

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ
FACULTAD DE CIENCIAS SOCIALES



**Un modelo de cambios de régimen para el precio del mercado spot de
electricidad peruano: 2005-2018**

TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE LICENCIADO EN ECONOMÍA

AUTOR

Edward Manuel Ruiz Crosby

ASESOR

Arturo Leonardo Vásquez Cordano

Lima, octubre de 2020

RESUMEN

La presente tesis ofrece un marco teórico en el que el riesgo precio que enfrentan los generadores de electricidad en el mercado spot está cubierto por 3 instrumentos: una opción call de compra dada por los beneficios de la unidad o planta de generación en el mercado spot; y 2 tipos de contratos forward, uno en el mercado de clientes libres y otro en el de usuarios regulados. Como resultado de este modelo, tanto el nivel del precio spot como su volatilidad inciden positivamente en los beneficios de generadores adversos al riesgo. Posteriormente se estiman los determinantes del precio spot bajo un modelo Markov Switching teniendo en cuenta que el nivel y su volatilidad se rigen bajo 3 regímenes distintos como resultado de una política abrupta de Costos Marginales Idealizados. El impacto de determinantes tales como el precio del petróleo, una variable proxy del estiaje, el precio spot con un rezago y la oferta ajustada de mercado depende de cada régimen. El impacto de determinantes tales como la oferta ajustada fuera de mercado y la declaración del precio del gas natural explican la tendencia decreciente del precio spot. Dado que ya existen instrumentos de cobertura para los generadores, se recomienda evitar distorsiones regulatorias que los afecten.

Palabras clave: generación eléctrica, precio spot, costos marginales, ingresos garantizados por el Estado, declaración de precios de gas natural, opción call de compra, efecto canibalización, cambios de régimen.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	I
REVISIÓN DE LA LITERATURA.....	1
HECHOS ESTILIZADOS	11
MERCADOS ELÉCTRICOS.....	11
POTENCIA EFECTIVA Y MÁXIMA DEMANDA.....	15
PRECIOS SPOT, PRECIOS LIBRES, PRECIOS FIRMES Y TARIFAS ELÉCTRICAS	23
PRECIOS DE LOS INSUMOS PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	28
Precio del Gas Natural.....	29
Precio del Petróleo.....	32
MARCO TEÓRICO	34
EL MODELO	34
Mercados del Sector Eléctrico.....	35
Determinación del Precio Spot en el Mercado Mayorista.....	38
Equilibrio Competitivo en el Mercado de Clientes Libres y el Precio Libre Neutral al Riesgo	42
Equilibrio Competitivo en el Mercado de Usuarios Regulados y el Precio Firme Neutral al Riesgo.....	45
Capacidad, Riesgo y Volatilidad	53
EL MODELO MODIFICADO.....	60
Determinación modificada del Precio Spot en el Mercado Mayorista.....	60
Ecuación a Estimar	62
HIPÓTESIS	63
DATOS.....	65
METODOLOGÍA.....	69
RESULTADOS.....	73
LIMITACIONES	79
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DE POLÍTICA.....	81
BIBLIOGRAFÍA.....	86
ANEXOS.....	92

INTRODUCCIÓN

Luego de la liberalización del sector eléctrico durante la década de los años 90 a través del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) de 1992, se separaron las actividades de generación, transmisión y distribución. Las dos últimas quedaron a manos de monopolios privados regulados y supervisados, mientras que el segmento de generación se tornó competitivo.

En el 2006 se promulgó la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (LDEGE), la cual formaba un mercado de licitaciones de largo plazo que consistía en un instrumento financiero forward generado a través de subastas¹ obligatorias para cubrir a usuarios regulados².

Tanto la LCE como la LDEGE fomentaron la eficiencia en el sector eléctrico. No obstante, a lo largo de los años se han dado regulaciones en el sector que han generado distorsiones en el mercado mayorista y, en consecuencia, se ha producido una problemática en el sector eléctrico, explicada más adelante.

En el mercado spot, mayorista o de corto plazo se definen el despacho de las unidades de generación eléctrica y el precio al que se le reconoce dicho despacho a cada unidad que sirve la demanda se le denomina precio spot. El Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES)³ centraliza y determina el despacho de acuerdo a un orden de mérito (“merit order”) según los costos marginales de las unidades de generación.

A diferencia de los mercados mayoristas regionales de Estados Unidos y de Europa que se caracterizan por tener plataformas electrónicas donde se digitan posturas de cantidades y precios de oferta y de demanda⁴,

¹ Véase Dammert et. al. (2011).

² Con niveles de consumo menores a 0,2 MW.

³ Es una entidad privada conformada por todos los agentes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), es decir, por las empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y usuarios libres del sector eléctrico en el Perú.

⁴ “Bid-based short-term energy markets” en inglés.

Latinoamérica⁵ se caracteriza por un mercado de corto plazo basado en costos⁶. Este es el caso peruano, donde los costos variables son auditados por el COES⁷ y con esta información se establece el precio spot.

En el Perú, si bien los generadores venden y/o compran energía eléctrica en el mercado mayorista, tienen compromisos contractuales de dos tipos. En primer lugar, firman contratos forward de largo plazo con las empresas de distribución eléctrica para servir a sus usuarios regulados. En segundo lugar, también firman contratos forward con clientes libres⁸. Con estos forward, los generadores se comprometen a vender energía eléctrica a un precio fijo (que se actualiza con factores tales como el tipo de cambio, índice de precios al por mayor, etc.) y a un plazo determinado. En el caso de usuarios regulados, los precios (de licitación o firmes) y cantidades del contrato se determinan en una subasta solicitada por las empresas de distribución y estas venden la energía a sus usuarios a un precio regulado por el Organismo Supervisor de la Energía y Minería (OSINERGMIN). En el caso de clientes libres, se trata de contratos bilaterales entre cada generador y sus clientes⁹ a precios libres fijos (actualizados también por factores macroeconómicos). El OSINERGMIN, conforme a la LDEGE, prioriza primero que se sirva la demanda de usuarios regulados para después servir la demanda de usuarios libres.

Estos contratos forward son instrumentos financieros que dan un flujo de caja predecible al generador y un precio y cantidad estable al comprador. A su vez, reducen los riesgos del mercado mayorista e incentivan la inversión en nuevas plantas de generación, aumentando la confiabilidad del sistema eléctrico. Tal como lo describe Lima (2014 c), en Latinoamérica, Perú y Chile tienen este tipo de contratos.

⁵ Galetovic, A. et. al. (2015) describen de la misma manera al mercado eléctrico chileno.

⁶ Cost-based short-term energy markets en inglés.

⁷ Salvo en el caso de las unidades de generación térmica a gas natural, como se verá más adelante.

⁸ Pueden permanecer como usuarios regulados (o cambiarse a ser clientes libres) con un nivel igual o superior de 0,2 MW hasta un nivel de consumo igual a 2,5 MW. Si superan este nivel, automáticamente se definen como clientes libres.

⁹ Las empresas distribuidoras también pueden vender a los clientes libres.

Como el despacho o nivel de producción de energía de los generadores depende de sus costos marginales, este no depende de sus obligaciones forward. Por ello, los generadores son ofertantes netos o demandantes netos en el mercado mayorista. El precio spot limpia este mercado. A la fecha, sólo las empresas de generación participan en el mercado mayorista. Es decir, los generadores superavitarios (aquellos cuyo nivel de producción excede la demanda en sus contratos forward) le venden energía a los deficitarios (aquellos cuya demanda en sus contratos forward excede su nivel de producción) al precio spot^{10,11}.

La problemática del sector eléctrico parte de una tendencia decreciente del precio spot, ya que desde enero de 2005 hasta diciembre de 2018 este precio se redujo en 61,2%. Esta caída fue acompañada con una disminución de los picos registrados hasta mediados de 2009, así como de su volatilidad. Estos cambios se pueden explicar por un conjunto de regulaciones que generaron distorsiones en el mercado mayorista tales como el cambio de definición del precio spot a través de Costos Marginales Idealizados (CMI), topes máximos y mínimos al precio spot y sobreoferta de generación, originada por ingresos garantizados por el Estado a ciertas centrales de generación, ante una demanda que crece poco. A estas se añade la declaración de los costos marginales de unidades a gas natural al poseer costos cuasifijos.

Los CMI determinan que el precio spot se calcule en base a costos marginales sin considerar interrupciones del suministro o transporte de gas. Los generadores que produjeron electricidad con costos marginales mayores a los CMI recibieron un pago que se efectuó a través de cargar mayores tarifas eléctricas a los usuarios finales en el componente de transmisión. Los

¹⁰ Las empresas de generación no pueden hacer contratos forward por encima de la potencia de sus unidades de generación.

¹¹ Puede ocurrir que, una vez determinados los contratos forward, los distribuidores o clientes libres hayan subestimado su demanda futura, por lo que la diferencia entre la demanda realizada y la demanda planificada la compran a los generadores a un precio denominado tarifa en barra, determinada por el OSINERGMIN. No se considera este aspecto en adelante.

generadores con costos marginales menores a los CMI no recibieron compensación.

El esquema de CMI fue creado porque en el año 2008 la producción de energía eléctrica dependía en más de la mitad de hidroeléctricas sujetas a estiaje. El estiaje eleva el precio spot sustancialmente, dado que restringe la oferta de las hidroeléctricas, para ser servidas por unidades de generación térmicas e incluso a diésel si el margen de reserva es reducido, por lo que se torna más rentable producir en el mercado spot.¹² La LDEGE aún no se implementaba. Se temía que los usuarios finales (libres y regulados) no pudieran ser atendidos y por ello el esquema de CMI se vio como un paliativo para aliviar la crisis por medio de reducir el precio spot para que deje de ser rentable producir sólo para el mercado mayorista.

No obstante, la creación de CMI fue un cambio de política abrupta que puede incluirse en un modelo de cambios de régimen del precio spot, no solo en su nivel sino también en su volatilidad. Por ello, la estimación econométrica que se realizará en este estudio internalizará este aspecto a través de un modelo de Markov Switching Dynamic Regression Model (MS-DR). Con este modelo se encuentran 3 regímenes bien definidos para el precio spot: uno de picos muy altos y alta volatilidad, uno de picos moderados y volatilidad media y uno con baja volatilidad y ausencia de picos (régimen estable).

La tendencia decreciente del precio spot beneficia a los generadores con menor capacidad o potencia mientras que perjudica a los de mayor potencia, dado que los primeros son más probables de ser compradores en el mercado mayorista. Los ingresos de los generadores de menores costos marginales se reducen en el mercado mayorista si es que el precio spot tiene una tendencia bajista debido a la inelasticidad de la demanda. Los usuarios regulados no necesariamente se benefician dado que, por regulación, el plazo por el que se

¹² Los distribuidores contrataban con los generadores vía contratos valuados a la tarifa en barra. Como el precio spot superaba con creces a la tarifa en barra, no era rentable realizar estos contratos. Así, los distribuidores se quedaban sin energía eléctrica para cubrir a sus usuarios finales.

firman los contratos con las distribuidoras es largo (de 5 años a más), manteniendo fijos los precios firmes durante ese plazo, con lo cual la expectativa del precio spot puede cambiar al alza al terminar el plazo, aumentando los precios firmes que se licitarían en el futuro.

Por su parte, los clientes libres se benefician, dado que pueden firmar contratos de menores plazos que los correspondientes a los precios firmes, a costa de inversiones futuras en capacidad de generación. No obstante, estos beneficios a clientes libres no equivale a un incremento en el bienestar total, tal como lo sostienen Pham y Lemoine (2015) dado que la ganancia para estos clientes proviene en parte de los beneficios de los generadores incumbentes y potenciales entrantes.

El precio spot determina, entre otros aspectos¹³, la inversión en capacidad de generación eléctrica. Según Ruff (2018), el precio spot es el precio de equilibrio en el mercado mayorista y a su vez el costo marginal de corto plazo, que provee de información e incentivos necesarios para fomentar buenas (y evitar malas) inversiones. Siguiendo esta línea, Blasquez et. al. (2018) señalan que las unidades de generación con costos marginales menores al precio spot ganan ingresos incrementales que les permiten cubrir sus costos fijos¹⁴. Como se desprenderá del modelo teórico, un precio spot decreciente (tal como ocurre en la actualidad) desincentiva la inversión privada en cualquier tipo de unidad de generación eléctrica, por lo que un incremento inesperado y sostenido de la demanda podría ocasionar riesgos de racionamiento eléctrico en el futuro. Por ello, es importante evaluar los determinantes del precio spot.

¹³ Existe un pago por potencia establecido por MW a los generadores, adicional a los ingresos del mercado spot y los mercados forward. El argumento de emplear estos pagos administrativos es que se espera compensar las inversiones en capacidad, dado que el mercado spot es más volátil y riesgoso para que compense por sí solo dichas inversiones. Sin embargo, en la literatura se encuentra que estos pagos administrativos son insuficientes para promover inversiones. No se toman en cuenta en el análisis. Para una mayor discusión entre pagos por potencia v.s. mercados sólo de energía, véase Galetovic, A. et. al. (2015).

¹⁴ La unidad que margina, es decir, la última que produce con costo marginal equivalente al precio spot, sólo recupera sus costos variables de operación y mantenimiento.

Es relevante poder estimar el precio spot dado que resulta ser una señal de precios para los precios firmes y libres, como se demostrará en el modelo del marco teórico.

En el modelo que se desarrolla en adelante se tiene que el nivel de producción de los generadores es exógeno, congruente con que el COES es quien decide los niveles respectivos. Lo que sí deciden estas empresas es el nivel de contratación con clientes libres y las ventas para las licitaciones de largo plazo.

Por otro lado, mientras que los datos del precio spot configuran una serie de tiempo, los precios firmes y los libres se negocian en un momento del tiempo, actualizados con variables macroeconómicas una vez que entran en vigencia los contratos forward. Realizar una estimación conjunta sería verificar el impacto de dichas variables en los tres precios. En cambio, con el modelo teórico desarrollado en esta tesis se obtiene que el valor esperado del precio spot viene a ser el umbral mínimo de los precios firme y libre neutrales al riesgo, conectando el mercado spot, el de clientes libres y el de usuarios regulados. Luego, en el modelo se introducen las distorsiones anteriormente descritas, así como la declaración del precio del gas natural, para cuantificar el impacto de estas en el precio spot.

Después de entender la importancia del precio spot como señal de precios para los precios libre y firme en el marco teórico, la metodología a aplicar muestra que existe no linealidad en una serie de tiempo larga del precio spot con frecuencia mensual de enero de 2005 a diciembre de 2018. Los regímenes siguen una cadena de Markov, es decir, que la probabilidad de estar en tal régimen sólo depende del valor más reciente. Esta propiedad de Markov captura cambios de régimen recurrentes tales como crisis financieras o cambios abruptos de política económica, tal como lo señala Hamilton (2005). La implementación de los CMI como política abrupta es capturada con este modelo empírico.

En el marco teórico de la presente tesis se muestra cómo el precio spot es un umbral mínimo para el precio libre y para el precio firme. En la metodología se muestra que la no linealidad del precio spot significa que el impacto de sus determinantes va a cambiar según el régimen que se esté analizando. Igualmente, no solo el nivel del precio spot presenta 3 regímenes sino también su volatilidad. Esta es crucial para entender por qué la inversión privada en unidades de generación de bajos costos marginales ha caído como porcentaje de la máxima demanda en el periodo de análisis.

En la siguiente sección se realiza una revisión de la literatura relacionada, divididas en 2 bloques: la relación entre el precio spot y los forward por un lado y sus determinantes por el otro. Ambos bloques son complementados por la literatura que trata a los beneficios de una unidad o planta de generación como una opción call de compra a través de la aplicación del modelo de Margrabe (1978). Le sigue la descripción de los hechos estilizados del mercado eléctrico peruano. Luego se procede a desarrollar el marco teórico. El modelo se desarrolla primero sin considerar la sobreoferta de generación y la declaración de precios del gas natural para luego incorporarlas. Después se enumeran las hipótesis a contrastar. Posteriormente se analizan los datos y de ahí se explica la metodología para el contraste de las hipótesis. Entonces, se muestran los resultados de la estimación econométrica. Se procede a comentar las limitaciones de la tesis. Finalmente se culmina con las conclusiones y recomendaciones de política.

REVISIÓN DE LA LITERATURA

Un primer bloque de literatura tanto teórica como empírica de mercados eléctricos estudia la relación que tienen los contratos forward¹⁵ con el precio spot del mercado mayorista. Estos contratos sirven para cubrir el riesgo precio de dicho mercado. Sin embargo, los forward se realizan entre los agentes participantes del mercado mayorista, no como en el Perú, en donde los forward se negocian entre generadores y agentes que no participan a la fecha en el mercado mayorista, los distribuidores y los clientes libres. En el Perú son obligatorios para cubrir la demanda. Además, un precio forward captura las expectativas sobre el precio spot en todo momento de vigencia del contrato forward, mientras que para el diseño institucional peruano, el precio de los forward únicamente lo hace al momento de su negociación, para después ser actualizado con variables macroeconómicas.

El primer modelo teórico que deriva una ecuación empírica para estimar la relación entre el precio spot y el precio forward es el de Bessembinder y Lemmon (2002). Los autores desarrollan un modelo teórico del mercado mayorista en el que se transa energía con forwards a un plazo futuro o de inmediato al precio spot. En el mercado mayorista hay dos tipos de agentes: los productores de energía eléctrica y los minoristas que les compran para vendérselas a distribuidores o grandes clientes. Los productores poseen costos crecientes en el nivel de producción, característica que permite capturar los saltos en el precio spot ante aumentos en la demanda eléctrica. Empleando una función de utilidad objetivo de media-varianza (agentes adversos al riesgo), se tiene que la posición forward óptima depende de un componente especulativo capturado por la diferencia entre el precio forward y el precio spot, y un componente de cobertura capturado por la covarianza del precio spot y los beneficios de los productores o de los minoristas, según sea el caso.

¹⁵ Aparte del mercado eléctrico, existen numerosos documentos de trabajo sobre forwards, tales como el de Fama (1984) y otros.

Willems y Morbee (2008) extienden el modelo de Bessembinder y Lemmon (2002) para admitir no sólo derivados forward sino más productos financieros en un modelo con mercados incompletos. Obtienen una posición de opciones europeas óptima que depende de un componente especulativo capturado por la diferencia entre los pagos del derivado y el precio del derivado, así como un componente de cobertura recogida en la covarianza de los beneficios de los productores o retailers y los pagos del derivado.

Redl, et. al. (2009) estiman y confirman el modelo de Bessembinder y Lemmon (2002) para el mercado de energía europeo ("European Energy Exchange"-EEX) y para el Pool Nórdico (Nord Pool). Lo corrigen agregando factores de oferta y demanda en la ecuación a estimar. Sin embargo, advierten también que el precio forward depende de valores pasados del precio spot.

Aïd et. al. (2011) desarrollan un modelo teórico similar al de Bessembinder y Lemmon (2002) con la diferencia que permiten que los productores y minoristas puedan estar integrados verticalmente en el mercado mayorista. Esta característica es innata al diseño del segmento de generación peruano, ya que son los generadores tanto compradores como vendedores en este mercado. No obstante, los autores elaboran un modelo en el que incorporan traders e instrumentos forward transados entre todos los agentes mencionados. Encuentran que la integración vertical es un sustituto superior al uso de forwards como mecanismo de cobertura, con datos del mercado eléctrico francés.

