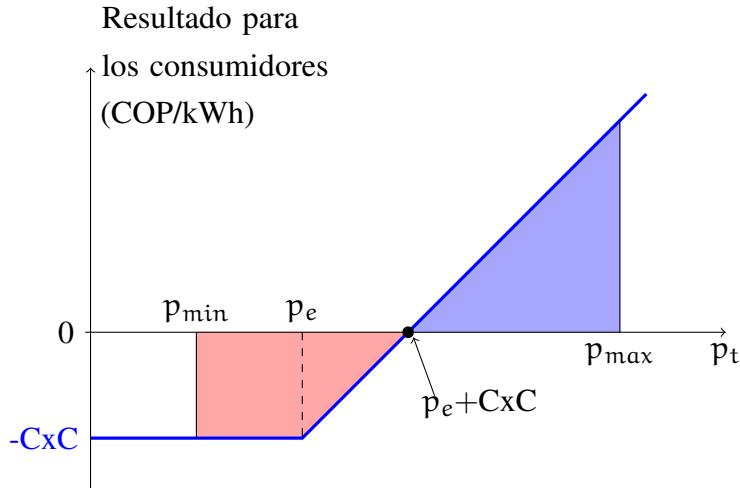


Figure 2.6: Resultado del Contrato de Cargo por Confiabilidad (Cx C) para los consumidores

Para que el CxC lleve a un contrato justo, es decir, sin oportunidades de arbitraje es necesario que la diferencia entre las dos áreas arriba sea cero. Si esta diferencia es positiva, significa que los consumidores tendrán una ganancia neta con el contrato de confiabilidad (sin tener en cuenta el impacto en la confiabilidad del sistema). Si esta diferencia es negativa, los consumidores tendrán una pérdida en los contratos de confiabilidad. Debe notarse, sin embargo, que eso no es necesariamente malo, dado que hay otra contrapartida que no es valorada por las áreas en la Figura 2.6 arriba: el incremento de confiabilidad del sistema que estos pagos acarrean.

Lo importante a notar, sin embargo, es que este balance se ve muy afectado tanto por el cargo por confiabilidad (Cx C) como por el precio de escasez (p_e).

Por ejemplo, si el cargo por confiabilidad aumenta de $Cx C^0$ a $Cx C^1$, el área negativa resulta más grande y la positiva menor, llevando a un resultado negativo para el consumidor. Véase la Figura 2.7.

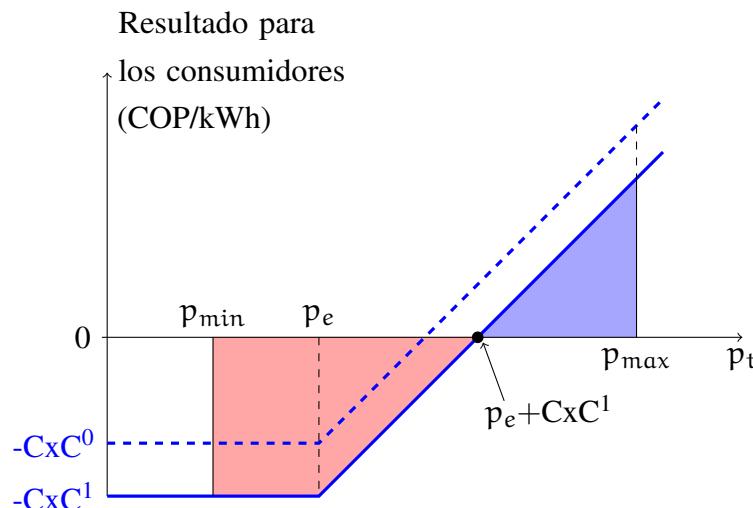


Figure 2.7: Resultado del Contrato de Cargo por Confiabilidad (CxC) para los consumidores: variación del CxC

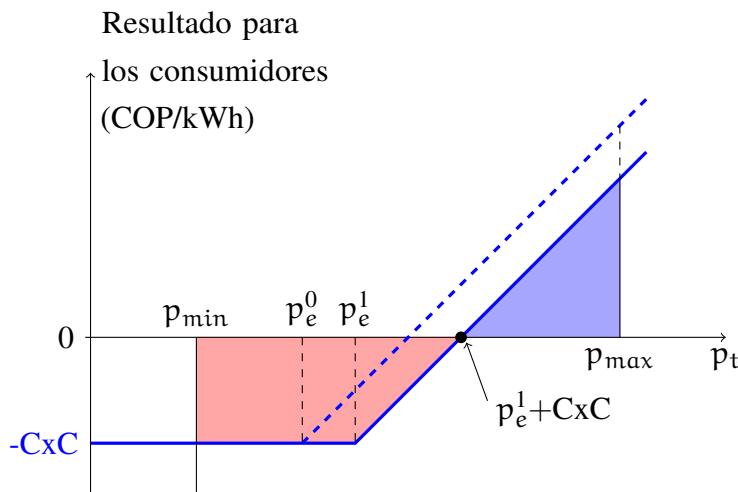


Figure 2.8: Resultado del Contrato de Cargo por Confiabilidad (CxC) para los consumidores: variación del precio de escasez

Si el precio de escasez cambia de p_e^0 para p_e^1 , tenemos un resultado similar, como muestra la Figura 2.8. La conclusión importante de estas figuras es que **un aumento del precio de escasez empeora la situación de los consumidores con respecto a la situación original**.

La situación puede ser equilibrada, es decir, puede dejar un valor neto nulo para los consumidores, si al mismo tiempo que aumenta el precio de escasez, disminuye el cargo por confiabilidad (CxC). La figura abajo ilustra este concepto. En ella, hemos incrementado el precio de escasez de p_e^0 a p_e^1 , pero al mismo tiempo, reducimos el cargo por confiabilidad

de CxC^0 para CxC^1 , de forma que el cambio neto para el consumidor sea nulo.

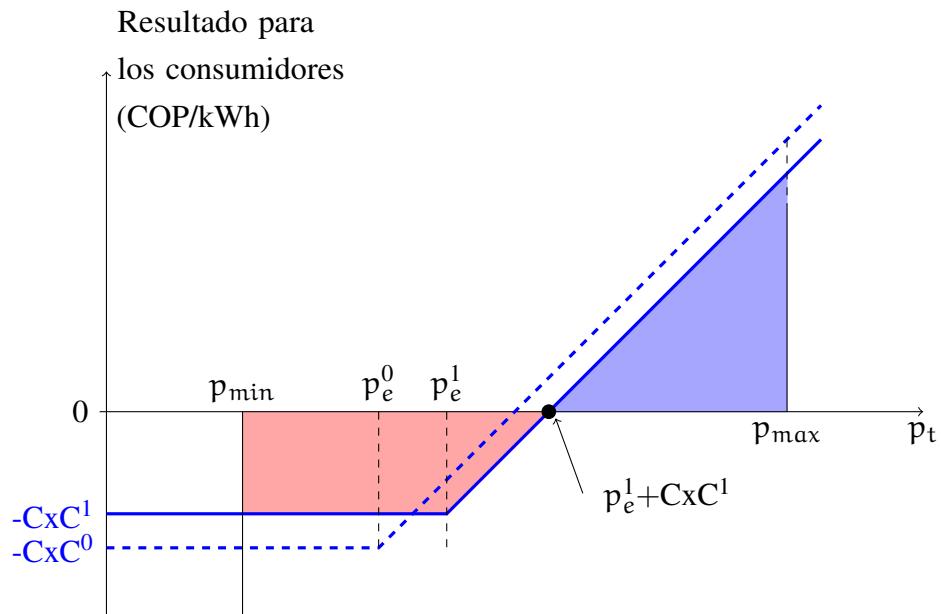


Figure 2.9: Resultado del Contrato de Cargo por Confiabilidad (CxC) para los consumidores: cambio simultáneo de CxC y precio de escasez

De ahí obtenemos otra conclusión importante: **un aumento del precio de escasez deberá ser seguido por una reducción del cargo por confiabilidad**. Por supuesto, sus valores deberán ser definidos en procesos competitivos, es decir, en subastas.

2.7 La necesidad de exigir garantías para las OEFs

Arriba hemos considerando los contratos de energía firme desde el punto de vista de los consumidores. Conviene ahora considerarlo desde el punto de vista de los productores. Si hacemos el negativo del gráfico de los consumidores, obtenemos el siguiente.

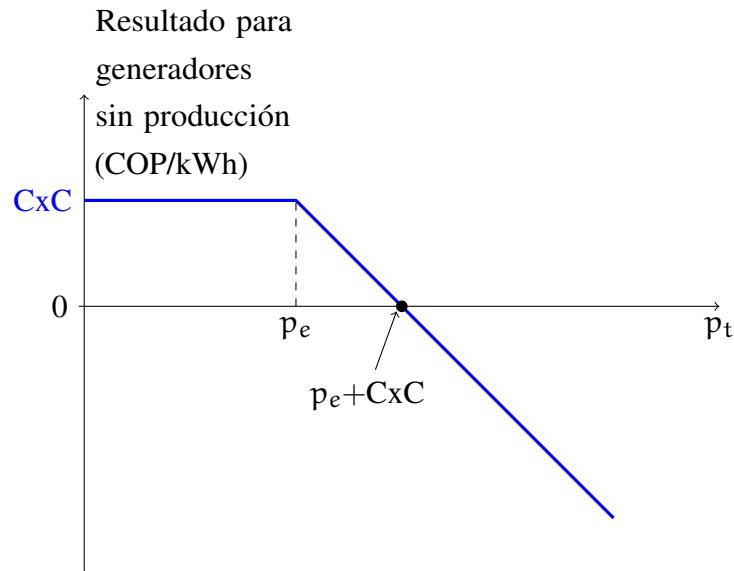


Figure 2.10: Resultado del Contrato de Cargo por Confiabilidad (Cx C) para los generadores

De hecho, el gráfico arriba expresa el resultado del contrato para el generador si este tiene producción cero. En este caso, si $p_t > p_e$ entonces el generador debe salir a comprar a precio p_t su obligación de energía firme e_f , *en un período determinado, por ejemplo de un año*, y venderla a precio p_e . El resultado del contrato es, pues, $e_f(p_e - p_t + Cx C)$ siempre que $p_t > p_e$. Por otro lado, si $p_t \leq p_e$, entonces no hay obligación y el generador recibe solamente el Cx C por cada unidad de energía que produzca.⁷ En resumen, podemos escribir el resultado del contrato R_c como:

$$R_c = \begin{cases} e_f(p_e - p_t + Cx C), & \text{if } p_t > p_e \\ e_f Cx C, & \text{if } p_t \leq p_e \end{cases} \quad (2.2)$$

Para obtener los beneficios para un generador, debemos tener en cuenta su posibilidad de producción. Si no hay obligación de energía firme (OEF) y si asumimos que el precio de bolsa p_t es perfectamente anticipado, entonces será provechoso para el generador producir si y solamente si el precio de bolsa estuviera por encima de su costo variable, es decir, si $p_t > c$. Con la OEF, la condición es la misma. Para ver eso, basta con observar que si no produce, entonces tendrá que adquirir la energía en el mercado spot pagando p_t . Como el generador recibe apenas p_e por esa energía en firme, su resultado es $e_f(p_e - p_t)$. Si el generador produce su energía firme e_f , entonces recibirá el mismo p_e por la cantidad e_f ,

⁷En el gráfico arriba, no hemos puesto la obligación de energía firme e_f . Entiéndase el gráfico, por lo tanto, como el resultado por kWh.

pero le costará producirla $e_f c$. O sea, será provechoso para el generador producir si

$$\begin{aligned} e_f(p_e - c) &> e_f(p_e - p_t) \\ \iff e_f(p_t - c) &> 0 \\ \iff p_t &> c. \end{aligned}$$

En otras palabras, **el nivel del precio de escasez no tiene ningún impacto en la decisión de la firma de producir o no**. Esta decisión depende exclusivamente de si el precio de bolsa p_t está o no por encima de los costos variables c .

Podemos entonces considerar el beneficio del generador solamente con su actividad de producción, es decir, ignorando el contrato del CxC. Esto es representado por la Figura 2.11 para el caso $c > p_e$, que es el caso que más nos interesa. La inclinación de la recta a la derecha del punto c es dada por la cantidad producida q_t . Esta cantidad puede ser igual, inferior o superior a la cantidad contratada para el CxC, e_f .

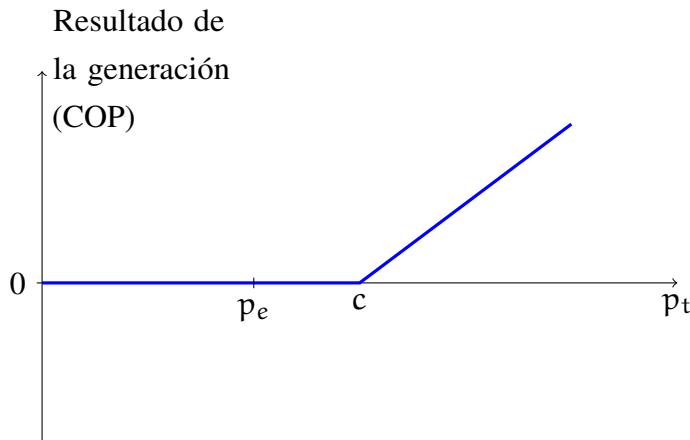


Figure 2.11: Resultado exclusivo de la generación

El resultado exclusivo de la generación puede, por lo tanto, ser expresado por:

$$R_g = \begin{cases} 0, & \text{si } p_t \leq c \\ (p_t - c)q_t, & \text{si } p_t \geq c \end{cases} \quad (2.3)$$

Sumando (2.2) y (2.3), obtenemos el resultado total:

$$R_T = \begin{cases} \text{CxC,} & \text{if } p_t \leq p_e \\ e_f(p_e - p_t) + \text{CxC,} & \text{if } p_e < p_t < c \\ e_f(p_e - c) + (p_t - c)(q_t - e_f) + \text{CxC,} & \text{if } p_t \geq c \end{cases} \quad (2.4)$$

Notese que el CxC aparece sumado en todas las situaciones arriba. Para efecto de

análisis, podemos ignorarlo por lo momento, es decir, podemos considerar el resultado neto del CxC:

$$R_g = \begin{cases} 0, & \text{if } p_t \leq p_e \\ e_f(p_e - p_t), & \text{if } p_e < p_t < c \\ e_f(p_e - c) + (p_t - c)(q_t - e_f), & \text{if } p_t \geq c \end{cases} \quad (2.5)$$

Hay tres casos a considerar: (i) $q_t > e_f$; (ii) $q_t = e_f$; (iii) $q_t < e_f$, es decir, la cantidad producida por el generador es más grande/igual/menor que su energía firme contratada. La Figura 2.12 ilustra R_g para el caso (i).

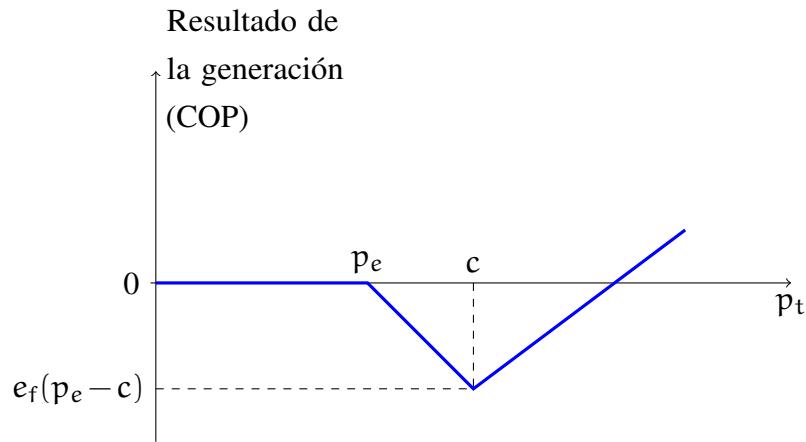


Figure 2.12: Resultado de la generación (R_g) cuando $q_t > e_f$.

Observe que la parte derecha del gráfico sólo es creciente, como se muestra, porque $q_t > e_f$, es decir, si el generador produce más que su energía firme. En el caso (ii), es decir, si $q_t = e_f$, la parte del gráfico a la derecha de c será constante y igual a $e_f(p_e - c)$, como ilustra la Figura 2.13.

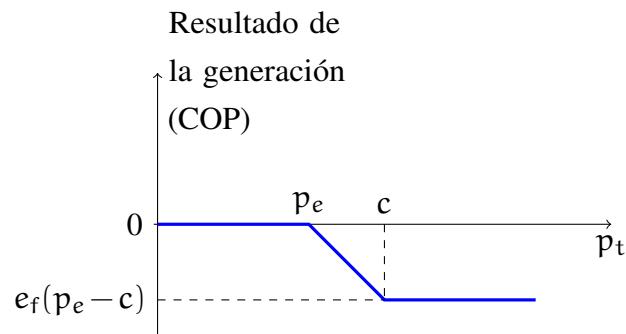


Figure 2.13: Resultado de la generación (R_g) cuando $q_t = e_f$

El caso (iii), en que el generador produce menos que su obligación de energía firme

e_f es ilustrado en la Figura 2.14.

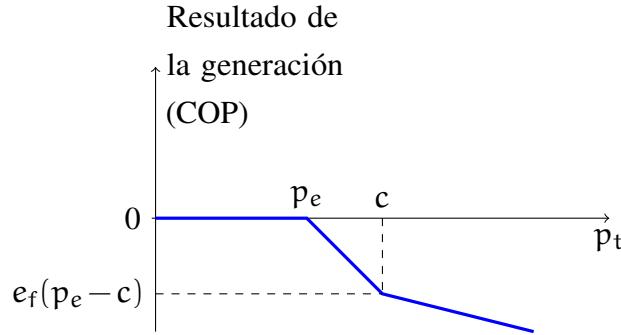


Figure 2.14: Resultado de la generación (R_g) cuando $q_t = e_f$

Si ahora consideramos el CxC para obtener R_T como arriba, el gráfico obtenido (para el caso (i)) es ilustrado en la Figura 2.15.

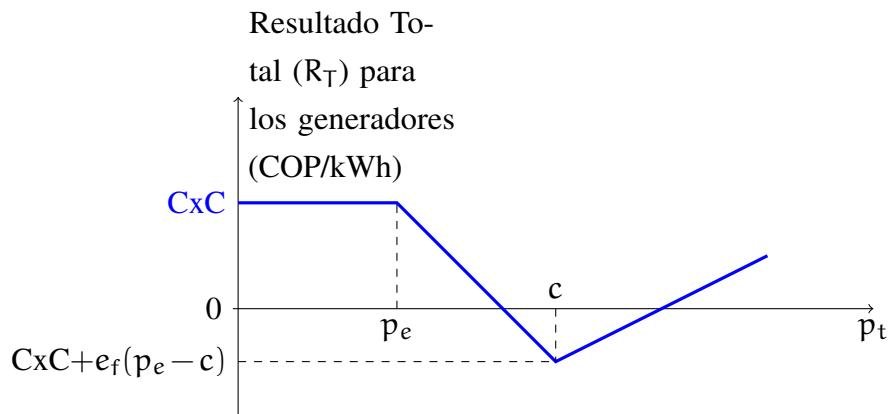


Figure 2.15: Resultado total para los generadores

Como podemos ver del gráfico anterior, el beneficio mínimo o la máxima pérdida para el generador es $CxC + e_f(p_e - c)$. Para que el generador no incumpla su obligación, es necesario que perder el valor de la garantía G sea tan malo o peor que tener esta pérdida, es decir,

$$\begin{aligned} -G &\leq e_f CxC + e_f(p_e - c) \\ \iff G &\geq (c - p_e - CxC)e_f. \end{aligned}$$

En otras palabras, la garantía mínima para asegurar que el generador va a cumplir con su obligación durante el espacio de duración que define e_f es:

$$G = (c - p_e - CxC)e_f \quad (2.6)$$

En la actualidad, la CREG requiere la garantía $G = e_f C x C$ para las plantas nuevas. Las plantas existentes no tienen garantía definida. Eso por supuesto lleva al riesgo moral de que plantas que tengan costo variable c por encima del precio de escasez p_e no cumplan sus obligaciones.

¿Cuál es la forma de resolver esto? Sencillamente exigir las garantías definidas en la ecuación (2.6). Esta es una de las importantes recomendaciones que hacemos sobre este tema. En la próxima subsección ilustramos lo que puede pasar cuando esa recomendación no se sigue.

2.8 Estudio de caso: ¿Qué pasó con Termocandela?

Termocandela S.C.A. E.S.P. es una empresa generadora de energía con dos plantas en Cartagena. Cada una de las plantas tiene 157 MW de capacidad de generación de energía, y pueden operar con gas natural o Fuel Oil #2. Por estar cerca de la costa, al Puerto de Cartagena y a la Refinería de ECOPETROL, puede contar con un suministro relativamente estable tanto de gas natural como de combustible líquido.⁸

Del 1^{ero} de enero al 31 de octubre de 2015, Termocandela recibió más de COP 75 mil millones (aproximadamente US\$ 26 millones) por el cargo de confiabilidad.⁹ Sin embargo, en noviembre de 2015, durante el período de El Niño, Termocandela se declaró indisponible, incumpliendo sus obligaciones de energía firme.

Como resultado, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) emitió la Resolución 20151300051845 de 2015, por la cual ordenó la toma de posesión con fines de administración de Termocandela.

La Tabla 2.1 abajo muestra los valores de los combustibles (gas y fuel oil #2), el precio de bolsa y el precio de escasez desde julio de 2015 hasta junio 2016.

⁸Información obtenida en la página web de andeg.org (<http://www.andeg.org/node/27>).

⁹Información tomada de la presentación que Evamaría Uribe Tobón hizo en el 9o Encuentro Anual del Sector Energético Colombiano (ALCOGEN).

Mes-Año	Precio bolsa	Precio escasez	Costo Fuel Oil No.2	Costo Gas
jun-15	191.42	360.41	894.11	415.94
jul-15	210.22	357.40	898.11	462.18
ago-15	187.50	359.01	1001.14	486.85
sep-15	465.56	327.67	821.06	471.46
oct-15	1124.68	302.43	770.91	397.20
nov-15	773.73	303.47	850.54	389.33
dic-15	639.94	306.39	689.65	375.07
ene-16	565.67	302.43	670.93	442.39
feb-16	649.15	302.43	667.92	399.70
mar-16	834.68	302.43	586.60	335.48
abr-16	332.95	302.43	558.16	347.92
may-16	142.39	302.43	811.86	373.57
jun-16	172.21	302.43	652.64	444.55
Jul-16	131.29	306.92	746.31	500.92

Table 2.1: Precio bolsa, Precio escasez y Costos Fuel Oil No. 2 y Gas.

