



**DESCRIPCIÓN E INFLUENCIA DE LAS VARIABLES HIDROLÓGICAS EN LA  
DETERMINACIÓN DEL PRECIO SPOT DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN  
COLOMBIA**

**AUTOR**

**DANIEL TORO RESTREPO**

**ASESOR**

**GUSTAVO LÓPEZ**

**UNIVERSIDAD EAFIT  
ESCUELA DE ECONOMÍA  
MAESTRÍA EN ECONOMÍA  
MEDELLÍN**

**2015**

# 1 INTRODUCCIÓN

El presente trabajo pretende presentar los resultados de la investigación que tenía por objeto analizar tanto cualitativa como cuantitativamente la influencia de las variables hidrológicas en el precio del mercado spot de generación eléctrica colombiano.

Inicialmente el trabajo hace una breve referencia al origen histórico del sector. Este análisis culmina con analizar en detalle retrospectivo el fenómeno del Apagón de 1992 ocasionado por la escasez de agua del fenómeno de El Niño que confluyó con otra serie de causas. El Apagón de 1992 es una de las motivaciones para decretar la Ley 143 de 1994 que regula el Mercado Eléctrico Colombiano. Una vez tomada en cuenta la mencionada contextualización se procede a describir el sector para el periodo 2000-2014. Se toman en cuenta los datos de generación teniendo en cuenta la tecnología y la energía generada. En ese mismo apartado se cuenta un poco de las estacionalidades y los factores que afectan la hidrología colombiana. También se procede a referenciar la Ley 143 de 1994 y las normas tanto que ordenan la creación de un mercado Spot de generación como el papel de la Comisión de Regulación de Energía y Gas en el mismo.

Teniendo claro este papel se procede a elaborar un modelo econométrico tipo SARIMAX. En él se describen las variables a calcular (que no son otras que las variables hidrológicas), la demanda, las condiciones del pacífico sur medidas por las anomalías del *Oceanic Niño Index*. Estos resultados nos permitirían comprobar que para el periodo 2000-2014 hay una relación negativa y significativa entre los aportes (caudales) y las reservas (embalses) y el precio en el mercado Spot de generación. El fenómeno de El Niño es estadísticamente significativo tanto en la declaración conforme los criterios del NOAA, como en sus variaciones (índice nominal ONI).

Los resultados muestran que el fenómeno de El Niño es estadísticamente significativo y que su magnitud influye positivamente en el precio, y nos llevan a proponer una serie de posibles diagnósticos. Estos diagnósticos básicamente plantean la hipótesis de que el mercado está respondiendo, en estos casos, más al resultado de la intervención de un regulador que por ley debe evitar un racionamiento a cualquier precio. Se explica también cómo las intervenciones

que estuvieron vigentes llevarían al aumento del precio. Sin embargo, una justificación rigurosa se propone para trabajos posteriores.

Finalmente, se procede a concluir delimitando los alcances de la investigación. Se menciona lo que implican estos resultados, las posibles falencias de las que podrían adolecer los modelos como insistir en la necesidad de proponer nuevos trabajos que chequeen tanto los diagnósticos como las falencias que éste en concreto pueda tener.

## **2 BREVE REFERENCIA A LA HISTORIA DEL SECTOR**

### **2.1 DESDE EL COMIENZO HASTA EL APAGÓN**

De acuerdo con Sandoval (2004) la energía eléctrica se empezó a vender en Colombia a fines del siglo XIX con empresas de inversión privada que negociaban con los Concejos. La primera central eléctrica que surge en Colombia en 1890 suministraba electricidad al alumbrado público de la capital (García et al 2011). Con las reformas de la década de los 20 y de los 30 se estatizaron estas empresas. Sin embargo, la planificación del sector eléctrico correspondía más a criterios regionales de expansión de la distribución que una visión nacional. En 1967 cuando se constituye ISA, la empresa de interconexión eléctrica, se inicia el proceso de interconexión con el fin de intercambiar excedentes.

Este modelo regional con el que inició la producción de energía generó que cada uno de los centros urbanos aprovechara los recursos más cercanos como lo predicen Von Mises (1998) y Hotelling (1929). Antioquia, aprovechó la cuenca del río Nare; el Valle las caídas hacia el pacífico; Bogotá una mezcla entre térmicas e hidroeléctricas y la costa Atlántica, por su topografía y condiciones hidrológicas, optó por las plantas térmicas.

Desde la fundación de ISA hasta 1992 podría decirse que el modelo era monopólico y politizado, altamente integrado, la definición del precio era centralizada pero dependiente de las empresas regionales. Adicionalmente, algunas zonas subsidiaban la energía, lo que disminuía los ingresos, sin considerar que diversos factores contribuían a aumentar los gastos (Bello y Beltrán 2010). Es así como de acuerdo con García et al (2011) durante la década de

los ochenta el sector presentaba una clara crisis por la politización, por los subsidios de las “empresas” componentes que afectaron enormemente la deuda pública colombiana.

Dentro de este modelo el precio no estaba sujeto a la libre competencia, había una junta directiva constituida por empresas del sector "socias de ISA" que fijaban un *precio de racionamiento* que se modelaba en un computador<sup>1</sup>. El precio de racionamiento era la máxima tarifa que dejaría de cobrarse por no suministrarla.

Esa junta favorecía los intereses de las plantas térmicas, porque con un bajo costo de racionamiento, se podía producir más por las plantas hidráulicas y las térmicas básicamente ganaban –puede decirse– por figurar disponibles. Esto es difícil de entender ahora con un modelo desintegrado de las labores de generación, transmisión y distribución. Pero en aquel momento la situación era diferente, las empresas intercambiaban excedentes, pero cuando las térmicas no generaban en todo caso recibían por concepto de distribución. En ese entonces se aplicaba una negociación de “energía optimizable” que consideraba básicamente que el costo marginal del agua era cero, mientras que el térmico tenía en cuenta otras variables.

## **2.2 EL “APAGÓN” DE 1992**

Los ciclos de renovación de la naturaleza son caóticos y relativamente impredecibles. Si fueran predecibles esta investigación carecería de sentido, el uso del agua estaría dado y bastaría optimizarlo. Uno de esos fenómenos conocidos, frecuentes pero impredecibles es el fenómeno de El Niño cuyo efecto en Colombia es generar una anomalía negativa en cuanto a la cantidad de lluvia en la región andina, esto en especial en la región centro-occidental (Arango et al, 2013; Gil y Olcina, 1997; IDEAM, 2002; Poveda, 2004; Ramírez y Jaramillo, 2009; UPME, 2014). Cada fenómeno de “El Niño” es diferente en intensidad, duración e influencia a nivel global como a nivel nacional (Díaz y Kiladis, 2009). En todo caso en Colombia, los Fenómenos de El Niño más severos, cuentan con entre el 5 y el 10% de las hidrologías históricas más bajas.

Sumado al contexto antes mencionado se empiezan a dar las condiciones del fenómeno de “El Niño”. Pero la junta directiva de ISA (constituida por las empresas del sector) que definía los criterios de generación optó por no subir el precio de racionamiento que daba prioridad a

---

<sup>1</sup> Véase Corte Constitucional Colombia. Sentencia C-447/1992

la producción hidráulica y ¿las empresas térmicas utilizaban el modelo de “energía optimizable”? ¿se puede explicar mejor?. Todo esto implicaba subestimar el riesgo y sobrestimar la capacidad de respuesta de las plantas térmicas.

Efectivamente hasta la época la hidrología en 1992 fue de las más bajas de la historia (UPME, 2014). Sin embargo, a diferencia de fenómenos que vinieron después la escasez durante el Fenómeno de El Niño se presentó al final del periodo. Esta escasez de agua en 1992 fue incluso más baja que en los primeros semestres de 1998 y 2010 cuando se presentó el fenómeno. En este desarrollo del evento, con una hidrología no tan baja y subestimando el riesgo la planta del Peñol, que aún representa un porcentaje elevado de la capacidad de embalse, pasó de estar al 50% de su capacidad a casi el 20%.

Pero el agua no escaseó únicamente por El Niño, sino que confluyó con otros factores. El sector venía en una crisis financiera por elevados costos y bajos ingresos. Como financieramente el sector requiere de inversiones de largo plazo, la devaluación del peso en 1985 conllevó al aumento de las deudas. Esto paralelo a un subsidio de los precios. Esto conllevó al descuido en el mantenimiento en especial de las plantas térmicas que al momento de necesitarse no funcionaban. El 35.9% del racionamiento, de acuerdo con el señor Alberto Brugman al Ministerio de Minas y Energía –reseñado en la parte motiva de la sentencia C-447/1992 de la Corte Constitucional-, se produjo por la falta de disponibilidad de las plantas térmicas. Por otra parte, de acuerdo con el mismo informe el 36.7% del apagón se dio debido al error del “costo de racionamiento”.