Aïd et. al. (2013) elaboran un modelo de riesgo neutral estructural en un contexto de mercados incompletos y contratos forward del mercado spot y de los insumos combustibles para la generación eléctrica. Emplean datos del mercado mayorista francés para contrastar su modelo. En esta línea, existe literatura que emplea procesos estocásticos para modelar la interrelación entre el precio spot y otros instrumentos derivados que aún no se han implementado en el Perú.

Para el sector eléctrico chileno, similar al peruano, Lima (2014 a) modela las licitaciones de largo plazo para los usuarios regulados, de modo que tanto el

número de potenciales entrantes como la oferta de capacidad por parte de competidores existentes reducen los precios firmes en las subastas. En estas, el precio mínimo a subastar equivale al valor esperado del precio spot.

Lima (2014 b) desarrolla un modelo en el que la oferta de contratación óptima para las licitaciones de largo plazo depende de un componente especulativo que es la diferencia entre el precio firme y el precio spot y un componente de cobertura capturado por la covarianza entre los beneficios en el mercado spot y en el mercado de usuarios regulados, multiplicado por la capacidad de generación eléctrica.

Para el caso peruano, García et.al. (2010) desarrollan un modelo que relaciona el mercado spot y el mercado de futuros. En este modelo, las empresas de generación eléctrica deciden cuánto producen para el mercado spot y cuánto para el mercado de futuros. Según el modelo, si los generadores comercializan toda su producción mediante futuros, éstas no tendrán incentivos para ejercer poder de mercado en el precio spot ya que sus beneficios se determinarán por el precio del futuro. Para este resultado, es necesaria la desvinculación entre el mercado spot y el mercado de futuros. El nivel de contratación de futuros óptimo depende del nivel de incertidumbre del precio spot, de la aversión al riesgo de las empresas, de shocks de disponibilidades de recursos, etc. Sin embargo, no se modelan estos componentes.

García et.al. (2010) asumen para su modelo que la cantidad y el precio del contrato futuro son independientes de precio spot y que la firma puede aumentar en el precio spot a través de una menor cantidad vendida. Este tipo de modelos va más acorde en estructuras de mercado donde los generadores digitan posturas de cantidades y precios de oferta y de demanda, puesto que de esta manera la cantidad es una variable de elección de los generadores y no necesariamente ofertan al costo marginal. En el caso peruano, las firmas no deciden su nivel de producción, sino el COES.

Además, en el modelo de dichos autores el precio en el mercado de futuros equivale al precio spot si la cantidad en el contrato futuro equivale a la producción de la firma; y si la producción es mayor (menor) que dicha cantidad o el generador es superavitario (deficitario), el precio sería mayor (menor) que el costo marginal. En contraste, el modelo desarrollado en esta tesis asume competencia perfecta en el mercado spot y relaciona la cantidad contratada con el precio spot, resultando el valor esperado del precio spot menor o igual al precio de los contratos (en ningún caso mayor). Por ello, el hecho de que los generadores sean superavitarios o deficitarios no influye en el mercado spot, tal como ocurre en el modelo de los autores, ya que es el resultado del ordenamiento por mérito en el despacho que haga el COES, según los costos marginales de cada uno de ellos.

Rivasplata (2017) emplea un modelo de oligopolio con franja competitiva (conjunto de empresas que tienen comportamiento competitivo) dinámico determinístico para caracterizar al sector eléctrico en empresas hidráulicas y térmicas con datos del año 2011 y con un horizonte de 10 años. En este trabajo se mide el efecto de los contratos de largo plazo sobre la inversión de capacidad, la producción por tecnología y los precios spot por bloque horario. El autor confirma que los contratos a largo plazo y la presencia de una franja competitiva reducen el poder de mercado generado sobre la inversión de capacidad, nivel de producción por tecnología y precio spot por bloque horario, sin distorsionar el parque generador. Sin embargo, el modelo no contempla una sobreoferta generada por ingresos garantizados por el Estado, junto con otras distorsiones en el mercado spot. El problema del poder de mercado no resulta tan relevante en este contexto, mas sí corregir dichas distorsiones. Asimismo, el modelo no contempla, a diferencia de esta tesis, que el precio spot (o su valor esperado) es una señal para los precios de los contratos.

Otro bloque de documentos de trabajo estudia los determinantes del precio spot. Blasquez et. al. (2018) afirman que la participación de centrales de generación en base a recursos energéticos renovables (RER), subsidiadas para

sustituir a centrales que emplean combustibles fósiles, tiene límites. Los autores sostienen que existe una paradoja con la entrada de estas centrales en un mercado liberalizado: La entrada subsidiada de éstas presiona a la baja al precio spot (porque tienen costos marginales bajos) reduciendo los ingresos incrementales tanto para generadores incumbentes como potenciales entrantes, haciendo menos atractiva la entrada de nueva generación sin subsidios, incluida la renovable. Esto requeriría en el futuro más subsidios para cubrir la demanda con centrales RER, lo cual contradice el objetivo de liberalización del segmento de generación eléctrica.

Peor aún, si predomina la entrada subsidiada para centrales eólicas o solares, al ser intermitentes¹⁶, presionan a las centrales térmicas a que ajusten su producción, aumentando la volatilidad de la curva de oferta, y por tanto, del precio spot.¹⁷ Los autores concluyen que para incentivar la entrada de centrales RER sin subsidios, paradójicamente, debe permitirse la entrada de centrales térmicas que usan combustibles fósiles con costos marginales más altos que provean la señal de precios necesaria. Es decir, las RER y las centrales con insumos fósiles deben coexistir, son complementarias, no sustitutas. Este resultado es contrario a la política energética a nivel global, que pretende no complementar sino sustituir las fuentes fósiles por RER.

Pham y Lemoine (2015) cuantifican el impacto de las RER solares y eólicas subsidiadas en el precio spot del mercado mayorista alemán y en su volatilidad durante el periodo de octubre 2009 a diciembre 6 de 2012, empleando un modelo GARCH con datos de panel. Utilizan precios spot de cada una de las 24 horas del día como datos de corte transversal. La hipótesis contrastada por los autores es que la entrada subsidiada de tales centrales RER genera un efecto de orden de mérito¹⁸, es decir, un efecto depresivo en el precio spot. Otra hipótesis contrastada consiste en que, dada la intermitencia de las centrales

¹⁶ Es decir, producen electricidad sólo si hay viento o sol, respectivamente.

¹⁷ Otro resultado es que entre 2008 y 2014, en países como Alemania, Italia y España, mientras el precio spot se reducía, las tarifas a los usuarios finales aumentaron, tal como ocurre en el caso peruano, como se verá más adelante.

¹⁸ "Merit order effect" en inglés.

eólicas y solares, su generación eléctrica impacta positivamente en la volatilidad del precio spot, al incrementar la variabilidad de la curva de oferta. Los autores confirman sus hipótesis. Refuerzan la conclusión de Blasquez et. al. (2018) de que la política de subsidios a las RER se va a tornar permanente, creando un “efecto de canibalización” contra las unidades de generación no RER incumbentes y potenciales.

Wobben y Janssen (2008) resaltan que el precio spot posee volatilidad variable, reversión a la media y saltos o picos abruptos. Esta característica es acentuada debido a los altos costos de almacenamiento de la energía y por el hecho de que existen interrupciones aleatorias de las unidades de generación o congestión en la transmisión eléctrica. Para los autores, el precio spot tiene como determinantes los precios de los insumos de energía tales como el gas natural, carbón y petróleo, la estacionalidad, la temperatura del ambiente, interrupciones no planeadas de unidades de generación, sequías, inundaciones, y la intermitencia de unidades eólicas y/o solares.

Hirth (2016) explica cuáles fueron los factores que ocasionaron la caída del precio spot en casi dos tercios desde 2008 hasta el 2015 en Alemania y Suiza. Mientras que el precio de los combustibles y de las emisiones de carbono determinaron el precio spot en Alemania, fue la demanda el principal determinante del precio spot en Suiza. Sin embargo, para ambos países, un determinante crucial fue la expansión de la oferta RER. El autor desarrolló un modelo de descomposición de factores replicando el precio spot en función de sus determinantes. Se cambia un determinante, manteniendo el resto constante, y la variación del precio spot se entiende como el efecto en dicho determinante. El autor concluye que las variables de costos tienen efectos de largo plazo mientras que las variables de cantidad, sólo de corto plazo.

Para el caso chileno, Sikora et. al. (2017) (51) estiman un modelo estructural de vectores autorregresivos (SVAR) con datos semanales entre 2011 y 2016 para explicar la tendencia decreciente del precio spot (más de 60% entre el 2013 y el 2016). Clasifican al Sistema Interconectado Central en 6 barras: 3

del Centro-Norte y 3 del Centro-Sur. Utilizan como variables dependientes los costos marginales de los precios spot en diferencias, relativos a estas barras, y considerando 3 periodos de rezago (3 semanas). Por la frecuencia semanal de los datos, como variables proxy de los precios de los insumos, se emplean los aportes (proporción del total de la generación eléctrica) de la generación en base a gas, carbón, agua, petróleo y ERNC (energía renovable no convencional). Los autores encuentran que el aporte de la generación en base a agua (aporte hidro) explicó la varianza de los precios spot en un promedio de 50 por ciento aproximadamente. Además, resaltan que el aumento del aporte del gas y del aporte ERNC, y la disminución del aporte del petróleo explican la caída de los precios spot.

Sin embargo, y al igual que los modelos anteriores del segundo bloque, la relación entre las variables a lo largo del periodo es lineal. Al observar la serie de los 6 precios spot, se observa que podría existir no linealidad dado que hay periodos menos y más volátiles. Por ello, es necesario analizar la no linealidad, tal como se realizará más adelante en este documento.

Para el caso peruano, Anaya (2008) utiliza un modelo de corrección de errores para analizar los determinantes del precio spot de generación eléctrica con datos mensuales de 1993 a 2007. Estos determinantes son el volumen de agua, el precio internacional del petróleo y el tipo de cambio real. El primero presenta una relación negativa con el precio spot y los otros dos determinantes, una relación positiva. No obstante, el gráfico del precio spot que muestra el autor, en el horizonte de tiempo de análisis, presenta claramente reversión a la media con clústeres de volatilidad (periodos más o menos volátiles dentro de la muestra). Por tanto, no pareciera que fuera una serie no estacionaria o con raíz unitaria. Asimismo, el modelo que presenta es lineal para todo el periodo de análisis. Es decir, el impacto de los determinantes es constante, sin clústeres de volatilidad y que obvia la existencia de cambios de régimen, fenómenos que sí se consideran en la presente tesis.

Cannock (2018) de APOYO CONSULTORÍA estima un modelo de cointegración en donde encuentra que una relación de equilibrio entre el precio spot (variable dependiente) y el PBI del sector minero, el margen de reserva, la concentración en la industria de generación medida por el Índice de Herfindhal-Hirschmann (IHH), el precio del petróleo (WTI) y otros factores para el periodo de julio de 2006 a agosto de 2017. No se encuentra impacto de la declaración del precio del gas natural en el precio spot. Empero, como se verá más adelante, el precio spot es una serie estacionaria (de enero de 2005 a diciembre de 2018), por lo que el modelo de cointegración utilizado no es el adecuado. Asimismo, en un contexto de sobreoferta generada por oferta subsidiada, no es razonable emplear el IHH como variable explicativa.

Por una parte, el modelo teórico presentado contribuye al primer bloque de literatura, es decir, aquél que relaciona al precio spot con los contratos forward. Por otra parte, la metodología empírica utiliza un modelo econométrico que captura cambios de régimen en el precio spot a través de un modelo Markov Switching Dynamic Regression Model (MS-DR), contribuyendo al segundo bloque de literatura descrita.

Lo anterior es complementado con la noción de que los beneficios de una unidad o planta de generación tienen la forma de una opción call de compra para la empresa cuyo valor depende positivamente tanto del nivel del precio spot como de su volatilidad. Así, un generador tiene 3 tipos de coberturas contra el riesgo precio: en el mercado spot con una opción call de compra por los beneficios de una unidad de generación; y en el mercado de clientes libres y en el de usuarios regulados con contratos forward.

Margrabe (1978) acentúa que hay arreglos financieros equivalentes a una opción que intercambia un activo riesgoso por otro. En el caso de la generación eléctrica, estos dos activos riesgosos serían la energía eléctrica vendida en el mercado spot y el insumo utilizado para producirla (agua, gas natural o petróleo). Este modelo difiere al de Black-Scholes-Merton ya que este último toma en cuenta un activo riesgoso y un activo libre de riesgo, además de un precio strike

constante mientras que Margrabe utiliza dos activos riesgosos. Sin embargo, si el precio del segundo activo riesgoso (para un generador, sería el precio del insumo valorizado en unidades del precio spot) se considera como un numerario y si se sustituye con el precio strike, se obtiene el resultado analítico del modelo Black-Scholes-Merton.

Una aplicación del modelo de Margrabe (1978) es la evaluación del valor de una planta de generación como una opción real en los trabajos de Gardner y Zhuang (2000), Deng et. al. (2001), Carmona (2009) y Maragos (2017). Estos autores emplean la definición de una opción real para valorizar una unidad o planta de generación eléctrica para su compra o venta y para desarrollar mecanismos de cobertura del valor de los activos o de las ganancias.

No obstante, la opción call de compra que se considera en esta tesis, bajo la interpretación de Margrabe (1978), es una opción financiera. Haahtela (2012) enumera y analiza las diferencias de las opciones financieras y reales. Una diferencia destacable se refiere a la volatilidad. Mientras que para una opción financiera se refiere a la del activo subyacente, para una opción real se refiere a la incertidumbre sobre el valor futuro de los activos invertidos. Asimismo, mientras que incrementos de la volatilidad siempre elevan el valor de la opción financiera, no necesariamente ocurriría lo mismo para una opción real. Por tanto, este autor enfatiza que la valuación de opciones reales debe incorporar nuevos métodos para que esta sea más práctica.

Asimismo, en mercados mayoristas más desarrollados los generadores pueden utilizar opciones put y opciones call donde la contraparte es un comercializador o trader. Pineda y Conejo (2013) afirman que un generador puede comprar una opción put a un precio strike predeterminado para ejercerla cuando el precio spot caiga por debajo de este. Un generador cuya planta de generación presenta fallas podría comprar una opción call para comprar energía eléctrica a un precio strike predeterminado y vender energía a un precio spot más elevado. Estos derivados aún no se han implementado en el Perú.

Otro tipo de opciones call utilizados para el diseño de mercados de capacidad son las “reliability options” u opciones de confiabilidad. El mercado de capacidad en Colombia sustituyó en el 2006 al esquema de pagos por potencia para atraer inversión privada en nuevas plantas de generación eléctrica dispuestas a ofrecer energía firme en escenarios de escasez. Rivier et. al. (2000), la Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia - CREG (2006), García (2008), Vásquez y Ormeño (2014), Cramton (2015) y Rudnick y Velásquez (2019) caracterizan a esta opción por la capacidad física de ofrecer energía durante periodos de escasez (energía firme o aquella con alta seguridad de entrega) y por la obligación financiera del generador de entregar energía firme al precio strike o precio de escasez establecido por regulación, siempre que el precio spot supere este precio. Vásquez et. al. (2003) proponen implementar este mercado en Holanda. En el Perú aún rige el esquema de pagos por potencia.

Adicionalmente, Galetovic et. al. (2015) enfatizan lo positivo de tener tanto el nivel como la volatilidad del precio spot elevados, dado que proveen de fuertes incentivos a los generadores de mantener sus unidades de generación en buen estado de funcionamiento porque si se dañan, la empresa va a perder la oportunidad de obtener ganancias y va a tener que comprar energía a un precio spot alto para cubrir sus obligaciones contractuales.

HECHOS ESTILIZADOS

MERCADOS ELÉCTRICOS

Según el Banco de Desarrollo de América Latina¹⁹ (2018), la productividad de una empresa y la calidad de los bienes y servicios que produce dependen de la disponibilidad de insumos claves, tal como la energía eléctrica, debiendo ir acompañada de un marco regulatorio amigable a la competencia.

Tal como lo describen Wobben y Janssen (2008), la energía eléctrica es un bien con características singulares: La energía depende fuertemente de una infraestructura de oferta estable y no puede ser almacenada eficientemente en grandes cantidades²⁰. Por estos motivos, la oferta de energía debe igualar a la demanda en tiempo real evitando así interrupciones o racionamiento eléctrico. Este objetivo se logra en el mercado spot, mercado de corto plazo o mercado mayorista.

En un mercado spot competitivo, las unidades de generación se ordenan de manera ascendente según sus costos marginales, es decir, según su orden de mérito y producen energía eléctrica, minimizando el costo total de la generación y garantizando una operación eficiente de la oferta. Es obligatoria la participación de todos los generadores. Es el COES quien construye la curva de oferta para el caso peruano²¹.

El precio spot es el costo marginal de la última unidad de generación que sirve la demanda denominada la unidad que margina. Este precio limpia el mercado spot. Todos los generadores que producen electricidad con costos marginales por debajo del precio spot reciben la diferencia. Este margen es

¹⁹ Antiguamente conocido como Corporación Andina de Fomento - CAF.

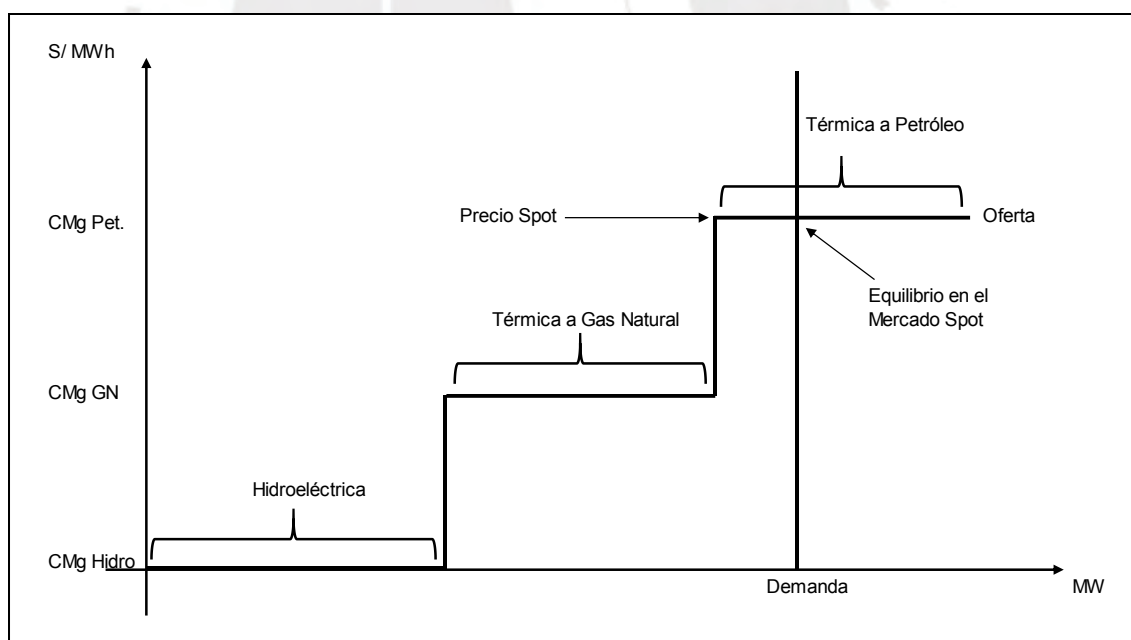
²⁰ Las hidroeléctricas poseen reservorios con los que pueden almacenar agua para producir energía eléctrica. Sin embargo, este almacenamiento corresponde al insumo, mas no al producto de la unidad de generación.