Puede observarse que el costo del fuel oil no. 2 estaba muy por encima del precio de escasez. En principio, sería mucho más interesante para Termocandelaria cambiar a gas. Sin embargo, probablemente eso no fue posible en el período considerado, ya sea por dificultades técnicas o por indisponibilidad del combustible. Como resultado, Termocandelaria se quedó restringida a utilizar el combustible no.2. Por supuesto, eso significaba una fuerte exposición de Termocandelaria a los precios de bolsa. De hecho, con la información arriba, podemos calcular el resultado total R_T obtenido en la ecuación (2.4). Los resultados son mostrados abajo en la Tabla 2.2.

Mes-Año	OEF mensual	CxC Mensual	R _T	R _T Acumulado
jun-15	211.28	8.57	0.00	0.00
jul-15	218.32	9.82	0.00	0.00
ago-15	218.32	10.63	0.00	0.00
sep-15	211.28	10.36	-3.00	-3.00
oct-15	218.32	9.93	-3.63	-6.64
nov-15	211.28	10.29	-87.70	-94.34
dic-15	218.32	10.80	-22.28	-116.62
ene-16	218.32	11.27	-26.60	-143.22
feb-16	204.24	10.60	-11.21	-154.43
mar-16	218.32	10.36	-0.10	-154.52
abr-16	211.28	9.46	-2.38	-156.91
may-16	218.32	10.52	0.01	-156.90
jun-16	211.28	9.67	0.20	-156.70
jul-16	218.32	10.56	0.00	-156.70

Table 2.2: Resultados Totales para Termocandelaria en el período de El Niño. Fuente: XM y elaboración propia.

Como se dijo arriba, de enero a octubre de 2015, Termocandelaria recibió COP 75000 MM por el CxC. A pesar de que eso sea casi un año de ingresos por el OEF, ese valor es inferior a las pérdidas que ese generador incurría en un único mes de producción desfavorable (justamente noviembre de 2015, cuando Termocandelaria se declaró indisponible).

Frente a los expresivos valores, es posible comprender que Termocandelaria optó por declararse indisponible porque era de su interés hacerlo. Es decir, las consecuencias económicas del incumplimiento de los contratos de energía en firme (pérdida de las garantías) eran menores que las pérdidas de cumplir las condiciones.

No hay, obviamente, nada de nuevo con esta observación: en toda la literatura de eventos de incumplimiento (default) con colateral, el evento de que el colateral tenga un valor menor que la obligación es lo que define la ocurrencia del evento. En el caso de juegos repetidos, o sea, en una situación normal de mercados que no tiene fin predefinido, es de esperarse que la empresa sustente mayores pérdidas que el valor del colateral, teniendo en cuenta que tiene mucho por perder con salirse del mercado. Sin embargo, eso no fue suficiente para detener a Termocandelaria de no cumplir con sus obligaciones.

Dados los costos de operación de Termocandelaria, vemos también que la obligación de un año del cargo de confiabilidad no es suficiente para hacer ventajoso el cumplimiento

con la obligación de energía firme en eventos en que el costo de producción esté muy por encima del precio de escasez.

Se puede pensar que además de las garantías, el gobierno podría liquidar los propios activos de las empresas. Es decir, las plantas mismas podrían servir de garantía. Pero de nuevo el caso de Termocandelaaria ilustra los potenciales problemas. Al parecer, Termocandelaaria es un operador de activos de propiedad de un tercero, bajo un esquema de leasing. Las dos unidades Westinghouse 501F de 157 MW de generación de energía no son de Termocandelaaria, sino de un dueño extranjero con quien Termocandelaaria suscribió un Contrato de Leasing que se rige bajo la Ley Americana y no por la Ley Colombiana. O sea, el gobierno no podría ejecutar los activos.

Como se puede ver en la regulación arriba, no es obligatorio que los activos sirvan como colaterales en las obligaciones del cargo por confiabilidad. El esquema de leasing citado arriba parece, entonces, bastante razonable como protección al inversionista.

Pero se debe entender que los contratos de energía firme funcionan más como opciones, como se discute en sección 2.6. Para que estas opciones funcionen bien, es necesario ponerles una garantía. Es decir, lo que ocurrió con Termocandelaaria puede volver a pasar y para evitarlo hay que exigir suficientes garantías a las plantas que tengan costo de producción por encima del precio de escasez.

Es necesario que se exija que las garantías sean suficientes para garantizar la operación por una duración típica de período de El Niño, que puede llegar a varios meses. Para establecer un número, que sea por lo menos de seis meses.

En resumen, esta discusión ilustra tres cosas importantes: (1) no es razonable dejar generadores con costos variables por encima del precio de escasez sin exigirles una garantía que cubra los costos de producción en momentos críticos; (2) las garantías tienen que tener en cuenta los escenarios de pérdidas máximas $Cx C + e_f(p_e - c)$, como lo enseña la Figura 2.15; (3) las garantías tienen que ser planeadas por períodos de por lo menos seis meses, ya que los períodos de El Niño pueden durar típicamente hasta más que eso.

Cuestiones específicas

3 Mecanismo de expansión 43

- 3.1 Propuesta de CREG para la asignación de OEFs
- 3.2 El precio de escasez
- 3.3 Discusión y recomendaciones

4 El Mercado de Contratos 53

- 4.1 La propuesta de la CREG para el MOR
- 4.2 Cuestiones centrales
- 4.3 El foco en los aspectos institucionales
- 4.4 Resumen de las recomendaciones

5 Mercado Intra-diario 65

- 5.1 Problemas identificados
- 5.2 Propuesta CREG
- 5.3 Recomendaciones

6 Energías Renovables 73

- 6.1 Contratos de medio a largo plazo
- 6.2 Pague lo generado
- 6.3 Cargo Verde
- 6.4 Tomadores de Precio
- 6.5 Nuestra recomendación

7 Conclusión 85



3. Mecanismo de expansión

Un objetivo fundamental de la regulación del sector eléctrico en todo el mundo es el mantenimiento de niveles elevados de confiabilidad en el sistema.

Una forma de lograr ese objetivo es especificar un margen de reserva, es decir, un nivel mínimo de capacidad que deberá estar disponible en todas las situaciones, incluso y principalmente en eventos críticos. En Colombia, eso se consigue por medio de la contratación de energía firme, es decir, energía que los generadores son capaces de producir aún en las circunstancias más desfavorables. El total de energía firme tiene que ser suficiente para atender toda la demanda proyectada.

Cuando la energía firme es menor que la energía media de los generadores, el requerimiento que la energía firme sea capaz de satisfacer la demanda significa que en la mayoría de las situaciones, habrá un exceso de oferta. Eso implica que muy frecuentemente los precios en el mercado de la energía son más bajos de lo que serían si no hubiera esa imposición de mantener la confiabilidad del sistema.

En otras palabras, el exceso de oferta media necesaria es una consecuencia de que la energía firme sea capaz de satisfacer la demanda. A su vez, eso implica que la frecuencia y la duración de los altos precios es menor de lo que sería de otra manera. Precios de la energía más bajos implican ingresos más bajos para todas las unidades de generación.

Como resultado, es necesario garantizar una renta extra a las generadoras, para que sea sostenible mantener esa situación de exceso de oferta. Esa es la razón por la que Colombia ha establecido el cargo por confiabilidad.

Este mecanismo está funcionando en Colombia hace muchos años, siendo capaz de

atender la demanda en todas las situaciones críticas, incluso la última, durante el fenómeno de El Niño de 2016, aunque haya quedado próximo a un colapso. Este período fue un período realmente atípico, en que una sucesión de eventos poco probables ocurrieron en conjunto:

- Fuerte reducción de la precipitación pluvial, por cuenta de El Niño;
- Fallos importantes en plantas como Guatapé y TermoFlores IV, que las dejaron indisponibles por tiempo prolongado;
- El incumplimiento por parte de Termocandelaia de sus obligaciones de energía firme.
- Problemas en la importación de combustibles.

En vista de lo anterior, conviene reconocer que el sistema colombiano se ha mostrado bastante confiable. Sin embargo, la CREG y otros consultores han identificado algunas oportunidades de mejoría y propuesto soluciones que discutimos abajo.

3.1 Propuesta de CREG para la asignación de OEFs

A partir de un diagnóstico de que el sistema actual de asignación de obligaciones de energía firme (OEF) no es competitivo y que el mix de generadores en Colombia presenta una elevada proporción de generadores de alto costo variable, la CREG decidió establecer los siguientes objetivos:

- fomentar la entrada de nuevos generadores con bajos costos variables; y
- lograr una asignación eficiente de la carga entre los generadores existentes, sin afectar a la confiabilidad del sistema.

Concretamente, la CREG propone lo siguiente, en términos generales:

- Realizar una subasta adicional del Cargo por Confiabilidad para fomentar la entrada de nuevos generadores con bajos costos variables
- Ajustar la regla de asignación de las OEFs prorateado para enviar señales de eficiencia en la asignación de Obligaciones de Energía Firme entre los recursos existentes, con dos alternativas discutidas abajo.

Antes de discutir en más detalles las medidas propuestas por la CREG, conviene discutir sus premisas y objetivos.

Es cierto que es muy importante que la asignación de OEFs sea hecha de forma eficiente. Las pérdidas causadas por ineficiencias en este procedimiento son perjudiciales para Colombia. Dado que el procedimiento actual no permite una expresión de valores, como una subasta haría posible, parece ser natural esperar que haya oportunidades de mejoría en esta dirección.

Por otro lado, el objetivo de fomentar la entrada de nuevos generadores con bajos costes variables no es tan claramente deseable. Si bien es verdad que, *ceteris paribus*, es

siempre mejor contar con un generador con menores costos variables, no es verdad que se pueda usar la hipótesis de *ceteris paribus* en este caso. Más específicamente, un generador con alto costo variable tiene también, en general, menores costos fijos. Si es óptimo o no tener tal generador como parte del mix energético es algo que no puede ser determinado a partir de los costos variables solamente.

Además, al elegir el camino de favorecer mercados, la CREG ha adoptado — muy correctamente, vale a pena enfatizar — la posición de no interferir con las decisiones privadas de los agentes, dejando a la inteligencia del mercado las asignaciones más eficientes. Es importante que los cambios en esta dirección reafirmen la confianza en las soluciones de mercado, porque son en general superiores a decisiones centralizadas.

Es curioso, por lo tanto, que uno de los objetivos sea en la dirección de favorecer la eficiencia, buscando aproximarse a soluciones competitivas, mientras la otra parece señalar un camino opuesto. Es posible que haya problemas en la actual configuración del mix de generadores, pero la CREG debe apenas crear las condiciones para que el propio mercado resuelva tales problemas, si existen.

Vamos ahora a analizar en detalle las propuestas de la CREG.

3.1.1 Subasta

De acuerdo a la propuesta de la CREG, la subasta será una de precio cerrado, restringida a plantas con costo variable menor que 80% del precio de escasez y con precio techo igual al cargo de confiabilidad corriente. El cargo por confiabilidad que se establezca en esta subasta será válido por 20 años.

Comentarios

No es claro que debamos establecer una restricción a las plantas con costo variable más alto. Es posible que estas plantas sean necesarias, en el corto y medio plazo, para la confiabilidad del sistema.

Sin embargo, es necesario mitigar el problema del riesgo que supone tener contratos con firmas con costos variables por encima del precio de escasez. Como discutimos en la sección 2.7, es necesario que se requiera garantías de las empresas con costos variables altos, para garantizar que sigan produciendo en los eventos de escasez.

La introducción de los requerimientos de garantía actuarán como un incentivo para que las empresas de elevados costos variables inviertan para reducir su costo, una vez que tales garantías son costosas para las empresas.

Así, este objetivo de incentivar la reducción de costos variables puede ser logrado sin excluir plantas a priori, con el requerimiento de garantías.

3.1.2 Asignaciones de OEF con precios ofertados

La CREG, en la resolución 109, propone dos alternativas para la regla de asignación de obligación de energía firme (OEF). La primera alternativa propone que la asignación sea hecha con base en la puja media de las plantas, calculada como el promedio de las pujas diarias declaradas por las plantas en el año anterior al año de asignación. Las reglas serían como sigue:

1. La demanda residual se asigna proporcionalmente entre las centrales de generación que tengan precios de oferta promedio menor o igual al promedio del precio de escasez.
2. La demanda residual, después de aplicar la etapa 1., será asignada proporcionalmente entre las plantas de generación con precios de oferta promedio mayores que el precio medio de la escasez.

La segunda alternativa es la realización de subastas anuales. Esta sugerencia fue hecha por el Profesor Peter Cramton. Tanto las plantas existentes como las plantas nuevas podrían participar de esas subastas. Las reglas serían las mismas de la actualidad, donde las plantas existentes son activas a partir de 80% del costo de entrada de nuevas plantas.

3.1.3 Nuestra recomendación

La CREG propone evaluar tales alternativas según los siguientes criterios:

- Sencillez. La aplicación de las normas son de fácil implementación.
- Neutralidad: El mismo tratamiento se da a todas las plantas y / o unidades de generación.
- Formación de precios. El precio del Cargo por Confiabilidad se define por la interacción de la oferta y la demanda para el período a asignar.
- Ajuste con la demanda. Las cantidades asignadas son iguales a la demanda que se quiere cubrir.
- Oportunidad de nueva generación. El mecanismo permite la participación de nuevas plantas de generación.
- Asignar a costos variables bajos. La metodología permite asignar las Obligaciones de Energía Firme para plantas de generación con menores costos variables.

Entendemos que la realización de una subasta anual es la mejor opción, como se especifica a seguir.

Criterios \ Opciones	Asignación administrativa	Subastas anuales
Sencillez	La regla de asignación es compleja, condicionando a estimativas de costos y promedio del precio de escasez	Una subasta anual con sobre cerrado es quizá el procedimiento más sencillo posible
Neutralidad	El tratamiento es condicional a los costos y si estos están o no por arriba del precio de escasez	Todos las plantas son tratadas de la misma forma.
Formación de precios	No es realizada ninguna iteración para la formación de precios	Es posible permitir participación de la demanda además de la oferta
Ajuste con la demanda	Sí	Sí
Oportunidad de nueva generación	Sí	Sí
Asignación a costos variables bajos	Los costos (actuales) no tienen impacto en la asignación	La opción con subasta es la única que permite llevar en cuenta menores costos (eficiencia) en la asignación

Table 3.1: Evaluación de las dos alternativas para la asignación de OEFs

Como se ve, la opción de subasta domina todos los requisitos y es estrictamente mejor en los aspectos de sencillez, transparencia (aunque no esté en la lista arriba), neutralidad, formación de precio y asignación eficiente.

Además de esto, la realización de subastas anuales permite combater la ventaja inapropiada que generadores incumbentes tienen con respecto a nuevos proyectos. Discutimos esta ventaja al final de la sección 2.3. Con subastas anuales, inversores de nuevos proyectos podrían competir en igualdad de condiciones con generadores incumbentes, eliminando por lo tanto la barrera de entrada analizada en la sección 2.3.

Nuestra recomendación, por lo tanto, es que si hagan subastas anuales para la asignación de OEFs.

3.2 El precio de escasez

La CREG también nos preguntó si la definición del precio de escasez debería ser cambiada. Las secciones 2.6, 2.7 y 2.8 discuten varios aspectos relacionados con eso. En particular, la sección 2.6 sugiere una evaluación de las OEFs por medio de opciones. Hicimos el ejercicio de simular el valor de tales contratos, considerando diferentes alternativas para el precio de escasez. Consideramos las siguientes alternativas:

- Continuar como ahora, es decir, según la Resolución 070 de 2014

- Calculado como el costo variable de la unidad de generación a gas natural menos eficiente
- Calculado como el máximo entre los costos variables de las unidades de generación menos eficientes para cada tipo de combustible (ACPM, combustóleo, carbón, gas natural y Jet A-1)
- Constante e igual a 300 COP/KWh
- Constante e igual a 450 COP/KWh
- Constante e igual a 800 COP/KWh
- Constante e igual a 1800 COP/KWh

En la Figura 3.1 se presentan las series históricas del precio de escasez y el costo variable unitario de generación promedio por cada tipo de combustible.

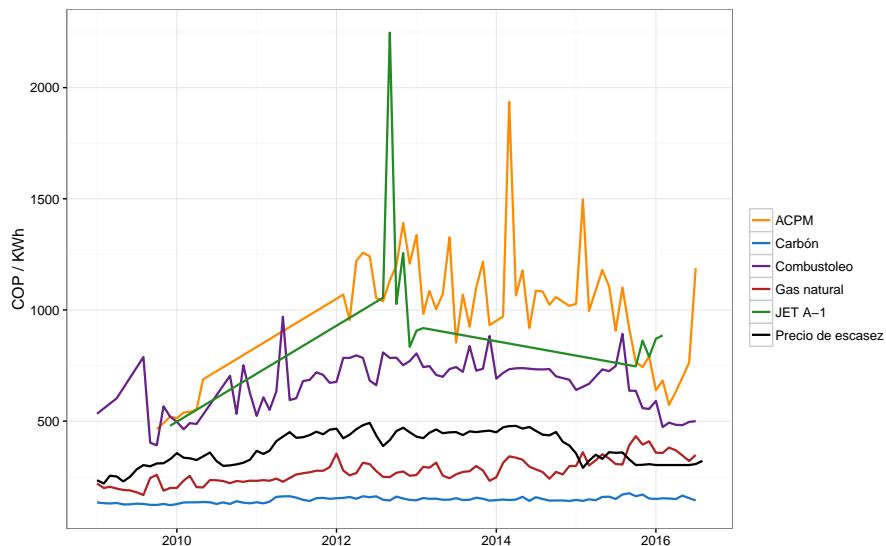
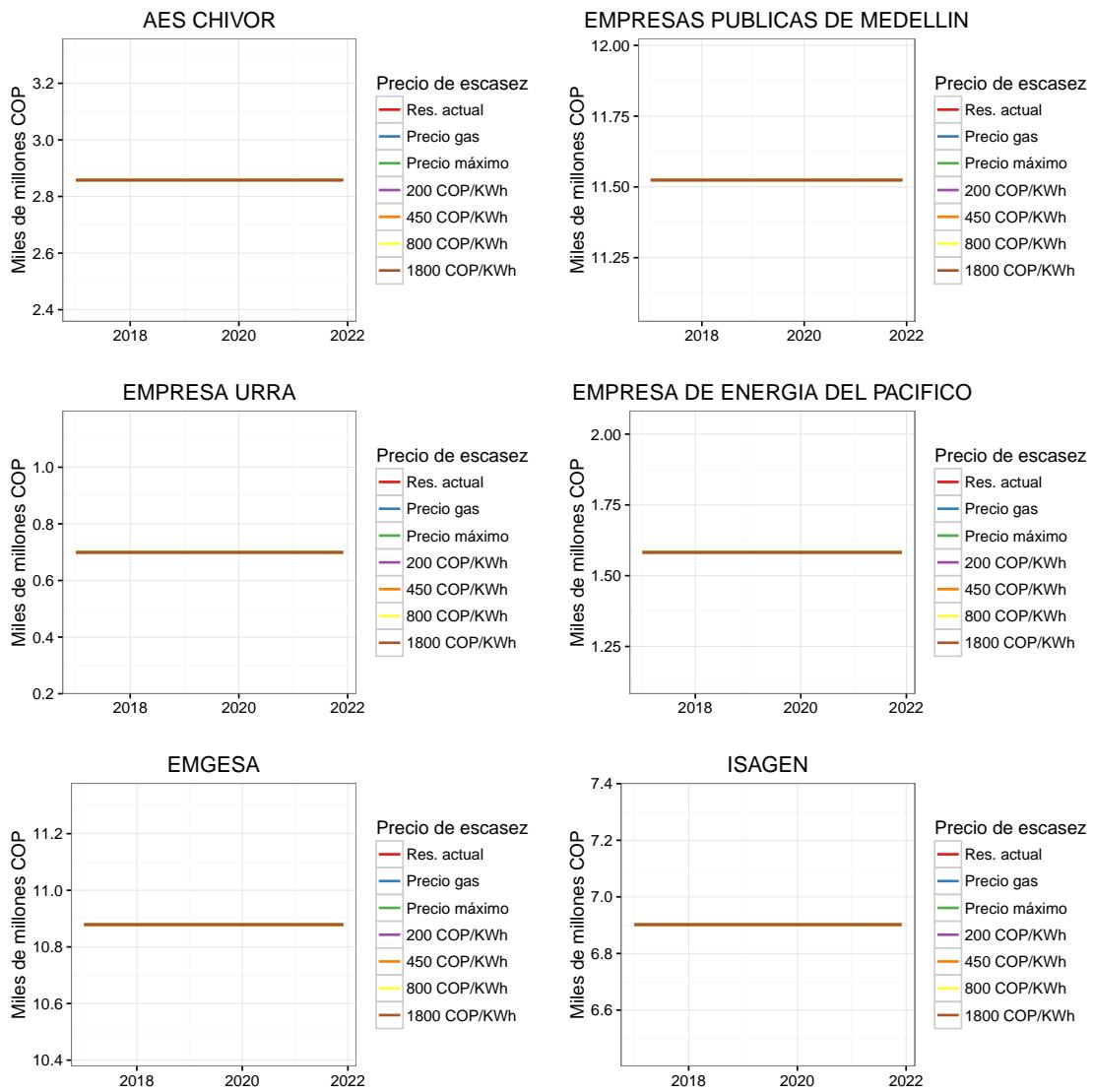


Figure 3.1: Series históricas del precio de escasez y costo de generación por combustible
Fuente: Cálculos propios con base en información de XM y CREG

Los resultados, presentados en el Apéndice E, se obtienen a partir de una distribución de ingresos y costos generada por 100 simulaciones de: precios de combustibles, aportes hidráulicos y TRM, así como de la demanda de energía y un modelo simplificado del despacho ideal.

Observamos en los resultados que las alternativas con precios más altos son las menos arriesgadas para las empresas y, en consecuencia, tienen valor de contrato más bajo. La Figura 3.2 muestra los valores de contratos para las empresas con generación hidráulica y la Figura 3.3 los valores para los generadores a gas.



Fuente: Cálculos propios con información de XM, Ecopetrol y Departamento de Energía de Estados Unidos

Figure 3.2: Valor esperado del costo de oportunidad mensual de las OEE asociado con generación hidráulica

Como se ha discutido en la sección 2.6, si aumentamos el valor del precio de escasez, entonces debería bajar el valor del cargo por confiabilidad (CxC). Las Figuras 3.2 y 3.3 sugieren que este cambio puede ser substancial.