El apagón fue impredecible y su detonante fue el fenómeno climático. Sin embargo, históricamente hay que tener cuidado en la interpretación de las correlaciones climáticas y su verdadera causalidad (Acot, 2005). En todo caso, aunque confluye con otras causas, el apagón de 1992 se dio en parte por subestimar el valor del agua con el bajo costo de racionamiento y el modelo de energía optimizable que consideraba el costo marginal del agua como cero.

### **2.3 BREVE REFERENCIA A LAS NOVEDADES DE LA LEY 143 DE 1994**

El contexto de la escasez de agua (combustible) que generó el apagón de 1992 conllevó a que la legislación reconociera una serie de principios en torno a la valoración del agua que la

hacían más eficiente. Hay dos factores que van a ser determinantes en torno a cuánto van a influir las condiciones hidrológicas en el precio: la posibilidad de ingreso de agentes privados al sistema y la creación de la asignación del precio por el mecanismo de subasta de vendedores<sup>2</sup>.

La Ley 143 de 1994 permitió el acceso de agentes privados al sistema en general [Art 7] tanto en la generación [Art. 24], como mediante la vía de la concesión, especialmente en la transmisión [Arts. 55-65]. También creó un mercado mayorista [Art. 11] en el que participan los generadores sometidos a un reglamento de operaciones [Art. 11, 24, 25]. También existe libertad en la estipulación de contratos especiales de suministro entre los agentes [Art. 42].

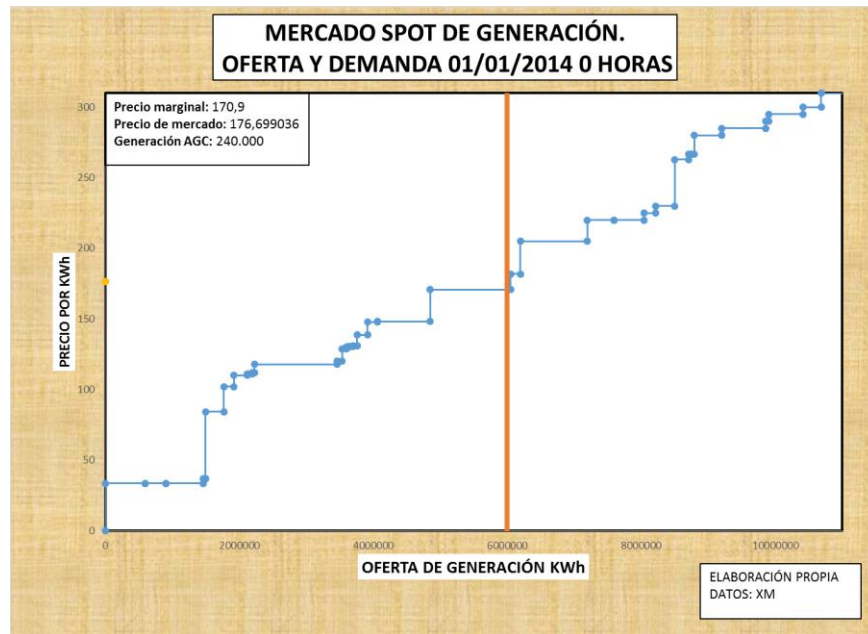
Adicionalmente la ley crea un sistema regulado para asegurar la prestación de un servicio en condiciones eficientes [Art. 20], donde básicamente tiene que crear unas condiciones para garantizar una oferta de calidad, eficiente, viable financieramente, entre otras [Art. 24]. Además de tener la obligación de dirigir las condiciones de un racionamiento [Art. 88], aunque debe propiciar reglas para evitarlo [Art. 24] porque esa es función del *Estado* en cabeza de la CREG [Art. 4. Literal a).]

El primer concepto es la existencia de un mercado de generación, aunque no es un mercado natural, sino uno *sui generis*. Es un mercado donde la demanda determina la cantidad y la oferta determina el precio, asignando la generación en orden de mérito desde el agente más económico hasta el más costoso, y el precio es el de la oferta del último agente que se necesitó para producirla. Gráficamente puede expresarse mejor de conformidad con la gráfica presentada a continuación:

Gráfica 1. El mercado Spot de Generación:

---

<sup>2</sup> En estricto sentido no podría hablarse de la existencia de un mercado porque esas reglas de juego no son resultado de la interacción de los agentes oferentes y demandantes como podría serlo la bolsa de valores, o la participación voluntaria en una subasta. Lo que se denomina mercado es un sistema de asignación de producción conocido como subasta de vendedores, donde se ordenan las ofertas de menor a mayor, y van produciendo las de menor precio de manera ascendente. La última necesaria para producir fija el precio. El sistema tampoco es consistente con los agentes económicos sino con las plantas, las ofertas las hacen las plantas de generación que pertenecen a un entramado comercial. Las reglas imponen que los demandantes/consumidores determinen las cantidades. Pero los consumidores no conocen el valor de un KWh, no tienen información de primer momento sobre los precios y se encuentran relegados. Por todo esto, el término correcto no es “mercado de generación” sino “subasta de generación”.



Fuente: Elaboración propia. Datos XM.

Pero como se trata de un mercado regulado ya mediante Resolución 055 de (1994) la CREG estipula que la oferta de los agentes hidráulicos tengan en cuenta:

*“los costos de oportunidad (valor de agua) de generar en el momento de la oferta, teniendo en cuenta la operación económica a mediano y largo plazo del Sistema Interconectado Nacional.”*

Esta norma reconoce un principio primigenio del derecho y la economía: para la explotación de bienes de la tierra se requiere tener en cuenta el método que dadas sus necesidades optimice su utilidad dado el nivel de regeneración natural de la tierra (Von Mises, 1998).

Lo anterior garantiza unas condiciones que permiten que el agua responda a su abundancia o escasez relativa. Esto básicamente por la creación de un mercado. Sin embargo, este mercado como regla general está condicionado a un ente regulador que podrá tener una valoración diferente de los riesgos y la posibilidad de intervenir para evitar un “desabastecimiento”. En un contexto de una reforma posterior a un apagón por la falta de agua que genera el fenómeno de “El Niño”, la creación de un mercado *sui generis* y la existencia de un *estado* que debe garantizar el abastecimiento delegando esta función en una comisión de expertos que tendrá que responder *cuánto* y *cómo* realmente influye El Niño (el agua) en el precio.

### 3 DESCRIPCIÓN DEL SECTOR

Es de interés para el presente escrito tener en cuenta el sector de generación, siendo el foco de la investigación. En todo caso, el mercado está compuesto por cuatro actividades esenciales en el proceso que va desde la generación de energía hasta el consumidor final que son la generación, la transmisión (del generador al centro urbano), la distribución (del centro urbano al consumidor) y la comercialización (agente que negocia facturación y precios con generadores y consumidores). Para una descripción del mercado se recomienda leer la Ley 143 de 1994, así como los trabajos de García et al (2011) y Sandoval (2004) para profundizar en los papeles de los agentes de mercado, de la interconexión y del *Estado*.

#### 3.1 DATOS Y CIFRAS

En términos económicos el mercado eléctrico suele representar en promedio un 2,38% del Producto Interno Bruto. La generación presenta correlaciones de más del 85% con todos los sectores de la economía. Entre el 20 de Julio de 1995 y el 31 de Diciembre de 2014 se produjo un total de 976.101,18 GWh de energía, de los cuáles el 77,53% corresponden a energía hidráulica (X.M., 1995-2015). En 2014 se generaron 64.291 GWh. Para comprender un poco la medida es necesario compararla: Un televisor encendido tiene una potencia de alrededor de 100 W, o sea en una hora consumiría 100 Wh de energía. Por tanto, la energía generada en Colombia en 2014 sería equivalente a tener 73.931.552 de televisores prendidos durante todo un año.

La capacidad efectiva neta a 31 de diciembre de 2014 era de 15.489 MW (XM, 2014), lo que representa un cambio del 6,4% con respecto a 2013. El mayor crecimiento se presentó en la potencia hidráulica con un 10,37%. En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se observa la composición de la capacidad instalada por tecnología.