²¹ Para una reseña reciente sobre el COES véase Rudnick y Velásquez (2019).

necesario para cubrir sus costos fijos, al ser los ingresos incrementales de Blasquez et. al. (2018).

En la siguiente figura se muestra un esquema del mercado spot durante una hora, asumiendo que existen tres unidades de generación con costos marginales constantes: una hidroeléctrica (cuyo costo marginal es 0), una térmica a gas natural y una térmica que emplea petróleo. La demanda es perfectamente inelástica. El equilibrio en el mercado spot está determinado por el cruce de la curva de oferta con la curva de demanda. El precio spot viene a ser el costo marginal de la unidad térmica a petróleo. Esta es la última unidad que sirve la demanda. Las unidades a gas natural e hidroeléctrica reciben ese precio por su producción de energía y ganan un margen respecto a sus respectivos costos marginales.

Gráfico 1: Mercado Spot



Fuente: Elaboración Propia.

Otro mercado importante es el de clientes libres como fuente de ingresos para los generadores. Este es un mercado de contratos bilaterales liberalizado

en el que los generadores²² fijan precios (libres), cantidades y plazos directamente con estos clientes. Este mercado es de mediano plazo.

Una última fuente de ingresos para los generadores es el mercado de usuarios regulados. En este mercado son los distribuidores los que licitan sus requerimientos de electricidad con los generadores a través de subastas, para cubrir a sus usuarios regulados. En estas licitaciones también se fijan precios (firmes), cantidades y plazos mayores que aquellos de los contratos con clientes libres. Este mercado es de largo plazo.

Tanto en el mercado de clientes libres como en el de usuarios regulados, los generadores firman Power Purchase Agreements²³ (PPAs). Para los clientes libres, los PPAs son personalizados según sus requerimientos. Para los usuarios regulados, los PPAs son más estandarizados de acuerdo con las directrices que da el OSINERGMIN.

A menudo, los PPAs se firman antes de la construcción de las unidades de generación y con estos las empresas financian dicha construcción ya que se tiene un nivel de ingresos o demanda asegurados por los plazos establecidos en los contratos. A cambio, los generadores se comprometen a ofrecer potencia²⁴ y energía²⁵ eléctrica a sus clientes. Por tanto, la demanda está constituida por los PPAs firmados por los generadores con distribuidores y clientes libres. Estos PPAs los obtienen los generadores que ofrezcan precios de energía más competitivos²⁶.

A continuación se muestra un esquema de los mercados del sector eléctrico en el Perú. El rol de las líneas de transmisión (LT) es el de transportar

²² Y distribuidores también.

²³ Se pueden traducir como acuerdos de compras de electricidad.

²⁴ Capacidad que tiene cada unidad de generación en un instante del tiempo, medida en MW.

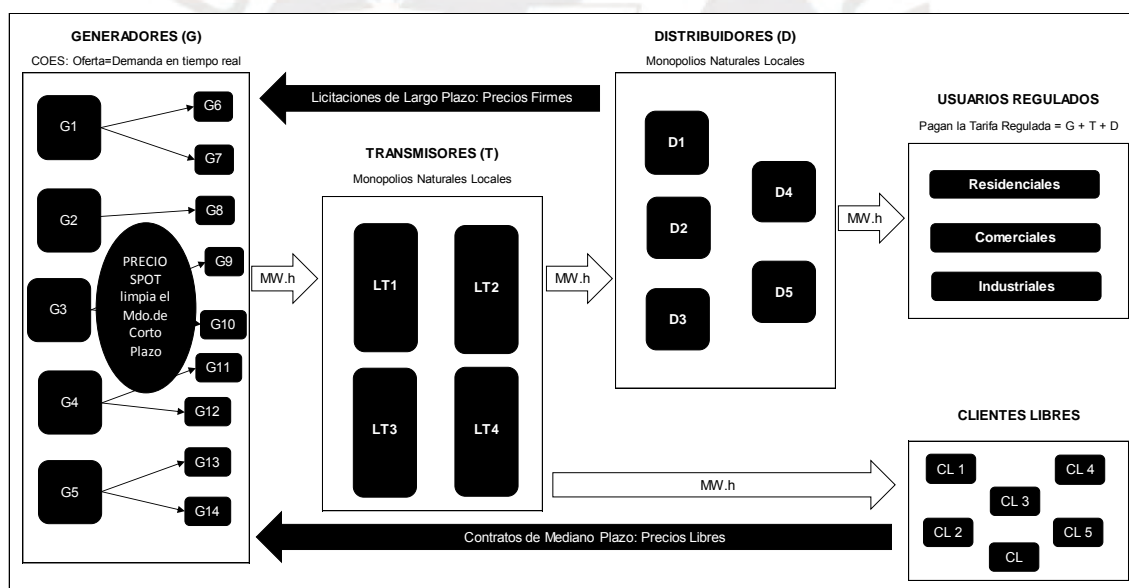
²⁵ Producción que tiene cada unidad de generación en un periodo de tiempo, medida en MW por hora o MWh.

²⁶ Los precios de potencia están determinados por la tarifa en barra establecida administrativamente por el OSINERGMIN.

energía eléctrica que producen las unidades de generación localizadas en un sitio hacia sus clientes libres y distribuidores localizados en otro lugar.

El mercado spot divide a los generadores en dos grupos: Excedentarios (o Superavitarios) y Deficitarios. Los excedentarios son los generadores que producen energía eléctrica por encima de sus obligaciones contractuales. Los deficitarios son aquellos que no logran producir o producen por debajo de sus obligaciones contractuales. El precio spot es el precio al que los generadores excedentarios venden sus excedentes a aquellos deficitarios. El nivel de producción total de energía eléctrica, equivalente a la demanda, se traslada por las LT²⁷.

Gráfico 2: Esquema de los Mercados del Sector Eléctrico en el Perú



Fuente: Elaboración Propia.

La demanda de energía eléctrica creció de 20,7 TWh²⁸ a 45,6 TWh del 2005 al 2018 a una tasa promedio anual de 6,3 por ciento. La demanda de los usuarios regulados creció de 11,1 TWh a 19,1 TWh a una tasa promedio anual de 4,2%. Mientras que en el 2005 los usuarios regulados representaban casi el

²⁷ Físicamente, existen pérdidas de energía eléctrica inevitables al pasar esta por las LT. Sin embargo, son negligibles.

²⁸ TWh.=1 millón de MWh.

54% del total de la demanda, este porcentaje se redujo a casi 42% en el 2018, dado que la participación de los clientes libres se incrementó de alrededor de 46% a aproximadamente 58%.

Cabe señalar que hasta 2015, el porcentaje de clientes libres en el total de la demanda era menor al de usuarios regulados. A partir del 2016 es cuando estos clientes llegan a superar en participación a los regulados.

En el mismo periodo, la demanda de clientes libres creció más que la de usuarios regulados, de 9,5 TWh a 26,5 TWh a una tasa anual promedio de 8,2%. Además, la energía eléctrica de los clientes libres contratada directamente con generadores ha representado más del 80%, llegando a una participación de alrededor de 90% desde el 2016. Por ello en el modelo teórico, sin pérdida de generalidad, se asume que los clientes libres contratan únicamente con los generadores.

Tabla 1: Demanda de Energía Eléctrica

Consumo (TWh.)	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Clientes Libres de Generadores	7.8	8.3	9.7	10.7	10.2	11.4	12.0	12.7	13.8	14.4	16.3	20.4	22.3	23.6
Clientes Libres de Distribuidores	1.8	1.9	1.7	1.7	1.8	1.8	1.9	2.0	2.1	2.0	2.0	2.0	2.4	2.9
TOTAL Clientes Libres	9.5	10.1	11.4	12.4	12.0	13.1	13.9	14.7	15.8	16.4	18.3	22.4	24.6	26.5
Usuarios Regulados	11.1	12.2	13.3	14.6	15.2	16.4	17.9	19.0	19.9	20.8	21.5	20.8	19.5	19.1
TOTAL	20.7	22.3	24.7	27.0	27.2	29.6	31.8	33.6	35.7	37.2	39.8	43.3	44.1	45.6
% de Generación para C. Libres	81.5	81.5	85.2	86.1	85.0	86.6	86.6	86.5	87.1	87.7	89.0	91.1	90.4	89.1
% Clientes Libres sobre el Total	46.2	45.4	46.0	46.1	44.0	44.4	43.7	43.6	44.3	44.1	45.9	51.8	55.9	58.1
% Clientes Reg sobre el Total	53.8	54.6	54.0	53.9	56.0	55.6	56.3	56.4	55.7	55.9	54.1	48.2	44.1	41.9

Fuente: Anuarios del OSINERGMIN. Elaboración Propia.

POTENCIA EFECTIVA Y MÁXIMA DEMANDA

La potencia instalada es aquella capacidad nominal que viene reportada de la fábrica o empresa proveedora de las unidades de generación. La potencia efectiva es la capacidad que realmente tiene la unidad de generación al operar.

Esta por lo general es menor o igual a la potencia instalada aunque hay casos en las que puede ser mayor²⁹.

La potencia efectiva corresponde a la oferta de capacidad de las unidades de generación. Para ver si esta puede cubrir en tiempo real a la demanda, se le compara con la máxima demanda. La máxima demanda es el registro de demanda de mayor consumo en un periodo determinado. Por lo general coincide con la demanda de hora punta. De acuerdo al OSINERGMIN, la hora punta es el periodo comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas de cada día de todos los meses del año. Ambos, la potencia efectiva y la máxima demanda se miden en MW.

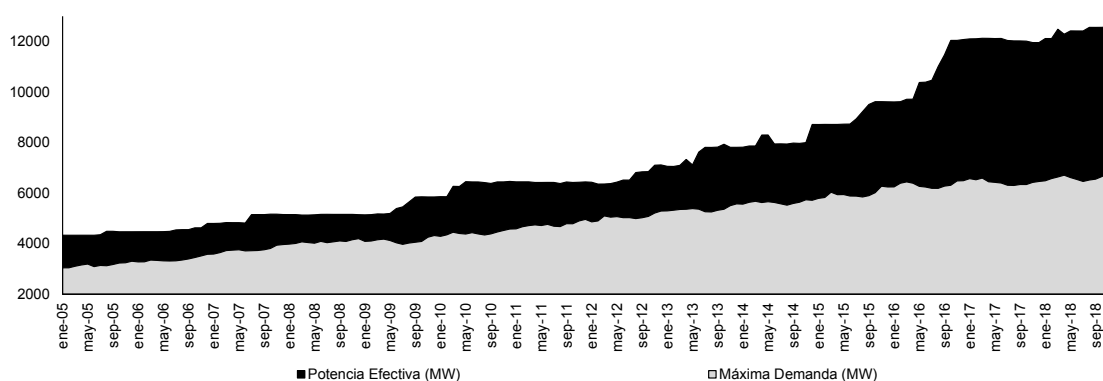
Los usuarios regulados residenciales son los que determinan la máxima demanda dado que su consumo en hora punta salta respecto a horas fuera de punta. Los usuarios regulados industriales y comerciales tienen un consumo más estable a lo largo del día. Los usuarios libres pueden suavizar su consumo a lo largo del día de modo que consumen más en horas fuera de punta, representando un porcentaje bajo de la máxima demanda. En efecto, el porcentaje de grandes usuarios libres (con consumo ≥ 10 MW) como parte de la máxima demanda ha sido de 21,3% en 2013 y ha subido a tan solo 30,6% en el 2018.

En el siguiente gráfico se compara desde enero de 2005 hasta diciembre de 2018 tanto la potencia efectiva como la máxima demanda. Para cubrir la demanda, se debe prever que la capacidad esté por encima de la máxima demanda en caso de cualquier salto imprevisto de la misma. En efecto, para el periodo mencionado, se observa que la potencia efectiva se ha encontrado siempre por encima de la máxima demanda. Esta diferencia se ha acentuado a lo largo de los años, de manera creciente. Mientras que la demanda creció de 3

²⁹ Hay otro concepto de potencia denominado **potencia firme**. Es un porcentaje de la potencia efectiva. Representa la máxima potencia que puede proveer una unidad de generación con alto nivel de seguridad, es decir, aquella parte de la potencia efectiva que realmente se encuentra disponible en cualquier momento (ante diferentes condiciones climáticas, disponibilidad de insumos, etc.). Una unidad de generación sin potencia firme no puede firmar contratos con clientes libres ni con distribuidores. A pesar de esto, es la potencia efectiva la que impacta en el precio spot. Por ello, en adelante, se analiza la potencia efectiva.

044,1 MW a 6 884,6 MW en el periodo de análisis (2,3 veces), la oferta se incrementó de 4 334,7 MW a 12 581,4 (casi 3 veces).

Gráfico 3: Potencia Efectiva y Máxima Demanda (MW)



Fuente: COES. Elaboración Propia.

Como resultado, el margen de reserva³⁰ subió considerablemente en el periodo analizado de 42,4% a 82,8%, casi el doble, configurando una sobreoferta de generación (más de 80% de margen de reserva). Cabe señalar que este margen registró un nivel mínimo de 22,6% en diciembre de 2008³¹. Esto se debió a restricciones en el transporte del gas proveniente de Camisea en el 2008, lo cual se tradujo en saltos en el precio spot, llegando a un nivel de S/ 662,8 por MWh en julio de 2008.

Por este resultado, el 18 de diciembre de 2008 el gobierno promulgó un Decreto de Urgencia (D.U.) N° 049-2008 y un Decreto Legislativo (D.L.) N° 041-2008-EM por los que a partir del 2009 se calcularía el precio spot removiendo las restricciones de transporte o de transmisión. Se redefinió el precio spot con el concepto de Costos Marginales Idealizados (CMI), es decir, costos marginales del sistema en ausencia de dichas restricciones. Esta distorsión operó hasta el 2017. El D.U. fue acompañado por la Resolución Ministerial N° 607-2008-MEM-DM que estableció un precio spot tope equivalente S/ 313,5 por MWh, que rigió

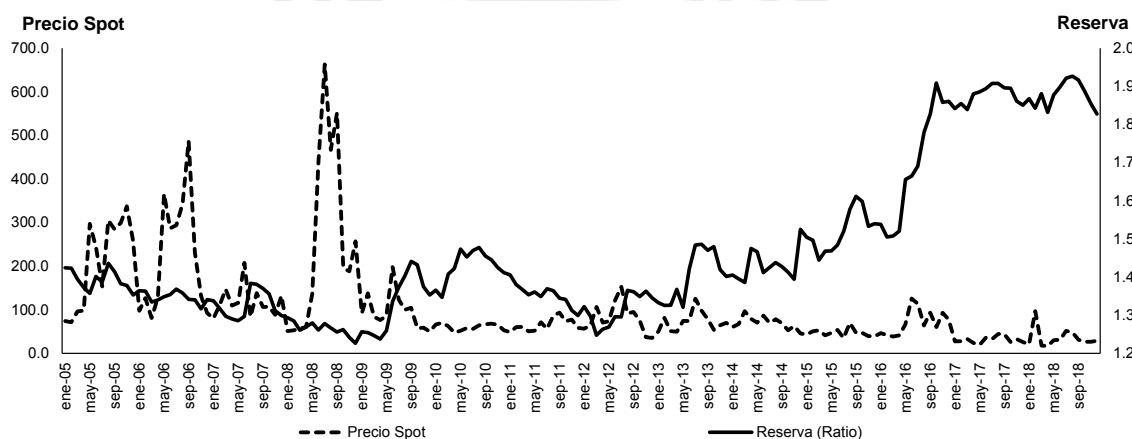
³⁰ Diferencia de la potencia efectiva menos la máxima demanda, como proporción de la máxima demanda.

³¹ En la industria eléctrica, un acuerdo informal es que un margen de reserva aceptable debe ser como mínimo 30%.

desde enero de 2009 hasta diciembre de 2017. Además, los generadores que produjeron energía eléctrica pero registraron costos marginales reales por encima de estos CMI recibieron un pago por la diferencia a través de mayores tarifas eléctricas a los usuarios finales en el componente de transmisión. Los generadores de costos marginales menores a los CMI no recibieron pago alguno.

Adicionalmente, el precio spot y la reserva³² han mostrado una relación inversa en el periodo analizado, como se observa en la siguiente figura.

Gráfico 4: Precio Spot (S/ por MWh) y Reserva (Ratio)



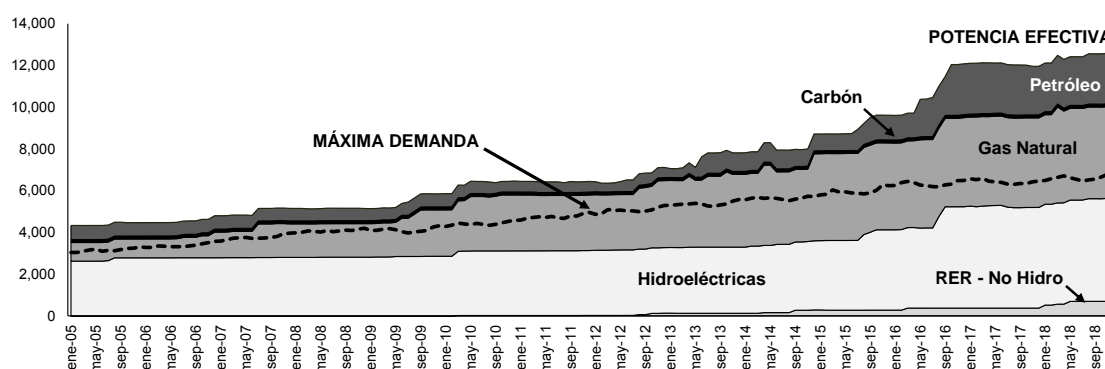
Fuente: COES. Elaboración Propia.

Se puede descomponer la potencia efectiva por recurso o insumo utilizado. Históricamente, son 4 las principales fuentes: agua, gas natural, carbón y petróleo (diésel y residual). Además de estas fuentes, en los últimos años se han construido unidades de generación que emplean recursos energéticos renovables (RER), es decir, usan bagazo, biogás, energía solar y eólica. Dentro de las RER se consideran centrales hidroeléctricas con potencia ≤ 20 MW. En el siguiente gráfico, con datos mensuales, se muestra la descomposición de la potencia efectiva, considerando las hidroeléctricas como un bloque y las demás RER en otro bloque, además de las otras fuentes de energía. Se observa que la máxima demanda ha sido servida por unidades de generación que utilizan gas

³² Ratio entre la potencia efectiva y la máxima demanda. Es el margen de reserva más 1.

natural. Sin embargo, dentro de cada mes, pueden haber ocurrido saltos que hayan hecho servir la demanda con carbón o con petróleo. Asimismo, desde el 2009 en adelante, se observa que cada vez es más holgado el uso del gas natural para cubrir la máxima demanda.

Gráfico 5: Potencia Efectiva Desagregada por insumo y Máxima Demanda (MW)



Fuente: COES. Elaboración Propia.