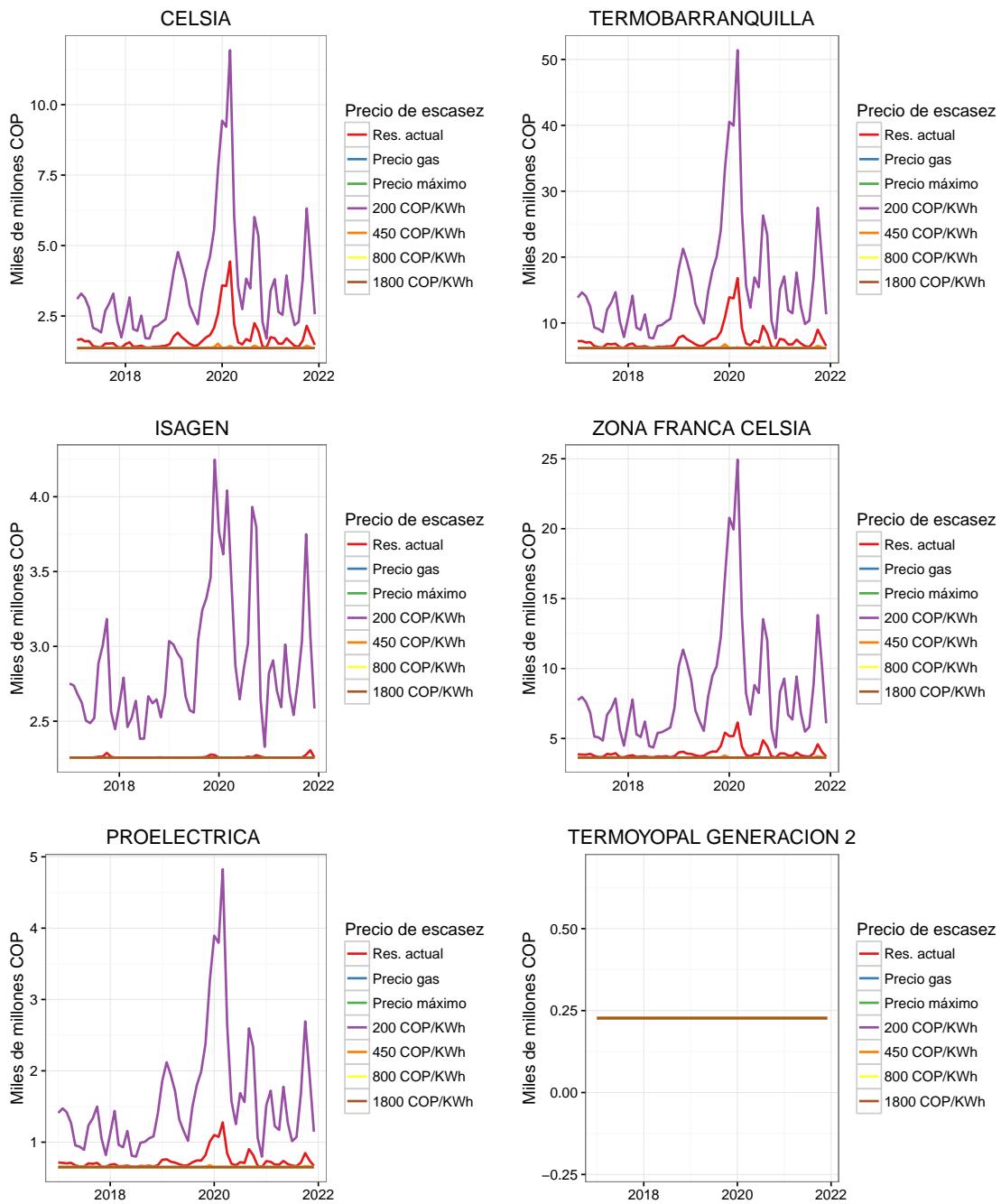


Figure 3.3: Valor esperado del costo de oportunidad mensual de las OEF asociado con generación térmica a gas

Fuente: Cálculos propios con información de XM, Ecopetrol y Departamento de Energía de Estados Unidos

3.3 Discusión y recomendaciones

En principio se podría hacer un cambio substancial en el precio de escasez, seguido de una subasta para definir el nuevo CxC. Pero hay dos peligros en eso:

- Si no hay competencia suficiente, o si algunos agentes logran manipular precios (eso

ya ha pasado en subastas anteriores, como discuten [Harbord and Pagnozzi \(2012\)](#));

- Si hay competencia y los precios se tornan muy bajos, con consecuencias negativas para las empresas, que no se han planeado para el cambio.

Ambas consecuencias son indeseables. Por causa de la segunda, es posible que los generadores se opongan a la realización de la subasta inmediatamente. Por otro lado, es interesante tener altos precios de escasez, para que haya incentivo al mercado de contratos. Así, sugerimos que se haga una cambio gradual del precio, de la siguiente forma:

1. Hacer inmediatamente un pequeño incremento con relación al precio actual, por ejemplo para COP 450/kWh. La opción de poner un valor fijo en vez de uno asociado a un combustible es usada en varios mercados del mundo. El uso de un combustible en particular es bueno para la planta que lo utiliza, pero representa un riesgo para plantas de otros combustibles.
2. Que se deje claro que en los años siguientes, habrá nuevos incrementos; por ejemplo para COP 600/kWh, COP 800/kWh, COP 1000/kWh, etc. Este proceso de ajuste puede durar dos o más años.
3. El anuncio del nuevo precio de escasez debe ser seguido de la realización de una subasta con valor máximo igual al corriente CxC. Si hay mucha inquietud por parte de los generadores con respecto a que el CxC salga muy bajo, si puede considerar poner un valor mínimo, por ejemplo de un tercio o un cuarto del valor actual.
4. Es necesario exigir garantías de las empresas que tengan costo variable de operación por encima del precio de escasez corriente, como discutido en la sección [2.7](#). Para evitar resistencias, se puede exigir las garantías gradualmente, impidiendo que los generadores reciban el CxC hasta que el valor adecuado de garantía (por ejemplo seis meses, como sugerido en la sección [2.7](#)) sea atingido.

En relación al último punto, se debe observar que tendría un resultado semejante al de exigir que participen apenas las fuentes con menor costo combustible. Sin embargo, esta forma es mejor, porque 1) hay una justificativa económica para el requerimiento, como discutida en la sección [2.7](#); 2) los agentes son libres para tomar sus decisiones — pueden adecuarse, poniendo las garantías, dejar de participar de la subasta o aún cambiar sus combustibles. Hay una ventaja en que esa decisión sea voluntaria: los generadores tienen mejor condiciones de definir lo que es mejor para ellos.



4. El Mercado de Contratos

El mercado de contratos en Colombia no funciona bien. La CREG y el operador del sistema, XM, han identificado los siguientes problemas:¹

1. *No hay transparencia en los precios, que son negociados de forma bilateral.*
Los contratos son registrados en XM para efectos de liquidación pero el precio de negociación no necesita ser informado.
2. *Hay una gran diversidad de contratos.*
Actualmente XM tiene registrados 32 tipos distintos de contratos para cantidades y 58 tipos distintos para precio. La Tabla 4.1 muestra la distribución general de los contratos.

Distribución de Contratos en 2015	Cantidad Fija (92.3% en energía)	Cantidad Variable (7.7%)
Precio Fijo (94.1%)	81.9% de los contratos 91.9% de la energía	7.3% de los contratos 2.2% de la energía
Precio Variable (-5.90%)	0.6% de los contratos 0.4% de la energía	10.2% contratos 5.5% de la energía

Fuente: XM

Table 4.1: Distribución de los tipos de contratos.

3. *No hay un claro precio de energía, porque los precios de los contratos incluyen el*

¹Los problemas, en itálico, son sacados de documentos de CREG y XM. Los comentarios abajo de ellos son nuestros.

riesgo de contraparte.

Esto lleva a la dificultad de planear inversiones y, por lo tanto, dificulta la entrada de nuevos generadores.

4. *No hay liquidez en las negociaciones contractuales; el volumen negociado es muy bajo.*

La negociación media es de 5,962 GWh, apenas 1.07 veces la generación mensual.

En los mercados nórdicos este número es de 5 y en Alemania, 7.1.

5. *Hay una posible discriminación en precios.*

Como los precios de los contratos no son abiertos, es muy posible que sea así, pero es difícil comprobarlo.

6. *Hay una fuerte diferencia de precios y forma de contratación entre los consumidores regulados y no regulados.*

De hecho, los precios del mercado no regulado son fijos en un 78% y en el mercado Regulado 93%. La Figura 4.1 muestra la consistente diferencia de precios de los contratos entre consumidores regulados y no regulados.²

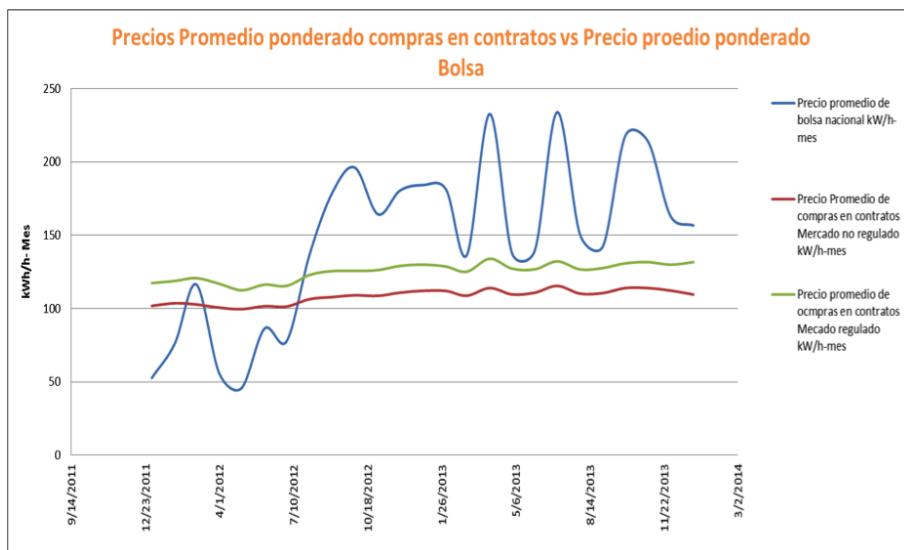


Figure 4.1: Precios promedio de compras en contratos en el MEM.

Fuente: XM (2013)

7. *Los contratos en general son de corto plazo.*

La Tabla 4.2 y Figura 4.2 ilustran eso.

² Agentes de la industria comentan que esta comparación tiene problemas, ya que el patrón de consumo de agentes regulados y no regulados es distinto. Aquellos consumen durante las horas de pico, mientras estos consumen durante horas en que la energía es más barata. Eso podría explicar esta distinción.

Duración	Numero de contratos	%
12 meses o menos	5	7,6%
Más de 12 y menos de 24	7	10,6%
24 meses	28	42,4%
Más de 24 y menos de 36	9	13,6%
36 meses	11	16,7%
Más de 36	6	9,1%
Total	66	100%

Table 4.2: Duración de contratos

Fuente: EY report (p.67).

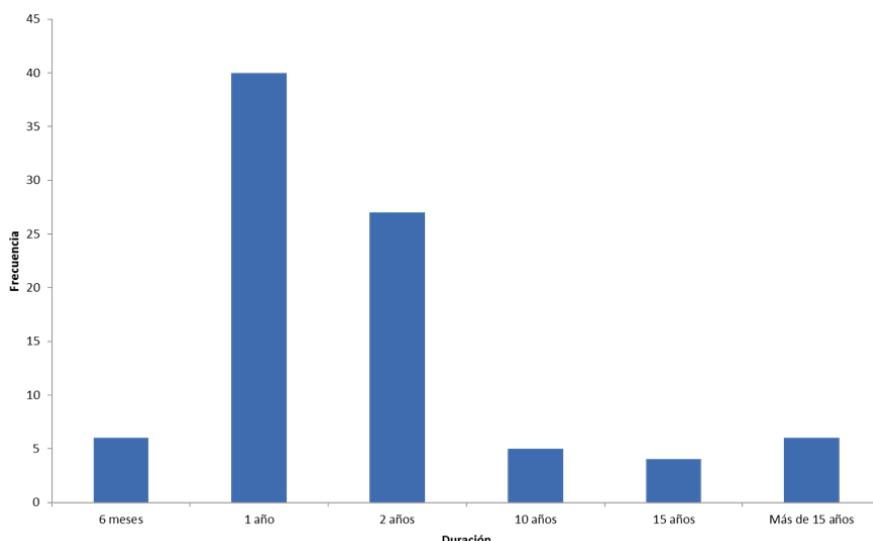


Figure 4.2: Histograma de duración de contratos. Fuente: XM

Para resolver tales problemas, la CREG ha definido una propuesta de funcionamiento del MOR que discutiremos abajo.

4.1 La propuesta de la CREG para el MOR

La propuesta de la CREG es la creación de un mercado de contratos estandarizados, siendo su objetivo principal la de obtener un precio público eficiente. La participación será restringida a generadores y comercializadores de energía eléctrica. La interacción en el MOR será anónima y los contratos serán puramente financieros (aunque sólo agentes del sector eléctrico participarán).

El principal elemento de la propuesta de la CREG es la realización de subastas periódicas para asignar contratos. El mecanismo correspondiente consistirá de 4 fases:

1. Llamada a participación en la subasta;

2. Curvas de mercados regulado y no regulado son computadas;
3. Subasta de reloj descendente;
4. Contratos son asignados en la subasta.

4.1.1 **Productos**

El producto que se subastaría corresponde a un contrato de suministro de energía de 1 MWh-día por un año, para entrega en un periodo futuro. Se proponen dos tipos de productos con el fin de ajustarse al perfil de demanda de los dos mercados, el de usuarios regulados y el de no regulados. Para mercados regulados, un contrato siguiendo la agregación de la curva de carga. O sea, la cantidad no es constante durante el día. Para la demanda no regulada, un producto con producción fija durante todo el día.

4.1.2 **Demand**

La propuesta inicial sería hacer cuatro subastas por año. Las dos primeras serán para entrega en los años $t+2$ y $t+3$. Los otros dos, para entrega en $t+3$ y $t+4$ años. La cantidad negociada será determinada antes de la subasta. Las proyecciones de demanda para los cinco años siguientes es hecha para mercados regulados y no regulados.

La demanda informada es comparada con la proyección de demanda de la UPME. Supuestamente esto para garantizar que la proyección es adecuada. La propuesta de la CREG no deja claro si ese número será dado a conocer o no. Es definida una elasticidad en la curva de demanda para mitigar poder de precios.

4.1.3 **Subasta**

La subasta será de sobre cerrado si no hay competencia. Si hay competencia, será realizada una subasta de reloj descendente. Generadores pueden ofrecer hasta el ENFICC (Encargo por Cargo por Confiabilidad).

La subasta para el producto del mercado regulado se haría de forma simultánea con la de compra de energía para la demanda no regulada. Con el fin de facilitar la participación en la subasta de ambos productos por parte de los generadores, se ha propuesto incluir una función de márgenes de preferencia entre ambos productos.

La función de margen de preferencia establece la diferencia que debe existir entre el precio del producto del mercado regulado y el mercado del no regulado para que el generador esté dispuesto a trasladar oferta de un producto a otro.

4.1.4 **Asignación, liquidación y despacho**

Bajo el esquema propuesto se contempla una asignación mensual de contratos MOR un mes antes del mes de entrega, una liquidación centralizada y un proceso de facturación y

recaudo de forma descentralizada. Los contratos mensuales serán asignados aleatoriamente entre compradores y vendedores.

4.1.5 Garantías

El esquema de garantías propuesto para la implementación del mercado organizado de contratos se establece para cubrir el riesgo de los siguientes 3 eventos:

1. Participación en la Subasta
2. Permanencia
3. Periodo de Compromiso de las obligaciones

La garantía de participación de la subasta se exigirá a todos agentes que quieran participar en la subasta de forma previa a la realización de la misma. Por su parte, la garantía de permanencia asegurará el cumplimiento de las obligaciones que se desprenden de la subasta, es decir, desde el momento de cierre de la subasta hasta el comienzo de la obligación; y finalmente, la garantía durante el periodo de compromiso asegurará el pago del contrato de suministro de energía que transó en la subasta.

4.1.6 Mercado Secundario

El mercado secundario corresponde al ámbito comercial en el que se pueden transar de forma bilateral los productos adquiridos en la subasta del mercado no regulado. Se propone que en este mercado, los agentes puedan ceder fracciones enteras de los productos adquiridos en periodos mensuales y pacten de forma bilateral el precio del producto.

4.1.7 Comentarios sobre la propuesta de CREG

En mi visión, la propuesta de la CREG entra en muchos detalles que no me parecen muy relevantes, al mismo tiempo que no aborda o encamina cuestiones centrales para la creación de un mercado de contratos que funcione bien.

Los detalles arriba pueden ser o no implementados, de la forma propuesta o con algunos cambios, pero antes de eso, es necesario tratar de temas más amplios e importantes. Trataré de discutir eso a continuación.

4.2 Cuestiones centrales

Antes de intentar resolver el problema del mercado de contratos, por lo menos hay que intentar comprender tres cuestiones fundamentales:

1. ¿Por qué los mercados de contratos son bilaterales y no centralizados?
2. ¿Por qué hay tanta diversidad de contratos?
3. ¿Cuál es el problema con las garantías?

Discutiremos cada una de esas cuestiones en lo que sigue.

4.2.1 ¿Por qué los mercados de contratos no se desarrollan?

La principal razón es el poder de mercado de algunos agentes, que tienen una significativa participación tanto en la generación como en la comercialización. Otra evidencia del abuso de ese poder de mercado está en la diferencia de precios entre los mercados regulado y no regulado, ya mencionado arriba—véase la Figura 4.1. Es claro que un mercado de contratos con precios no transparentes es deseable para agentes con poder de mercado, porque pueden hacer discriminación de precios y extraer renta de sus consumidores. Así, para agentes con poder de mercado no sería deseable que se desarrolle un mercado transparente y anónimo.

Sin embargo, esa no es la única dificultad que obstaculiza el desarrollo del mercado de contratos. Hay incentivos para los agentes comercializadores por participar de apenas cierto tipo de transacciones. De hecho, las reglas de traspaso de precios de contratos a consumidores favorece los contratos bilaterales sobre los negociados en Derivex, por ejemplo. Eso se pasa a través del factor alpha.³ Para soportar el desarrollo del mercado de contratos, hay que establecer una estructura adecuada de incentivos que haga que los comercializadores prefieran negociar en el ambiente del MOR.

4.2.2 ¿Por qué hay tanta diversidad de contratos?

La existencia de múltiples contratos sugiere que los agentes tienen necesidad de protegerse con respecto a distintos riesgos. Si es así, entonces hay que tener mucho cuidado con la limitación del formato y número de contratos. Una restricción muy fuerte a los formatos será perjudicial para el desarrollo del MOR.

Otra evidencia que apunta hacia la necesidad de muchos contratos es dada por la producción típica (promedio mensual) de las plantas mostrada en el Apéndice D. Por ejemplo, la Figura 4.3 muestra la producción promedio de plantas hidráulicas. Incluso las que están prendidas 100% del tiempo tienen una variación muy fuerte en su producción promedio mensual.

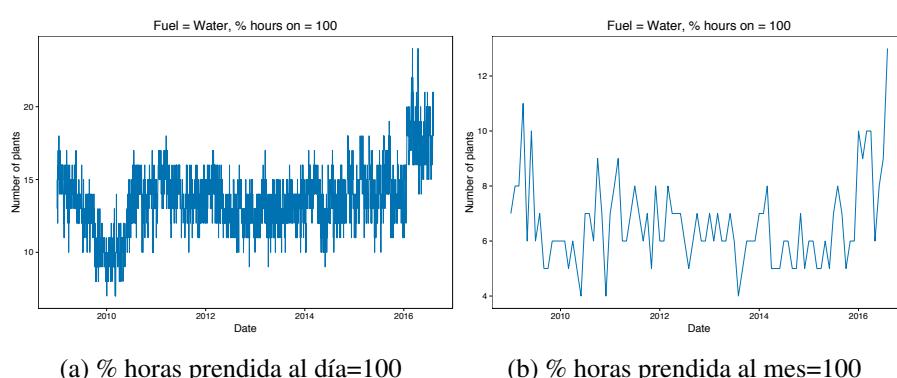


Figure 4.3: Número de plantas hidráulicas

³El “producto 4” de EY-DNP describe algunos de esos problemas de incentivos en las páginas 74-77.

Si los generadores quieren contratar toda o casi toda su producción, probablemente tendrán de usar diferentes tipos contratos que les permitan tener en cuenta los riesgos asociados a su producción. Lo mismo ocurre, y con mayor fuerza, para la demanda.

Así, la definición de productos, es decir, de los contratos que serán negociados, es una tarea muy difícil. Por ejemplo, si la CREG llega a formar una fuerte convicción de que los contratos deberían ser de una forma o de otra, lo más probable es que esta solución no sea la óptima y eso imponga un costo extra a los agentes.

Sin embargo, felizmente, la CREG no necesita entrar en esos detalles. Es preferible dejar para los propios agentes la definición de varios detalles que podrían ellos mismos disponer de una forma más eficiente y dinámica. Es decir, la CREG puede sencillamente tratar de preocuparse con aspectos institucionales y dejar que los agentes mismos se organicen en el MOR. Esto está mejor explicado en la sección siguiente.

4.3 El foco en los aspectos institucionales

El más grande operador de sistema del mundo, PJM, empezó con la asociación de tres empresas de electricidad en 1927. Juntas, formaron el primer *power pool* continuo. En 1997, PJM se convirtió en una organización totalmente independiente y la agencia regulatoria americana (FERC) aprobó PJM como el primer operador independiente del sistema (ISO).⁴

¿Cuál es la relevancia de estos hechos? Ellos ilustran la posibilidad de que los propios agentes creen instituciones que después servirán a un fin común y benéfico a la sociedad. En realidad, no debería ser necesario decir eso, porque es universal. Pero lo hacemos porque muchas veces tenemos la ilusión que el gobierno tiene que hacer todo, cuando en realidad puede sencillamente crear los incentivos para que los agentes mismos hagan lo que se desea.

En este caso, consideramos que lo mejor es que la CREG adopte el siguiente procedimiento:

1. Invitar las empresas del sector—generadores, distribuidores, comercializadores—y empresas del sector financiero—bancos de investimiento, bolsas, exchanges—para que presenten planos para el diseño institucional del MOR y los puntos principales de su regulación por la CREG. Más adelante discutimos algunas opciones.
2. Definir el diseño institucional y un procedimiento legal para la definición de la institución responsable por implementar y operacionalizar el MOR. Este procedimiento tendría que definir también cómo será la remuneración de las actividades del MOR.

⁴Información disponible en <http://www.pjm.com/about-pjm/who-we-are/pjm-history.aspx>, consultada el 23 de Septiembre de 2016.