Gráfica 2. Potencia por tecnología



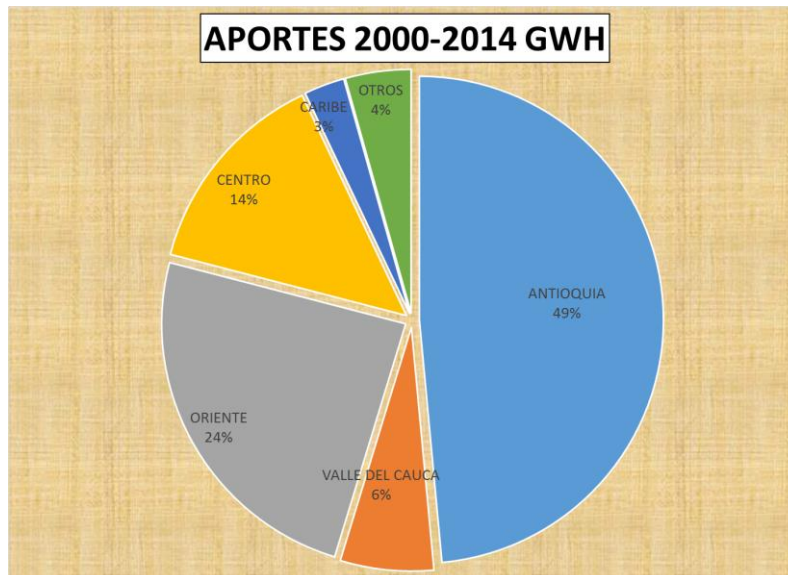


Fuente: Elaboración propia. Datos (XM, 2014)

De acuerdo con la información de XM (2014) la principal fuente de energía de los generadores térmicos depende del gas natural aunque algunos pueden usar otros tipos de combustible.

En materia hidráulica la capacidad efectiva neta instalada a 31/12/2014 era de 10.899 MW de potencia (X.M., 1995-2015). La potencia en materia hidráulica creció alrededor de 1031 MW entre 2013 y 2014 principalmente por la entrada de la planta Hidrosogamoso en Santander (XM, 2014) con una capacidad efectiva de generación máxima de 819 MW a partir del 23 de diciembre de 2014. El embalse del río Sogamoso cuenta con una capacidad de 4800 Millones de m<sup>3</sup>, el mayor del país (ISAGEN, 2015). La influencia de las regiones, de conformidad con lo expuesto en el punto **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, puede verse a continuación:

Gráfica 3. Aportes por región 2000-2014:



Fuente: Elaboración propia. Datos (X.M., 1995-2015)

### 3.2 BREVE REFERENCIA A LA HIDROLOGÍA COLOMBIANA

Como se trata de un bien que depende de recursos naturales es importante explicar el funcionamiento hidrológico colombiano. En primer lugar, Colombia se encuentra en la “Zona de Convergencia Intertropical” (ZCI). La ZCI dependiendo si el sol se encuentra en una posición más o menos perpendicular (IDEAM, 2005). Esto hace que la mayor cantidad de lluvias se presente en los meses intermedios de los semestres y las secas a principios y finales de los mismos (Poveda, 2004). En segundo lugar las dinámicas atmosférico-oceánicas del pacífico sur, en concreto, las que afectan las costas peruanas influyen en nuestro clima (XM, 2013). En tercer lugar, la denominada corriente de chorro del Chocó y el reciclaje de lluvia son fenómenos que influyen en la hidrología colombiana y presentan retroalimentaciones positivas por la temperatura del agua del pacífico (Poveda & Mesa, 1999).

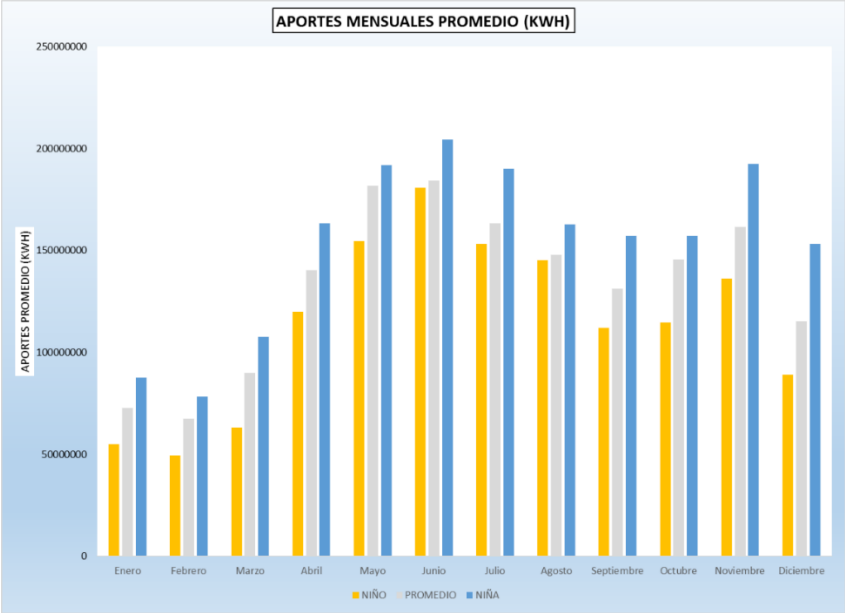
La Zona de Convergencia Intertropical se caracteriza por generar un cinturón de bajas presiones, nubosidad y precipitaciones frecuentes en las zonas que se encuentran entre los trópicos de Cáncer y Capricornio (Burroughs et al 1998). En las latitudes ecuatoriales los rayos generan mayor radiación y pierden menos energía (Gil Olcina & Olcina Cantos, 1997)

En todo caso, esa zona de convergencia intertropical no es estática, sino dinámica en el tiempo. Adicionalmente, no rodea siempre el ecuador sino que puede alejarse o acercarse

dependiendo de la época. En el solsticio de verano tiende hacia el trópico de cáncer y en el de invierno al de capricornio, esto porque se mueve siguiendo los movimientos latitudinales del sol con retrasos de alrededor de dos meses (IDEAM, 2005). En el pacífico Colombiano el punto más “meridional” de la Zona de Convergencia Intertropical es de 2°N, llegando a como máximo 10°S en los periodos de “El Niño” y a principios del año (Gil Olcina & Olcina Cantos, 1997), por el contrario a mediados del año la ZCIT puede alcanzar los 8 o 10 grados de latitud norte. Esto implica que prácticamente todo el año esta región de nubes y lluvias se encuentre sobre el territorio colombiano.

Lo anterior se ve reflejado en los caudales. De estas variaciones anuales puede observarse cierto comportamiento promedio dependiendo de la época del año como se observa a continuación. Esto persiste inclusive durante el fenómeno del Niño y La Niña.

Gráfica 4. Aportes mensuales Promedio (KWh)



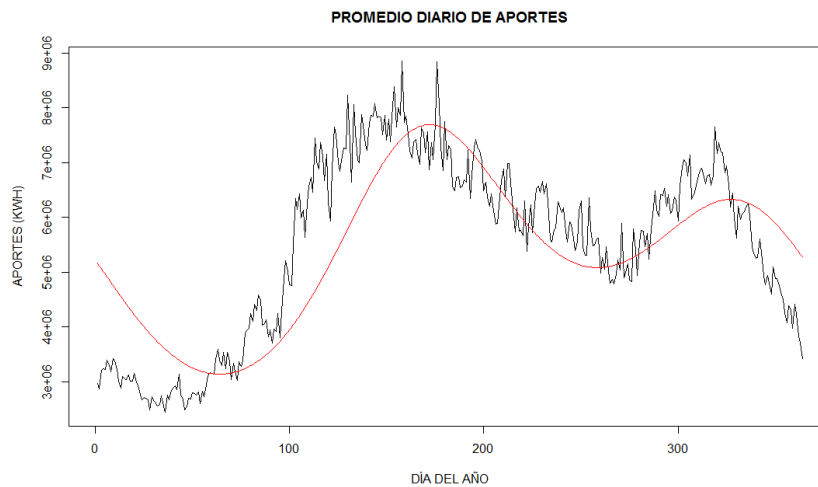
Fuente: Elaboración propia. Datos XM, 1995-2015.

Lo anterior nos permitiría hacer una aproximación de los aportes con base en la siguiente función:

$$\log(\text{Aportes}(t)) \sim -a \left( \sin\left(2 * t * \frac{\pi}{365.25}\right) + \cos\left(2 * t * \frac{\pi}{365.25}\right) + \sin\left(4 * t * \frac{\pi}{365.25}\right) - \cos\left(4 * t * \frac{\pi}{365.25}\right) \right) + b$$

Que se observa más o menos cercana con los promedios diarios y muy parecidos a los promedios mensuales.

Gráfica 5. Promedio diario de Aportes (KWh) por día del año



Fuente: Elaboración propia. Datos XM.