A partir del 2008 se emitieron diversos dispositivos normativos para financiar la construcción de nuevas unidades de generación a través de cargos adicionales en las tarifas eléctricas debido a que se previó que la demanda iba a crecer más rápido que la oferta y que iba a generar un riesgo de desabastecimiento o incluso racionamiento eléctrico. Los picos en el precio spot, su alta volatilidad y la caída en el margen de reserva en ese año fueron determinantes para tomar la decisión de subsidiar la oferta. Por otro lado, se observó que la generación estaba concentrada en unidades de generación a gas natural, por lo que se buscó subsidiar la diversificación de las fuentes de energía eléctrica. Los dispositivos normativos con los cuales se establecieron cargos adicionales pagados por los usuarios finales son los siguientes³³:

1. D.L. N° 1002 del 2010. Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables para disminuir el impacto al medio ambiente al sustituir fuentes no renovables.

³³ La potencia efectiva mencionada es a diciembre de 2018.

Establece la obligatoriedad en la entrada de unidades RER y su prioridad en el despacho (con un costo marginal cercano a cero, como las hidroeléctricas convencionales sin subsidio). Además, insta una prima RER pagada por los usuarios finales (libres y regulados) para garantizar ingresos mínimos de estas unidades si es que el precio spot no los cubre. Las RER ascienden a 985,5 MW y están conformadas por 35 centrales³⁴.

2. D.L. N° 1041 del 2008. Decreto Legislativo que modifica diversas normas del Marco Normativo Eléctrico. Establece un cargo por seguridad de suministro para financiar unidades de Reserva Fría (RF), es decir, unidades que sólo operan en caso que otras unidades no estén disponibles en el momento, i.e., en casos de emergencia. Estas deben operar con un combustible alternativo al gas natural y deben estar disponibles siempre. Por ello operan con petróleo. Ascienden a 973,3 MW y están conformadas por 5 centrales. No participan en el mercado de clientes libres o el mercado regulado³⁵.

3. Ley N° 29970 del 2012. Ley que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo de polo petroquímico en el sur del país. Establece un cargo para financiar el Nudo Energético del Sur (NES), es decir, centrales de Puerto Bravo en Mollendo (Arequipa) y Planta N° 2 de Ilo (Moquegua). Suman 1 325,1 MW. Estas centrales son duales, es decir, pueden operar con gas natural o petróleo. Actualmente operan con petróleo³⁶.

4. D.U. N° 032-2010 del 2010. Decreto de Urgencia que dicta medidas para acelerar inversión y facilitar financiamiento para la ejecución de proyectos de electricidad. Establece que se dirijan licitaciones de largo plazo exclusivas para cubrir usuarios regulados con unidades de generación hidroeléctricas que gocen de la garantía de la empresa estatal Electroperú. Esta empresa pública hace de comercializador o intermediario entre dichas unidades y las empresas

³⁴ A agosto de 2019 hay 42 centrales de generación RER.

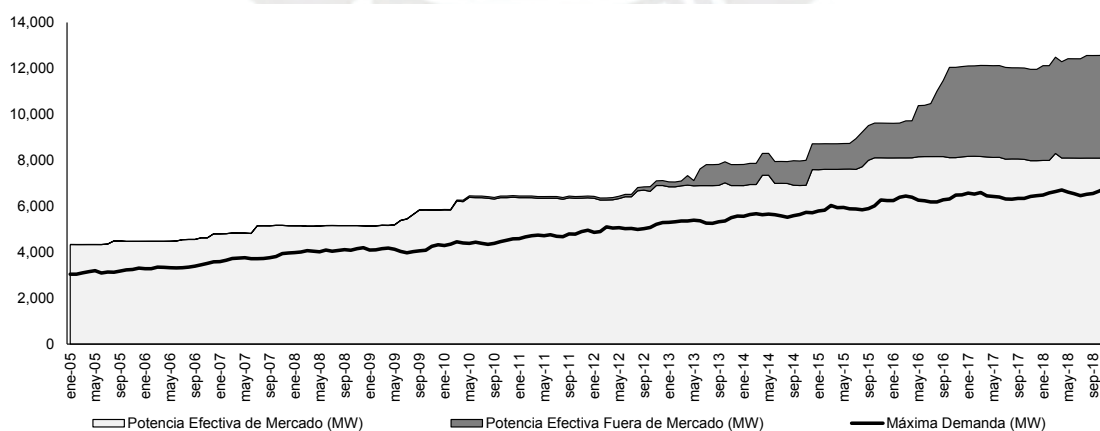
³⁵ Para mayores detalles sobre la Reserva Fría y mecanismos alternativos, véase Vásquez y Ormeño (2014).

³⁶ Esto se debe a que se paralizó la construcción del Gasoducto Sur Peruano, el cual iba a transportar gas natural de Camisea (Cusco) hacia Arequipa y Moquegua.

de distribución eléctrica. Es decir, Electroperú se hace responsable de pagar a precios elevados por la electricidad contratada a los generadores hidroeléctricos y de buscar compradores (distribuidores) a quienes revender lo contratado, teniendo a cambio, el derecho de cargar un sobrecosto a los distribuidores con quienes firme contrato de suministro, por la intermediación realizada. Los precios licitados con los distribuidores (y el mencionado sobrecosto) se cargan en los precios firmes, que son componentes de la tarifa eléctrica. Estas unidades están conformadas por 3 centrales: Chaglla, Cerro del Águila y Cheves. Suman 1 208,6 MW.

Como consecuencia de estos marcos legales diferenciados dentro del segmento competitivo de generación, la Potencia Efectiva puede dividirse en dos: En la Potencia Efectiva que entró sin la necesidad de estos marcos legales y la Potencia Efectiva que entró con subsidios pagados por consumidores finales, o Potencia Efectiva de Mercado y Potencia Efectiva Fuera de Mercado, respectivamente. En la siguiente figura se observa un crecimiento sustancial a partir de inicios de 2009. De iniciar con un nivel de 0 en el 2009, pasó a ser el 55 por ciento de la potencia efectiva de mercado. A diciembre de 2018, la potencia de mercado fue de 8 089,3 MW y la potencia fuera de mercado 4 492,1 MW.

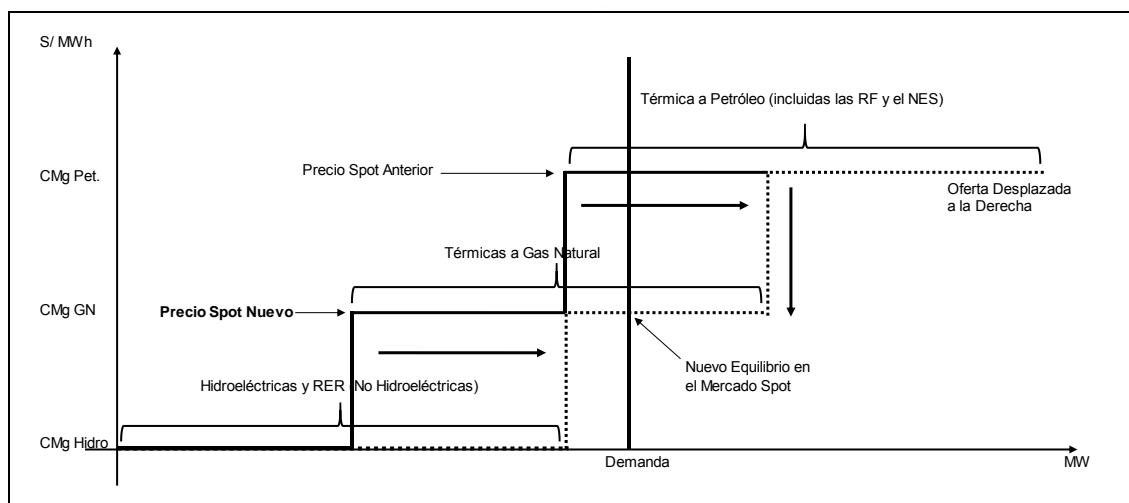
Gráfico 6: Potencia Efectiva de Mercado, Potencia Efectiva Fuera de Mercado y Máxima Demanda (MW)



Fuente: COES. Elaboración Propia.

Tales regulaciones han generado un desplazamiento hacia la derecha de la curva de oferta en el mercado spot, ceteris paribus presionando a la baja al precio spot. Asumiendo que la entrada de las RF y el NES se dan al mismo costo marginal que las unidades a petróleo ya establecidas, se tiene el siguiente esquema del Gráfico 1 con la entrada de la potencia fuera de mercado:

Gráfico 7: Mercado Spot luego de los subsidios a nuevos entrantes



Fuente: COES. Elaboración Propia.

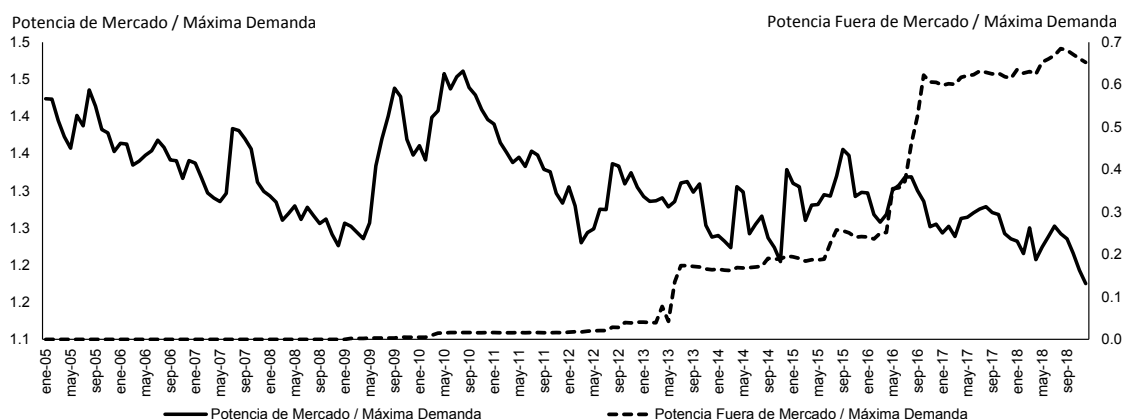
Las unidades de RF y el NES sí impactan en el precio spot dado que sus costos marginales son menores al precio spot tope de S/ 313,5 por MWh establecido por regulación. Por tanto, ante aumentos de la demanda (desplazamientos hacia la derecha), el precio spot no alcanza el tope sino los costos marginales de dichas unidades.

Las empresas correspondientes a la Potencia Efectiva Fuera de Mercado se caracterizan porque dichas regulaciones diferenciadas determinan que sus ingresos estén cubiertos del riesgo precio del mercado spot. Es decir, sus ingresos no se afectan si el precio spot se reduce.

Si se comparan la potencia efectiva de mercado y la potencia efectiva fuera de mercado como ratios de la máxima demanda, se observa que mientras

la primera decae en el tiempo, la segunda aumenta fuertemente en los últimos años.

Gráfico 8: Ratios de Potencia Efectiva y Máxima Demanda



Fuente: COES. Elaboración Propia.

El Gráfico 8 indica que el margen de reserva de mercado ha caído de hasta un nivel de 42,4% a 17,5%³⁷. La presencia de la potencia fuera de mercado se justificaría para compensar esta disminución. No obstante, lo que se estaría evidenciando es que el esquema eléctrico actual no es capaz de atraer inversión privada en generación eléctrica sin subsidios, lo cual estaría siendo agravado con los marcos legales diferenciados. Esto constituye un problema estructural para el segmento de generación que en principio fue liberalizado.

PRECIOS SPOT, PRECIOS LIBRES, PRECIOS FIRMES Y TARIFAS ELÉCTRICAS

El precio spot es el costo marginal del sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN)³⁸. Es calculado por el COES para cada barra³⁹ cada 15 minutos,

³⁷ 13 puntos porcentuales por debajo del 30% asumido como mínimo en la industria eléctrica.

³⁸ Además del SEIN existen sistemas aislados. Sin embargo, la potencia efectiva del SEIN representa más del 90% del total en los últimos años.

³⁹ Barra o Nodo es el punto en el que se conectan las unidades de generación con las líneas de transmisión, así como las líneas de transmisión con las unidades de distribución eléctrica.

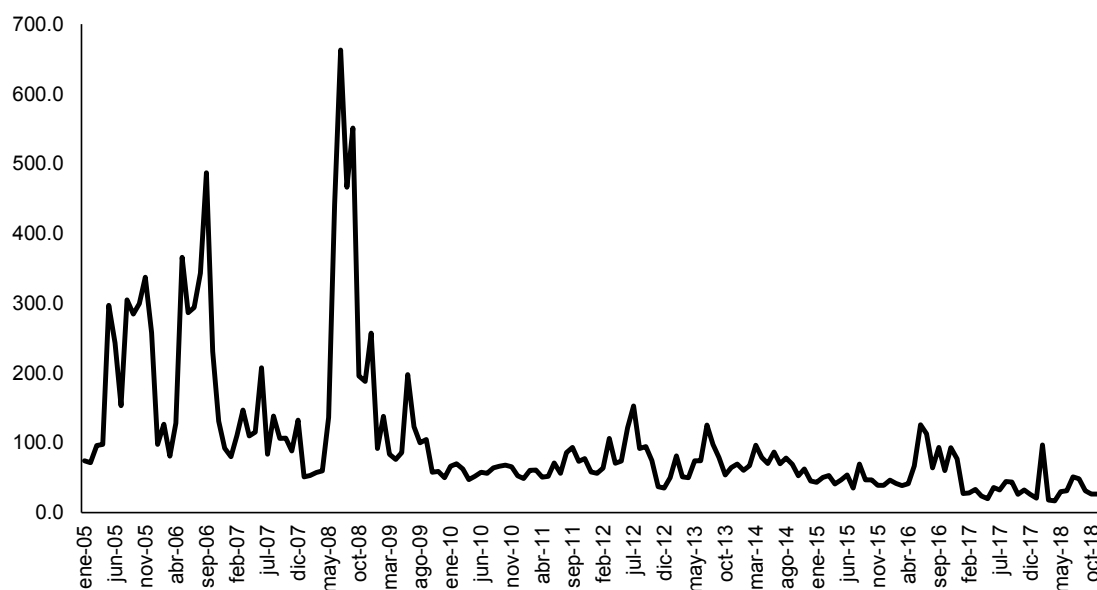
considerando pérdidas de transmisión, además de otras restricciones⁴⁰. En adelante, el precio spot a analizar es el precio spot promedio mensual de la barra de referencia de Santa Rosa, en Lima, dado que en esta región se concentran tanto la producción como la demanda de energía eléctrica, en línea con la actividad económica del país. Asimismo, esta barra es considerada para procesos regulatorios.

En el periodo de enero de 2005 a diciembre de 2018, el precio spot disminuyó 61,3%, de S/ 74,2 por MWh a S/ 28,7 por MWh. De diciembre de 2009 (luego de la imposición del precio spot tope y la nueva definición del precio spot) a diciembre de 2018, cayó 42,4%, de S/ 49,8 por MWh a S/ 28,7 por MWh. En julio de 2008 registró su nivel más alto en S/ 662,8 por MWh, siendo su segundo pico más alto en setiembre de 2006 con un nivel de S/ 486,9 por MWh. En abril de 2018 registró su nivel mínimo de S/ 16,6 por MWh, reflejando una tendencia decreciente en todo el periodo.

En el siguiente gráfico del precio spot, se observa una tendencia decreciente, picos altos con alta volatilidad hasta mediados de 2009, picos moderados con volatilidad media y periodos estables con ausencia de picos y baja volatilidad después de mediados de 2009:

⁴⁰ En el apartado de Limitaciones se discuten estas restricciones.

Gráfico 9: Precio Spot (S/ por MWh)



Fuente: COES. Elaboración Propia.

El precio libre es el resultado de la negociación bilateral entre los clientes libres y los generadores⁴¹. También incorpora el pago de transmisión de energía eléctrica:

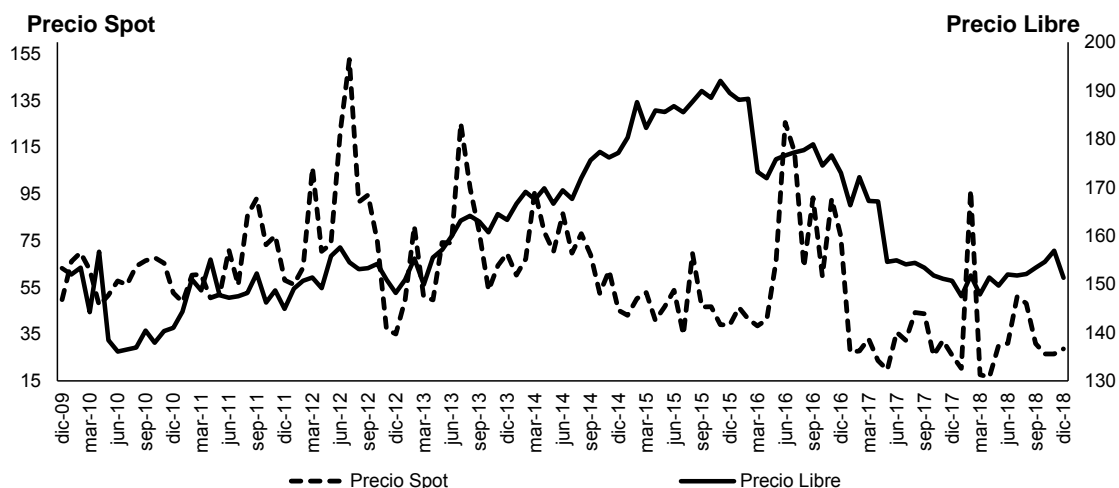
$$\text{Precio Libre} = \text{Negociación Bilateral} + \text{Tarifa de Transmisión}$$

El precio libre cayó 1,3% de diciembre de 2009 a diciembre de 2018. Mientras el precio spot registra una tendencia decreciente, el precio libre sólo acompaña al precio spot a partir de inicios del año 2016, precisamente cuando los clientes libres superan a los usuarios regulados con una mayor participación en la demanda de energía (51,8%). Esto se debe a que en los contratos bilaterales del mercado libre, se actualizan los precios libres con variables tales como el tipo de cambio, el índice de precios al por mayor (IPM), entre otras (según una fórmula particular en cada contrato), además de considerar al precio spot que se forma en moneda nacional. Es a partir del 2016 donde el margen de reserva registra un crecimiento notorio, por lo que esto hace que el comovimiento

⁴¹ Y distribuidores en menor medida. En caso se negocie con distribuidores, se paga adicionalmente una tarifa de distribución.

entre el precio spot y el precio libre se acentúe. En todo el periodo, el precio libre ha superado al precio spot.