3. Establecer regulamentación para esta institución que establezca procedimientos claros de gobernanza, toma de decisiones y resolución de cuestiones que permitan que todos los participantes del mercado tengan tratamiento ecuánime.
4. Definir incentivos necesarios para que los agentes hagan la contratación a través de esa institución.

A continuación, discutimos con más detalle cómo esto se puede realizar.

4.3.1 El diseño institucional del MOR

Hay algunas opciones para la organización institucional del MOR. Una forma interesante es la adoptada por PJM. Es una asociación de las empresas que negocian en él y es sin fines lucrativos. Todos los miembros pagan una contribución para soportar las actividades de PJM y si hay un resultado positivo en determinado año, este es devuelto a los miembros.⁵ Por supuesto que la institución responsable por el MOR no tendrá las mismas atribuciones que tiene PJM, que es un operador del sistema. Pero la organización podría ser semejante.

Otro ejemplo que es quizás más cerca de las atribuciones que el MOR supone es la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE), de Brasil. Esta institución es también sin fines lucrativos y soportada por sus agentes.⁶

Esos dos ejemplos son similares, pero en general excluyen empresas financieras. En ese aspecto, es importante que el MOR permita la participación de empresas financieras, para dar liquidez al mercado. Además, las empresas financieras están especializadas en la negociación de contratos; lo cual será muy valioso en la operación del MOR.

La característica de que sea sin fines lucrativos no es esencial y fue citada apenas a título ilustrativo. Sin embargo, si la institución tiene fines de lucro, entonces la CREG tendrá que regular las tarifas que podrá aplicar y también estar bastante atenta al gobierno corporativo. Es más sencillo, por lo tanto, que la institución sea sin fines lucrativos, soportada por sus miembros y con un transparente proceso de decisión y resolución de cuestiones, además de mantenerse abierta a la entrada de nuevos miembros.⁷ Por supuesto que la participación en el MOR será voluntaria para muchas empresas. (No debe ser voluntaria para consumidores regulados.) Pero la CREG podrá crear incentivos a la participación de las empresas. El más importante, sin embargo, es que nuevos miembros puedan vincularse de una forma relativamente sencilla, cumpliendo con los requerimientos de garantías, naturalmente.

⁵Información consultada el 23 de septiembre de 2016 en <https://learn.pjm.com/who-is-pjm/how-does-pjm-make-money.aspx>.

⁶Información consultada en 23 de septiembre de 2016 en http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-somos/estrutura_e_pessoas/governanca?_adf.ctrl-state=107rkrpxqt_4&_afrLoop=636179201546609

⁷Estas cuestiones explican por qué la CREG no puede sencillamente elegir Derivex, por ejemplo, como la institución responsable por el MOR. Sin embargo, Derivex podrá, si desear, participar en la institución responsable por el MOR.

Es importante dejar claro que muchas de las alternativas contenidas en la propuesta de la CREG para el MOR podrán ser definidas por la propia institución, con sus miembros. La CREG tratará apenas de aprobar tales definiciones. El mismo tema de las garantías deberá ser tratado en los planes recibidos de las empresas y hacer parte del diseño institucional del MOR.

Una alternativa es que sean exigidas garantías de los miembros proporcionales a su participación en las negociaciones, pero que se establezca que, en caso de pérdidas mayores que las garantías, todos los miembros sean solidarios. Por supuesto habrá que garantizar que los incentivos correctos estén puestos para que los eventos de default sean los mínimos posibles. Pero todo esto deberá estar definido por los agentes mismos en sus planos, como ya mencionamos previamente.

Otro aspecto es que el MOR deberá tener libertad para crear nuevos contratos que sean interesantes a sus miembros. La CREG podrá exigir la existencia de algunos contratos básicos, como discutimos a continuación, pero no deberá impedir la introducción de otros. El MOR mismo tratará de probar y descubrir cuáles contratos son más convenientes para los miembros. También deberá tener libertad de definir la frecuencia de negociación, aún que nos parezca más interesante que los mercados se inicien con una subasta (call market), seguido por negociación continua.⁸

4.3.2 Productos básicos

Como mencionamos en la sección 2.1, el sector eléctrico colombiano funciona esencialmente en dos condiciones muy distintas: una con lluvia normal y los períodos de escasez, asociados al fenómeno de El Niño.

Eso sugiere una organización básica de contratos que obedezca a esa división. Es decir, el MOR podría tener contratos de períodos normales y contratos de períodos de escasez. Un contrato sólo es válido en su período correspondiente. Por ejemplo, un generador hidráulico podría tener contratada la entrega de 70% de su capacidad en períodos normales, pero apenas 30% en períodos de escasez. Si miramos el actual diseño del Cargo por Confiabilidad y las obligaciones de energía firme, vemos que ya existen contratos que valen apenas para los períodos de escasez. Pero son contratos limitados porque no permiten flexibilidad en la contratación (por ejemplo del precio, que es el precio de escasez).

Esta división podrá crear mejores incentivos a la contratación, puesto que los riesgos de estar contratados en los períodos de escasez son muy grandes. Sin embargo, esto exige una definición del período de escasez. Actualmente, este período es definido directamente por el precio de escasez: si el precio de bolsa está por encima del precio de escasez, se considera un período de escasez. Sin embargo, eso puede crear problemas de incentivos a

⁸Si puede establecer *call markets*, es decir, subastas, algunas veces por día o semana. Pero eso también es algo a ser definido por los miembros del MOR.

la manipulación de los precios. Es decir, si el precio está cerca, pero abajo del precio de escasez, un generador puede tener incentivos para subir el precio y así forzar la entrada de otro tipo de contratos.

Una solución para este problema es buscar una definición del período de escasez que no dependa de la realización de precios o que sea menos sensible a tales manipulaciones. Esto puede parecer difícil, pero quizás sea menos complejo de lo que esperamos. En la sección 2.1, mencionamos que la temperatura parece ser un predictor muy bueno de los momentos de escasez. Eso se puede ver muy claramente en la Figura 4.4. Esta figura muestra los precios de bolsa y los precios de escasez, pero también los momentos en que la temperatura excede los 22.85°C . Se puede observar que una regla tan sencilla como esta puede predecir bastante bien los períodos de precio altos. Como la temperatura no es manipulable por los generadores, este podría definir un criterio independiente de los períodos de escasez para efecto de negociación. Por supuesto que esta es apenas una sugerencia. Mayores estudios serían necesarios para establecer la mejor regla a adoptar, que podría incluso incluir criterios relativos al precio de bolsa (como actualmente). El objetivo aquí es solamente sugerir que tal definición es posible. De forma aún más amplia, la sugerencia de tales contratos en períodos duales también constituye una sugerencia. En sus propuestas para el MOR, los agentes podrán definir el esquema que les parece más conveniente.

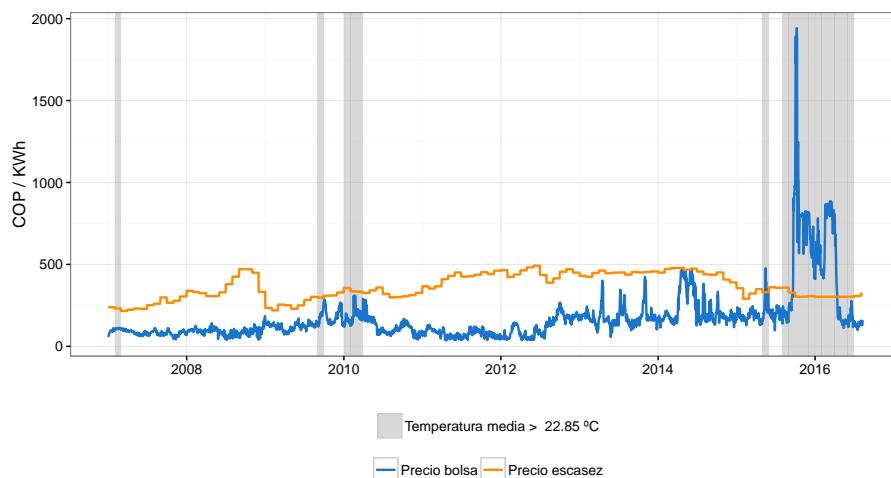


Figure 4.4: Períodos de Escasez definidos por la temperatura.

Fuente: Elaboración propia, con datos de XM.

4.3.3 Los incentivos a la negociación en el MOR

Un importante aspecto en relación al mercado de contratos es la formación del costo de energía para los usuarios finales. Es decir, como es traspasado el costo para consumidores residenciales.

Una importante parte de los incentivos para el desarrollo del mercado de contratos es que las empresas puedan tener seguridad que podrán recuperar los valores pagos en los contratos. Actualmente parece existir una asimetría en el mercado de contratos que torna más interesante la negociación de contratos bilaterales que los contratos negociados por ejemplo en Derivex.

Este incentivo tendrá que ser invertido. Los contratos negociados en el MOR deberán ser pasados, pero los bilaterales (que no se pueden prohibir) deberán ser sujetos a factores alfa menores.

Pero no es conveniente pasar directamente al consumidor cualquier negociación que un comercializador ha hecho. Si se hace eso, el comercializador no tendrá ningún incentivo por buscar precios más bajos. La solución para esto es que el precio promedio del MOR sea usado para definir el precio de la energía para los consumidores regulados. Así, si un comercializador logra comprar energía por debajo del promedio, tendrá un beneficio. Si no es cuidadoso, sin embargo, podrá tener una pérdida. De esta forma, tendrá todo el incentivo para contratarse al menor precio posible.

4.4 Resumen de las recomendaciones

A continuación sintetizamos nuestras recomendaciones con respecto a este punto:

1. Debe ser creada una organización tipo exchange, con la participación de todos los agentes, que soporte la negociación continuada de contratos. Los agentes mismos deberán participar activamente en la creación de tal organización.
2. Pueden ser creados dos o tres tipos básicos de contratos estandarizados, negociados inicialmente en subastas, pero después continuamente negociados en un ambiente transparente. La definición de los contratos debe contar con la participación de los agentes y si debe permitir una flexibilidad en la creación de contratos más interesantes al mercado, siguiendo procedimientos de buen gobernanza.
3. La negociación de esos contratos debe ser abierta a instituciones financieras y no se debe asociar el número de contratos a la energía efectivamente consumida.
4. Deben estipularse los objetivos y requerimientos de esta organización, pero también se le debe dar libertad para crear otros contratos, de acuerdo con la conveniencia de los participantes del mercado.
5. Los agentes participarán solidariamente en el caso de default; las garantías serán definidas con la participación de los agentes.
6. Aunque las empresas mantengan toda la libertad para entrar en contratos bilaterales, se debe definir que solamente XM registrará o liquidará nuevos contratos que sean negociados en el ambiente del MOR. Es decir, la liquidación de los contratos bilaterales que se firmen después de la creación del MOR deberá ser hecha directamente

por los firmantes. Esta medida objetiva dará un mayor incentivo a la contratación en el ambiente del MOR, aunque posiblemente aumente los riesgos para los contratos bilaterales.

7. Debe ser anunciada la meta de que en dos o tres años, el precio de la energía para todos los consumidores regulados será definido por el promedio del precio de energía del MOR.

Arriba, yo recomiendo hacer cambios graduales para que las firmas tengan tiempo de adaptarse sin tener un impacto muy fuerte en sus resultados sin que tengan previsto esta posibilidad. El cambio gradual reduce las pérdidas inmediatas y permite un planeamiento eficiente por parte de las empresas.



5. Mercado Intra-diario

A pesar de que el mercado del día anterior se conoce como mercado spot y su precio, precio spot, la negociación de corto plazo en el Mercado de Energía Mayorista (MEM) no corresponde exactamente a un verdadero mercado spot, porque los precios con los que las transacciones son liquidadas sólo se conocen un día después de su ocurrencia. Eso crea la posibilidad de manipulación y elimina la posibilidad de que la demanda responda a las señales de precio. Estos problemas llevaron a la CREG a proponer cambios en su organización.

A continuación discutimos cuáles son los principales problemas en la organización actual del mercado de corto plazo y cuáles los objetivos a conseguir con estos cambios.

5.1 Problemas identificados

Los principales problemas del mercado de corto plazo son los siguientes:

- Ineficiencia en el despacho;
- Manipulación del precio por excesivo poder de mercado;
- Falta de responsabilidad financiera por las posiciones tomadas.

A continuación discutimos estos problemas en más detalle.

5.1.1 Ineficiencia

Uno de los más importantes problemas del mercado de corto plazo es la ineficiencia en el despacho porque las empresas no tienen la posibilidad, después de someter sus pujas en el día anterior, de cambiar su posición. La única opción es declararse indisponible,

pero este recurso está pensado para el caso que de hecho haya un fallo que lleve a una indisponibilidad. Sin embargo, hay otras situaciones que podrían generar una diferencia de costos y que crean la oportunidad para que cambios en la organización incrementen la eficiencia. Por ejemplo:

- Una planta a gas pone un precio bajo, sale despachada, pero no logra comprar el gas a un valor suficientemente bajo, como pretendía;
- Hay una reducción en el precio del combustible después de sometidas las pujas del día anterior, pero el generador no puede aprovechar la oportunidad de usar el combustible barato;
- Un consumidor con autoproducción no participa del mercado de corto plazo, pero si el precio de bolsa es alto, podría vender su energía a precios más bajos que los asignados.
- Una empresa hidráulica no sale despachada, a pesar de tener exceso de agua en la reserva y termina vertiéndola.
- La oferta de combustible para transacciones internacionales es limitada o no existe.

Estas situaciones, probablemente comunes, crean las condiciones para una mejora de eficiencia, pero tales cambios no pueden ser implementados por que las empresas no pueden reposicionar su programación de despacho.

Sin embargo, así como la declaración de indisponibilidad es básicamente la única posibilidad de cambio de posiciones (además de cambios por la diferencia en la previsión de la demanda), estos cambios son muy frecuentes. La gráfica abajo ilustra eso.

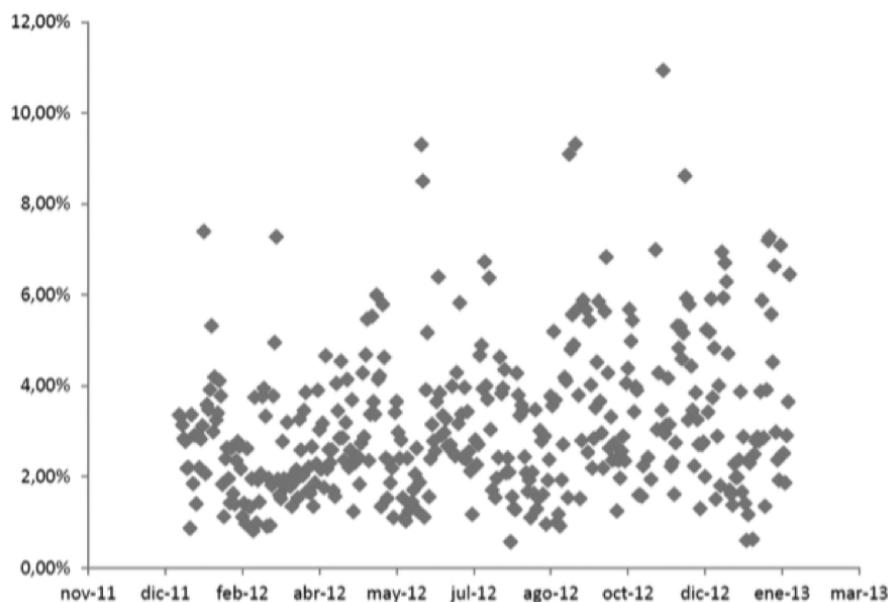


Figure 5.1: Energía re-despachada como porcentaje del total de la generación. Fuente: XM, EY.

Uno de los problemas de ese re-despacho es que, en general, implica costos más elevados para la demanda.

La creación de oportunidades para que las empresas cambien de posición a lo largo del día podría ser un importante elemento de mejora de la eficiencia general.

5.1.2 Poder de mercado

Quizás uno de los problemas más importantes del mercado de corto plazo en Colombia sea el poder de mercado de algunas empresas. [Bermeo-Lopez \(2016\)](#) hace un estudio sobre el poder de mercado en el sector eléctrico colombiano y encuentra altos índices de agente pivotal, como muestra el gráfico abajo.

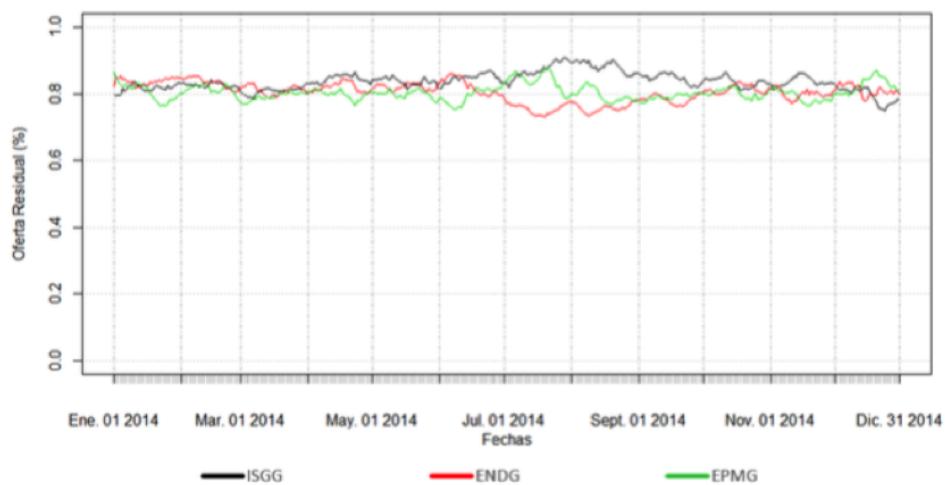


Figure 5.2: Índice de agente pivotal en el año 2014. [Bermeo-López \(2014\)](#)

[de Castro, Oren, Riascos, and Bernal \(2016\)](#) también presentan evidencia que se puede interpretar como indicador de la existencia de poder de mercado.

La existencia de poder de mercado implica un problema serio para el mercado de corto plazo. No solamente implica una reducción de eficiencia, sino también una extracción de renta de los consumidores. Otras deficiencias del mercado eléctrico colombiano, como la inexistencia de un mercado activo de contratos, que comentamos en la sección 4 están relacionadas a este poder de mercado.

Hay que actuar para reducir este poder de mercado, pero uno de los instrumentos más importantes es el estímulo para un buen funcionamiento del mercado de contratos.

Una medida que puede ser intentada es la creación de un monitor de mercado. Esta organización acompañaría las pujas de los generadores y trataría de verificar señales de abuso de poder de mercado, para una actuación inmediata. Entre las medidas que un monitor de mercado podría ejecutar es limitar las pujas de generadores que se tornen pivotales en determinada situación del mercado.

5.1.3 Posiciones del día anterior no tienen impacto financiero

Otra cuestión que se apunta como un problema es que las posiciones que son calculadas en el pre-despacho ideal no tienen impacto financiero para las empresas, sino que pueden ser vistas más como una opción. Si las condiciones del mercado son favorables, entonces las empresas pueden mantener sus posiciones. Pero si las condiciones se vuelven desventajosas, entonces los generadores pueden, en principio, declararse indisponibles y salir del despacho sin pérdidas financieras. Eso crea un incentivo a la declaración de indisponibilidad más frecuente que lo normal.

Como ya observamos arriba, los re-despachos ocasionan mayores costos para la demanda. Como los generadores no son responsabilizados por eso, no tienen incentivos reales para evitarlos o no crearlos. Esta situación es claramente indeseable.

Una forma de resolver este problema es exactamente el de hacer que el despacho ideal sea vinculante. Este es uno de los temas centrales de la propuesta de la CREG para los mercados de corto plazo.

5.2 Propuesta CREG

La CREG ha elegido los siguientes objetivos para los cambios en el mercado de corto plazo colombiano:

- Aumentar la certeza de los recursos enviados
- Permitir flexibilidad en las operaciones para maximizar el uso de los recursos disponibles
- asignar correctamente los riesgos de despachos
- Facilitar la participación de la demanda
- Mejorar el envío de transacciones internacionales de energía (TIE)
- Profundizar el mercado

Su propuesta está delineada de la siguiente forma:

- Generadores enviarán su oferta de precio y disponibilidad diaria de tiempo al operador del mercado en el sobre cerrado de la 1:00 pm un día antes de las operaciones.
- El Centro Nacional de Despacho (CND) proyecta la demanda para el día siguiente.
- Con la información de las ofertas de los generadores y la demanda proyectada, el CND optimizará el plan de disposición horario del día siguiente.
- El resultado de esta optimización será el mercado diario de energía que determinará las obligaciones financieras adquiridas por cada generador despachado para el día de las operaciones. El mercado de la energía del día de las operaciones también determinará el precio de mercado para el día antes de las operaciones (PMDA), que es el precio de liquidación para ese día.

- Una vez que el mercado diario de energía se cierra, el operador del mercado incorporará las restricciones de la red en su optimización resultante de expedición del día siguiente.
- El CND debe comunicar los resultados de este mercado para cada uno de los agentes individualmente antes de 13:35.

Condiciones de participación:

- Los generadores que están conectados al SIN (Sistema Interconectado Nacional - Sistema Interconectado Nacional) que tienen una capacidad mayor o igual a 20 MW deben participar en el mercado de la energía día con todas sus plantas y unidades de generación. Estos no deberían ser despachados centralmente por la CND.
- Todos los operadores que sirven a los usuarios finales conectados al SIN se requieren para llevar a cabo sus transacciones de energía a través del MEM.
- Los usuarios no regulados pueden enviar sus curvas de oferta y demanda a través de los comerciantes que los represente.
- Las ofertas de los generadores deben tener el precio de la oferta para el día, además de la disponibilidad de tiempo para cada central eléctrica.

Esto determina el mercado del día anterior. Después de este mercado, serán abiertos tres mercados intradiarios. El primero de ellos será en la noche del día anterior, y los otros a lo largo del día de operación, como se explica a continuación:

El operador del mercado definirá el calendario para el envío de la energía vendida en el mercado de la energía día por delante y lo enviará a los agentes por separado. Después de programar el mercado diario de energía, 15:30-16:00, se informará del precio por hora que se formó en el mercado y el importe total de la energía comprometida.