Estas variaciones al ser esperadas y estacionales, permiten una planeación y una optimización: guardar cuando llueve para consumir cuando no llueve. Si estas variaciones fueran seguras al igual que la demanda se podría planificar de antemano el uso óptimo que podrían suministrar. Es así como se incluirá esta variable en el modelo para descontar los aportes “esperables” de acuerdo a la época del año.

## 4 MODELO ECONOMÉTRICO

En la investigación se plantea como problema y como hipótesis que ¿los aportes de agua responderían al precio? (¿al revés?). Esto basado en un marco teórico que describe un posible dilema de los agentes ante el agua. Se propone medir esa elasticidad y utilizando un modelo

SARIMAX se calculan dos modelos que presentamos a continuación<sup>3</sup>. Uno incluye el *Oceanic Niño Index* y el otro no. Esta es la gran diferencia.

Se recuerda que los modelos en el presente trabajo no tienen la función de presentar una predicción, entre otras porque los datos pasados no podrían predecir un precio de bolsa como los alcanzados en días pasados de más de \$1800 por KWh. El interés es histórico y de promedios pasados.

#### 4.1 VARIABLES A CALCULAR

Se pretende calcular los coeficientes o elasticidades de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$IP_t = \beta_0 + \beta_1 lAP_{t-2} + \beta_2 lR_{t-1} + \beta_3 lV_{t-2} + \beta_5 lD_t + \beta_6 LN_{t-1} + \beta_7 EN_{t-1} + \beta_8 FF_t + \mu_t + ONI_{t-1} + Est_t$$

A continuación se describe cada una de las variables.

IP: Es el logaritmo del precio nominal promedio ponderado mediante la demanda diario más una unidad. Es la variable explicada.

VARIABLES EXPLICATIVAS	RELACIÓN CON LA VARIABLE EXPLICADA
lAP: Es el logaritmo del total de aportes diarios en KWh mas uno. La variable se encuentra rezagada dos periodos con respecto a la variable explicada.	Se espera una relación <b>negativa</b> y significativa porque tanto por regulación, como por eficiencia un aumento en los aportes llevaría a disminuir el precio y una disminución a aumentarlos <i>ceteris paribus</i> . Implican el flujo del combustible principal del sistema.
lR: El logaritmo del total de las reservas en KWh mas una unidad. La variable se encuentra rezagada un periodo con respecto a la variable explicada.	Se espera una relación <b>negativa</b> y significativa con la variable explicada <i>ceteris paribus</i> . Las reservas implican el <i>stock</i> principal de energía del sistema.

<sup>3</sup> La descripción del procedimiento econométrico de cada uno de los modelos se entregará en archivos anexos aparte. El objetivo del presente trabajo más que calcularlos es interpretarlos en un contexto histórico.

<p>IV: Es el logaritmo del total de vertimientos más una unidad. La variable se encuentra rezagada en dos periodos respecto a la variable explicada.</p>	<p>Los vertimientos implican energía en exceso que no se puede usar porque hay un nivel máximo que puede guardarse. Esto es un indicador de abundancia relativa por lo que <i>ceteris paribus</i> se esperaría una relación <b>negativa</b>.</p>
<p>ONI: Oceanic Niño Index. Su valor se encuentra para la serie en el rango de -1,7 (Niña fuerte) a 1,6 (Niño fuerte). La variable se da por trimestres consecutivos traslapados. La regresión se realiza sobre el último índice publicado. En Marzo sería el del trimestre Diciembre-Enero-Febrero.</p>	<p>Las condiciones negativas implican –para el caso Colombiano abundancia y las positivas, escasez. De la misma manera se espera una relación <b>positiva</b> <i>ceteris paribus</i>.</p>
<p>ID: Es el logaritmo del total de la demanda comercial más una unidad. Coincide con el mismo día de la variable explicada.</p>	<p>Dada la definición regulatoria del modelo los oferentes definen el precio y los demandantes las cantidades. A mayor demanda mayor precio <i>ceteris paribus</i>. Por tanto, se espera una relación <b>positiva</b> con la variable explicada.</p>
<p>LN: Es una variable <i>dummy</i> que indica la declaración de parte del NOAA de la existencia del fenómeno de “La Niña”. Coincide con la fecha del ONI y el rezago es el mismo. Esta es una variable derivada del ONI y se da cuando hay periodos de “La Niña”. Cinco o más trimestres traslapados menores o iguales a anomalías de -0,5 en el ONI. Un ONI de -0,5 es condición <i>necesaria</i> pero no <i>suficiente</i> para el periodo de “La Niña”. Esta variable nos indicaría una persistencia en las condiciones del pacífico sur que no revela el índice en sí mismo.</p>	<p>Se espera que exista una relación <b>negativa</b> cuando se presenten estas condiciones <i>ceteris paribus</i>.</p>
<p>EN: Es una variable <i>dummy</i> que indica la declaración de parte del NOAA de la existencia del fenómeno de “El Niño”. Coincide con la</p>	<p>Se espera que exista una relación <b>positiva</b> cuando se presenten estas condiciones <i>ceteris paribus</i>.</p>

<p>fecha del ONI y el rezago es el mismo. Esta es una variable derivada del ONI y se da cuando hay periodos de “El Niño”. Cinco o más trimestres traslapados mayores o iguales a anomalías de 0,5 en el ONI. Un ONI de 0,5 es condición <i>necesaria</i> pero no <i>suficiente</i> para el periodo de “El Niño”. Esto nos indicaría una persistencia en las condiciones del pacífico sur que no revela el índice en sí mismo.</p>	
<p>FF: Se trata del índice de la muestra iniciando en 3 y terminando en 5479. Este índice tendría en cuenta la toma de la muestra, toda vez que se trata de una regresión de series de tiempo.</p>	<p>Por la tendencia inflacionaria (y la regresión se realiza con precios nominales) se esperaría una relación <b>positiva</b> con la variable explicada <i>ceteris paribus</i>.</p>
<p>Est. Es una función sinusoidal descrita de la siguiente forma:</p> $-\left(\sin\left(2 * FF * \frac{\pi}{365.25}\right) + \cos\left(2 * FF * \frac{\pi}{365.25}\right) + \sin\left(4 * FF * \frac{\pi}{365.25}\right) - \cos\left(4 * FF * \frac{\pi}{365.25}\right)\right)$	<p>Se trata de una función que mezcla senos y cosenos para capturar las estacionalidades. No se espera ningún valor específico toda vez que los agentes deben estar preparados para periodos de lluvia y verano estacionales.</p>

## 4.2 MODELO SARIMAX

Para la realización de este modelo primero se realiza una regresión lineal de Mínimos Cuadrados Ordinarios. Al observarse una alta correlación serial se pretende resolverla mediante el uso del modelo SARIMAX. En este modelo se pretende encontrar un modelo Auto Regresivo y de Media Móvil estacional integrado que satisfaga el comportamiento de los residuales. Adicionalmente, se espera que los residuales ( $W_t$ ) cumplan con la ecuación (1):

$$W_t = Y_t - \sum_{i=1}^n \beta_i X_{i,t} \quad (1)$$

De esos datos, utilizando el método de máxima verosimilitud se busca tanto la serie que permita obtener un “ruido blanco” como los coeficientes de cada una de las variables. Sea un modelo ARIMA (p,d,q)(P,D,Q)s. Donde **p** corresponde al número de rezagos AR, **d** a la diferencia, **q** a la media móvil del término de error, **P** a las estacionalidades rezagadas, **D** la diferencia estacional, **Q** a la media móvil del término de error estacional y **s** a las estacionalidades.