Gráfico 10: Precio Spot y Precio Libre (S/ por MWh)

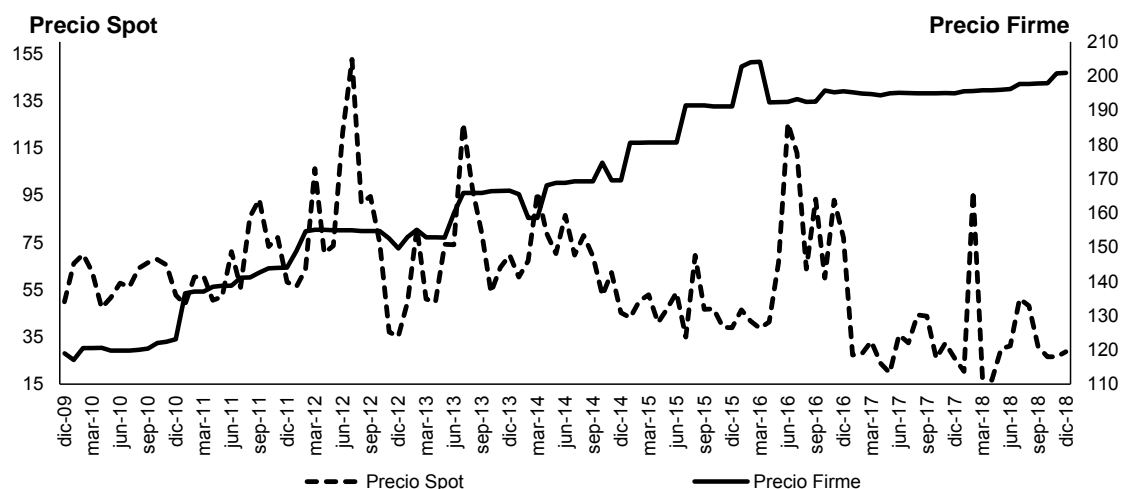


Fuente: COES y OSINERGMIN. Elaboración Propia.

En el mismo periodo, el precio firme⁴² también supera al precio spot. Este creció 68,9 %. Comparando ambos precios a lo largo del periodo, mientras el precio spot registra una tendencia decreciente, el precio firme reporta una creciente. De manera relativamente más homogénea que los precios libres, los precios firmes también se actualizan con el tipo de cambio, IPM y otras variables.

⁴² Calculado como el promedio ponderado entre el precio de potencia, precio de energía en hora punta y precio de energía fuera de punta de las licitaciones de largo plazo. A este promedio ponderado se le conoce como precio monómico.

Gráfico 11: Precio Spot y Precio Firme (S/ por MWh)



Fuente: COES y OSINERGMIN. Elaboración Propia.

El tipo de cambio creció 22,8 por ciento de enero de 2012 a mayo de 2019. Las tarifas eléctricas de los usuarios regulados residenciales⁴³, medidas por el Índice de Electricidad del INEI aumentaron 52,6 por ciento en el mismo periodo. Ambas variables registran un comovimiento bastante acentuado en casi todo el periodo, para disminuir levemente desde mediados de 2017. Los precios firmes presentan el mismo comportamiento para dicho periodo, Asimismo, hasta abril de 2016, los precios libres y el tipo de cambio han registrado un comovimiento destacado. Entonces, el tipo de cambio es un factor de actualización crucial para los precios diferentes al precio spot.

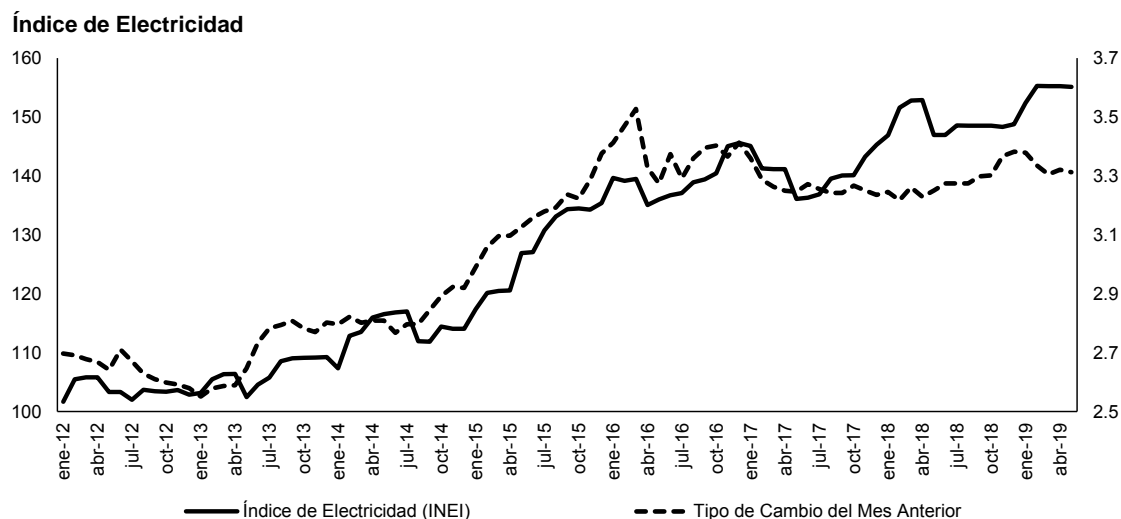
A diferencia del precio libre, la tarifa eléctrica para usuarios regulados se define como la suma entre 3 tarifas: de generación, transmisión y distribución. La tarifa de generación depende del precio firme⁴⁴ y ha tenido una participación de alrededor del 50% en la tarifa eléctrica total:

$$\text{Tarifa Eléctrica} = \text{Tarifa de Generación (Precio Firme)} + \text{Tarifa de Transmisión} + \text{Tarifa de Distribución}$$

⁴³ Con niveles de consumo menor a 0,2 MW.

⁴⁴ En más de 80% desde el 2013. Al 2018 el peso era 95%.

Gráfico 12: Índice de Tarifas Eléctricas (100=Enero de 2009) y Tipo de Cambio (S/ por US\$)



Fuente: INEI y BCRP. Elaboración Propia.

A partir de mayo de 2010 en adelante, se empezaron a cobrar en las tarifas eléctricas los cargos adicionales en el componente de transmisión correspondientes a las unidades RER⁴⁵, RF y NES⁴⁶. Aproximadamente 15,2 por ciento aumentaron las tarifas eléctricas por estos cargos, desde abril de 2010 hasta diciembre de 2018.

PRECIOS DE LOS INSUMOS PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

Como se mencionó anteriormente, existen varias fuentes de energía eléctrica. Sin embargo, tanto las RER como las hidroeléctricas tienen costos marginales muy bajos y constantes. El costo marginal de las hidroeléctricas es el costo intertemporal de almacenar agua en embalses. De acuerdo con el COES, se estima que este costo está alrededor de US\$ 2 por MWh.

⁴⁵ Cabe señalar que las subastas por las cuales se han adjudicado unidades de generación RER se han dado a precios cada vez más bajos.

⁴⁶ El financiamiento de las unidades hidroeléctricas del D.U. N° 032-2010 forma parte del incremento del precio firme.

Por tanto, los costos marginales de las tecnologías con insumos no renovables son los que varían en el tiempo y explican las fluctuaciones del precio spot. En adelante analizamos el precio del gas natural y del petróleo.

Precio del Gas Natural

El precio del gas natural se mide en US\$ por MMBTU⁴⁷. A este precio se le multiplica por su poder calórico⁴⁸, medido en MMBTU por MWh para obtener el costo marginal de una unidad de generación a gas natural en US\$ por MWh.

Hasta antes de la operación del yacimiento de Camisea en la selva sur de Cusco, la industria del gas natural del Perú era limitada. Al 2017, el lote 88 de Camisea posee 8,8 TCF de reservas probadas. La industria del gas está separada verticalmente en suministro (de boca de pozo), transporte y distribución (conexiones del ducto hacia las unidades de generación). Los precios a boca de pozo se establecieron como precios máximos en el contrato de concesión del lote 88 suscrito en el año 2000, mientras que las tarifas de transporte y distribución son reguladas basadas en costos medios de largo plazo. Para el suministro del gas, se estableció una menor tarifa base para los generadores eléctricos (US\$ 1,0 por MMBTU) respecto a otros clientes (US\$ 1,8 por MMBTU) para promover el uso del gas como insumo de la generación eléctrica⁴⁹.

Actualmente existen 2 esquemas de contratos de gas natural con generadores eléctricos, a saber, contratos “take-or-pay” (TOP) y “ship-or-pay” (SOP). El primer esquema se refiere a la suscripción de contratos en la que se pagan un monto fijo de gas a un precio ajustable, independientemente de ser consumido. Estos contratos los suscribe el generador con el productor de gas

⁴⁷ Millions of British Thermal Units. Es una unidad calorífica de gas natural.

⁴⁸ En inglés es heat rate. Es la inversa de la eficiencia térmica, es decir, cuánta energía eléctrica es generada por una unidad de insumo.

⁴⁹ Para mayor información sobre la industria del gas en el Perú, véase García y Vásquez (2004)

natural. El segundo esquema es similar a la anterior pero referido al transporte por ducto y distribución de gas.

Estos contratos establecen porcentajes de producción, transporte y distribución de gas natural. El porcentaje TOP, a la fecha, tiene un promedio entre las unidades térmicas a gas natural de 50%, mientras que el porcentaje SOP para el transporte y distribución de gas natural es de 100%. Este tipo de contratos configura, en promedio, que los generadores que utilizan gas natural tengan costos fijos por este insumo de 80% y costos variables de 20%⁵⁰. La ventaja de este tipo de contratos es que asegura un flujo de ingresos estable y predecible a los productores, transportadores y distribuidores de gas natural, trasladando el riesgo de demanda a sus consumidores. La desventaja es que genera rigideces a la baja (respecto al consumo de gas), en escenarios cuando la demanda del gas natural cae. Esta rigidez a la baja afecta al precio spot.

En el caso del sector eléctrico, estas rigideces a la baja se presentan si es que cae la demanda eléctrica o si es que entra oferta con costos marginales menores a los de las unidades a gas natural. Por estas rigideces, en el año 2000 se emitió el D.S. N° 016-2000-EM⁵¹. Este D.S. y sus modificatorias permite la declaración (ex-ante el despacho) de los costos marginales solamente para las unidades térmicas que emplean gas natural, con la finalidad de que puedan despachar lo máximo posible ante fluctuaciones demanda eléctrica. En particular, si es que estos generadores prevén que van a despachar menos que su capacidad, tienen la potestad de declarar costos marginales más bajos (incluso llegando declarar 0) para no perder la prioridad en el despacho. En el Gráfico 7, disminuiría el costo marginal de la unidad a gas natural, reduciendo el nivel del precio spot.

⁵⁰ Exposición de motivos del D.S. N° 043-2017-EM.

⁵¹ Que fija las horas de regulación y probabilidades de excedencia mensual de centrales hidráulicas, horas de punta del sistema eléctrico y margen de reserva a que se refiere el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Una de las modificatorias del D.S. 016-2000-EM fue el D.S. N° 043-2017-EM⁵² que establece un precio mínimo de declaración de costos marginales, como medida de corto plazo para evitar que el precio spot disminuya mucho. Hasta ese entonces, la declaración del precio del gas era anticipada al realizarse en junio de cada año. A partir del 2018, la declaración se da dos veces al año (enero y julio).

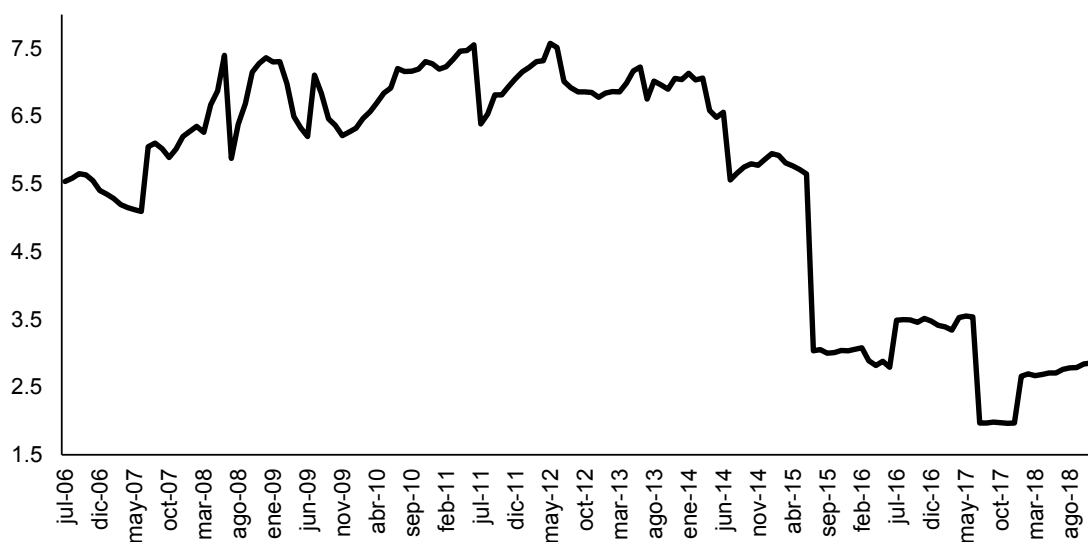
A continuación se muestra un gráfico del precio de gas natural declarado promedio, denominado en S/ por MMBTU, multiplicando su valor en US\$ por el tipo de cambio⁵³. Esto es, de todas las unidades de generación a gas natural, se toma el valor promedio mes a mes y este es el precio de gas natural graficado. Los datos están disponibles a partir de julio de 2006. En ambos casos, el precio del gas natural declarado se actualiza con precios de petróleo del proveedor de información Platts.

A partir de mediados del año 2015, se observa una caída debido al retiro de la unidad de generación de Malacas 1, la cual reportaba los costos marginales más elevados del total de unidades que usan gas natural hasta ese entonces. A su vez, otras centrales declararon costos marginales cercanos a cero. Por estas razones, el promedio se reduce sustancialmente.

⁵² Decreto Supremo que modifica el artículo 5 del Decreto Supremo N° 016-2000-EM. A inicios de setiembre de 2020, la Sala de Derecho Constitucional y Social de la Corte Suprema de Justicia del Perú anuló este decreto.

⁵³ Bancario de venta mensual de fin de periodo.

Gráfico 13: Precio Declarado Promedio de Gas Natural (S/ por MMBTU)



Fuente: COES. Elaboración Propia.

Precio del Petróleo

El precio del petróleo se mide en US\$ por Barril. A este precio también se le multiplica por su poder calórico, medido en Barriles por MWh, para obtener el costo marginal de una unidad de generación a petróleo en US\$ por MWh.

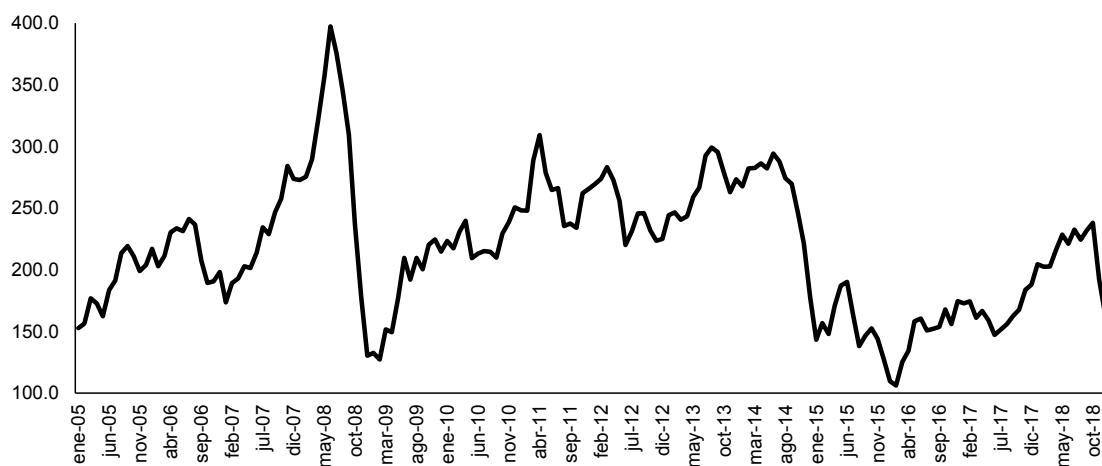
Las unidades de generación térmica que utilizan derivados del petróleo para producir energía eléctrica emplean dos tipos de petróleo refinado: Diésel y Residual. Con un tipo de petróleo promedio (API de 26°)⁵⁴, el diésel se obtiene con una temperatura de ebullición entre 450 y 800 grados Fahrenheit. El residual, con una temperatura de ebullición mayor a 800 grados Fahrenheit. En el proceso de refinación, de una unidad de craqueo en columna de destilación se obtiene el diésel y el petróleo de un coquizador⁵⁵.

⁵⁴ El nivel de gravedad API (American Petroleum Institute) mide cuán pesado es el petróleo comparado con el agua. Con un API mayor a 10°, el petróleo es leve y flota en el agua. Con uno menor a 10°, el petróleo es pesado y se hunde.

⁵⁵ Para mayor información sobre la industria del petróleo y demás hidrocarburos, véase Vásquez (2006).

El precio de los productos refinados está en función del precio del crudo y el precio del transporte de los barriles del crudo. El WTI⁵⁶ es un precio del crudo que sirve como marco de referencia en América. Dado que el precio del transporte es relativamente constante, las fluctuaciones del residual y el diésel se determinan por las fluctuaciones del WTI. Por tanto, este precio será el de referencia para el precio del petróleo. El siguiente gráfico es de enero de 2005 a diciembre de 2018, medido en S/ por Barril.

Gráfico 14: WTI (S/ por Barril)



Fuente: BCRP. Elaboración Propia.

⁵⁶ West Texas Intermediate. Tiene un API de 39,6° y contiene menos de 0,5 por ciento de sulfuro (sweet crude oil).

MARCO TEÓRICO

EL MODELO

En esta sección se desarrolla un modelo del segmento de generación del sector eléctrico caracterizado por empresas tomadoras de precios⁵⁷ en los mercados mayorista, de clientes libres y de licitaciones de largo plazo con distribuidores para usuarios regulados. Se define el equilibrio en los dos últimos mercados. Además, se asume en un principio que todos los generadores son adversos al riesgo, para luego permitir que al menos uno no lo sea. Los equilibrios que se obtienen en los mercados de mediano y largo plazo son equilibrios parciales estáticos. Se obtiene que el precio spot es una señal de precios para estos mercados.

Estos aspectos son basados en el modelo de Aïd et. al. (2011). El modelo de dichos autores separa el mercado spot en productores y minoristas. Son estos últimos quienes compran a los productores y venden energía a los usuarios finales, con la posibilidad de que pueda existir integración vertical entre ambas partes. El caso peruano es similar al caso integrado de Aïd et. al. (2011) dado que está diseñado para que los generadores vendan y comprar energía eléctrica a la vez.

No obstante, Aïd et. al. (2011) asumen una función de costos estrictamente convexa para capturar saltos en el precio spot. En este caso, se asumen costos marginales constantes y que los costos totales son costos variables que dependen únicamente del insumo empleado para generar energía eléctrica, es decir, no se consideran costos variables de otro tipo, como laborales. Lo que captura incrementos fuertes⁵⁸ en el precio spot es que los costos marginales dependen negativamente de la reserva del sistema eléctrico, a pesar de que no varían con el nivel de producción. Este aspecto está basado

⁵⁷ Es decir, no consideran ninguna influencia que ellos o sus competidores puedan tener en los niveles de precios.

⁵⁸ No se capturan saltos dado que, por definición, son discontinuos. Se trabaja en adelante con funciones continuas.

en el modelo de mercado mayorista de Aïd et. al. (2013) y en el modelo del precio spot de Coulon y Howison (2009).

Por último, se normaliza el tiempo de producción de energía eléctrica a una hora, de modo que la potencia (medida en MW) y la energía (medida en MWh) son iguales o indiferentes. Se asume que los costos marginales se forman en una sola barra, la de Lima. Se asume también que la distribución eléctrica es exógena.

Mercados del Sector Eléctrico

Se considera un conjunto \mathcal{P} de generadores (productores) que despachan un bien homogéneo, no almacenable vendido en el mercado mayorista. Estos productores compiten por consumidores cuya demanda $D = D^r + D^l$ es una variable aleatoria descrita en el espacio de probabilidad $(\Omega, \mathcal{F}, \mathbb{P})$. Se asume que la demanda es inelástica, i.e., es una variable exógena.