- De 21:00-21:15 del día antes de la subasta de energía, las ofertas serán recibidas para la primera subasta del mercado intradiario que se aplicará para todo el siguiente día de 24 horas. El formato de la subasta será el mismo que el utilizado en el mercado de la energía día por delante. No más tarde de las 11:00 pm, el programa le será enviado a cada agente, junto con los precios resultantes de esta subasta y el monto total de la energía comprometida.
- Desde las 6:00 am hasta las 6:15 AM en el día de las operaciones, se reciben las ofertas para la segunda subasta del mercado intradiario. No más tarde de las 8:00 de la mañana del día de la operación, el programa le será enviado a cada agente, junto con los precios resultantes de esta subasta y el monto total de la energía comprometida. Esta segunda subasta se aplicará al período comprendido entre las 9:00 am hasta el final del día de operaciones.
- Desde las 2:00 pm hasta las 2:15 pm del día de la operación, las ofertas serán recibidas para la tercera subasta del mercado intradiario. No más tarde de las 4:00

pm de ese día, el horario será enviado a cada agente, junto con los precios resultantes de esta subasta y el monto total de la energía comprometida. Esta tercera subasta se aplicará en un plazo entre las 5 pm hasta el final del día de operaciones.

Los cambios en las posiciones a través de las subastas intradiarias serán liquidadas de la forma usual. Por ejemplo, un aumento en la energía ofrecida por una planta de generación resultará en una venta de energía en el precio del mercado intradiario y un pago al generador. Por otro lado, la misma transacción requerirá un comerciante para la compra de energía que resulta en una carga contra la cuenta del comerciante. Si la planta de generación reduce la cantidad de energía que tiene disponible de la que se había comprometido en el mercado diario de energía, sino que también debe comprar energía en el mercado intradiario de un comerciante.

El mercado para el Control de Generación automática (AGC) será reabierto cada vez que haya un despacho de intradía. La relación de AGC a las reglas de despacho y compensación económica se mantendrá sin cambios (Resolución CREG 064 de 2000).

5.3 Recomendaciones

La propuesta de la CREG parece bastante adecuada para aumentar la eficiencia en el despacho de generadores. La participación de la demanda también es algo muy favorable. No tenemos críticas importantes a esta propuesta, que podría ser implementada como está definida. Sin embargo, ofrezco algunos comentarios.

En primer lugar, la CREG ha decidido evitar el uso de precios nodales, siguiendo con la práctica actual de tener apenas un precio para todo el mercado. En reuniones con la industria, fue posible constatar que las empresas del sector prefieren no tomar el camino de introducir precios nodales ahora, siendo necesarios mayores estudios para eso. Teniendo en cuenta esta posición, pensamos que es prudente que la CREG no decida introducir este cambio ahora, prefiriendo una evolución gradual.

En este concepto, también se puede discutir el incremento gradual de subastas intradiarias. La propuesta de la CREG menciona apenas tres subastas, pero eso se puede tomar como un punto de partida. Sería interesante dejar abierta la posibilidad que este número sea incrementado fácilmente para seis, doce o hasta más subastas. En principio, podría aproximarse a algunas prácticas internacionales, con subastas cada 15 o 5 minutos. Pero no hay necesidad de empezar con un número tan elevado de subastas. La estrategia de implementar cambios graduales es, como dijimos arriba, bastante sensata.

Por otro lado, la creación de estos mercados intradiarios crea una cuestión que no parece haber sido suficientemente analizada por la CREG: la diferencia entre el pre-despacho ideal y el real.

El pre-despacho ideal — así como el ideal, hecho al día siguiente — no tiene en

cuenta las restricciones de transmisión del sistema. Como resultado, varios despachos son en realidad ficticios, es decir, no podrán ser implementados porque no hay líneas de transmisión capaces de hacer las transferencias requeridas, mientras otras plantas que no estaban en el pre-despacho ideal serán llamadas a producir. Todas estas diferencias son tratadas como reconciliaciones y restricciones y liquidadas según reglas que dependen de la situación.

Al pasar al despacho vinculante, manteniendo el precio único nacional obtenido del pre-despacho ideal, hay dos opciones con respecto a la asignación de obligaciones vinculantes:

- usar las asignaciones del despacho ideal, sin restricciones;
- usar asignaciones reales, teniendo en cuenta las restricciones del sistema.

La primera opción puede crear problemas en el funcionamiento del mercado intradiario. Por ejemplo, suponga que un generador no tiene obligaciones de ser despachado en el despacho ideal, pero cuando se tienen en cuenta las restricciones, entonces sí tendrá que ser despachado. Puede que en las condiciones reales, prefiera comprar energía para que otro generador produzca en esta situación. Así, lo que pasa es que no tendrá posición tomada y cuando fuera calculado nuevamente el despacho ideal, podrá quedarse sin posición. O sea, en este caso el mercado intradiario no funcionará bien para protegerle de la ineficiencia de producir cuando es mejor que otro produzca.

Por eso, sugerimos que se adopte la segunda opción, es decir, que se encuentre el resultado de la subasta del día anterior en dos fases:

1. Primero se calcula el precio de la energía, usando el despacho ideal. Este precio será el mismo para toda la energía negociada.
2. En seguida, se incluyen las restricciones y se calcula cuánto deberá producir cada empresa. Como el consumo total es el mismo del caso ideal, la suma de producción sigue siendo igual al consumo como calculado en la primera fase. Sin embargo, los despachos podrán ser distintos. Estos despachos son los que generan las obligaciones que luego podrán ser cambiadas en los mercados intradiarios.

Por supuesto que este cálculo no tiene en cuenta los incentivos asociados a las restricciones del sistema, pero eso es una consecuencia de la decisión de no usar precios nodales.

La más importante observación conceptual es que la variable más relevante que viene del despacho ideal es el precio. La asignación de producción es secundaria y en el esquema propuesto arriba es casi completamente ignorada. Sólo se tiene en cuenta para hacer compensaciones por reconciliaciones y restricciones. Para eso se pueden seguir las reglas actuales sin cambios.



6. Energías Renovables

La generación con fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) se caracteriza por ser intermitente: la generación puede cambiar sustancialmente de día a día o de hora a hora. A pesar de que la planta genera en promedio el 40 – 45% de su capacidad instalada, la energía firme no sobrepasa el intervalo entre el 10 – 20% . Así, sus ganancias en el mecanismo de cargo por confiabilidad usual tienden a ser muy bajas. Como resultado, se entendió que las reglas usuales para su expansión no son muy apropiadas para ese tipo de tecnología de generación.

Siguiendo la decisión del gobierno de apoyar estas fuentes, la CREG quiere crear un mecanismo particular que proporcione incentivos a las fuentes renovables no convencionales. Los objetivos del programa son enunciados de la siguiente forma:

- Promover proyectos de generación con bajo costo de producción que aseguren que el país tenga un despacho más eficiente.
- Fomentar procesos competitivos para la compra centralizada y anónima de los contratos de suministro de energía, que se traducen en un precio eficiente.
- Reducir el déficit de los contratos que permiten una cobertura adecuada de la demanda en términos de precios y cantidades, asegurando la fiabilidad del sistema por tener suficientes recursos disponibles durante los períodos críticos.
- Permitir la posibilidad de que los vendedores firmen acuerdos a largo plazo con los generadores.
- Mantener o reducir el nivel de riesgo agregado del sistema.
- Fomentar la competencia en el mercado, a través de la entrada de nuevos agentes.

- Mantener la fiabilidad del sistema eléctrico nacional.

La CREG ha reunido cuatro diferentes propuestas para la introducción de energías renovables no convencionales. Son estas, resumidamente:

1. La contratación de Energy Purchase Agreements (EPAs) de 20 años. La cantidad de energía definida por el gobierno sería contratada por medio de una subasta entre los posibles generadores de fuentes renovables. Otra subasta intentaría asignar (parcialmente) esos contratos entre las fuentes participantes.
2. Propuesta pague lo generado — los generadores competirían en una subasta para definir los que exigen los menores precios por su energía. Recibirían contratos garantizando el precio establecido en la subasta para toda su producción, por un tiempo de 10 años.
3. Propuesta Cargo Verde — los generadores competirían en una subasta para establecer el menor nivel de un subsidio a su producción llamado Cargo Verde.
4. Propuesta Tomadores de Precios — en esa propuesta, los nuevos generadores serían considerados tomadores de precios en las subastas por el cargo de confiabilidad.

La propuesta 2 — pague lo generado — parece ser la más conveniente para lograr los objetivos propuestos. A continuación discutimos algunos potenciales problemas identificados en las propuestas arriba, y hacemos sugerencias para mejorarlas.

6.1 Contratos de medio a largo plazo

Vamos a analizar esta propuesta desde los siguientes aspectos:

- Producto para los generadores
- Producto para los consumidores
- Subasta entre los generadores
- Subasta para la demanda
- Otros aspectos

6.1.1 Producto negociado para generadores

Hay esencialmente dos productos negociados en esta propuesta: uno para el generador y otro para la demanda. Para el generador, el producto es del tipo Energy Purchase Agreement, sobre la media anual. En este contrato, el vendedor se compromete a entregar una cantidad de energía durante el año a un precio fijo.

De hecho, la cantidad de energía del año es dividida por todas las horas, de forma que el generador tendrá una expectativa de producción de energía horaria, para todas las horas del año. Los desvíos en relación a esta producción serán valoradas al precio de bolsa (spot Price) de la hora. Estos valores son consolidados mes a mes. La tabla abajo, preparada por la CREG, ilustra la liquidación mensual.

	Compromiso Energía (kWh)	Generación real (kWh)	Precio Bolsa	Ventas en Bolsa	Compras en Bolsa
Día–hora 1	10	1.46	104	0	888.21
Día–hora 2	10	16.22	105	652.59	0
Día–hora 3	10	12.84	124	351.62	0
Día–hora 4	10	15.63	105	590.78	0
Día–hora 5	10	10.55	84	46.13	0
Día–hora 6	10	14.42	105	464.42	0
Día–hora 7	10	6.09	85	0	332.72
Día–hora 8	10	4.54	86	0	469.21
Día–hora 9	10	18.06	122	983.17	0
Día–hora 10	10	1.49	89	0	757.63
Total	100	101.28		3,088.71	2,447.78

Table 6.1: Ejemplo de liquidación mensual

Al final del año, será verificado si la energía total producida en el año fue menor o mayor que la cantidad de energía contratada. En la tabla arriba, por ejemplo, la producción total de 101.28 es por encima de la contratada de 100. Hay cuatro situaciones posibles, que impactan lo que pasa con el resultado final de los generadores:

1. Producción mayor que contratado
 - a) Ventas en bolsa mayores que compras
 - b) Ventas en bolsa menores que compras
2. Producción menor que contratado
 - a) Ventas en bolsa mayores que compras
 - b) Ventas en bolsa menores que compras

La tabla arriba ilustra la situación 1a. El contrato de cantidad no es atendido en los casos 2a y 2b. En estos casos, alguna penalización financiera es apropiada. El resultado es que los valores netos de las compras y ventas en bolsa son tratadas de forma distinta, dependiendo de la situación al final del año. La situación es aún complicada por el hecho de que hay una liquidación mensual, que debe ser ajustada al final del año. Como se recomienda muy fuertemente no usar este tipo de contrato, no voy a entrar en los detalles de ese cálculo.

Vemos dos problemas con esta propuesta: **complejidad** y **riesgo** para el productor.

Este producto es complejo en relación a los pagos. El cálculo del resultado final para el productor tiene varios detalles y reglas especiales. La introducción de tantas reglas hace difícil y costoso para el generador hallar el precio correcto para tal contrato. Esto puede traducirse en menos ofertas en las subastas correspondientes.

Muy relacionado a eso está el riesgo para el productor. Al hacer una planeación de su proyecto, hace un estimativo de sus costos y de su producción media anual. Pero no

podrá saber cuándo ocurrirá esta producción. Es posible que produzca cuando el precio de bolsa sea alto, o cuando sea bajo. Eso tendrá implicaciones en el resultado final para el generador, sin que tenga relación directa con las acciones correctivas que pueda tomar, o con la compra de seguros para protegerse de ese riesgo, pues el mercado de contratos no está bien desarrollado todavía y tiene problemas en sí mismo.

La combinación de esos dos graves problemas y la existencia de una alternativa mejor, descrita abajo (pague lo contratado), hace que recomendemos la no utilización de tal contrato.

6.1.2 Producto para los comercializadores

El producto ofrecido en la subasta para comercializadores es un contrato de suministro de energía con precio fijo a veinte (20) años, en el que el generador se compromete a entregar una determinada cantidad de energía al año (MWh—año). Los comercializadores que compren dicho producto podrán trasladar completamente, el precio del contrato a sus usuarios regulados.

La posibilidad de trasladar el costo de tales contratos a sus usuarios regulados puede ser una importante forma de atracción para los comercializadores que tengan una importante fracción de consumidores regulados entre sus clientes. Sin embargo, no es claro que haya suficiente demanda por esos contratos. Discutimos abajo, en la discusión sobre las subastas otros aspectos relativos a la demanda, pero aquí haremos otro comentario en relación al producto.

La propuesta de la CREG estipula que si no hubiera suficiente demanda para comprar toda la oferta de energía renovable, entonces la demanda que se hubiera presentado tendría contratos de 20 años, pero se convocaría una nueva subasta, ahora con contratos de sólo 5 años.

Esto introduce una nueva complejidad en el conjunto de productos que los comercializadores tendrán a su disposición y puede introducir un elemento estratégico: si un comercializador está dispuesto a contractarse de esa forma por 20 años, pero prefiera hacerlo a 5 años (como es natural), podrá decidir no participar en la primera subasta, esperando participar en la segunda.

Hay que reconocer que, aparte de ese aspecto estratégico con respecto a la duración del contrato, este contrato ofrecido a la oferta no es excesivamente complejo. Por otro lado, hay una posibilidad de que hayan diferencias en los resultados financieros de los productos para generadores y comercializadores. Se supone que tales diferencias serán divididas entre todos los consumidores. Pero no está claro cómo tales diferencias serán tratadas ni quiénes son las contrapartes en cada contrato.

Sin embargo, si al final hay la posibilidad de que toda la demanda asuma con los

costos de los contratos para fuentes renovables, ¿por qué tener el trabajo de organizar esta participación de esa forma? Podría sencillamente adjudicarse los contratos a toda la demanda regulada, por ejemplo, en una forma pro-rata, como hace Brasil. Por supuesto que una subasta puede inducir asignaciones más eficientes, pero discutiremos eso en más detalle abajo, al hablar específicamente las subastas.

6.1.3 Subasta para los generadores

Antes de la subasta para los generadores, la CREG definirá la cantidad de energía (MWh/año) que se intentará contratar. La subasta es de sobre cerrado. En su oferta, los generadores tienen que someter un solo precio por unidad de energía y una cantidad de energía que quieran comprometer en la suscripción del contrato con un plazo de veinte (20) años.

Las ofertas son ordenadas desde el menor hasta el más alto precio, siendo descartadas las que estén por encima del precio de reserva definido por la CREG. Este precio de reserva (techo) será determinado como el promedio del precio de bolsa del año anterior a la fecha de realización de la subasta.

6.1.4 Comentario

La forma de sobre cerrado nos parece adecuada para esta subasta. Sin embargo, la definición del precio techo es preocupante porque probablemente será muy bajo. Si los generadores por fuentes renovables pueden vender contratos por debajo del precio medio de bolsa, entonces no habría necesidad de crearles un mecanismo especial para ellos. Es claro que su energía firme es baja y, por lo tanto, es posible que no lograren contratarla a un valor suficientemente alto para viabilizar el proyecto en subastas normales del cargo por confiabilidad. Sin embargo, ellos podrían contractarse por el MOR, si este llega a funcionar convenientemente, como es el objetivo de CREG.

Si la CREG pretende llevar a cabo esta propuesta, recomendamos que el precio de reserva sea más elevado, por ejemplo al nivel del precio de escasez. Así, se garantiza que haya competidores dispuestos a participar de las subastas. La competencia entre generadores es el mecanismo más efectivo para reducir el precio al consumidor final. Al poner un precio de reserva más alto, se logra garantizar participación en la subasta, promoviendo la competencia.

Finalmente, recomendamos hacer un planeamiento de la expansión de fuentes renovables, distribuyendo la cantidad a ser contratada en varios años, de forma que las subastas tengan que realizarse anualmente, aunque con cantidades limitadas.

6.1.5 Subasta para la demanda

La subasta para la demanda está planeada para ser de reloj ascendente. También hay un precio de reserva (precio inicial), que es definido por la media de los precios de la primera subasta (para generadores). Si la demanda total es menor a la oferta agregada, se asigna al precio de reserva la totalidad de la energía demandada. Si la demanda total es mayor a la oferta agregada, se incrementa el precio y se reciben nuevamente las ofertas.

Si la demanda es inferior a la cantidad contratada en la primera subasta, hay una asignación de lo que es demandado y luego se realiza otra subasta, ahora para contratos por 5 años. Si al final de todo el proceso, no hay aún suficiente demanda, los contratos de los generadores son adjudicados a toda la demanda regulada, de forma prorrata.

Comentario

En general, el objetivo de la subasta ascendente es promover la descubierta de precios. Sin embargo, no vemos necesidad de eso aquí. Cada comercializador ya tiene que tener una buena idea de sus valores. Así, nos parece que sería mejor usar para esta subasta el sobre cerrado.

No obstante, tenemos dudas que esta subasta deba ser realizada. Es muy probable que se tenga de adjudicar gran parte de los contratos a la demanda regulada. Si es así, ¿por qué no hacerlo de una vez? Es posible que haya preocupaciones de eficiencia, esto es, antes de pedir que todo el mercado absorba este costo, se puede intentar determinar si hay empresas que lo valoricen por encima de los demás. En este caso, estos comercializadores podrían estar de acuerdo en adquirir tales contratos. Aún si esta es una posibilidad real, hay que pensar que la organización y realización de tales subastas supone un coste. De hecho, es bien posible que ese coste ya supere la ganancia de eficiencia que se podría alcanzar (que no estimo sea muy grande).

Otra cuestión está relacionada a cuándo hacer esta subasta. La CREG la ha aplazado después de la subasta de generadores. Pero podría ser al revés, o sea, hacer primero esta y luego la de generadores. Aún otra opción es que ambas subastas sean realizadas simultáneamente. A pesar de esto suponer mayor complejidad, es ahora relativamente común encontrar tales contratos.

6.1.6 Garantías

Otro aspecto de esta propuesta es la necesidad de garantías por parte de los generadores que participen de la subasta. Estas garantías son exigidas para cubrir los riesgos de seriedad de la oferta, de construcción y puesta en operación de la planta y finalmente, las del contrato de suministro.

Tales garantías parecen necesarias y adecuadas para esta propuesta. Sin embargo, esto está relacionado con los riesgos que esta forma de contrato impone. Como comentamos

abajo, otra opción (pague lo generado) puede exigir menores garantías — y por lo tanto será menos costosa para los generadores. Así, pensamos que, al final la exigencia de mayores garantías en esta opción es una razón más para preferir la próxima opción.

6.2 Pague lo generado

Uno de los aspectos atractivos de la propuesta “pague lo generado” es su sencillez. Los generadores participan de una subasta para definir un precio por kilovatio hora (COP/kWh) por lo cual estarían dispuestos a vender su energía. El conjunto de menores precios que satisfacen la cantidad a ser contratada definida previamente por CREG será contratada.

A continuación discutimos aspectos específicos de esa propuesta.

6.2.1 Producto

El producto es del tipo pague lo generado, es decir, el generador tiene el derecho de recibir el precio fijo establecido en el contrato por toda la energía que produzca. Los contratos tendrán un período de duración de 10 años.

Además de este contrato, las plantas seleccionadas podrán optar por ser tomadoras del Cargo por Confiabilidad (CxC). En este caso, tendrían Obligaciones de Energía en Firme por su ENFICC, y recibirían el ingreso del CxC. Por supuesto, esto significa que deberán entregar esa energía comprometida en el momento en que el precio de bolsa supere el precio de escasez. La prima del CxC que recibirían hasta por un periodo de 20 años, pues son proyectos nuevos, correspondería a la de la última subasta del CxC que se haya realizado.

El riesgo de un contrato de este tipo es bajo para los generadores, porque sólo tienen que preocuparse por la producción. Una vez sea asegurada la producción, sus ingresos también estarán asegurados. Es de esperarse, por lo tanto, que tales contratos sean ofrecidos a precios relativamente bajos. Por supuesto en esta observación hay que tener en cuenta los costos de esas tecnologías de producción, que pueden ser más altos que las de fuentes convencionales. Pero con este producto, probablemente se tendrá una de las formas más baratas de garantizar la entrada de fuentes renovables en el mix energético.

Queremos comentar dos aspectos adicionales relacionados al contrato. El primero es sobre la duración del contrato, de apenas 10 años. Por un lado, eso protege la demanda, que no tiene una obligación a muy largo plazo. Si los precios de energía se reducen substancialmente, por alguna innovación tecnológica por ejemplo, la demanda seguirá todavía pagando valores altos. Por otro lado, la reducción de la duración del contrato de 20 años (como era en la alternativa anterior, de contratos de largo plazo) a 10 años supone un aumento del riesgo para el generador. Siendo que el contrato ya es muy bueno en términos

del riesgo para el generador, quizá eso no sea importante y sea de hecho conveniente mantener los 10 años como se ha propuesto.

El otro aspecto es la participación en el mecanismo de Cargo por Confiabilidad. En principio, la garantía de recibir un precio fijo por su energía debería ser ya suficiente para el generador. O sea, no necesitaría recibir de forma adicional el CxC. Si se le quita el CxC, esto podrá sencillamente ser adicionado al costo general de energía que solicitará en la subasta. Por otro lado, el hecho de tener un CxC fijo por 20 años puede mitigar el hecho de que su contrato “pague lo generado” tenga duración restricta a 10 años. Así, un aspecto se complementa con el otro. Adicionalmente, no se necesita tratar de forma diferenciada a una tecnología en términos del CxC. El hecho de no haber tratamientos diferenciados es una importante razón para mantener la regla como la CREG ha propuesto.

En general, pensamos que esta definición del producto, tal cual está considerada por la CREG es adecuada y conveniente.

6.2.2 Subasta

Será realizada una subasta de sobre cerrado. Se estipula que la CREG podrá definir un precio techo, en caso de que se identifiquen problemas de competencia ex ante. La oferta contendrá dos elementos: el primero es la capacidad del proyecto participante y el segundo, el precio al que está dispuesto a vender su energía expresado en pesos por kilovatio hora (COP/kWh). Como estas plantas quedarán incluidas en la liquidación centralizada del CxC, los generadores deberán incluir en su oferta el componente correspondiente al CERE. Los oferentes con menores precios que lleguen a satisfacer la demanda estipulada por la CREG son elegidos.

Son consideradas dos opciones para la asignación prorrata de los contratos entre los comercializadores. La primera es una asignación entre todos los comercializadores que atienden demanda regulada a prorrata de su demanda. La segunda alternativa es asignarlo a todos los comercializadores que se encuentran con una exposición en bolsa a prorrata de su exposición.