Sea el *backshift operator* definido a continuación donde:

$$B = \frac{L_{t-n}}{L_t} \quad (2)$$

De esta forma se simplifica la presentación del modelo como se observa a continuación:

$$(1 - \phi_1 B - \phi_2 B^2 - \phi_3 B^3 - \phi_4 B^4 \dots \phi_n B^n)(1 - \Phi_1 B^s \dots - \Phi_p B^{Ps})(1 - B)^d(1 - B^s)^D W_t = a_t(1 - \theta_1 B \dots - \theta_q B^q)(1 - \Theta_1 B^s - \dots - \Theta_Q B^{Qs}) \quad (3)$$

Es así como encontramos que un modelo ARIMA que se adapta a los residuales es (4,1,1)(1,0,1)<sub>7</sub> podríamos de la ecuación (3) derivar la siguiente:

$$(1 - \phi_1 B - \phi_2 B^2 - \phi_3 B^3 - \phi_4 B^4)(1 - \Phi_1 B^7)(1 - B)W_t = a_t(1 - \theta_1 B)(1 - \Theta_1 B^7) \quad (4)$$

Despajando el *backshift operator* a cada lado en la ecuación (4) y luego reemplazando  $W_t$  por la ecuación (1) obtenemos la siguiente:

$$\begin{aligned} Y_t = & \sum_{i=1}^n \beta_i X_{i,t} + (\phi_1 + 1)W_{t-1} + (\phi_2 - \phi_1)W_{t-2} + (\phi_3 - \phi_2)W_{t-3} \\ & + (\phi_4 - \phi_3)W_{t-4} - \phi_4 W_{t-5} + \Phi_1 W_{t-7} - \Phi_1(\phi_1 + 1)W_{t-8} \\ & - \Phi_1(\phi_2 - \phi_1)W_{t-9} - \Phi_1(\phi_3 - \phi_2)W_{t-10} - \Phi_1(\phi_4 - \phi_3)W_{t-11} \\ & + \Phi_1 \phi_4 W_{t-12} + a_t - \theta_1 a_{t-1} - \Theta_1 a_{t-7} + \theta_1 \Theta_1 a_{t-8} \quad (5) \end{aligned}$$

Este modelo presenta una facilidad de interpretación debido a que los  $W$  serían los errores agregados quedando únicamente el resultado de las variables. De esta forma derivando la ecuación (5) para cada una de las variables obtenemos:

$$\frac{dY_t}{dX, i, t} = \beta_i \quad (6)$$



### 4.3 CÁLCULO DE COEFICIENTES

En primer lugar, a nuestro juicio presenta una mejor bondad de ajuste el modelo que incluye la variable ONI. Ambos modelos nos arrojan una elasticidad de los caudales en forma de energía del -0,04. Por su parte, las reservas son bastante elásticas y sensibles al precio algo que difiere del modelo del calculado por Barrientos et al (2012).

Los vertimientos serían marginalmente significativos, y aun aceptándose sería un valor tan pequeño que puede despreciarse su influencia. El coeficiente para la variable estacional como se esperaba no tiene un valor significativo. La razón del resultado del coeficiente para la variable estacional es que las temporadas lluviosas y secas son algo conocido de antemano por los agentes. Sin embargo, como no se puede comparar la misma cantidad de aportes en la misma temporada se incluye esta variable para tener en cuenta este hecho. Esta propuesta es netamente experimental y necesita corrección conforme a modelos mucho más avanzados en materia hidrológica.

El coeficiente de la fecha permite concluir: el aumento de la fecha en un día implica el aumento del precio en un 0,02% (verificar) *ceteris paribus*. Omitiendo las varianzas de este indicador, el promedio cada año habría aumentado un 7,62% asumiendo todo lo demás constante.

Los más importantes en materia de interpretación serían los referentes a las condiciones del ENSO. El modelo que incluye el ONI puede medir no solamente la “declaración” del fenómeno de “El Niño” sino su magnitud. En ninguno de los modelos se encuentra significativa la existencia del fenómeno de La Niña. La explicación de *por qué* el fenómeno de La Niña no es significativo sería porque no coexistirían otras causas de presiones legales y regulatorias como si se presentan durante El Niño. Una mayor explicación se dará en el punto 5.

Lo anterior es muy interesante porque pareciese que la sola declaración del fenómeno hubiera conllevado a aumentos en el precio en el respectivo periodo. Esto nos permite tener en cuenta que si hay 5 trimestres de anomalías de 0,5 o más se esperaría que el precio que subiera por 4 causas hidrológicas:

- Porque se espera que los aportes sean menores<sup>4</sup>.
- Porque las reservas decaen durante este periodo
- Por la simple existencia de la anomalía
- Por la magnitud de la anomalía

Es importante mostrar que con este modelo se intenta incluir más la incertidumbre de los aportes -mediante la inclusión de una variable estacional- que su regularidad. La regularidad se encuentra contenida en la variable estacional que puede aproximarse a una función sinusoidal como se mostró en la sección 3.2 . Los agentes, al tener cierta expectativa frente a las épocas secas y lluviosas, pueden administrar sus reservas acorde con ellas.

Finalmente, los coeficientes  $\phi$ ,  $\Phi$ ,  $\theta$  y  $\Theta$  que son respectivamente los *ar*, *sar*, *ma*, *sma* de la tabla denotan la difusión de las variables hacia futuro y la que reciben desde el pasado. Una variación de alguna de las variables si no influye hoy, lo hará mañana y así sucesivamente. Esta clase de relaciones no lineales, en todo caso, van más allá de lo esperado en este trabajo.

**Tabla 1. Resultados SIN INCLUIR EL OCEANIC NIÑO INDEX**

VARIABLE	COEFICIENTES	ERROR ESTÁNDAR	VALORES T	VALORES P
ar1	0,70	0,01	51,58	0,00%
ar2	0,13	0,02	7,79	0,00%
ar3	0,03	0,02	1,88	6,06%
ar4	0,06	0,01	4,31	0,00%
ma1	-1,00	0,00	-950,02	0,00%
sar1	0,89	0,02	45,90	0,00%
sma1	-0,76	0,03	-27,29	0,00%
lAP	-0,04	0,01	-6,01	0,00%
IR	-1,38	0,00	-351,55	0,00%
Lv	-6,75E-04	0,00	-1,89	5,86%
Ld	0,55	0,03	20,65	0,00%
LN	-0,03	0,03	-0,94	34,84%
EN	0,08	0,03	2,67	0,75%
FF	2,08E-04	0,00	71,33	0,00%
Est	0,01	0,02	0,63	53,11%

Sigma<sup>2</sup> estimated as 0.01036: log likelihood=4737.85

<sup>4</sup> Cfr. UPME (2014) y sección 3.2

AIC=-9443.7 AICc=-9443.6 BIC=-9337.97  
R<sup>2</sup> ajustado = 96,2%

**Tabla 2. Resultados**

(INCLUYENDO EL *OCEANIC NIÑO INDEX*)

VARIABLE	COEFICIENTE	ERROR ESTÁNDAR	VALORES T	VALORES P
ar1	0,70	0,01	51,54	0,00%
ar2	0,13	0,02	7,68	0,00%
ar3	0,03	0,02	1,89	5,94%
ar4	0,06	0,01	4,28	0,00%
ma1	-1,00	0,00	-941,01	0,00%
sar1	0,88	0,02	44,82	0,00%
sma1	-0,76	0,03	-26,81	0,00%
IAP	-0,04	0,01	-6,04	0,00%
IR	-1,35	0,01	-127,98	0,00%
IV	-6,74E-04	0,00	-1,89	5,90%
ID	0,55	0,03	20,75	0,00%
LN	-0,01	0,03	-0,44	65,99%
EN	0,07	0,03	2,09	3,63%
FF	2,09E-04	0,00	71,11	0,00%
Est	0,01	0,02	0,37	70,89%
ONI	0,06	0,03	2,00	4,54%

Sigma<sup>2</sup> estimated as 0.01036: log likelihood=4739.81

AIC=-9445.63 AICc=-9445.52 BIC=-9333.29

R2 adjusted 96, 2%

## 5 DIAGNÓSTICOS Y CONJETURAS

Luego de revisar el sector y el contexto es claro que hay demasiadas variables que pueden influir en el precio. Al comportarse la oferta como una función no lineal, la decisión de prender o apagar un bombillo podría eventualmente cambiar el precio (Briggs & Peat, 1999; Lorenz, 1993). El alcance de este trabajo no pretende reconocer los determinantes, tan solo la descripción de la relación del precio con las variables hidrológicas. La economía es una ciencia multicausal y es imposible abarcar todas las posibles causas (García-Muñoz, 2012).

Sin embargo, existe un factor que llama especialmente la atención. De manera regular pero impredecible se presentan variaciones que disminuyen claramente los caudales. La hidrología más bajas se dan en periodos de “El Niño” (UPME, 2014). El indicador de las

condiciones Niño como la declaración del fenómeno de acuerdo con estándares internacionales también influye el precio, además de influir los aportes. Además de tener aportes más bajos (que suben el precio) también el fenómeno en sí mismo lo hace. ¿Por qué? ¿Esperanza e historia hidrológica?

El fenómeno de “El Niño” es un problema para el sistema **precisamente** porque se espera escasez de agua ¿por qué además de la escasez la sola existencia del fenómeno y su magnitud influyen en el precio? Esta pregunta lo que indica es que el precio del agua debería responder únicamente a la escasez actual acumulada. Sin embargo, estas expectativas presentan una relación clara en los modelos. Esto además de que no solamente influye en el precio la magnitud del fenómeno sino su declaración con base en los criterios del NOAA.