Existen 3 momentos:

- En $t = 0$ (largo plazo) los generadores eligen cuánto sirven de la demanda incierta de usuarios regulados D^r . Es decir, eligen sus participaciones $\alpha_k^r \in [0,1]$ con $k \in \mathcal{P}$.
- En $t = 1$ (mediano plazo) los generadores eligen cuánto sirven de la demanda incierta de usuarios libres D^l . Es decir, eligen sus participaciones $\alpha_k^l \in [0,1]$, con $k \in \mathcal{P}$.
- En $t = 2$ (corto plazo) la incertidumbre de la demanda desaparece. Se revela la demanda. El COES designa quién es ofertante superavitario y quien deficitario al determinar los niveles de generación óptimos, es decir, los productores adoptan posiciones Y_k en el mercado spot ($Y_k > 0$ representa una posición superavitaria). Desde que la electricidad no es almacenable, sólo cuando se revela la demanda, el COES determina el nivel de producción G_k .

En $t = 0$, la condición de limpiar el mercado de usuarios regulados requiere que la demanda esté satisfecha y por tanto

$$1 = \sum_{k \in \mathcal{P}} \alpha_k^r$$

En $t = 1$, la condición de limpiar el mercado de clientes libres requiere que la demanda esté satisfecha y por tanto

$$1 = \sum_{k \in \mathcal{P}} \alpha_k^l$$

En $t = 2$, la condición de limpiar el mercado mayorista requiere que la suma de las posiciones de los generadores sea igual a cero

$$0 = \sum_{k \in \mathcal{P}} Y_k$$

Adicionalmente, la suma de la producción de cada uno de los generadores debe igualar a la demanda:

$$\sum_{k \in \mathcal{P}} G_k = D$$

Los k generadores obtienen un nivel de beneficios por su actividad en el mercado spot, el de clientes libres y en el mercado de usuarios regulados dados por

$$\pi_k = p^r \alpha_k^r D^r + p^l \alpha_k^l D^l + p Y_k - C_k(G_k) \quad (1)$$

donde p^r , p^l y p son los precios firmes, precios libres y el precio spot del mercado mayorista, respectivamente⁵⁹. C_k es la función de costos del generador $k \in \mathcal{P}$.

Dado que la producción eléctrica no es almacenable, se cumple que el nivel de producción neto es cero. Es decir,

$$0 = G_k - Y_k - \alpha_k^r D^r - \alpha_k^l D^l \quad (2)$$

La condición (2) permite que (1) se reescriba de la siguiente manera

$$\pi_k = [(p^r - p)\alpha_k^r D^r] + [(p^l - p)\alpha_k^l D^l] + [pG_k - C_k(G_k)]$$

Los beneficios de los productores se dividen en 3: El beneficio en el mercado de usuarios regulados, el beneficio en el mercado de clientes libres y el beneficio en el mercado mayorista.

Se asume que las preferencias de los generadores sobre sus beneficios se pueden modelar bajo una función de utilidad de media-varianza, denotada por

$$U_k = MV_{\lambda_k}(\pi_k) = \mathbb{E}[\pi_k] - \frac{\lambda_k}{2} Var[\pi_k] \quad (3)$$

donde $\lambda_k > 0$ es el coeficiente de aversión al riesgo del generador k . Es decir, implica cuánto afecta la volatilidad (negativamente) a los generadores. Este coeficiente debe tener niveles suficientemente bajos para que las participaciones α_k^r y α_k^l sean positivas, como se verá más adelante⁶⁰.

El riesgo que se analiza aquí y del que se van a desprender los resultados del modelo teórico, es el riesgo precio, del precio spot. Es decir, se verá cómo la existencia de los otros mercados permitirá cubrirse de este riesgo. Está representado por la varianza de la función de utilidad (3).

⁵⁹ En la práctica los precios firmes y libres pueden diferir entre y dentro de los contratos respectivos. Sin embargo, dado que la tesis se centra en el análisis del precio spot, se evitan estas diferencias.

⁶⁰ Aïd et. al. (2011) utilizan coeficientes entre 10^{-11} y 10^{-7} para su análisis numérico.

Determinación del Precio Spot en el Mercado Mayorista

Tal como Aïd et. al. (2011), se resuelve el modelo mediante inducción hacia atrás, empezando por el mercado mayorista en $t = 2$. En este momento, los generadores ya saben la realización de la demanda $D = D^r + D^l$ y las decisiones en el mercado de licitaciones de largo plazo y de clientes libres ya se realizaron. Por ello, el resultado es independiente de las decisiones tomadas en $t = 0$ y $t = 1$. El COES decide cuánto produce cada generador. Se asumen $k = \{1,2,3\}$ unidades generación⁶¹ y cada una utiliza únicamente un tipo de insumo para producir energía: Agua, Gas Natural y Petróleo⁶². La función de costos variables⁶³ de cada generador es

$$C_k(G_k) = c_k G_k = g \left(X, \left(\frac{K^{\max}}{D^{\max}} \right)^-, (h_k S^k)^+ \right) G_k$$

donde S^1, S^2, S^3 son los precios de los insumos en dólares por unidad del insumo, h_1, h_2, h_3 son las cantidades constantes de poder calórico empleado para generar una unidad de energía eléctrica (en MWh). Se asume que $h_1 S^1 = \bar{c} > 0$ es constante y que $0 < \bar{c} = h_1 S^1 \leq h_2 S^2 \leq h_3 S^3$.

Hay una relación inversa entre la reserva y el costo marginal, y una relación directa entre los precios de los insumos y el costo marginal⁶⁴. $\left(\frac{K^{\max}}{D^{\max}} \right)$ es la capacidad total del sistema eléctrico ($K^{\max} = \sum_{k=1}^3 K_k$) entre la máxima demanda D^{\max} , que es la demanda máxima que se logra dentro de 1 hora⁶⁵. K_k es la capacidad o potencia de la empresa de generación k . Denótese a este ratio la Reserva u Oferta Ajustada del sistema. Esto es, dado que la energía no es

⁶¹ Una empresa puede tener varias centrales de generación y una central de generación puede comprender varias unidades o plantas de generación. Se asume también para este modelo que cada empresa tiene una central y cada central una unidad, por lo que en total sólo hay 3 empresas, 3 centrales y 3 unidades de generación. En la práctica hay más empresas y pueden haber empresas duales que emplean gas natural y petróleo para sus unidades de generación.

⁶² Otro insumo también es el carbón. Sin embargo sólo 1 unidad de generación utiliza este insumo, produce esporádicamente y ha alcanzado un máximo de participación de 3,3 por ciento en el 2005. Actualmente su uso es poco más de 1 por ciento de la potencia efectiva.

⁶³ Se podrían agregar costos fijos. Sin embargo, los resultados no cambian al agregarlos.

⁶⁴ Se dará más detalles en la hipótesis, luego de ver el modelo modificado.

⁶⁵ En el Perú el precio spot se determina cada 15 minutos, por lo que la máxima demanda sería el valor máximo entre 4 valores para este modelo.

almacenable, se prevé que la capacidad esté por encima de la demanda para evitar racionamiento eléctrico, i.e., $\left(\frac{K^{\max}}{D^{\max}}\right) > 1$. Sin embargo, puede darse el caso de racionamiento eléctrico si el ratio es menor a 1. Se asume que el impacto de la Oferta Ajustada se reparte por igual a todas las unidades de generación en toda la curva de oferta, tal como lo señalan Coulon y Howison (2009).

X es un vector de factores determinísticos que hace variar los costos marginales. Al igual que la Oferta Ajustada, su impacto se reparte por igual a todas las unidades de generación en toda la curva de oferta.

El precio spot óptimo lo determina el COES bajo el criterio de orden de mérito, empezando por las unidades de menores costos marginales hasta las de mayores costos marginales, de la siguiente manera

$$p^* = \begin{cases} g\left(X, \left(\frac{K^{\max}}{D^{\max}}\right)^-\right) & \text{si } D^{\max} \geq 0 \text{ y } D^{\max} \leq K_1 \\ g\left(X, \left(\frac{K^{\max}}{D^{\max}}\right)^-, (S^2)^+\right) & \text{si } D^{\max} > K_1 \text{ y } D^{\max} \leq K_1 + K_2 \\ g\left(X, \left(\frac{K^{\max}}{D^{\max}}\right)^-, (S^3)^+\right) & \text{si } D^{\max} > K_1 + K_2 \text{ y } D^{\max} \leq \sum_{k=1}^3 K_k = K^{\max} \\ p^{\text{tope}} & \text{si } D^{\max} > K^{\max} \end{cases}$$

donde p^{tope} es un nivel máximo establecido por regulación⁶⁶. Cabe destacar que $0 \leq G_k \leq K_k$, es decir, los generadores pueden producir sólo hasta su nivel de capacidad. La expresión discontinua anterior del precio spot es para cada 15 minutos. Si se promedia el precio spot para obtener datos mensuales, la expresión adecuada es:

$$p^* = f\left(X, \left(\frac{K^{\max}}{D^{\max}}\right)^-, S^{2+}, S^{3+}\right)$$

Se toma a partir de $k = 2$ dado que se asume constante el costo marginal de las unidades hidroeléctricas, de tal forma que no explica las fluctuaciones del

⁶⁶ Si bien el precio tope rigió hasta el 2017, podría ser reactivado por regulación en el futuro si es que hubiera una tendencia creciente en el precio spot.

precio spot⁶⁷. Además, con datos mensuales que se utilizarán para la estimación, por lo menos una unidad a gas natural es la última que cubre la máxima demanda, tal como se ve en el Gráfico 5.

En consecuencia, el beneficio por generar energía eléctrica es un resultado exógeno determinado por el COES en $t = 2$ y equivale a:

$$\pi_k^g := \max(p^* G_k^* - C_k(G_k^*), 0) = [p^* G_k^* - C_k(G_k^*)]^+ \quad (4)$$

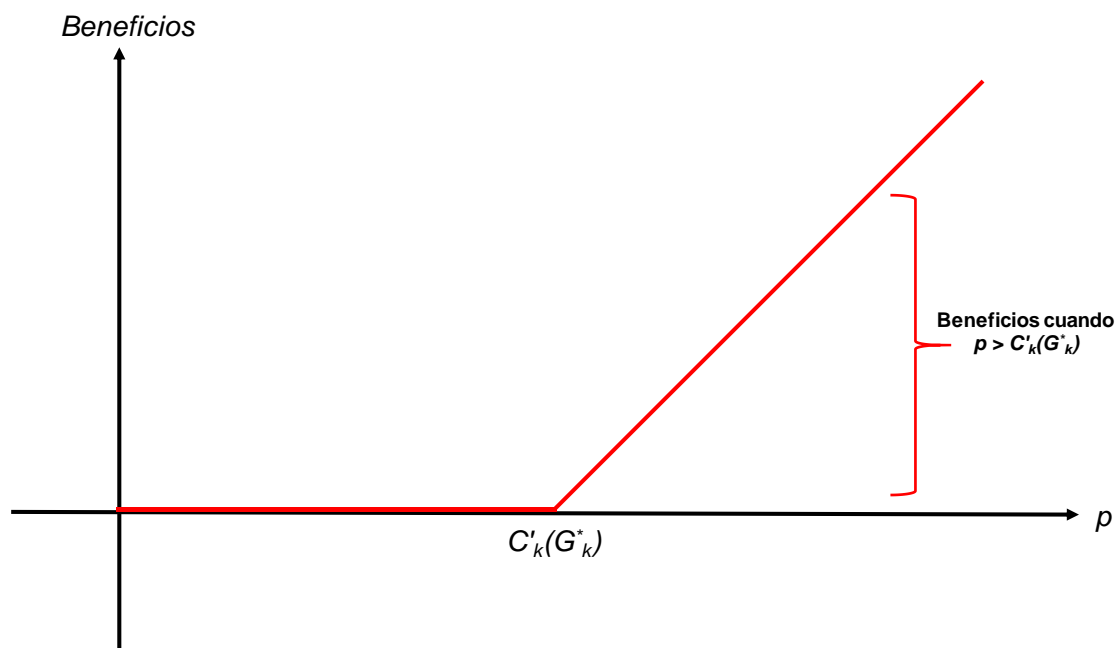
Si la empresa no produce ($G_k = 0$) o si es la que margina en el mercado spot ($p^* = C'_k(G_k^*)$), entonces $\pi_k^g = 0$. Es decir, el beneficio tiene un nivel mínimo equivalente a 0, como una opción call de compra donde el precio strike equivale al costo marginal de la empresa $C'_k(G_k^*)$. Únicamente cuando el precio spot supera al costo marginal de la empresa, los beneficios son positivos⁶⁸. En la literatura, a esta opción aplicada al sector eléctrico, se le conoce en inglés como “Spread Option” En efecto, Candino (2015) señala que los generadores tienen una posición larga o de compra natural con la forma de este beneficio.

Gráficamente, esta opción se representa de la siguiente manera:

⁶⁷ \bar{c} estaría alrededor de US\$ 2 por MWh.

⁶⁸ Véase Informe N° 068-2015-GART.

Gráfico 15 Opción Call de Compra para el Generador



Fuente: Elaboración Propia.

En el gráfico se asume que la prima de la opción es 0. Sin embargo, esta prima es positiva y reflejaría parte de los costos fijos en los que se incurren para instalar la unidad de generación. Por tanto, los beneficios de una planta de generación eléctrica, dado el diseño institucional peruano, equivalen a que la empresa adquiriera un seguro que garantice que el precio spot siempre estará por encima del costo marginal durante el tiempo de vida de la planta. Este seguro es un instrumento de cobertura contra el riesgo precio porque, acorde con Pineda y Conejo (2013), limita las pérdidas financieras, representando la aversión al riesgo de los generadores.

Gardner y Zhuang (2000) denominan a la ecuación (10) el beneficio instantáneo de la planta de generación por cada unidad de capacidad⁶⁹. Así,

⁶⁹ Gardner y Zhuang (2000) (24) enfatizan que para una mejor valorización de las plantas de generación eléctrica, se deben incorporar características de las plantas de generación tales como el tiempo de arranque, el tiempo mínimo de encendido y apagado, nivel mínimo de generación, restricciones de

habrán generadores “in-the-money” o con beneficios positivos y otros “out-of-the-money” o con beneficios iguales a 0. Aquellas que marginan o cuyo costo marginal equivale al precio spot están “at-the-money”.

La constitución de los beneficios de una empresa de generación eléctrica como una opción call de compra permite establecer la importancia no solo del nivel del precio spot sino de su volatilidad. Ambos factores incrementan el valor de la opción. El segundo factor se desarrollará más adelante.

En lo que sigue se denotará indiferentemente p^* o p al precio spot y a G_k^* o G_k al nivel de producción de la empresa de generación k .

Equilibrio Competitivo en el Mercado de Clientes Libres y el Precio Libre Neutral al Riesgo

Continuando con la inducción hacia atrás, en $t = 1$ se sirve a los clientes libres. Para ello, se definen los beneficios del generador k en $t = 1$ es:

$$\pi_k(p^l, \alpha_k^l) := \pi_k^l(p^l, \alpha_k^l) + \pi_k^g$$

$\pi_k^l(p^l, \alpha_k^l) = (p^l - p)\alpha_k^l D^l$ es el beneficio derivado de producir para los clientes libres. Entonces, con la fórmula de utilidad media-varianza (3), la función de utilidad del generador k en $t = 1$ es:

$$MV_{\lambda_k} = MV_{\lambda_k}^l + MV_{\lambda_k}^g - \lambda_k \text{Cov}(\pi_k^l, \pi_k^g)$$

Esta igualdad muestra que cuando los beneficios de clientes libres y los del mercado mayorista están negativamente correlacionados, el generador tiene mayor utilidad en comparación a la suma de las dos actividades por separado.

respuesta ante cambios de la demanda, y poderes calóricos y costos de arranque variables. Con estas características incorporadas, resuelven un modelo de programación dinámica estocástica a través de un método recursivo para valorizar mejor dichas plantas.

Se define previamente el siguiente conjunto:

$$\mathcal{L} := \left\{ (\alpha_k^l)_{k \in \mathcal{P}} \in [0,1]^{|\mathcal{P}|} : \sum_{k \in \mathcal{P}} \alpha_k^l = 1 \right\}$$

Definición 1. Un equilibrio en el mercado de clientes libres es el par $(p^{l*}, \alpha_k^{l*}) \in \mathbb{R}_+ \times \mathcal{L}$ tal que:

$$\alpha_k^{l*} := \operatorname{argmax}_{\alpha_k^l} \operatorname{MV}_{\lambda_k}[\pi_k(p^{l*}, \alpha_k^l)], \forall k \in \mathcal{P}$$

Entonces, el generador tiene el siguiente problema de optimización

$$\begin{aligned} \max_{\alpha_k^l} \operatorname{MV}_{\lambda_k}[\pi_k(p^l, \alpha_k^l)] &= \alpha_k^l \mathbb{E}[(p^l - p)D^l] - \frac{\lambda_k}{2} (\alpha_k^l)^2 \operatorname{Var}[(p^l - p)D^l] + \mathbb{E}[\pi_k^g] \\ &\quad - \frac{\lambda_k}{2} \operatorname{Var}[\pi_k^g] - \alpha_k^l \lambda_k \operatorname{Cov}[(p^l - p)D^l, \pi_k^g] \end{aligned}$$

Obteniendo la condición de primer orden se tiene

$$\begin{aligned} \frac{\partial \operatorname{MV}_{\lambda_k}[\pi_k(p^l, \alpha_k^l)]}{\partial \alpha_k^l} &= \mathbb{E}[(p^l - p)D^l] - \lambda_k \alpha_k^l \operatorname{Var}[(p^l - p)D^l] \\ &\quad - \lambda_k \operatorname{Cov}[(p^l - p)D^l, \pi_k^g] = 0 \end{aligned}$$

Obteniendo la condición de segundo orden se tiene

$$\frac{\partial^2 \operatorname{MV}_{\lambda_k}[\pi_k(p^l, \alpha_k^l)]}{\partial \alpha_k^{l^2}} = -\lambda_k \operatorname{Var}[(p^l - p)D^l] < 0$$

Con lo cual se tiene un máximo global.

Resolviendo para α_k^l se llega a:

$$\alpha_k^{l*} = \frac{\mathbb{E}[(p^l - p)D^l]}{\lambda_k \operatorname{Var}[(p^l - p)D^l]} - \frac{\operatorname{Cov}[(p^l - p)D^l, \pi_k^g]}{\operatorname{Var}[(p^l - p)D^l]}$$

Es decir, la porción de demanda de clientes libres a la que se compromete a servir el generador k se divide en dos componentes. El primero es el componente especulativo, que depende de la diferencia entre el precio libre y el precio spot ajustada por la varianza de los beneficios en el mercado de clientes libres. El segundo componente es el de oferta por cobertura, es decir, a mayor covarianza (negativa) entre los beneficios en el mercado spot y el de clientes libres ajustada por dicha varianza, mayor oferta de energía para estos últimos clientes⁷⁰.