Comentarios

Esta forma de subasta nos parece bastante adecuada. Es sencilla y cumple sus objetivos. Sin embargo, sugerimos que se estipule definitivamente que va a existir un precio techo, para evitar problemas en la realización de la subasta. El precio techo podría ser algo más alto que el precio medio de bolsa del año anterior (por ejemplo 10%). Así, se protege la demanda para no contratar un precio excesivamente alto, que pueda ser inducido por algún tipo de colusión y, al mismo tiempo, se generan incentivos necesarios a muchos generadores a participar.

Sin embargo, la sugerencia de 10% no está basada en información de costos de estos

generadores. Si tales costos son excesivos, este número podría no ser conveniente. Así, la CREG deberá contratar una estimativa de costos de esas tecnologías para verificar si tales valores son adecuados. Además se debe tener en cuenta que el tipo de contrato debe tener un valor más bajo, una vez que representa riesgo bajo para los productores. *Por otro lado, no es bueno poner un precio techo muy bajo, porque eso puede desestimular participación. Un precio techo igual al promedio del precio de bolsa del año anterior es probablemente muy bajo.*

Hay pros y contras en cada una de las formas de asignación de los contratos entre los comercializadores. La primera opción tiene la ventaja de no discriminar y no inducir comportamientos estratégicos con otras consecuencias, como es el caso de la segunda opción, como discutimos en seguida. Por otro lado, la segunda puede representar mayor eficiencia en la asignación porque los contratos irían para los comercializadores más expuestos. Sin embargo, esto puede generar un riesgo moral si hay la expectativa de que tales contratos generen menor precio o si hay un tratamiento diferenciado entre el traspaso de sus costos a los consumidores (con respecto a otros contratos). Por ejemplo, si los precios de estos contratos pueden ser 100% traspasados al consumidor (como en la propuesta anterior), pero no a otras formas de contratación, entonces a los comercializadores les gustaría tener más de esos contratos. Con eso se puede llegar a obtener una mayor exposición en bolsas, y tendrán un incentivo a no contractarse, lo que es malo para el MOR.

No es posible determinar si este componente estratégico es importante o no. Tomando una posición más prudente, pienso que lo mejor sería empezar con la primera forma de asignación, es decir, repartiendo los contratos entre toda la demanda regulada. El costo de la ineficiencia en este caso podría ser minimizada con el pleno funcionamiento del MOR.

6.2.3 Garantías

La CREG estipula garantías en esta propuesta que son similares a las anteriores: para cubrir los riesgos de seriedad de la oferta, de construcción y puesta en operación de la planta y finalmente, las del contrato de suministro. La garantía para la construcción siguen las reglas de las garantías para el CxC. Hay también garantías de pagos para los comercializadores.

Pensamos que no es necesario requerir tantas garantías en este caso. Quizás sea conveniente requerir garantías para el riesgo de seriedad de la oferta, pero una vez asignado el contrato, el riesgo es más del productor. Si él no construye y pone en funcionamiento su planta, no podrá recibir nada, pero tampoco pagará la demanda.

Por supuesto hay un riesgo para la demanda de no tener la energía firme. Así, las garantías para el CxC se pueden aplicar normalmente. Pero como estas son proporcionales a la energía firme, representarán valores menores para estos productores.

6.3 Cargo Verde

El Cargo Verde es un subsidio directo para las fuentes renovables. La idea es que tal subsidio sea asignado de forma competitiva por una subasta. Los generadores que ofertaren la cantidad de energía determinada con los menores requerimientos de subsidios serán las elegidas.

La subasta es también de sobre cerrado. Los agentes ofertan el porcentaje de cargo máximo que requieren. El cargo máximo es la diferencia entre el pago promedio de confiabilidad y el pago por cargo por confiabilidad a las plantas FNCER en USD/MWh.

Para acceder al cargo verde las plantas requieren contratar la energía. Luego las plantas solamente devuelven al sistema la diferencia entre el cargo verde máximo el cargo verde asignado hasta por la capacidad declarada en la subasta. Para una capacidad mayor a la declarada en la subasta se devuelve el cargo verde máximo. La asignación del cargo verde es por un periodo de diez (10) años.

Pensamos que esta propuesta no es tan buena como la de “pague lo contratado” discutida arriba. Al contrario de la anterior, que mantiene un incentivo al productor de mantener una alta producción, esta sólo tendrá penalidades en caso de no cumplirse la oferta de energía firme.

Probablemente esta propuesta recibirá más fuerte oposición de los otros generadores, porque este tratamiento diferenciado puede distorsionar los incentivos en el mercado y crear situaciones indeseables para los otros generadores. Por ejemplo, es probable que haya un impacto en los precios de bolsa, porque estos generadores podrán competir con precios muy bajos. Esto no pasa en la propuesta anterior, donde toda la energía producida es comercializada a un precio fijo.

Por estas razones, recomendamos no adoptar esta alternativa.

6.4 Tomadores de Precio

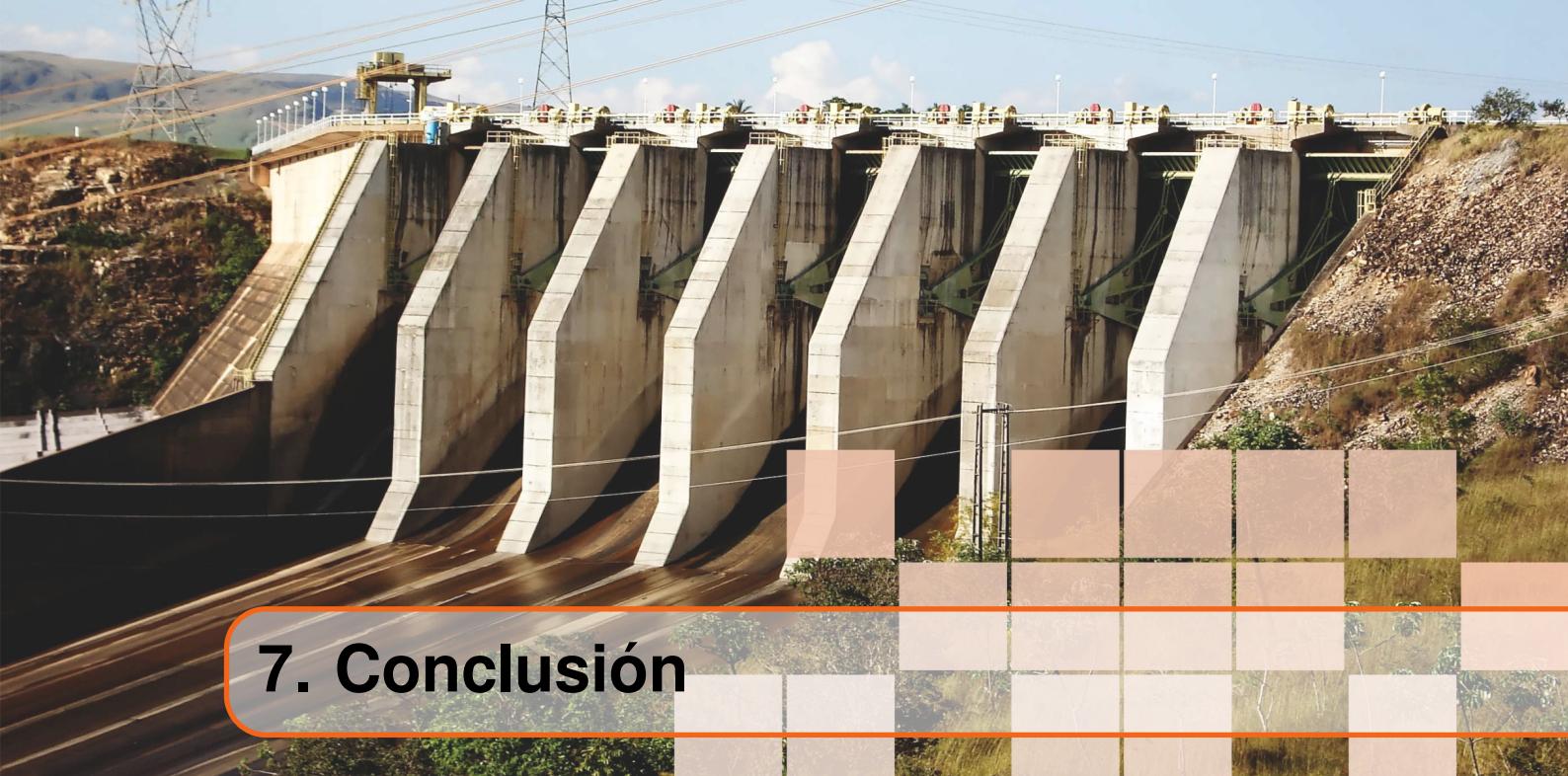
Esta opción consiste en que los generadores sean tomadores de precio en las subastas del cargo por confiabilidad.

El gran problema de esta opción es que no queda claro que sea suficiente para generar participación de las FNCER. El hecho de tomar los precios como datos no implica que tales precios sean suficientemente altos para que su entrada sea ventajosa.

Esta propuesta no tiene muchos detalles, pero en todo caso, no nos parece una alternativa promisoria.

6.5 Nuestra recomendación

Pienso que el mejor es que no se haga nada de especial para los renovables. No es claro si es necesario algo especial para las FNCER. En realidad, el mejor sería que se hicieran más estudios para determinar si hay mismo la necesidad de crear algo especial para las FNCER. En caso de haber, es necesario estudiar más a fondo la necesidad de hacerlo. El gran problema de crear algo específico para las FNCER es que en general, una vez creado un subsidio, es muy difícil extinguirlo. Así, son necesarios más estudios sobre esto.

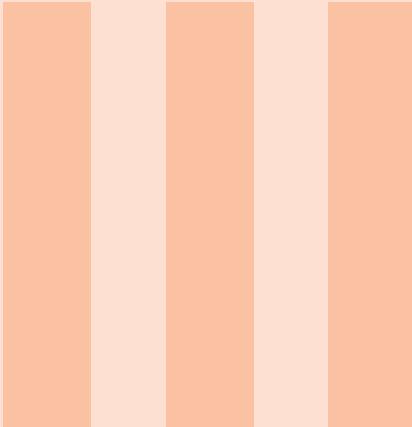


7. Conclusión

Este documento describe las recomendaciones del autor para la CREG con respecto a los cuatro temas:

- el precio de escasez, las reglas de expansión y el cargo por confiabilidad;
- el mercado organizado para contratos (MOR);
- el mercado del día anterior e intra-diario; y
- las reglas para la introducción de fuentes renovables no convencionales.

La idea principal de las posiciones presentadas aquí es que CREG debe continuar su comprometimiento con soluciones de mercado y promoción de la competencia. Para eso, la iniciativa del MOR es una de las más importantes. Sin embargo, no debería la CREG intentar definir todo, pero apenas crear los incentivos correctos para que los agentes mismo trabajen para crear las condiciones ideales, en el tiempo correcto. Así, la eficiencia será maximizada en el *long run*.



Appendix

A	El Fenómeno de El Niño	89
B	El precio de bolsa	93
C	Explicando los eventos de escasez	
	95	
D	Producción típica de las plantas	97
E	Simulaciones para el Precio de Es-	
	casez	103
E.1	Valor del costo de oportunidad por energía en firme	



A. El Fenómeno de El Niño

El Niño hace referencia a un fenómeno climático asociado al calentamiento de la superficie del Océano Pacífico alrededor de la zona ecuatorial. El Centro de Predicción del Clima del *National Weather Service* de Estados Unidos, define los eventos de El Niño mediante un índice conocido como ONI¹ que corresponde a la diferencia entre la temperatura observada y el promedio móvil trimestral de las temperaturas de la superficie oceánica del Pacífico. Así, un evento de El Niño se define como un periodo en el cual el ONI es igual o superior a 0.5° durante 5 o más meses seguidos. Análogamente, un evento de La Niña corresponde al periodo cuando el ONI es igual o inferior a -0.5° durante 5 o más meses seguidos.

¹Siglas en inglés para Índice Oceánico de El Niño.

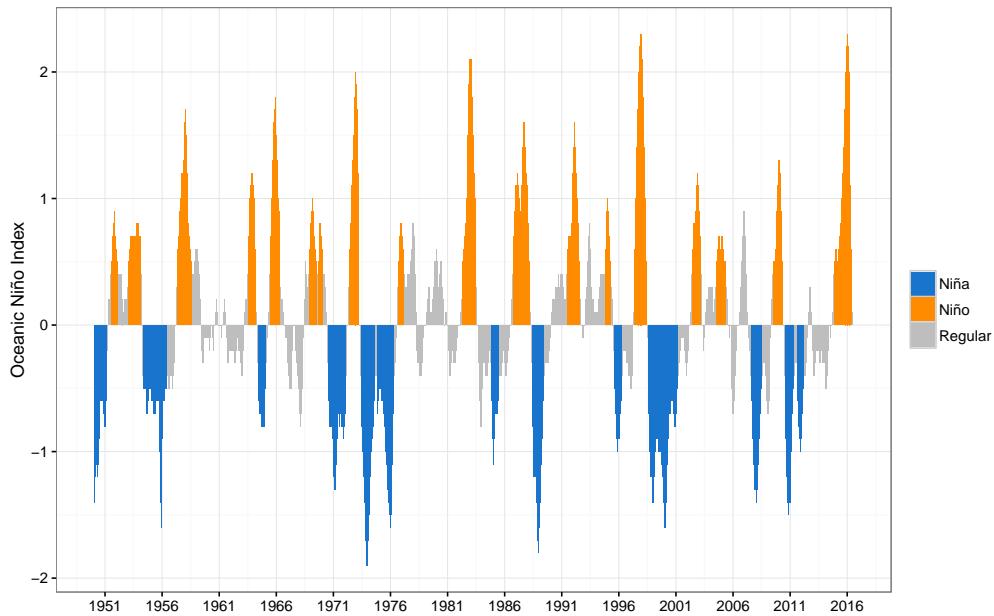


Figure A.1: Evolución del Índice Oceánico de El Niño (ONI), 1950-2016

Fuente: *National Weather Service*

En la Figura A.1 se presenta la evolución del ONI desde enero de 1950 hasta junio de 2016. De acuerdo con la evolución de este índice, el último periodo de El Niño estuvo asociado a temperaturas de la superficie oceánica tan altas como las que se observaron durante El Niño del periodo 1997-1998. Esto se puede observar con mayor detalle en la Tabla A.1, donde se presentan los niveles más altos que alcanza el ONI durante cada evento.

Periodo 1997-1998		Periodo 2015-2016	
Mes	ONI	Mes	ONI
ago/1997	1.7	sep/2015	1.7
sep/1997	2.0	oct/2015	2.0
oct/1997	2.2	nov/2015	2.2
nov/1997	2.3	dic/2015	2.3
dic/1997	2.3	ene/2016	2.2
ene/1998	2.1	feb/2016	2.0
feb/1998	1.8	mar/2016	1.6

Table A.1: Fenómenos de El Niño de mayor intensidad en la historia

En la Figura A.2 se presenta un histograma de la distribución histórica del ONI durante los últimos 66 años. Los percentiles históricos de cada evento se presentan en el Cuadro A.2, donde se puede observar que, incluso durante eventos de El Niño, niveles del ONI por encima de 2° , como los que se presentaron en 1997-1998 y 2015-2016, corresponden a menos del 10% de los casos.

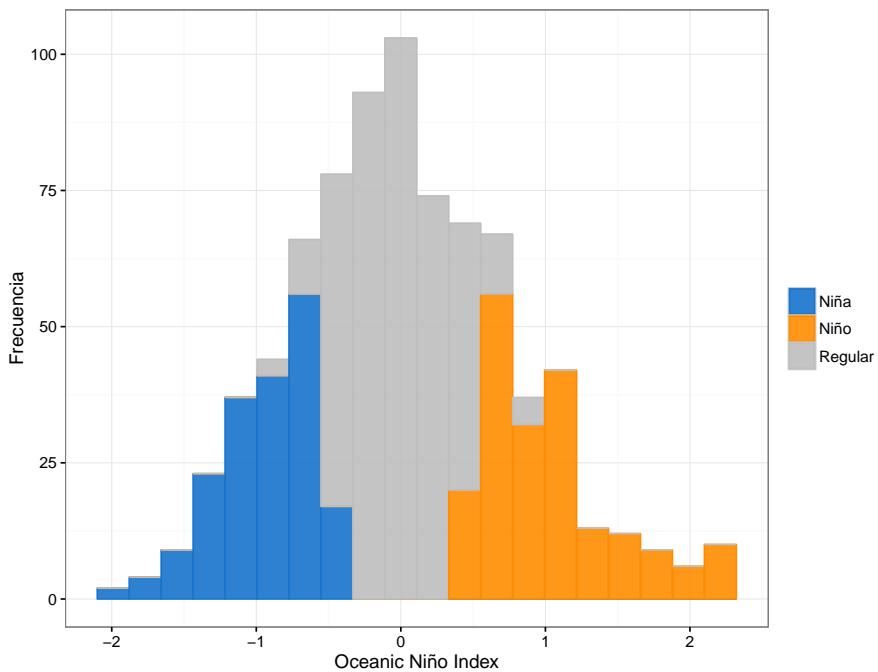


Figure A.2: Distribución histórica del Índice Oceánico de El Niño (ONI)

Fuente: Cálculos propios con base en información de *National Weather Service*

Percentil	Total	Regular	La Niña	El Niño
Min	-1.90	-0.80	-1.90	0.60
10%	-0.90	-0.50	-1.40	0.60
20%	-0.60	-0.40	-1.30	0.70
30%	-0.40	-0.30	-1.20	0.80
40%	-0.20	-0.20	-1.10	0.90
50%	0.00	0.00	-0.90	1.00
60%	0.20	0.10	-0.90	1.20
70%	0.40	0.20	-0.80	1.30
80%	0.70	0.40	-0.70	1.50
90%	1.00	0.50	-0.60	1.83
Max	2.30	1.00	-0.60	2.30

Table A.2: Percentiles de la distribución histórica del ONI

En la Tabla A.3 se presentan probabilidades para tres tipos de eventos que se observaron durante el último fenómeno de El Niño. De acuerdo con esta información, la probabilidad de que ocurra un evento de El Niño como el que se presentó entre marzo de 2015 y mayo de 2016 es aproximadamente del 0.25%.

Evento	Probabilidad
El Niño	16.62%
El Niño con ONI ≥ 2 en algún mes	3.65%
El Niño con ONI ≥ 2 en 5 meses seguidos	0.25%

Table A.3: Probabilidad empírica de eventos de el Niño

Por otro lado, considere la siguiente función de probabilidad, condicional en un horizonte de tiempo dado, T , se define como:

$$f(x | T) = P(ONI_t \geq x, ONI_{t+1} \geq x, ONI_{t+2} \geq x, ONI_{t+3} \geq x, ONI_{t+4} \geq x | t \leq T) \quad (A.1)$$

Entonces, $f(0.5 | 60)$ puede interpretarse como la probabilidad de ocurrencia de un evento de El Niño en los próximos 5 años (5×12).

Para estimar estas probabilidades condicionales, se generaron 1000 proyecciones independientes del ONI ajustando un modelo SARIMA($5, 0, 4$) \times ($1, 0, 0$)[12]. De esta forma se calcularon estimaciones $f(2 | T)$, para $T = 60, 120$, como los promedios de las probabilidades para cada simulación. Los resultados indican que $f(2 | 60) = 0.101\%$ y $f(2 | 120) = 0.135\%$. En otras palabras, las probabilidades de que en los próximos 5 y 10 años se repita un fenómeno de El Niño tan intenso como el más reciente es de 0.1% y de 0.13%, respectivamente.



B. El precio de bolsa

El despacho ideal es la base para el cálculo del precio de la bolsa de energía en Colombia.¹

Cuando se resuelve el problema de optimización del despacho ideal para cada hora, el precio que vacía el mercado es igual a la puja de la planta marginal no saturada² (i.e, la planta marginal necesaria para satisfacer la demanda que no se encuentra saturada). Denotamos este precio de equilibrio como p_t . No obstante, dado que el despacho ideal puede diferir del despacho real, el precio de bolsa debe modificarse con un delta incremental para encontrar el precio spot horario que compensa las diferencias entre ambos escenarios.

Después de la regulación de 2009, el despacho ideal resuelve un problema de compromiso centralizado, en el cual, en vez de minimizarse los costos horarios de generación, se optimiza la función objetivo del despacho económico (un problema de optimización de 24 horas). Ahora los generadores realizan pujas complejas y se introduce el delta incremental. Las pujas complejas se componen de un precio de oferta de energía para cada hora durante las próximas 24 horas, unos costos de arranque y parada, y una capacidad mínima de generación para cada hora durante las próximas 24 horas.

Una vez se resuelve el problema de optimización del despacho ideal para las siguientes 24 horas, el precio de equilibrio, p_t , se calcula como la puja de la planta marginal no saturada. Luego, el precio spot horario se define como el precio de equilibrio más un delta

¹Más precisamente, este es un precio compensatorio pues, técnicamente hablando, no existe un mercado spot. Usando la terminología usual del sector eléctrico en Colombia seguiremos llamando a este precio compensatorio, el precio spot.

²Una planta está saturada cuando se encuentra operando bajo condiciones de inflexibilidad. Intuitivamente, cuando no puede cambiar su producción sin violar restricciones técnicas. Por ejemplo, una planta térmica que se encuentra en la mitad de su rampa, es una planta saturada.

incremental ΔI de la siguiente forma:

Sea

$$I_{i,j} = \sum_{t=1}^{24} q_{i,j,t} \times p_t \quad (B.1)$$

el ingreso de la unidad de generación j del agente i en el despacho ideal y sea

$$C_{i,j} = \sum_{t=1}^{24} q_{i,j,t} \times P_{of,i,j} + \sum_{t=1}^{24} P_{ar,i,j} s_{i,j,t} \quad (B.2)$$

el costo de generación de la unidad j (suponiendo que las pujas son veraces).

Ahora sea $GI_{i,j,t}$ la producción de la unidad j en el momento en que se encuentra saturada (0 en caso contrario) y $RP_{i,j}$ el precio de reconciliación positiva, entonces el delta incremental se define como:

$$\Delta I = \frac{\sum_i \max\{0, C_{i,j} - I_{i,j}\} + DI_{i,j}}{\sum_{t=1}^{24} D_t} \quad (B.3)$$

donde

$$DI_{i,j} = \sum_{t=1}^{24} GI_{i,j,t} \times (\max\{p_t, RP_{i,j}\} - p_t) \quad (B.4)$$

Por lo tanto, el precio spot horario es:

$$P_t = p_t + \Delta I \quad (B.5)$$

Este precio garantiza que la demanda financiará los costos de arranque y parada de las plantas despachadas, y la producción de energía de las plantas saturadas. Habiendo definido el precio spot, ahora explicamos las compensaciones que realizan los diversos agentes del mercado. Todos los agentes reciben el precio spot por cada unidad de energía producida (sin importar si la planta está saturada o no) y, adicionalmente, (1) las plantas hídricas reembolsan ΔI por cada unidad de energía producida, (2) las plantas térmicas para las que $C_{N,i} \leq I_{N,i}$ reembolsan ΔI , y (3) las plantas térmicas para las que $C_{N,i} > I_{N,i}$ no realizan reembolsos.