Esto más que una respuesta plantea una serie de preguntas que se pueden plantear como conjeturas sobre lo que pudo haber sucedido. La primera conjetura partiría de la teoría de que esto es debido al comportamiento de los generadores ante el inminente riesgo de escasez. La segunda conjetura se debe a la actuación del regulador (el *estado*) que crea mediante las normas los incentivos necesarios para que el comportamiento durante la escasez eleve el precio como su volatilidad. Se manifestará una apreciación al respecto de la conjetura de *cómo* influye el regulador en el precio.

Sierra y Castaño (2010) mencionaron el fallo de la predicción de los modelos en periodos de “El Niño”. Aducen la regulación como una posible causa. Lo mismo que Barrera y García (2010) reiterados por Botero et al (2015) en la existencia de 35 intervenciones al mercado en el “Fenómeno del Niño” 2009-2010. A continuación se plantearán algunas alternativas que pueden dar lugar a trabajos posteriores que expliquen a fondo esta clase de comportamientos.

## **5.1 AVERSIÓN AL RIESGO Y OBLIGACIONES DEL REGULADOR**

La Ley 143 de 1994 no solamente permite las condiciones para permitir la ejecución a unos agentes privados, también le impone un “árbitro” o “regulador” que se encargue de garantizar el suministro. En el contexto del origen de la Ley se encuentra un famoso racionamiento o “apagón” histórico. La CREG nace en ese contexto. Barrera y García (2010) como Botero et al (2015) han denominado a la CREG como un agente “averso al riesgo”. Esto hace que la CREG se preocupe de controlar las cantidades del recurso hídrico (imponiendo restricciones

a su uso) sin tener en consideración a los resultados que eso conlleve con el precio. Pero en términos legales, la Ley 143 de 1994 no solamente crea un regulador, sino que le exige que cree las condiciones necesarias para evitar un racionamiento. En términos jurídicos la aversión al riesgo no es únicamente una conducta observable, se trata precisamente del deber de los funcionarios de la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Esto implicaría que un racionamiento se consideraría una “falla del servicio público”. La “falla del servicio público” es un concepto del “derecho administrativo” que implicaría indemnización de parte del *Estado*, sin contar de las sanciones disciplinarias que pesarían sobre los “servidores públicos”.

El análisis económico del derecho como herramienta podría ahondar más en las razones de carácter jurídico por las cuáles el regulador es averso al riesgo. Un análisis jurídico y económico posterior para un posible trabajo en áreas de derecho y economía podría ahondar en las obligaciones del regulador. Estas obligaciones podrían explicar un poco más los incentivos bajo los cuáles actúa el regulador en el marco de la ley.

El desarrollo de la comprensión de la responsabilidad del *estado* en esta clase de fenómenos podría explicar por qué el regulador es propenso a intervenir especialmente las cantidades como lo reconocen Barrera y García (2010). Esto podría explicar la línea de sus intervenciones en el mercado durante periodos de escasez. Adicionalmente, esto podría plantear la pregunta acerca de si los incentivos al crear un ente regulador van a permitir la absoluta neutralidad del mismo. ¿Se tratará de una situación con incentivos similares al problema económico del agente-principal? Cabe terminar este acápite con la siguiente cita:

*“una empresa comprensivamente regulada tiende a ser políticamente sensible y guiada por un plan en el sentido de subordinar la respuesta a los deseos cambiantes de los consumidores al interés en el desarrollo sostenido, pronosticable, de la empresa” (Posner, 2013, P. 584).*

## **5.2 EL CONTROL DEL AGUA DURANTE LA ESCASEZ**

Una segunda conjetura no respondería al *por qué* se regula en el periodo de escasez, sino a los efectos concretos de la normatividad que ha regulado cantidades. Dentro de las características de estas intervenciones, encontramos que no parecen obedecer a una planeación clara, sino más bien producto de una respuesta coyuntural. Como consecuencia

de lo anterior, generan lo que se conoce como inseguridad jurídica generando costos de transacción que, de existir un poder de mercado de los generadores, estos costos serían sufragados por la “demanda” (García-Muñoz, 2008). Ni las intervenciones planeadas ni mucho menos las coyunturales son capaces de recoger todos los casos posibles (Stumpff, 2013). Además, dichas normas en todo caso conservan la ambigüedad. Para ello es relevante traer a colación la siguiente explicación:

*Desde un punto de vista institucional, estos eventos ilustran un cierto carácter reactivo de la regulación. Las medidas son tomadas en situaciones de crisis, sin consultar las consecuencias no previstas que surgen de modificar las complejas interacciones entre el mercado spot, el mercado de capacidad y la asignación y remuneración de restricciones. (...) Los agentes con poder de mercado explotan (de manera cortoplacista) los rentas que generan las intervenciones (que son sujeto de la crítica de Lucas) y el regulador reacciona introduciendo modificaciones no triviales al esquema regulatorio. (BARRERA & GARCÍA, 2010, P. 117)*

Aunque efectivamente el control de las cantidades no es trivial, cada Resolución tiene cambios que modifican los incentivos, podrían abstraerse tres teorías regulatorias en materia de las cantidades de agua: 1. El control de precio de un agente hidráulico por debajo de los mínimos operativos<sup>5</sup>; 2. El cargo por confiabilidad<sup>6</sup>; 3. El cargo por confiabilidad coexistente con la prelación del principio de “generación térmica total”<sup>7</sup>. Un análisis exhaustivo de esta historia podrá dar luces de cuáles podrían haber sido las propuestas regulatorias previas. Haremos una breve alusión a los incentivos que genera cada una.

Los mínimos operativos pueden resumirse en que si un embalse es inferior a ciertos mínimos su precio se modificará con base en algunas normas. Es una intervención focalizada por embalse. La definición de los embalses se hace conforme a unos criterios de probabilidad hidrológica. Estos mínimos operativos son regulatorios porque aun así el agua esté escasa podría producirse con esa cantidad; los mínimos operativos “regulatorios” son superiores a los mínimos técnicos. Sus efectos, sin entrar en detalle, implicarían un aumento del precio por encima de las condiciones del mercado, entre otras porque así lo dispone la norma.

---

<sup>5</sup> Véase Resolución 25 de 1995, Resolución 058 de 1995, Resolución 100 de 1997, Resolución 215 de 1997 y Resolución 018 de 1998.

<sup>6</sup> Véase Resolución 071 de 2006.

<sup>7</sup> Véase Resolución 010 de 2010 y Resolución CREG 026 de 2014

El cargo por confiabilidad consiste en que el regulador impone un “precio de escasez” que es la condición para ejercer una opción de producir cierta cantidad de cada agente en un momento dado. Las explicaciones sobre por qué el cargo por confiabilidad limitaría el uso del agua (y de otros recursos) se encuentran en Botero et al (2015) que además prueba la influencia del aumento de este cargo en el precio.

Finalmente, coexistiendo con el cargo por confiabilidad en 2010 se decretó la modificación del predespacho de las plantas hidráulicas durante el “Fenómeno de El Niño”. La CREG mediante Resolución 026 de 2014 creó –con la misma fórmula regulatoria- el denominado Estatuto para el Momento de Riesgo de Desabastecimiento. Esta “teoría regulatoria”<sup>8</sup> consiste en que durante un periodo de riesgo de escasez: 1. Se determina una cantidad de agua para “vender y embalsar”; 2. Se ordena la “generación térmica total”; 3. Se reorganiza el predespacho conforme las necesidades de “generación térmica total” y la energía para “vender y embalsar”; 4. La intervención es total en el parque hidráulico. Esta resolución es la tercera propuesta de diagnóstico que podrá tener validez a futuro.

### **5.3 ENERGÍA VENDIDA Y EMBALSADA Y EFECTOS**

Wolfram (1997) propuso medir para el mercado spot eléctrico inglés si los agentes actuaban con base en los incentivos de una subasta múltiple. En una subasta múltiple los agentes “infra marginales” tienden a disminuir el precio para entrar en mérito, pero suben el precio de aquellos agentes que tienen una mayor probabilidad de definir el precio. Los resultados parcialmente confirmarían la hipótesis.

Pero ¿qué pasa cuando la subasta se somete al mecanismo de priorizar una producción sobre otra? ¿Actuarían los agentes priorizados disminuyendo sus precios de oferta si tienen asegurada la prestación del servicio? ¿Qué harían los agentes hidráulicos dado que la energía a vender y embalsar la pagan no conforme el precio de mercado, sino a su precio de oferta? ¿Cuál sería el resultado del mercado en general?