Previamente, defínase Λ como el coeficiente de aversión al riesgo agregado de todos los generadores de electricidad; y π^g como el beneficio agregado de generación eléctrica:

$$\Lambda := (\sum_{k \in \mathcal{P}} \lambda_k^{-1})^{-1} \text{ y } \pi^g := \sum_{k \in \mathcal{P}} \pi_k^g$$

Entonces, aplicando $1 = \sum_{k \in \mathcal{P}} \alpha_k^{l*}$ se tiene

$$1 = \frac{\mathbb{E}[(p^l - p)D^l]}{\Lambda \text{Var}[(p^l - p)D^l]} - \frac{\text{Cov}[(p^l - p)D^l, \pi^g]}{\text{Var}[(p^l - p)D^l]} \quad (5)$$

Así, p^{l*} resuelve la siguiente ecuación:

$$\mathbb{E}[(p^{l*} - p)D^l] - \Lambda \text{Var}[(p^{l*} - p)D^l] - \Lambda \text{Cov}[(p^{l*} - p)D^l, \pi^g] = 0 \quad (6)$$

En consecuencia, el beneficio óptimo para servir a clientes libres en $t = 1$ es:

$$\pi_k^l := \pi_k^l(p^{l*}, \alpha_k^{l*}) = (p^{l*} - p)\alpha_k^{l*}D^l$$

Aïd et. al. (2011) demuestran⁷¹ que si al menos un generador es neutral al riesgo, es decir, si algún $\lambda_k = 0$, entonces $\Lambda = 0$ y se tiene que dicha solución

⁷⁰ Esta explicación es similar a la aplicada por Willems y Morbee (2008).

⁷¹ También encuentran una única solución no lineal al precio al que los minoristas venden energía a distribuidores y clientes libres, que vendría ser análogo a los precios libres y firmes aquí analizados. Se

no lineal converge al precio libre neutral al riesgo p^{l0} . Además, este es mayor o igual al valor esperado del precio spot $\mathbb{E}[p]$, dado que la covarianza entre el precio spot y la demanda de clientes libres es no negativa.

$$p^{l0} = \frac{\mathbb{E}[pD^l]}{\mathbb{E}[D^l]} = \frac{\text{Cov}(p, D^l)}{\mathbb{E}[D^l]} + \frac{\mathbb{E}[p]\mathbb{E}[D^l]}{\mathbb{E}[D^l]} \geq \mathbb{E}[p] \quad (7)$$

Por ello, $\mathbb{E}[p]$ viene a ser el umbral mínimo del precio libre neutral al riesgo.

Reemplazando (6) en (5) se obtiene la participación de los generadores adversos al riesgo en el mercado de clientes libres igual a

$$\alpha_k^{l*} = \frac{\Lambda}{\lambda_k} + \frac{\Lambda}{\lambda_k} \frac{\text{Cov}[(p^l - p)D^l, \pi_k^g]}{\text{Var}[(p^l - p)D^l]} - \frac{\text{Cov}[(p^l - p)D^l, \pi_k^g]}{\text{Var}[(p^l - p)D^l]}$$

Por tanto, si hay al menos un generador neutral al riesgo, entonces se obtiene que la participación de los generadores adversos al riesgo se torna

$$\alpha_k^{l0} = - \frac{\text{Cov}[(p^l - p)D^l, \pi_k^g]}{\text{Var}[(p^l - p)D^l]}$$

con la demanda residual repartida entre los generadores neutrales al riesgo. Esto es, la participación sólo dependerá del componente de cobertura.

Equilibrio Competitivo en el Mercado de Usuarios Regulados y el Precio Firme Neutral al Riesgo

Finalizando la inducción hacia atrás, en $t = 0$ se sirve a los usuarios regulados, vendiendo energía eléctrica a las empresas de distribución eléctrica. Para ello, se definen los beneficios del generador k en $t = 0$ como:

desprende que este precio es mayor que el precio neutral al riesgo, por lo que este último precio viene a ser un umbral mínimo para la solución no lineal.

$$\pi_k(p^r, \alpha_k^r) := \pi_k^r(p^r, \alpha_k^r) + \pi_k^l + \pi_k^g$$

$\pi_k^r(p^r, \alpha_k^r) = (p^r - p)\alpha_k^r D^r$ es el beneficio de generar energía eléctrica para los usuarios regulados. Entonces, con la fórmula de utilidad media-varianza (3), la función de utilidad del generador k en $t = 0$ es:

$$MV_{\lambda_k} = MV_{\lambda_k^r} + MV_{\lambda_k^l} + MV_{\lambda_k^g} - \lambda_k \text{Cov}(\pi_k^r, \pi_k^g) - \lambda_k \text{Cov}(\pi_k^l, \pi_k^g) - \lambda_k \text{Cov}(\pi_k^r, \pi_k^l)$$

Esta igualdad muestra que si los beneficios del mercado regulado y el mercado mayorista están negativamente correlacionados, el generador tiene mayor utilidad en comparación a la suma de las dos actividades por separado. Lo mismo ocurriría entre los beneficios del mercado regulado y el de clientes libres si los respectivos beneficios estuvieran negativamente correlacionados.

Se define, como en el apartado anterior, el siguiente conjunto:

$$\mathcal{R} := \left\{ (\alpha_k^r)_{k \in \mathcal{P}} \in [0, 1]^{|\mathcal{P}|} : \sum_{k \in \mathcal{P}} \alpha_k^r = 1 \right\}$$

Definición 2. Un equilibrio en el mercado de clientes libres es el par $(p^{r*}, \alpha_k^{r*}) \in \mathbb{R}_+ \times \mathcal{R}$ tal que:

$$\alpha_k^{r*} := \underset{\alpha_k^r}{\text{argmax}} MV_{\lambda_k}[\pi_k(p^{r*}, \alpha_k^r)], \forall k \in \mathcal{P}$$

Entonces, el generador tiene el siguiente problema de optimización

$$\begin{aligned} \max_{\alpha_k^r} MV_{\lambda_k}[\pi_k(p^r, \alpha_k^r)] &= \alpha_k^r \mathbb{E}[(p^r - p)D^r] - \frac{\lambda_k}{2} (\alpha_k^r)^2 \text{Var}[(p^r - p)D^r] \\ &\quad - \alpha_k^r \lambda_k \text{Cov}[(p^r - p)D^r, \pi_k^g] - \alpha_k^r \lambda_k \text{Cov}[(p^r - p)D^r, \pi_k^l] + \mathbb{E}[\pi_k^g] \\ &\quad - \frac{\lambda_k}{2} \text{Var}[\pi_k^g] + \mathbb{E}[\pi_k^l] - \frac{\lambda_k}{2} \text{Var}[\pi_k^l] \end{aligned}$$

Obteniendo la condición de primer orden se tiene

$$\frac{\partial MV_{\lambda_k}[\pi_k(p^r, \alpha_k^r)]}{\partial \alpha_k^r} = \mathbb{E}[(p^r - p)D^r] - \lambda_k \alpha_k \text{Var}[(p^r - p)D^r]$$

$$-\lambda_k \text{Cov}[(p^r - p)D^r, \pi_k^g] - \lambda_k \text{Cov}[(p^r - p)D^r, \pi_k^l] = 0$$

Obteniendo la condición de segundo orden se tiene

$$\frac{\partial^2 MV_{\lambda_k}[\pi_k(p^r, \alpha_k^r)]}{\partial \alpha_k^{r2}} = -\lambda_k \text{Var}[(p^r - p)D^r] < 0$$

Con lo cual se tiene un máximo global.

Resolviendo para α_k^r se llega a:

$$\alpha_k^{r*} = \frac{\mathbb{E}[(p^r - p)D^r]}{\lambda_k \text{Var}[(p^r - p)D^r]} - \frac{\text{Cov}[(p^r - p)D^r, \pi_k^g]}{\text{Var}[(p^r - p)D^r]} - \frac{\text{Cov}[(p^r - p)D^r, \pi_k^l]}{\text{Var}[(p^r - p)D^r]}$$

Esta solución es similar a la que llega Lima (2014 b), aunque resuelve el problema de contratación óptima con dos mercados: el mayorista y el de licitaciones de largo plazo. Obtiene el nivel óptimo de oferta de energía en función a la potencia de la unidad de generación, que multiplica a la covarianza de los beneficios de ambos mercados.

En $t = 0$, los generadores, además de ofertar energía por la diferencia entre el precio firme y el precio spot (componente especulativo) ajustado por la varianza de los beneficios del mercado regulado, se cubren del riesgo en el mercado spot y en el mercado de clientes libres. A mayor covarianza (negativa) entre los beneficios en el mercado spot y el de usuarios regulados ajustada por dicha varianza, mayor oferta de energía para estos usuarios. Dado que el signo de la covarianza entre los beneficios del mercado regulado y el mercado de clientes libres no es claro, su efecto en la oferta hacia el mercado regulado es aparentemente ambiguo.

Defínase el beneficio agregado de contratar con clientes libres:

$$\pi^l := \sum_{k \in \mathcal{P}} \pi_k^l$$

Entonces, aplicando $1 = \sum_{k \in \mathcal{P}} \alpha_k^{r*}$ se tiene

$$1 = \frac{\mathbb{E}[(p^r - p)D^r]}{\Lambda \text{Var}[(p^r - p)D^r]} - \frac{\text{Cov}[(p^r - p)D^r, \pi^g]}{\text{Var}[(p^r - p)D^r]} - \frac{\text{Cov}[(p^r - p)D^r, \pi^l]}{\text{Var}[(p^r - p)D^r]}$$

Así, p^{r*72} resuelve la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} \mathbb{E}[(p^{r*} - p)D^r] - \Lambda \text{Var}[(p^{r*} - p)D^r] - \Lambda \text{Cov}[(p^{r*} - p)D^r, \pi^g] \\ - \Lambda \text{Cov}[(p^{r*} - p)D^r, \pi^l] = 0 \end{aligned}$$

En consecuencia, el beneficio óptimo para servir a distribuidores que cubren a usuarios regulados en $t = 0$ es:

$$\pi_k^r := \pi_k^r(p^{r*}, \alpha_k^{r*}) = (p^{r*} - p)\alpha_k^{r*}D^r$$

Nuevamente, si al menos un generador es neutral al riesgo, se tiene el precio firme neutral al riesgo p^{r0} . Asimismo, dado que la covarianza entre el precio spot y la demanda de usuarios regulados es no negativa, se tiene que dicho precio es mayor o igual al valor esperado del precio spot $\mathbb{E}[p]$.

$$p^{r0} = \frac{\mathbb{E}[pD^r]}{\mathbb{E}[D^r]} = \frac{\text{Cov}(p, D^r)}{\mathbb{E}[D^r]} + \frac{\mathbb{E}[p]\mathbb{E}[D^r]}{\mathbb{E}[D^r]} \geq \mathbb{E}[p] \quad (8)$$

Por tanto, $\mathbb{E}[p]$ viene a ser también el umbral mínimo del precio firme neutral al riesgo. Es decir, $\mathbb{E}[p]$ viene a ser el precio firme mínimo aceptable para el generador.

A esta desigualdad también llega Lima (2014 a), denominada en la literatura “contract-spot price equivalence”. No obstante, llega a la misma al

⁷² El OSINERGMIN realiza una regulación limitada de los precios firmes. Consiste en poner un tope a los precios resultantes de la subasta. Si dichos precios están por encima del tope, el tope se aplica, sino, no es aplicable. Sin embargo, esta regulación no afecta el análisis.

despejar el precio firme de la función de beneficios esperados, sin resolver un problema de optimización.

Para resolver la aparente ambigüedad de la $\text{Cov}[(p^r - p)D^r, \pi_k^l]$ en la solución de α_k^{r*} , se establece la restricción regulatoria de que primero se sirve al mercado regulado y luego a los clientes libres⁷³. Es decir, la oferta a clientes libres es lo que queda de servir a los regulados, i.e. $K_k - \alpha_k^r D^r \geq \alpha_k^{l*} D^l$, donde K_k es la capacidad o potencia de la empresa k y en $t = 0$ la empresa de generación conoce su nivel K_k ⁷⁴. Si se asume que $K_k = \alpha_k^r D^r + \alpha_k^{l*} D^l + \varphi_k$, donde $\varphi_k \geq 0$ es una constante, entonces:

$$\begin{aligned} \pi_k(p^r, \alpha_k^r) &= (p^r - p)\alpha_k^r D^r + (p^l - p)\alpha_k^{l*} D^l + \pi_k^g \\ &= (p^r - p)\alpha_k^r D^r + (p^l - p)[K_k - \varphi_k - \alpha_k^r D^r] + \pi_k^g \end{aligned}$$

$$\pi_k(p^r, \alpha_k^r) = (p^r - p^l)\alpha_k^r D^r + (p^l - p)(K_k - \varphi_k) + \pi_k^g \quad (9)$$

Sea $\pi_k^K = (p^l - p)(K_k - \varphi_k)$. Entonces, el generador tiene el nuevo problema de optimización

$$\begin{aligned} \max_{\alpha_k^r} \text{MV}_{\lambda_k}[\pi_k(p^r, \alpha_k^r)] &= \alpha_k^r \mathbb{E}[(p^r - p^l)D^r] - \frac{\lambda_k}{2} (\alpha_k^r)^2 \text{Var}[(p^r - p^l)D^r] \\ &\quad - \alpha_k^r \lambda_k \text{Cov}[(p^r - p^l)D^r, \pi_k^g] - \alpha_k^r \lambda_k (K_k - \varphi_k) \text{Cov}[(p^r - p^l)D^r, (p^l \\ &\quad - p)] + \mathbb{E}[\pi_k^g] - \frac{\lambda_k}{2} \text{Var}[\pi_k^g] + \mathbb{E}[\pi_k^K] - \frac{\lambda_k}{2} \text{Var}[\pi_k^K] \end{aligned}$$

Obteniendo la condición de primer orden se tiene

⁷³ El artículo 101 del Reglamento de la LCE y el artículo 3.1 de la LDEGE indican que un generador no puede contratar con usuarios libres y distribuidores más potencia firme que la propia o la contratada con terceros. Empero, no se ha legado a desarrollar un mercado de contratación de potencia firme con terceros, por lo que esta última condición es negligible.

⁷⁴ Como se mencionó anteriormente, por regulación las empresas de generación no pueden contratar por encima de su capacidad, por lo que se descarta $K_k - \alpha_k^r D^r < \alpha_k^{l*} D^l$. Por tanto, lo que contrata el generador sólo puede alcanzar su nivel de capacidad.

$$\frac{\partial MV_{\lambda_k}[\pi_k(p^r, \alpha_k^r)]}{\partial \alpha_k^r} = \mathbb{E}[(p^r - p^l)D^r] - \lambda_k \alpha_k \text{Var}[(p^r - p^l)D^r]$$

$$-\lambda_k \text{Cov}[(p^r - p^l)D^r, \pi_k^g] - \lambda_k (K_k - \varphi_k) \text{Cov}[(p^r - p^l)D^r, (p^l - p)] = 0$$

Obteniendo la condición de segundo orden se tiene

$$\frac{\partial^2 MV_{\lambda_k}[\pi_k(p^r, \alpha_k^r)]}{\partial \alpha_k^{r2}} = -\lambda_k \text{Var}[(p^r - p^l)D^r] < 0$$

Con lo cual se tiene un máximo global.

Resolviendo para α_k^r se llega a:

$$\alpha_k^{r*} = \frac{\mathbb{E}[(p^r - p^l)D^r]}{\lambda_k \text{Var}[(p^r - p^l)D^r]} - \frac{\text{Cov}[(p^r - p^l)D^r, \pi_k^g]}{\text{Var}[(p^r - p^l)D^r]} - (K_k - \varphi_k) \frac{\text{Cov}[(p^r - p^l)D^r, (p^l - p)]}{\text{Var}[(p^r - p^l)D^r]}$$

La primera covarianza es no positiva debido a que un incremento del precio spot en el mercado de corto plazo debería elevar en el mediano plazo el precio libre al ser el primero umbral mínimo del segundo, siendo su impacto en el precio firme de más largo plazo, es decir, menor.

Ahora, la solución α_k^{r*} muestra, en primer lugar, un componente especulativo en el que, dado que la regulación exige que primero se sirvan a los usuarios regulados, el generador cumplirá la misma sólo si existe una prima tal que el precio firme esté por encima del precio libre. Asimismo, como esta prima se correlaciona negativamente con los beneficios del mercado spot, existe un componente de cobertura, por la que el generador ofrecerá más para los usuarios regulados. Un tercer componente aparece en esta nueva solución, el cual toma en cuenta la capacidad o potencia del generador: dado que $\text{Cov}[(p^r - p^l)D^r, (p^l - p)]$ es claramente negativa, este componente indica que

un mayor nivel de contratación óptimo en el mercado regulado se obtiene con un mayor nivel de potencia.

Por tanto, para esta última solución se tienen 3 componentes: el especulativo, el de cobertura y el de capacidad. Este tercer componente está en línea con el estudio de Lima (2014 b). Sin embargo, el autor sólo muestra dos componentes: el especulativo y el de cobertura (que incorpora a la potencia), ya que no considera el mercado de clientes libres.

Empleando $1 = \sum_{k \in \mathcal{P}} \alpha_k^{r^*}$ a la solución anterior y si $\sum_k \varphi_k = \varphi$ se tiene:

$$1 = \frac{\mathbb{E}[(p^r - p^l)D^r]}{\Lambda \text{Var}[(p^r - p^l)D^r]} - \frac{\text{Cov}[(p^r - p^l)D^r, \pi^g]}{\text{Var}[(p^r - p^l)D^r]} - (K - \varphi) \frac{\text{Cov}[(p^r - p^l)D^r, (p^l - p)]}{\text{Var}[(p^r - p^l)D^r]}$$

Así, p^{r^*} resuelve la siguiente ecuación:

$$\mathbb{E}[(p^{r^*} - p^l)D^r] - \Lambda \text{Var}[(p^{r^*} - p^l)D^r] - \Lambda \text{Cov}[(p^{r^*} - p^l)D^r, \pi^g] - \Lambda(K - \varphi) \text{Cov}[(p^{r^*} - p^l)D^r, \pi^l] = 0$$

De nuevo, si al menos un generador es neutral al riesgo, se tiene el precio firme neutral al riesgo p^{r^0} . Asimismo, dado que la covarianza entre el precio libre y la demanda de usuarios regulados es no negativa⁷⁵, se tiene que dicho precio es mayor o igual al valor esperado del precio libre $\mathbb{E}[p^l]$.

$$p^{r^0} = \frac{\mathbb{E}[p^l D^r]}{\mathbb{E}[D^r]} = \frac{\text{Cov}(p^l, D^r)}{\mathbb{E}[D^r]} + \frac{\mathbb{E}[p^l] \mathbb{E}[D^r]}{\mathbb{E}[D^r]} \geq \mathbb{E}[p^l] \quad (10)$$

⁷⁵ Debido a que un aumento de esta demanda eleva el precio spot en el mercado mayorista y, al ser el umbral mínimo del precio libre, eleva este último precio.

Por tanto, $\mathbb{E}[p^l]$ también es un umbral mínimo para el precio firme neutral al riesgo⁷⁶.