C. Explicando los eventos de escasez

Definimos el evento de escasez diario como el evento en que durante alguna hora h del día t el precio de bolsa ($p_{h,t}$) supere al precio de escasez ($pe_{h,t}$):

$$\mathbf{I}_t(p_t > pe_t) = \max\{\mathbf{I}_{h,t}(p_{h,t} > pe_{h,t})\} \quad (\text{C.1})$$

La predicción del evento de escasez se hará con base en la información de los aportes diarios de los caudales, la precipitación mensual total, y la temperatura mensual promedio. Los últimos dos obtenidos del IDEAM.

Primero, categorizamos las tres variables predictoras según los percentiles de su distribución como se muestra a continuación:

- $\mathbf{I}(\text{Caudal} \leq Pct(50))$
- $\mathbf{I}(\text{Precipitaciones} \leq Pct(30))$
- $\mathbf{I}(\text{Temperatura} \geq Pct(80))$

Luego, calculamos la probabilidad condicional de los eventos de escasez de la siguiente forma. Sea c_t^k la condición k (alguna de las tres listadas anteriormente) para el día t ,

1. Definimos un soporte mínimo, es decir, la probabilidad mínima de que $\{\mathbf{I}_t(p_t > pe_t) \cap c_t^k\}$:

$$\frac{\sum_{t=1}^T \mathbf{I}_t(p_t > pe_t) \times c_t^k}{T} \quad (\text{C.2})$$

Esto implica construir todas las posibles combinaciones de $\{\mathbf{I}_t(p_t > pe_t) \cap c_t^k\}$, tal que $\text{card}\{\mathbf{I}_t(p_t > pe_t) \cap c_t^k\} \leq 4$.

2. Para los conjuntos de información que superan el soporte mínimo, la probabilidad

condicional de escasez es

$$\frac{\sum_{t=1}^T (I_t(p_t > p_{e_t}) | c_t^k)}{\sum_{t=1}^T c_t^k} \quad (C.3)$$

La siguiente tabla muestra los resultados:

LHS	Pr(LHS & Escasez)	Pr(Escasez LHS)	% eventos
Temperatura $\geq Pct(80)$	6.80%	33.81%	91.5%
Precipitaciones $\leq Pct(30)$	5.22%	17.62%	70.2%
Caudal $\leq Pct(0.5)$	5.51%	11.01%	74.0%
Precipitaciones $\leq Pct(30)$ & Temperatura $\geq Pct(80)$	5.22%	35.21%	70.2%
Caudal $\geq Pct(60)$ & Temperatura $\geq Pct(80)$	1.04%	19.67%	14.0%
Caudal $\leq Pct(50)$ & Temperatura $\geq Pct(80)$	5.39%	39.70%	72.5%
Precipitaciones $\geq Pct(40)$ & Temperatura $\geq Pct(80)$	0.61%	22.83%	8.1%
Caudal $\leq Pct(50)$ & Precipitaciones $\leq Pct(30)$	4.44%	21.01%	59.7%
Caudal $\geq Pct(60)$ & Precipitaciones $\leq Pct(30)$ & Temperatura $\geq Pct(80)$	0.58%	13.89%	7.8%
Caudal $\leq Pct(50)$ & Precipitaciones $\leq Pct(30)$ & Temperatura $\geq Pct(80)$	4.44%	44.90%	59.7%
Caudal $\geq Pct(60)$ & Precipitaciones $\geq Pct(40)$ & Temperatura $\geq Pct(80)$	0.32%	32.35%	4.3%
Caudal $\leq Pct(50)$ & Precipitaciones $\geq Pct(40)$ & Temperatura $\geq Pct(80)$	0.20%	15.91%	2.7%

Table C.1: Reglas de decisión para eventos de escasez

La primera regla de la tabla anterior indica que la probabilidad de escasez condicional en que la temperatura promedio del mes es mayor al percentil 80 de su distribución (22.76259 °C) es de 33.81%. Esta regla explica el 91.5% de los eventos de escasez que observamos en los datos, en otras palabras, la temperatura promedio es un fuerte predictor de los eventos de escasez diarios. El error tipo I de esta regla (no predecir escasez cuando sí ocurre) es de 3.48% y el error tipo II (predecir escasez cuando no ocurre) es de 14.38%.



D. Producción típica de las plantas

A continuación se muestra la producción promedio de las plantas que están prendidas todas las horas del día y todas las horas del mes, por tipo de combustible. También se muestra la cantidad de plantas que cumplen con estas condiciones por tipo de combustible.

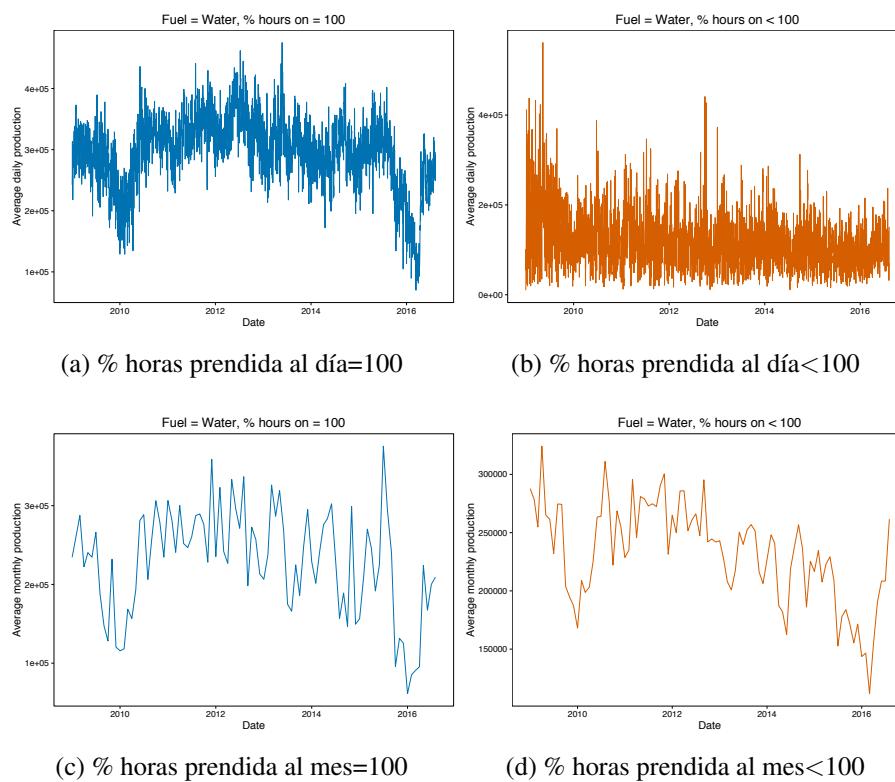


Figure D.1: Producción promedio para plantas hidráulicas

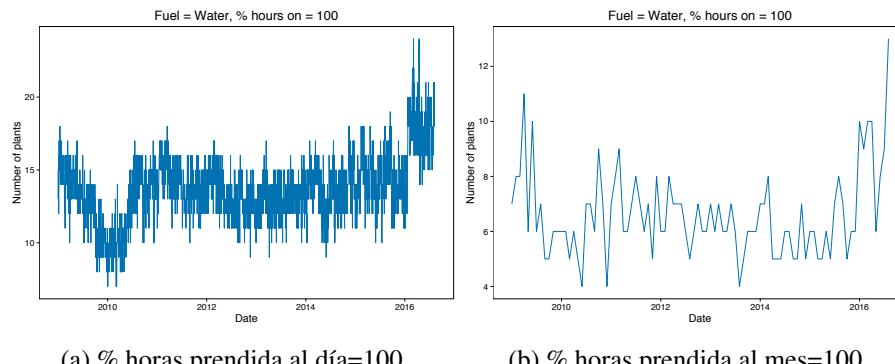


Figure D.2: Número de plantas hidráulicas

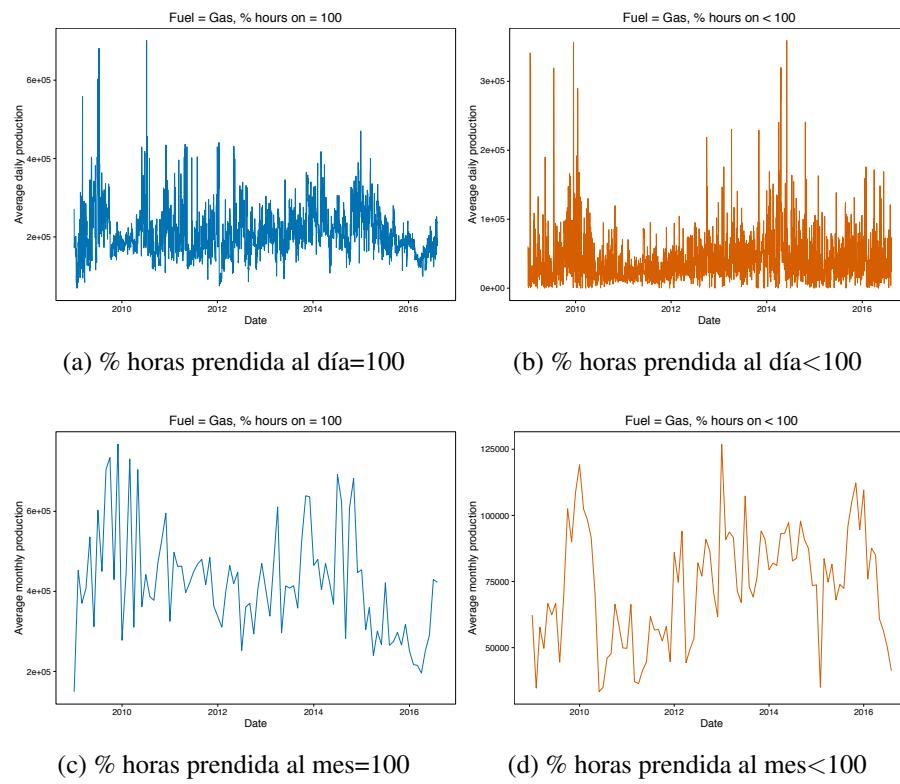


Figure D.3: Producción promedio para plantas térmicas a gas

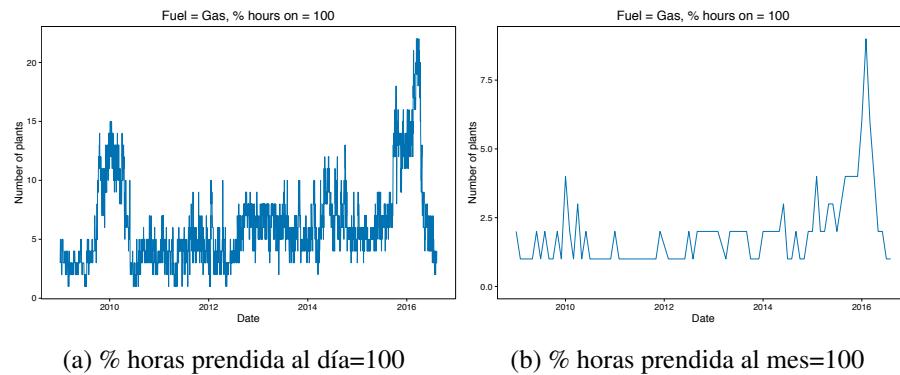


Figure D.4: Número de plantas térmicas a gas

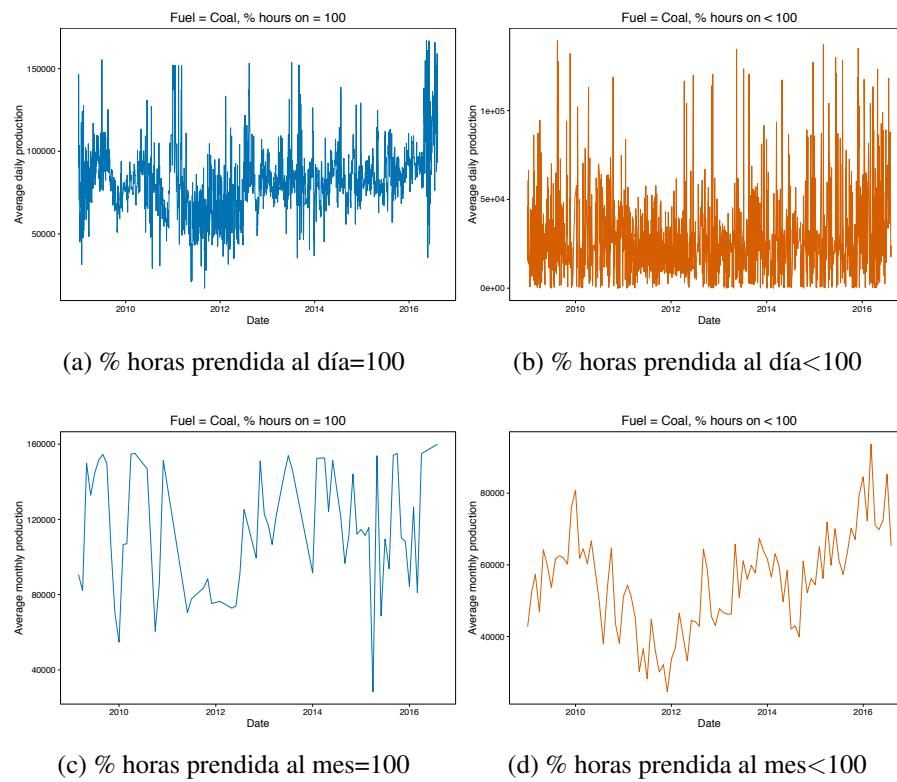


Figure D.5: Producción promedio para plantas térmicas a carbón

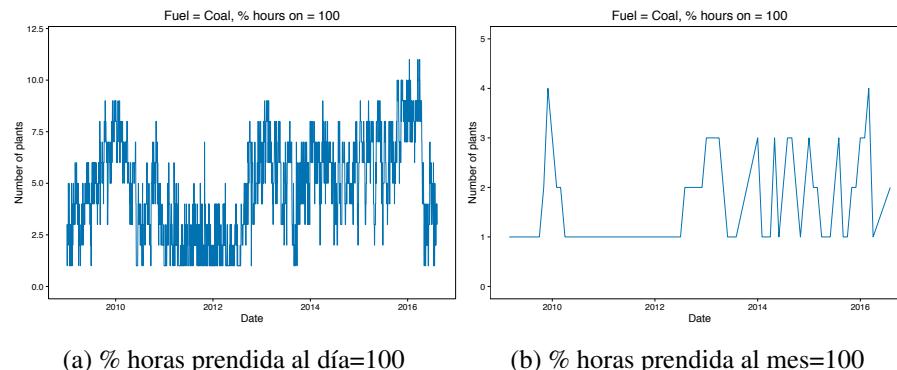


Figure D.6: Número de plantas térmicas a carbón

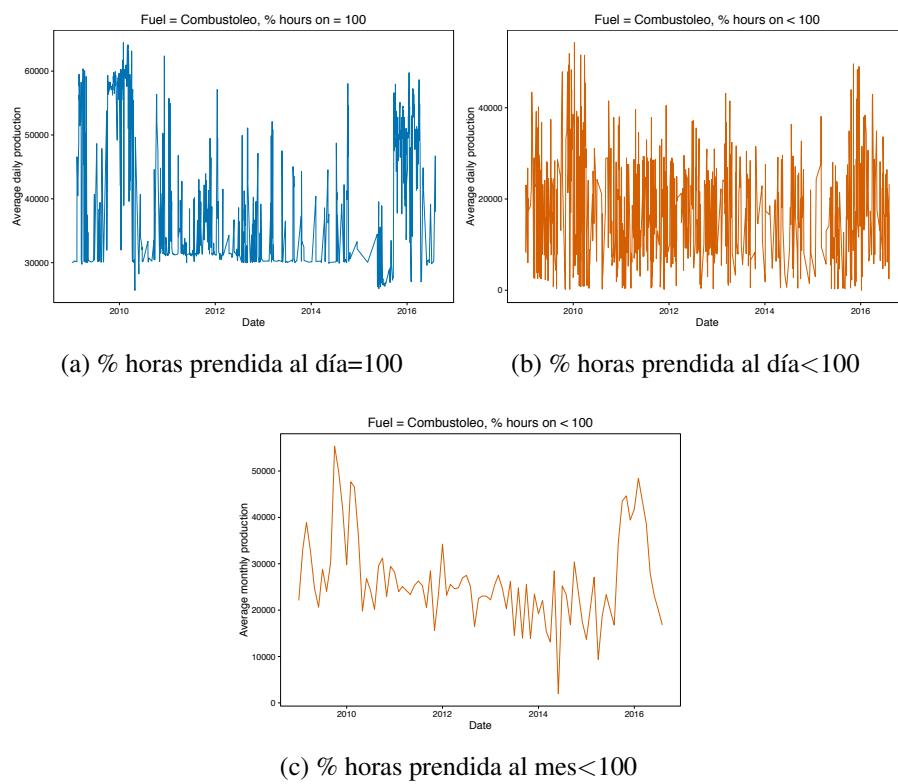


Figure D.7: Producción promedio para plantas térmicas a combustóleo

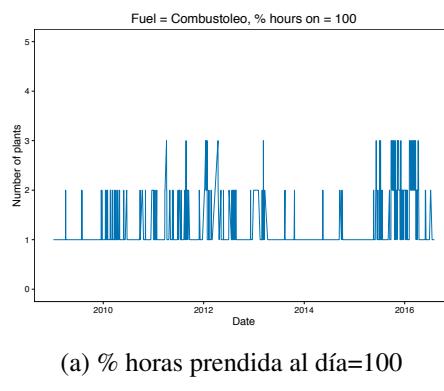


Figure D.8: Número de plantas térmicas a combustóleo



E. Simulaciones para el Precio de Escasez

Para cuantificar el impacto de cada esquema de precio de escasez se construye un modelo econométrico para la proyección de escenarios futuros del mercado. Específicamente, este modelo permite simular de forma simplificada el despacho ideal en cada hora del día para un horizonte de tiempo dado. Como principales resultados, se generan 500 predicciones independientes de generación por recurso, precio de bolsa, costo de generación por combustible, caudal de los aportes hídricos y el nivel de los embalses.

Las variables exógenas del modelo corresponden a la demanda de energía, la disponibilidad de capacidad, los aportes hídricos, precios de combustibles y la tasa de cambio. Las proyecciones de la demanda y la disponibilidad se generan a siguiendo la metodología de ([Burger, Klar, Muller, and Schindlmayr, 2004](#)), para la cual el componente determinístico es modelado en función de una tendencia de crecimiento anual, rangos de franja horaria, días de la semana y meses del año; mientras que para el componente estocástico se ajusta un SARIMA con estacionalidad horaria.

Por otro lado, las proyecciones de los aportes hídricos se generan a partir de un VAR cointegrado para las series diarias de los caudales agregados para cada generador. Luego, estas proyecciones son usadas para simular el nivel de los embalses como una cadena de Markov en un modelo de dinámico en el cual las decisiones de disponibilidad de los agentes depende de sus expectativas sobre el precio de bolsa y sus aportes futuros.

De forma similar, para el precio de los combustibles y la tasa de cambio, se calibra un VAR estacionario para las variaciones porcentuales de las series mensuales de: carbón, gas, fuel oil No. 2, fuel oil No. 6 y jet A-1, junto con la serie de la TRM (fin de mes). Los

costos variables de generación para las unidades térmicas son calculados a partir de estas proyecciones para unos parámetros técnicos de *Heat Rate* y poder calorífico, dados. Las proyecciones del precio del fuel oil No.6 y de la TRM sirven como insumo para simular el PESC de acuerdo con la resolución actual.

El precio de bolsa se modela, de acuerdo con ([Burger, Klar, Muller, and Schindlmayr, 2004](#)), como la combinación de un proceso determinístico, que es función de la demanda horaria y la disponibilidad de capacidad, y de dos procesos estocásticos. La parte determinística se ajusta mediante un polinomio de tercer orden para la demanda horaria ajustada por disponibilidad, franjas horarias, meses del año y eventos de El Niño. Los componentes estocásticos, de corto y largo plazo, son modelados como un SARIMA y una caminata aleatoria con reversión a la media, respectivamente.

Finalmente, la generación y el nivel de los embalses se definen mediante un despacho simplificado en el cual el orden de méritos depende de los costos de generación de las unidades térmicas y del nivel de los embalses para las plantas hidráulicas.

En total se generan 500 simulaciones de mercado para un horizonte de tiempo de 1 año.

E.1 Valor del costo de oportunidad por energía en firme

El costo de oportunidad mensual del agente i con unidades de generación existentes $j = 1, \dots, J$ asociado con Obligaciones de Energía en Firme (OEF) se define como:

$$CO_{im} = \sum_{j=1}^J \sum_{d=1}^{D_m} \sum_{h=0}^{23} \mathbf{1} \left\{ P_{dh}^b > P_m^{esc} \right\} \quad (E.1)$$

De acuerdo con esto, el valor del contrato de las Obligaciones de Energía en Firme (OEF) para el agente i durante un periodo de vigencia de año se define como

$$VC_i = \sum_{m=1}^{12} \frac{CO_{im}}{(1+\tau)^m}, \quad (E.2)$$

donde

- i : agente de generación
- j : unidad de generación del agente i
- h : hora del día
- d : día del mes
- m : mes del año
- D_m : número de días en el mes m
- P_{dh}^b : precio de bolsa en la hora h del día d

- P_m^{esc} : precio de escasez del mes m
- $OHEF_{ijdh}$: obligación horaria de energía en firme promedio de la unidad de generación j del agente i
- τ : tasa de descuento mensual

En las figuras E.1 a E.6 se presentan los flujos mensuales CO_{im} para cada uno de los agentes del sistema con OEF vigentes para el año simulado. En los cuadros ?? y ?? se presenta el valor esperado de VC_i en millones de pesos anuales, calculado con tasas de descuento de 12 y 20%, respectivamente.