Un análisis intuitivo o praxeológico (Von Mises, 1998) permitiría indicar que si no existe un riesgo de no salir en mérito es indiferente el precio que se imponga por parte de los “agentes

---

<sup>8</sup> Se denomina “teoría regulatoria” al conjunto de Resoluciones que tienen en común una forma de intervenir las reservas de agua. Se trata de una abstracción de las diferentes modificaciones que hace la CREG por medio de sus resoluciones en el factor común de lo que interviene.

priorizados”. Los agentes que pueden vender y embalsar energía no querrán venderla a menores precios que el mercado. De entrada puede plantearse que esto explicaría el aumento de los precios para el fenómeno de El Niño 2009-2010. Barrera y García (2010) plantean indicios de ello.

Siendo el diseño de mecanismos un objetivo de la disciplina de la “Regulación Económica” valdría la pena tanto modelar los efectos concretos de esta tendencia regulatoria como del comportamiento del mercado en dichos periodos. La metodología utilizada en Wolfram (1997) podría ser una buena guía para un trabajo como el que aquí se propone.

## **6 ALCANCE Y CONCLUSIONES**

Mediante este trabajo logra probarse que efectivamente el precio del mercado *spot* de generación colombiano respondió durante el periodo 2000-2014 a sus variables fundamentales hidrológicas. Para el periodo, se observa que tanto la declaración del fenómeno de El Niño por el NOAA como su magnitud son estadísticamente significativos conforme la metodología seguida.

De lo anterior, se puede plantear un diagnóstico que las respuestas durante el periodo del fenómeno de El Niño podrían haber obedecido –además de las expectativas- a una normatividad que ordena al regulador ser “averso al riesgo”. Derivado de lo anterior, a intervenciones del mercado que disminuyen las cantidades. En concreto, de la forma de intervenir valdría la pena revisar el mecanismo de “Energía Vendida y Embalsada” Estos diagnósticos proponen trabajos posteriores en materia de análisis económico del derecho, de análisis de los efectos de la regulación, análisis de los mecanismos con base en la teoría de juegos y análisis concreto del juego de los agentes durante la vigencia de las intervenciones.

Este trabajo no tiene el interés de servir como instrumento predictivo sino como instrumento histórico. Los resultados no son más que productos de promedios pasados más rigurosos y no pueden utilizarse como extrapolación para fenómenos futuros. El mismo trabajo puede adolecer de algunos sesgos; no obstante, los modelos presentan buena bondad de ajuste. En términos prospectivos las intervenciones regulatorias, la volatilidad y un aumento de la varianza de los residuales a partir de 2009. Está más allá del alcance de este trabajo el uso de medios para corregir la Heteroscedasticidad Condicionada (ARCH-GARCH). Las razones



para no usar estos modelos son que 1. Se encuentran más allá del alcance del autor, 2. El trabajo no tiene interés predictivo.

Adicionalmente, el trabajo puede adolecer de problemas desconocidos por el autor debido al uso de una variable de control estacional usando ecuaciones de senos y cosenos. Sin embargo, se mantienen como propuesta. Esto porque no podría interpretarse de manera igual si un día de febrero presenta la misma cantidad de aportes que un día de septiembre por encontrarse en épocas de aportes esperados diferentes. Valdría la pena profundizar en el estudio de la influencia de las estacionalidades hidrológicas en la influencia de la valoración. Las funciones periódicas sinusoidales podrían facilitar la captura de esas regularidades cosa que al momento se observan escasamente en las propuestas econométricas. El único uso de las sinusoides se encuentra en la medición de la regularidad de las series de tiempo (Tsay, 2013).

Se espera que las alusiones a disciplinas como la climatología, hidrología, filosofía de la naturaleza, la historia y el análisis económico del derecho sean un complemento de utilidad en el presente informe. Se hubiera deseado hacer una mayor alusión a cada una de las disciplinas precitadas cuestión que no es posible debido a los rigores metodológicos del trabajo.

## **7 BIBLIOGRARÍA**

Acot, P. (2005). Historia del clima. Desde el Big Bang a las catástrofes climáticas (P. Mahler, Trans.). Buenos Aires, Argentina: Editorial El Ateneo.

Arango, C., Dorado, J., Guzmán, D., & Ruíz, J. F. (2013). Variabilidad climática de la precipitación en Colombia asociada al ciclo El Niño, la niña – oscilación del sur (ENSO). Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales IDEAM: Grupo de Modelamiento de Tiempo, Clima y Escenarios de Cambio Climático.

Barrera, F., & García, A. (2010). Desempeño del mercado eléctrico colombiano en épocas de niño: lecciones del 2009-10. En Acolgen (Ed.), III Jornadas de Generación del Sector Eléctrico (pp. 152). Madrid, España y Charlottesville VA, EEUU: Acolgen.

Ball, P. (2010). H2O Una Biografía Del Agua (J. A. Campos, Trans.). México D.F: Fondo de Cultura Económica.

- Barrientos, J., Rodas, E., Velilla, E., Lopera, M., & Villada, F. (2012). Modelo para el pronóstico del precio de la energía eléctrica en Colombia. *Lecturas de Economía* (77), 91-127.
- Bello-Rodríguez, S. P., & Beltrán-Ahumada, R. B. (2010). Caracterización y pronóstico del precio spot de la energía eléctrica en Colombia. *Maestría En Derecho Económico*, 6(6), 293-316.
- Botero Duque, J. P., García Rendón, J. J., & Velásquez, H. (2015). Efectos del cargo por confiabilidad sobre el precio spot de la energía eléctrica en Colombia.
- Briggs, J., & Peat, F. D. (1999). *Las siete leyes del caos* (D. MAS, Trans. Primera edición ed.). Barcelona: Grijalbo S.A.
- Burroughs, W. J., Crowder, B., Robertson, T., Vallier-Talbot, E., & Whitaker, R. (1998). *Observar el Clima* (M. Diago & J. Rizzo, Trans.). Barcelona, España: Planeta S.A.
- CAF. (2000). *El Fenómeno El Niño 1997 - 1998 Memoria, Retos y Soluciones. Volumen 3 Colombia*. (Vol. III, pp. 245). Caracas, Venezuela: Corporación Andina De Fomento.
- Congreso de la República de Colombia (1994). Ley 143. “Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética.” Disponible en: <http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=4631>
- Corte Constitucional Colombiana. Sentencia C-447/1992. (1992). <http://www.corteconstitucional.gov.co/relatoria/1992/C-447-92.htm>: Corte Constitucional Colombiana.
- CREG (1994) Resolución 055, “Por la cual se regula la actividad de generación de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional” Disponible en <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1994-CRG94055>
- CREG (1995a) Resolución 025. “Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del

Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional”. Disponible en [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/3a940408d14bf2e80525785a007a653b/\\$FILE/Cr025-95.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/3a940408d14bf2e80525785a007a653b/$FILE/Cr025-95.pdf)

CREG (1995b) Resolución 058. “Por la cual se modifica parcialmente la Resolución 025 de 1995 expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.” Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1995-CRG95058?OpenDocument>

CREG (1997a) Resolución 100. “Por la cual se dictan normas sobre niveles mínimos operativos de los embalses del Sistema Interconectado Nacional.” Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/4256e0cb1c3023430525785a007a5ffa?OpenDocument>

CREG (1997b) Resolución 215. “Por la cual se modifica el Artículo 1o de la Resolución CREG-058 de 1995 expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.” Disponible en <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/7584914c1723ef950525785a007a5d67?OpenDocument>

CREG (1998a) Resolución 018. “Por la cual se modifica el numeral 3.4 del Código de Operación contenido en la Resolución CREG - 025 de 1995 y se deroga la Resolución CREG -215 de 1997.” Disponible en <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/61cfa461bdc0619c0525785a007a5cae?OpenDocument>

CREG (1998b) Resolución 113. “Por la cual se aclara el alcance de algunas definiciones establecidas en el Código de Operación (Resolución CREG-025 de 1995), se modifican y/o complementan algunas disposiciones establecidas en la misma Resolución, se ajusta el Numeral 3 del Artículo 1o de la Resolución CREG-100 de 1997, se ajustan el Artículo 4o y el Literal e) del Anexo No. 1 de la Resolución CREG-116 de 1996.”. Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/76ecce5257c58f500525785a007a5f94?OpenDocument>

CREG (2006) Resolución 071. “Por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía”. Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/243937481e5177820525785a007a6f75?OpenDocument>

CREG (2009) Resolución 137. “Por la cual se dictan normas transitorias sobre funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía.” Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/10738b316950f7e00525785a007a71e6?OpenDocument>

CREG (2010) Resolución 010. “Por la cual se dictan normas transitorias sobre funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía.” Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/0b7b2d0ea26a45230525785a007a724b?OpenDocument>

CREG (2014) Resolución 026, “Por la cual se establece el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento en el Mercado Mayorista de Energía como parte del Reglamento de Operación. “. Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/64bdccb258cfcd305257cc4007eba9e/\\$FILE/Creg026-2014.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/64bdccb258cfcd305257cc4007eba9e/$FILE/Creg026-2014.pdf)

CREG. (2015). Obligación de Energía Firme · OEF. Retrieved from [http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/obligacion\\_energia\\_firme/obligacion\\_energia\\_firme.htm](http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/obligacion_energia_firme/obligacion_energia_firme.htm)

Díaz, H. F., & Kiladis, G. N. (2009). Atmospheric teleconnections associated with the extreme phases of the Southern Oscillation. In H. F. DÍAZ & V. MARKGRAF (Eds.), *El Niño Historical and Paleoclimatic Aspects of the Southern Oscillation* (Pp. 6-28). New York: Cambridge University Press.