Figure E.1: Valor esperado del costo de oportunidad mensual de las OEF asociado con generación hidráulica

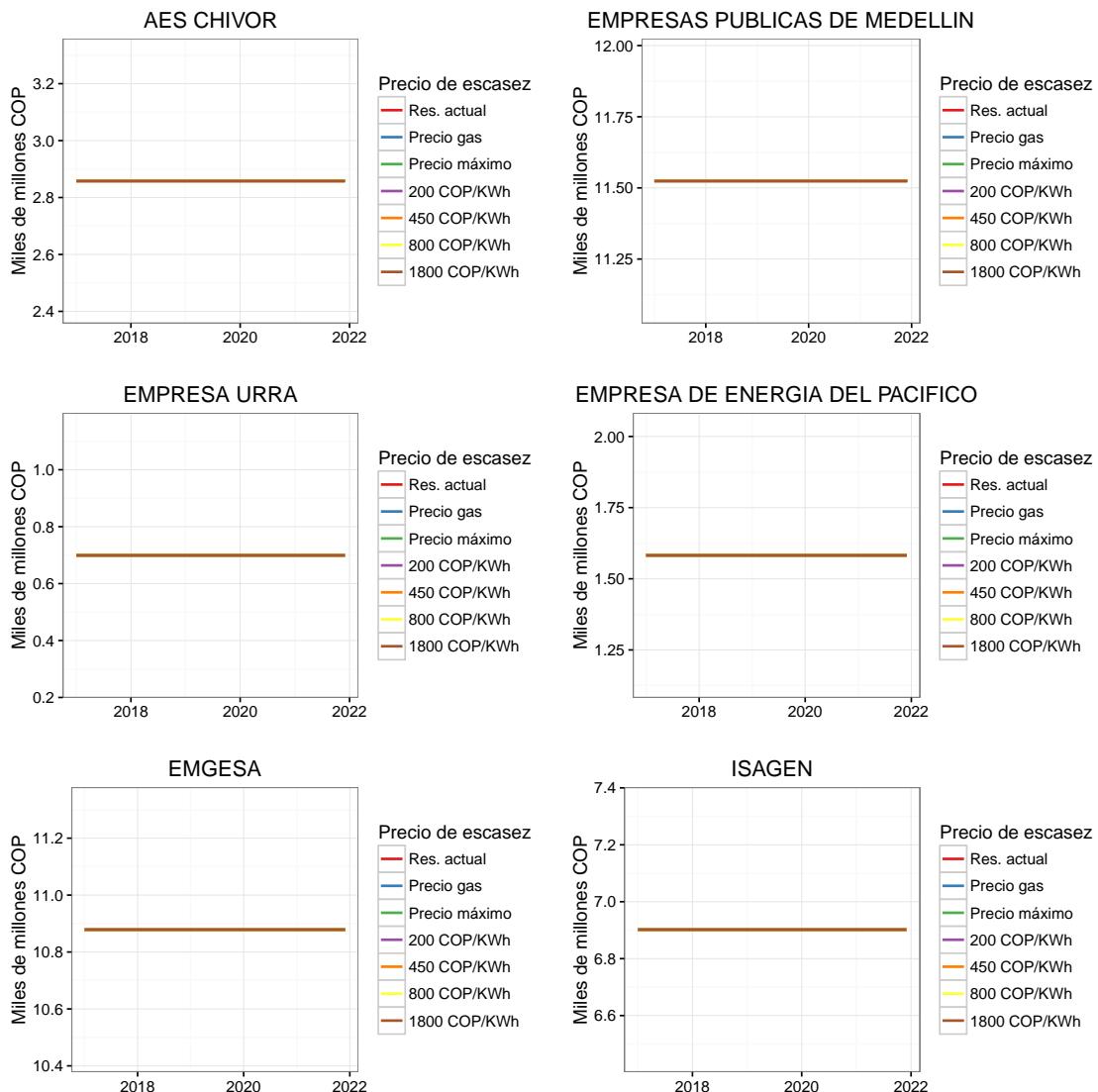
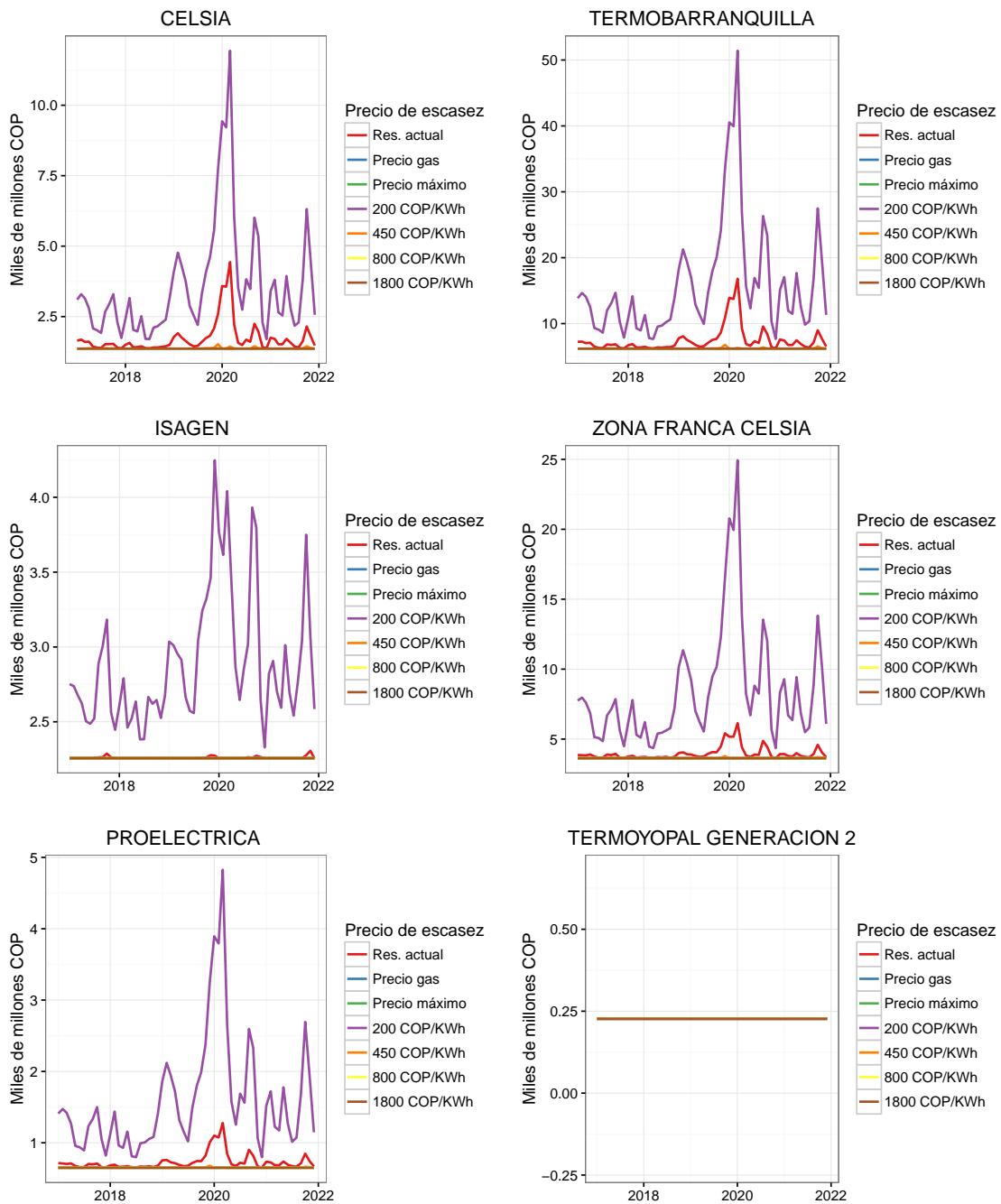
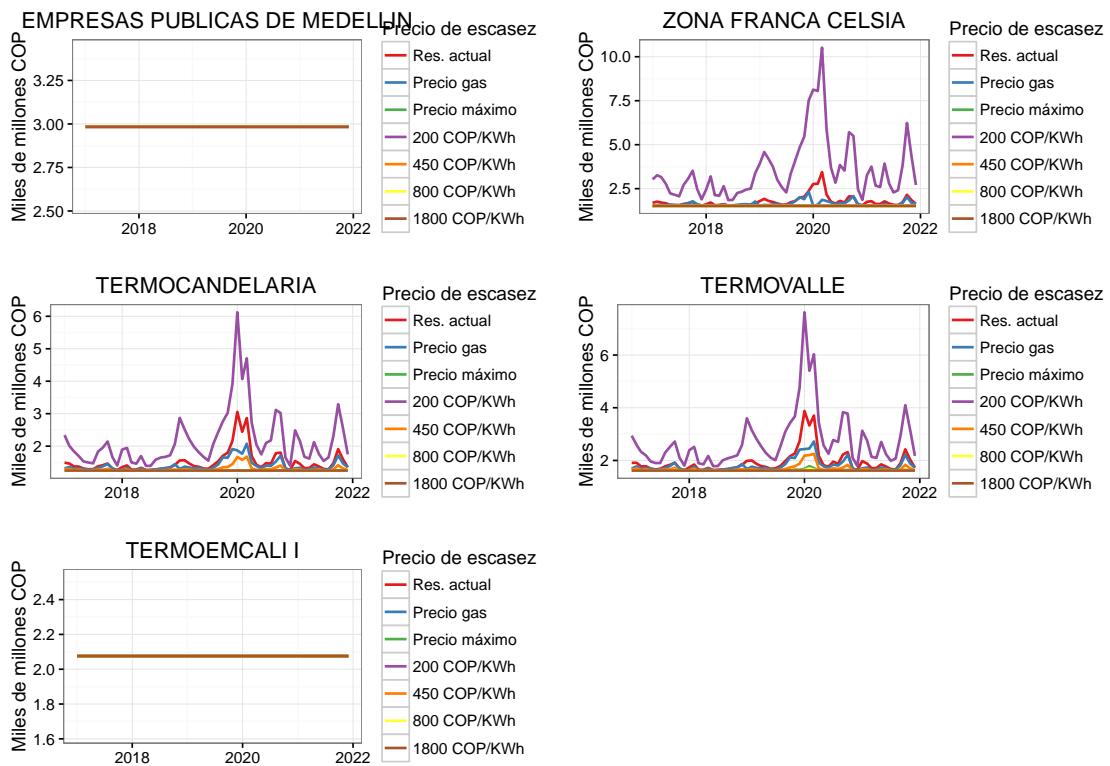


Figure E.2: Valor esperado del costo de oportunidad mensual de las OEF asociado con generación térmica a gas



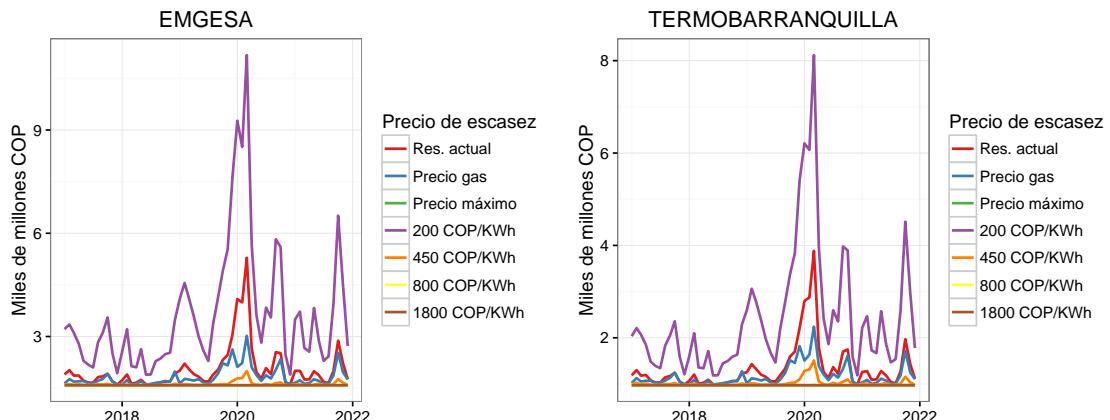
Fuente: Cálculos propios con información de XM, Ecopetrol y Departamento de Energía de Estados Unidos

Figure E.3: Valor esperado del costo de oportunidad mensual de las OEF asociado con generación térmica a ACPM



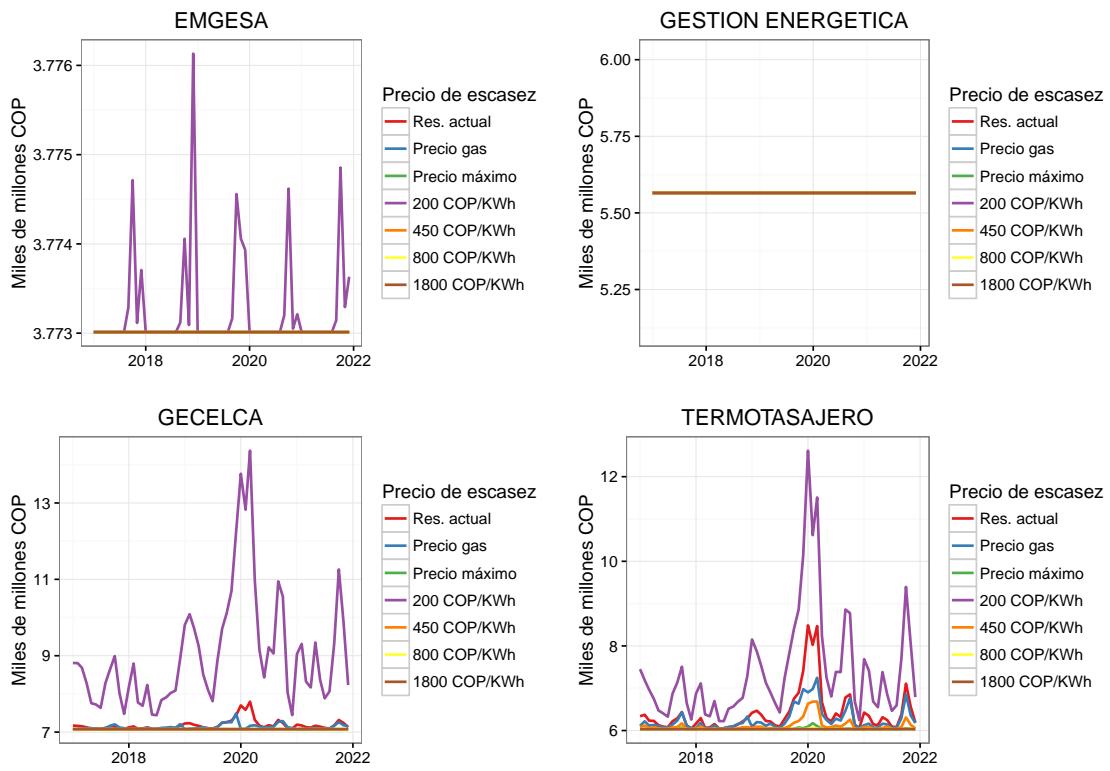
Fuente: Cálculos propios con información de XM, Ecopetrol y Departamento de Energía de Estados Unidos

Figure E.4: Valor esperado del costo de oportunidad mensual de las OEF asociado con generación térmica a combustóleo



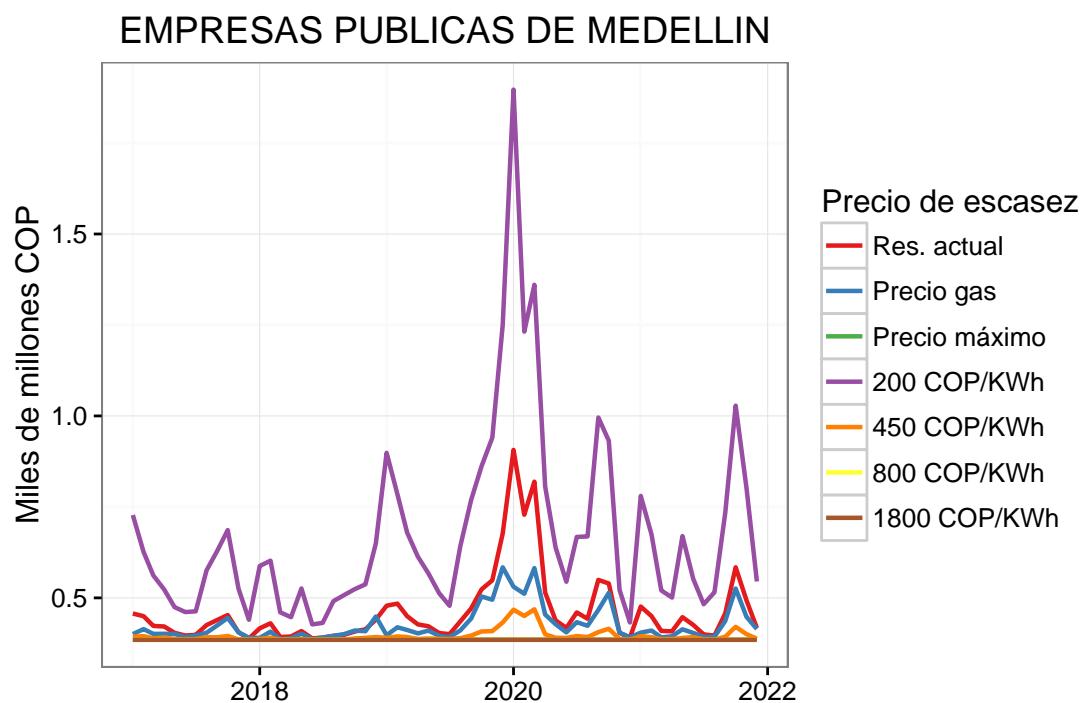
Fuente: Cálculos propios con información de XM, Ecopetrol y Departamento de Energía de Estados Unidos

Figure E.5: Valor esperado del costo de oportunidad mensual de las OEF asociado con generación térmica a carbón

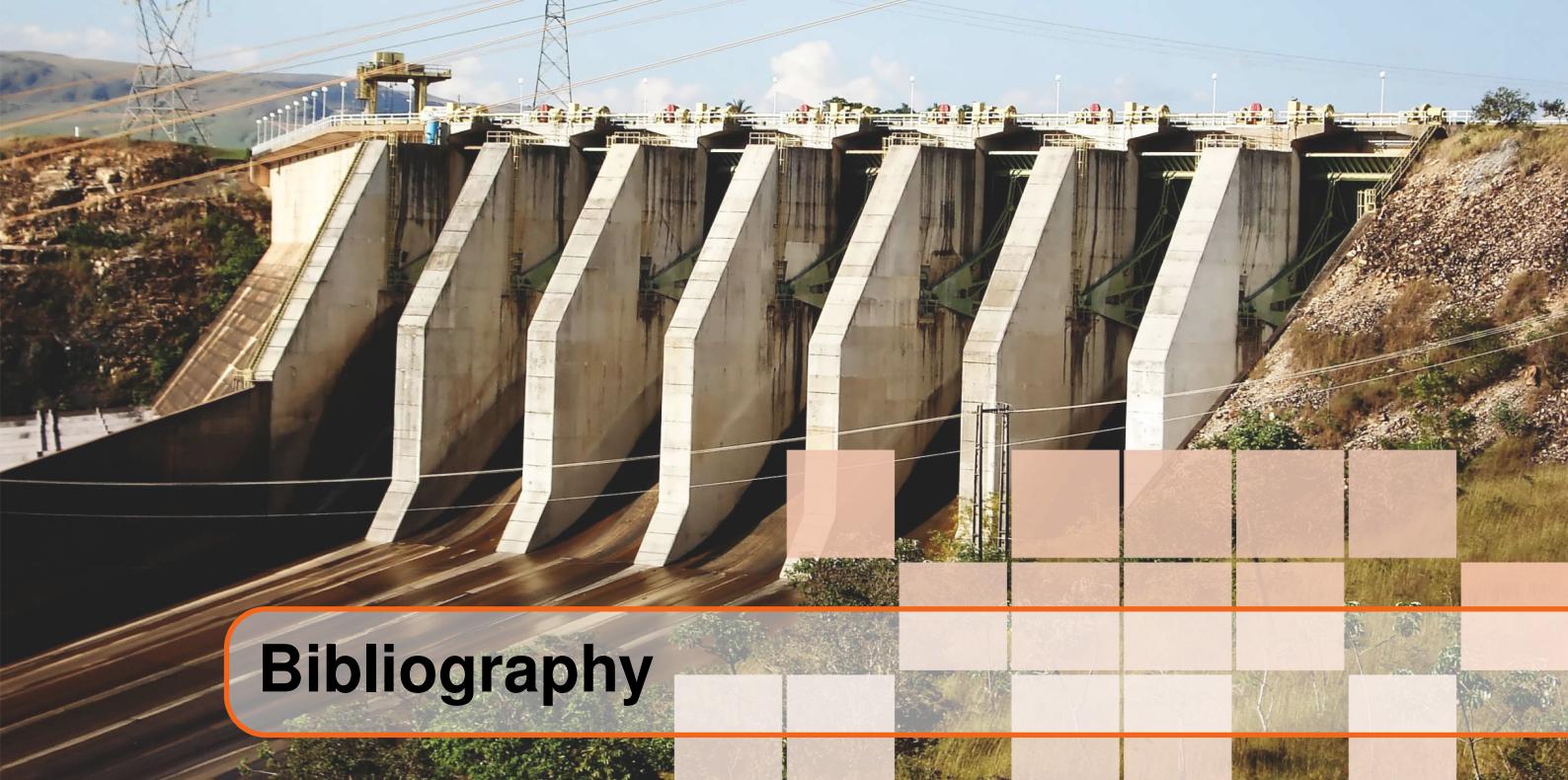


Fuente: Cálculos propios con información de XM, Ecopetrol y Departamento de Energía de Estados Unidos

Figure E.6: Valor esperado del costo de oportunidad mensual de las OEF asociado con generación térmica a JET A-1



Fuente: Cálculos propios con información de XM, Ecopetrol y Departamento de Energía de Estados Unidos



Bibliography

- BARROSO, L. A., AND C. BATLLE (2016): “Propuesta de Reforma del Mecanismo del Cargo por Confiabilidad,” ALCOGEN.
- BERMEO-LOPEZ, L. (2016): “Anásis sobre el Poder de Mercado del Sector Eléctrico Colombiano,” Master’s thesis, Universidad ICESI.
- BURGER, M., B. KLAR, A. MULLER, AND G. SCHINDLMAYR (2004): “A Spot Market Model for Pricing Derivatives in Electricity Markets,” *Quantitative Finance*, 4(1), 109–122.
- DE CASTRO, L., S. OREN, A. RIASCOS, AND M. BERNAL (2016): “Transition to centralized unit commitment: An econometric analysis of Colombia’s experience,” *The Energy Journal*, 37(3), 271–291.
- EY, ENERSINC, AND DNP (2016): “Propuestas de modificación sobre el funcionamiento del mercado de energía mayorista colombiano y conclusiones,” DNP.
- HARBORD, D., AND M. PAGNOZZI (2012): “Second Review of Firm Energy Auctions in Colombia,” *CREG*.
- OREN, S., AND A. GARCÍA (2016): “Apoyo al Gobierno Colombiano para realizar el análisis económico de las medidas adoptadas en el marco del Fenómeno del Niño 2015-2016 y Lecciones Aprendidas,” DNP.