EIA. (1985-2015). Cushing, OK WTI Spot Price FOB (Dollars per Barrel). In RWTC (Ed.), xls (22/07/2015 Ed.). <http://tonto.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=RWTC&f=D>: U.S Energy Information Administration.

- FEDESARROLLO. (2013). Análisis costo beneficio de energías renovables no convencionales en Colombia. In H. García, A. Corredor, L. Calderón, & M. Gómez (Eds.): FEDESARROLLO.
- García Rendón, J., Gaviria Hinestroza, A., & Salazar Moreno, L. (2011). Determinantes del Precio de la Energía Eléctrica en el Mercado no Regulado en Colombia. *Revista Ciencias Estratégicas*, 19(16), 225-245.
- García Rendón, J. J., Bohórquez, S., López Álvarez, G. A., & Marín, F. (2013). Poder de Mercado en Mercados Spot de Generación Eléctrica: Metodología Para Su Análisis. *Documentos de Trabajo Economía y Finanzas*, 13(5).
- García-Muñoz, J. A. (2005). “Análisis económico del derecho en el Código Civil de Andrés Bello”. *Sesquicentenario del Código Civil de Andrés Bello*, 1429-1466.
- García-Muñoz, J. A. (2008). *Títulos-Valores. Régimen Global*. Bogotá: Temis S.A.
- García-Muñoz, J. A. (2012). *El Tomismo Desdeñado*. Bogotá: Editorial Planeta Colombia S.A.
- Gil Olcina, A., & Olcina Cantos, J. (1997). *Climatología General*. Barcelona: ARIEL S.A.
- Hornberger, G. M., Raffensperger, J. P., Wiberg, P. L., & Eshleman, K. N. (1998). *Elements of Physical Hydrology* (T. J. H. U. Press Ed.). Baltimore and London: The Johns Hopkins University Press.
- Hotelling, H. (1929). *Stability in Competition*. *The Economic Journal*, 41-57.
- IDEAM. (2002). *Efectos naturales y socioeconómicos del Fenómeno El Niño en Colombia*. Bogotá: Instituto de Hidrología Meteorología y Estudios Ambientales.
- IDEAM. (2005). *Atlas Climatológico de Colombia* (M. E. A. Instituto de Hidrología Ed.). Colombia: Imprenta Nacional de Colombia.
- IDEAM. (2010). *Estudio Nacional del Agua 2010*. Bogotá D.C: Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM).

- ISAGEN. (2015). Balance de resultados durante la construcción de la central Sogamoso. Retrieved from <https://www.isagen.com.co/comunicados/Cartilla-central-Sogamoso.pdf>: <https://www.isagen.com.co/comunicados/Cartilla-central-Sogamoso.pdf>
- Lorenz, E. (1993). *The Essence of Chaos*. London: UCL Press Limited.
- Nicholson, W., & Snyder, C. (2008). *Microeconomic Theory Basic Principles and Extensions*. (Tenth Edition Ed.). Mason, Ohio, USA: Thomson Higher Education.
- Nietzsche, F. W. (1885). *Así Habló Zarathustra*. España: Euroliber S.A.
- NOAA. (2015). Oceanic Niño Index (Oni). Retrieved 19/04/2015, from Climate Prediction Center  
[http://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis\\_monitoring/ensostuff/ensoyears.shtml](http://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/ensostuff/ensoyears.shtml)
- Pérez Roas, J. A. (2015). *Valoración Económica del Agua: Centro Interamericano de Desarrollo e Investigación Ambiental y Territorial*.
- Posner, R. A. (2013). *El Análisis Económico del Derecho* (E. Suárez, Trans.). México D.F, México: Fondo De Cultura Económica.
- Poveda, G., & Mesa, Ó. J. (1999). La Corriente De Chorro Superficial Del Oeste (Del Chocó) Y Otras Dos Corrientes De Chorro En Colombia: Climatología Y Variabilidad Sobre Las Fases Del ENSO. *Revista Academia Colombiana De Ciencias Exactas*, Xxiii-89, 517-528.
- Poveda, G. (2004). La Hidroclimatología De Colombia: Una Síntesis Desde La Escala Interdecadal Hasta La Escala Diurna. *Revista Academia Colombiana De Ciencias Exactas*, Xxviii-107, 202-222.
- Ramírez-Builes, V. H., & Jaramillo-Robledo, Á. (2009). Relación Entre El Índice Oceánico De El Niño Y La Lluvia En La Región Andina Central De Colombia. *CENICAFÉ*, 161-172.

- Ricardo, D. (1821). *On the Principles of Political Economy and Taxation* L. o. E. a. Liberty (Ed.) Retrieved from <http://www.econlib.org/library/Ricardo/ricPCover.html> retrieved from <http://www.econlib.org/library/Ricardo/ricP2a.html#Ch.7>, On Foreign Trade
- Sandoval, A. M. (2004). *Monografía del sector de electricidad y gas colombiano: Condiciones actuales y retos futuros*. Archivos De Economía: Departamento Nacional De Planeación, 272.
- Sierra, J., & Castaño, E. (2010). *Pronóstico Del Precio Spot Del Mercado Eléctrico Colombiano Con Modelos De Parámetros De Variantes En El Tiempo Y Variables Fundamentales*.  
[http://www.contraloria.gob.pa/inec/iasi/docs/announcements/documentos/Memorias Comunicaciones/14%20JSierra\\_Ecastano\\_TVP\\_models.pdf](http://www.contraloria.gob.pa/inec/iasi/docs/announcements/documentos/Memorias Comunicaciones/14%20JSierra_Ecastano_TVP_models.pdf).
- Smith, A. (1776). *An Inquiry into the Nature and Causes of the Wealth of Nations*. Retrieved from <http://www.gutenberg.org/files/3300/3300-h/3300-h.htm>
- Stumpff, A. M. (2013). *The Law is a Fractal: The Attempt to Anticipate Everything*. U of Michigan Public Law Research Paper No. 292. 649-681.
- Tsay, R. S. (2013). *An Introduction to Analysis of Financial Data with R*. New Jersey, USA: Wiley & Sons Inc.
- UPME. (2014). *Plan De Expansión De Referencia Generación - Transmisión 2014 - 2028*.  
[http://www.upme.gov.co/Docs/Plan\\_Expansion/2015/Plan\\_GT\\_2014-2028.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2015/Plan_GT_2014-2028.pdf):  
Unidad De Planeación Minero-Energética. UPME.
- Von Mises, L. (1998). *Human Action. A Treatise on Economics* (L. V. M. Institute Ed.). Alabama, Usa: Ludwig Von Mises Institute.
- Von Hayek, F. A. (1945). "The Use of Knowledge in Society". *American Economic Review*, XXXV (4), (519-530) (511-517).
- Wolfram, C. D. (1997). *Stragic Bidding In A Multi-Unit Auction: An Empirical Analysis Of Bids So Supply Electricity In England And Wales* (Pp. 54). Cambridge, Ma: National

Bureau of Economic Research.

Woolridge, J. M. (2001). *Introducción A La Econometría*. México D.F: Thomson Editores S.A.

X.M. (1995-2015). *Información Inteligente*. Retrieved 19/04/2015, from X.M. S.A.S  
<http://informacioninteligente10.xm.com.co/pages/default.aspx>

XM. (2013). *Informe de Operación Del SIN y Administración del mercado* Retrieved from  
<http://informesanuales.xm.com.co/2013/SitePages/operacion/operacion-2013.pdf>:  
<http://informesanuales.xm.com.co/2013/SitePages/operacion/operacion-2013.pdf>

Young, R. A., & Loomis, J. B. (2014). *Determining the Economic Value of Water. Concepts and Methods (Second Edition Ed.)*. London: RFP PRESS.