Ahora bien, comparemos (7) con (10). Acorde con los hechos estilizados, la normativa diferenciada que permitió subsidiar nuevas unidades de generación, operativas desde el 2009, se debió a que $\mathbb{E}[D^r] < \mathbb{E}[D^l]$. Es decir, se previó que la demanda de clientes libres iba a aumentar de manera que las licitaciones de largo plazo no eran suficientes para financiar nueva oferta. En los últimos años también se observa que $D^r < D^l$ ⁷⁷. Aunado a esto, la demanda de usuarios regulados determina la hora punta y por tanto hace variar más al precio spot. Así, $\text{Cov}(p, D^r) \geq \text{Cov}(p, D^l)$. Entonces se tiene la siguiente relación para que los generadores firmen contratos con distribuidoras (para servir a usuarios regulados) y con clientes libres en presencia de al menos un generador neutral al riesgo:

$$p^{r0} \geq p^{l0} \geq \mathbb{E}[p]$$

Al igual que en el mediano plazo, se tiene que si hay al menos un generador neutral al riesgo, entonces se obtiene que la participación en el mercado de licitaciones de largo plazo de los generadores adversos al riesgo es

$$\alpha_k^{r0} = -\frac{\text{Cov}[(p^r - p)D^r, \pi_k^g]}{\text{Var}[(p^r - p^l)D^r]} - (K_k - \varphi_k) \frac{\text{Cov}[(p^r - p^l)D^r, (p^l - p)]}{\text{Var}[(p^r - p)D^r]}$$

con la demanda residual repartida entre los generadores neutrales al riesgo. Esto es, la participación depende solamente del componente de cobertura y el componente de capacidad del generador.

⁷⁶ Al ser equivalentes (8) y (10), si $\mathbb{E}[p^l] \geq \mathbb{E}[p]$, entonces necesariamente $\text{Cov}(p, D^r) \geq \text{Cov}(p^l, D^r)$. Esta última desigualdad indica que el efecto de una variación de D^r es mayor en el precio spot que en el precio libre, lo cual va en línea con el hecho de que el precio libre es de mediano plazo y el precio spot de corto plazo.

⁷⁷ Esto se debe al traspaso de los usuarios regulados con demanda de potencia mayor a 0,2 MW a clientes libres, para aprovechar la tendencia bajista del precio spot que redundará en precios libres más bajos en los últimos años. Esto es, D^l sería sensible a p^l . Sin embargo, esta elasticidad no altera las proporciones u oferta hacia los clientes libres o regulados.

Nótese que en ambos mercados libre y regulado, en presencia o ausencia de generadores neutrales al riesgo, todas las covarianzas correspondientes a los beneficios en los mercados respectivos son no positivas o negativas. De esta manera se minimiza la varianza en (3) y la optimización en ambos mercados aumenta la utilidad de los generadores. Esto muestra los beneficios de la diversificación, crucial en el campo de las finanzas.

Los precios firmes aparecieron hacia fines del 2009. Por tanto, este modelo teórico es válido desde fines del 2009 en adelante.

Capacidad, Riesgo y Volatilidad

Se puede esbozar el efecto del valor esperado del precio spot en la función de utilidad de las empresas de generación en $t = 0$. Dado que el componente de la varianza de los beneficios no depende del valor esperado del precio spot, entonces este efecto puede medirse directamente analizando el valor esperado de sus beneficios, haciendo más explícita la ecuación (9). Asumiendo por el momento que $[pG_k - C_k(G_k)]^+ = pG_k - C_k(G_k) > 0$ para evitar problemas de diferenciabilidad de la función y que todas las unidades de generación esperan producir en algún momento:

$$\mathbb{E}[\pi_k(p^r, \alpha_k^r)] = \mathbb{E}[(p^r - p^l)\alpha_k^r D^r] + \mathbb{E}[(p^l - p)(K_k - \varphi_k)] + \mathbb{E}[pG_k - C_k(G_k)]$$

De aquí, obteniendo la derivada respecto al valor esperado del precio spot se tiene

$$\frac{\partial \mathbb{E}[\pi_k(p^r, \alpha_k^r)]}{\partial \mathbb{E}[p]} = -(K_k - \varphi_k) + \mathbb{E}[G_k]$$

Si $\mathbb{E}[G_k] = K_k$, entonces la primera derivada equivale a

$$\frac{\partial \mathbb{E}[\pi_k(p^r, \alpha_k^r)]}{\partial \mathbb{E}[p]} = \varphi_k \geq 0$$

Si $\mathbb{E}[G_k] < K_k$, entonces la primera derivada equivale a

$$\frac{\partial \mathbb{E}[\pi_k(p^r, \alpha_k^r)]}{\partial \mathbb{E}[p]} = -(K_k - \varphi_k) + \mathbb{E}[G_k] = \mathbb{E}[G_k] - \alpha_k^r \mathbb{E}[D^r] - \alpha_k^l \mathbb{E}[D^l]$$

Este último resultado puede ser positivo, negativo o inclusive igual a cero, dependiendo de cuánto designe de producción el COES al generador k . Conforme el orden de mérito, los generadores con menores costos marginales producirían más que aquellos con costos marginales mayores. Por tanto, para estos últimos, la derivada sería negativa y para los primeros, la derivada sería no negativa.

Nótese además que si $\mathbb{E}[G_k] = K_k$ y $\varphi_k = 0$, entonces el generador estaría totalmente cubierto del riesgo precio. Por ello, es más seguro que los generadores de costos marginales menores lleguen a una cobertura total, si es que logran contratar toda su capacidad. A este tipo de generadores con tal capacidad se les llama generadores de base, mientras que a los de mayores costos marginales se les llama generadores de punta. El resto de generadores se denominan intermedios.⁷⁸

Asimismo, unidades de base que no contrataron toda su capacidad, i.e. $\varphi_k > 0$, y tuvieron una expectativa de un precio spot con tendencia creciente, esperarían beneficios futuros positivos.

Se podría pensar que son las hidroeléctricas los generadores de base que tendrían $\varphi_k = 0$. Sin embargo, dado que en épocas de estiaje o de pocas lluvias estas unidades no producen a toda capacidad, i.e. $\mathbb{E}[G_k] < K_k$. Además, dado que su costo marginal es cercano a 0, siempre van a esperar tener ganancias en el mercado spot por $\mathbb{E}[p] > C'_k(G_k) \approx 0$. Por ello, $\varphi_k > 0$. En este sentido, el área debajo de la curva del Gráfico 9 vendría a ser el beneficio en el mercado mayorista para estas unidades. No obstante, como se ve en la figura, ésta área se ha venido reduciendo sostenidamente, desincentivando la entrada de nuevas unidades hidráulicas.

⁷⁸ Estas definiciones son las que usa Lima (2014 b).

De otro lado, las unidades térmicas a gas natural no tienen este problema de estiaje y podrían producir a toda capacidad. Aunado esto a la posibilidad legal de que puedan declarar costos marginales cercanos a 0, sí podrían contratar toda su capacidad para cubrirse totalmente del riesgo precio.

Para la entrada de nuevas unidades de generación, si el precio spot aumenta, le convendrán a los generadores de base entrar al mercado eléctrico, siempre que prevean que no van a poder contratar toda su capacidad, i.e. $\varphi_k > 0$, mientras que para las unidades de punta, les convendrá entrar al mercado eléctrico si el precio spot se reduce.

Un contexto de sobreoferta de generación, aunado a un precio spot decreciente, desalienta la entrada de nuevos generadores de base, más aún si es que no prevén que la demanda vaya a crecer para firmar nuevos contratos. Si $\alpha_k^r \mathbb{E}[D^r] + \alpha_k^l \mathbb{E}[D^l] = 0$, entonces $K_k = \varphi_k > 0$ y la tendencia decreciente del precio spot reduciría sus beneficios (y su utilidad), por lo que no sería rentable entrar al mercado eléctrico.

Para los generadores intermedios y de punta, sólo si pudieran firmar nuevos contratos, les convendría entrar en el mercado eléctrico, debido a que podrían comprar la energía que les falta para cubrir la demanda de estos nuevos contratos en el mercado spot con un precio más bajo. Sin embargo, si la demanda existente ya está cubierta, no habría posibilidad de firmar nuevos contratos, es decir $\alpha_k^r \mathbb{E}[D^r] + \alpha_k^l \mathbb{E}[D^l] = 0$, no siendo rentable entrar al mercado eléctrico pues simplemente producirían para el mercado spot.

Es en este contexto en el que se desenvuelve actualmente el mercado spot peruano. Considerando que la construcción y puesta en marcha de una unidad de generación toma tiempo, más aún si se trata de unidades de base, un aumento significativo, sostenido e inesperado de la demanda podría llevar en el futuro a un nivel de reserva reducido e incluso negativo, por lo que deben corregirse las distorsiones que ocasionan en la actualidad que el precio spot sea decreciente.

Por otro lado, cabe señalar que este análisis es independiente del coeficiente de aversión al riesgo λ_k . Éste determina los niveles de contratación de las empresas de generación con clientes libres y distribuidores, pero no afectan al efecto del valor esperado del precio spot en la utilidad del generador. Por tanto, el análisis aplica tanto para generadores neutrales al riesgo como para aquellos adversos al riesgo⁷⁹.

Ahora bien, ¿quiénes podrían ser generadores neutrales al riesgo? Si los generadores son empresas estatales pueden considerarse neutrales al riesgo puesto que pueden trasladar todo su riesgo a los contribuyentes a través de impuestos futuros⁸⁰. Para el caso peruano existen empresas de generación eléctrica estatales. Por ejemplo, la empresa Electroperú participa en el mercado spot, el mercado de clientes libres y en las licitaciones de largo plazo con distribuidores. Por ello, es válido el análisis del valor esperado del precio spot.

Las empresas correspondientes a la Potencia Fuera de Mercado están cubiertas del riesgo precio del mercado spot no por los mecanismos del modelo teórico sino por regulación (por la normativa diferenciada expuesta en el apartado de hechos estilizados). Es por esto que también podrían considerarse neutrales al riesgo. Sin embargo, existe el riesgo de que los subsidios se puedan recortar si es que se modifica el marco legal diferenciado. En este escenario no podrían estar cubiertas del riesgo precio del mercado spot ya que, a diferencia de las empresas públicas, no podrían trasladar sus costos a los usuarios finales vía incrementos en tarifas o impuestos. No obstante, para el modelo teórico se considera que Potencia Fuera de Mercado forma parte de las empresas neutrales al riesgo.

⁷⁹ La aversión al riesgo afectaría a la composición del portafolio de tipos de unidades de generación eléctrica. Meunier (2013) compara la composición de unidades de base y de punta de generadores neutrales al riesgo (marco de referencia) con aquella de generadores adversos al riesgo. En esta tesis se muestra que, independientemente de la composición de los tipos de unidades de generación, con un precio spot decreciente se anulan los incentivos a invertir en nuevas unidades.

⁸⁰ A su vez, Asplund (2002) infiere que compañías con una junta de accionistas diversificada, sin problemas de liquidez, sin dificultades financieras y expuestas a sistemas de impuestos lineales también pueden considerarse como compañías neutrales al riesgo.

Hasta aquí se ha hablado del nivel del precio spot. Sin embargo, un elemento importante en el valor de la opción call de compra que se mencionó anteriormente, es la volatilidad del precio spot. Para ver cómo la volatilidad afecta al valor de la opción call de compra, se puede resolver el valor presente del beneficio por generar energía eléctrica, asumiendo una tasa de interés libre de riesgo igual a 0 para simplificar el resultado:

$$\mathbb{E}[\pi_k^g] = \mathbb{E}[(pG_k - C_k(G_k))^+] = \mathbb{E}[G_k]\mathbb{E}[(p - c_k)^+]$$

El resultado de esta ecuación se obtiene bajo la resolución de una variante del modelo Black-Scholes-Merton⁸¹, el modelo de Margrabe (1978). A manera de esbozo, si se asume que $\mathbb{E}[G_k] = G_k = 1$ MWh, se tiene el valor de la opción equivalente a:

$$\pi_k^g = pN(d_1) - c_kN(d_2)$$

con:

$$d_1 = \frac{\ln\left[\frac{p}{c_k}\right] + v^2 t}{vt}, \quad d_2 = d_1 - vt, \quad t = 1 \quad \text{y} \quad v^2 = \sigma^2 - 2\rho\sigma\sigma_k + \sigma_k^2 > 0$$

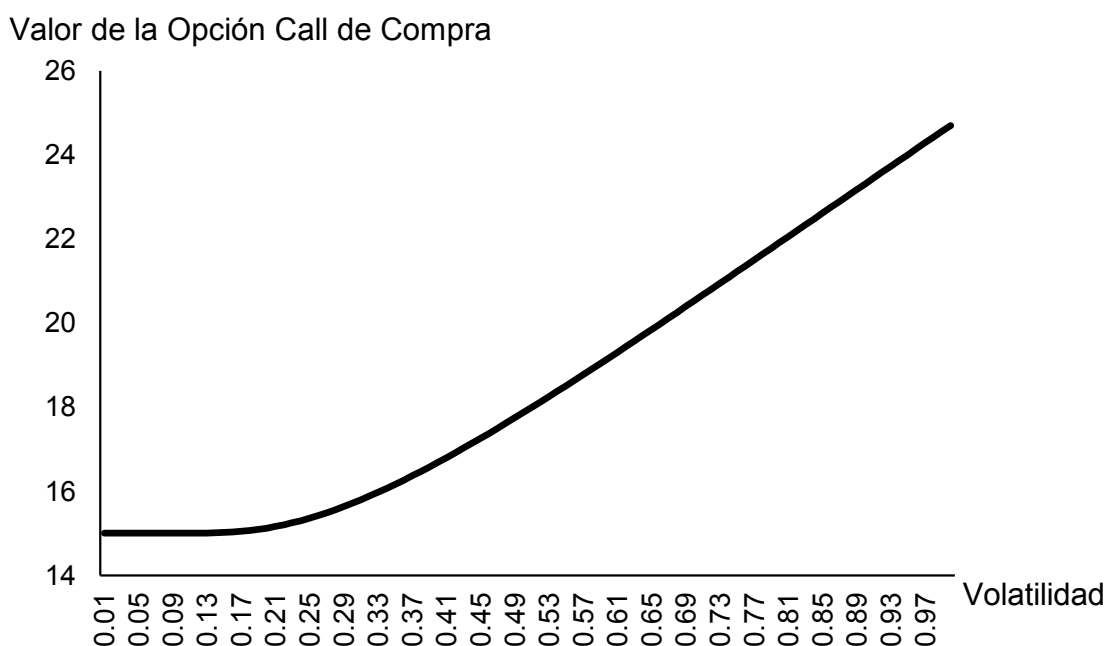
donde $N(\cdot)$ es la función de distribución acumulada de la distribución normal estándar, σ es el desvío estándar o volatilidad del precio spot, ρ es la correlación entre el precio spot y el precio del insumo, y σ_k es la volatilidad del precio del insumo, ya sea gas natural o petróleo. Esta función de beneficios es creciente en la volatilidad. Para demostrarlo, se simula el impacto del desvío estándar del precio spot en el valor de la opción call de compra. Observando la última ecuación de la volatilidad se puede ver que la opción call de compra protege al generador adverso al riesgo tanto de la volatilidad del precio spot como de la volatilidad del insumo. Para simplificar la explicación se asume $\sigma_k =$

⁸¹ Véase Hull (2012) (32) para más detalles del modelo Black-Scholes-Merton.

0 (y así el modelo de Margrabe se torna equivalente al modelo de Black-Scholes-Merton).

En el siguiente gráfico, en el eje de las abscisas varía el desvío estándar de 0,01 a 1, dando como resultado un valor de la opción de S/ 15 a S/ 25. Se asume un precio spot de S/ 50 por MWh y un costo marginal de S/ 35 por MWh, por lo que el generador en cuestión es superavitario, excedentario o de base. Se observa que a mayor volatilidad del precio spot, mayor valor de la opción (o de invertir en una unidad de generación) de manera creciente. Asimismo, una caída de la volatilidad de 1 a 0,01 generaría una caída del valor de la opción de casi S/ 10.

Gráfico 16: Volatilidad y Valor de la Opción Call de Compra

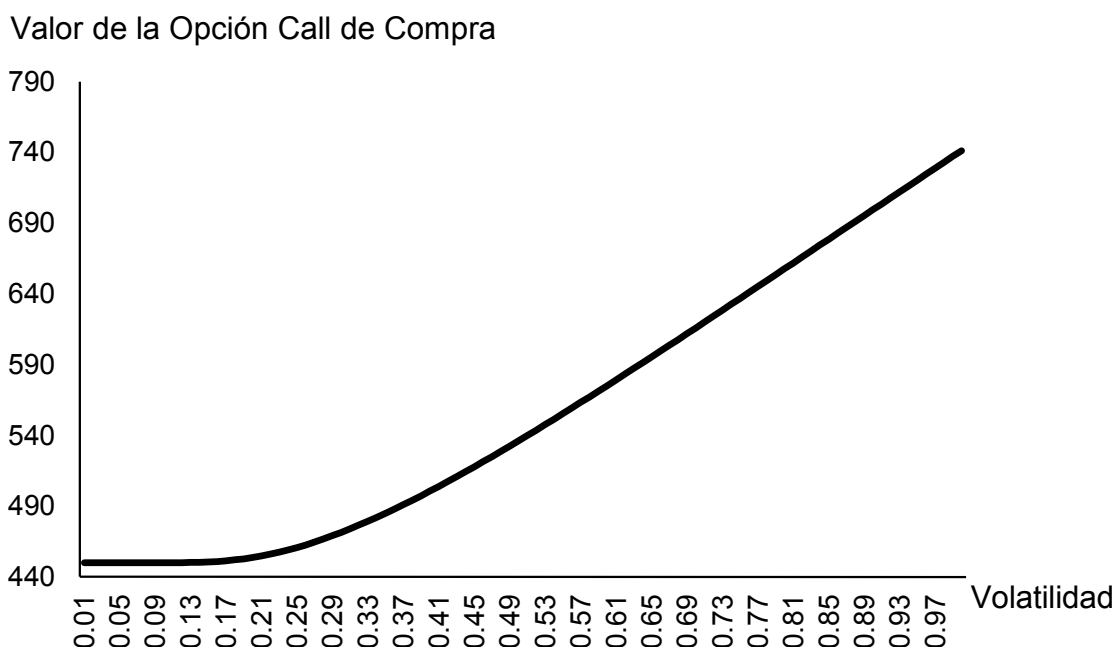


Fuente: Elaboración Propia.

En el gráfico anterior, el valor de la opción se calculó para un nivel de generación igual a 1 MWh. Si se aumenta ese valor a 30 MWh, se observa que la relación entre el valor de la opción (o de invertir en una unidad de generación) se mantiene pero con niveles del valor de la opción más elevados (de S/ 450 a

S/ 741,1). Además, una caída de la volatilidad del precio spot de 1 a 0,01 produciría una caída del valor de la opción de S/ 291. Esta disminución es sustancialmente mayor que la del gráfico anterior. Por tanto, a mayor tamaño de la unidad de generación, mayor es la pérdida del valor de la opción call de compra ante reducciones de la volatilidad del precio spot.

Gráfico 17: Volatilidad y Valor de la Opción Call de Compra con mayor capacidad de producción



Fuente: Elaboración Propia.

Este último gráfico demuestra que, aparte del nivel del precio spot, su volatilidad es crucial para los beneficios de las unidades de generación eléctrica, y con mayor razón para unidades de base, es decir, de mayor costo fijo y menor costo marginal.

Como se verá más adelante en la estimación del modelo econométrico, tanto el nivel del precio spot como su volatilidad han sufrido cambios de régimen inducidos por una política abrupta determinada por la nueva definición de costos marginales idealizados. Para ello, se verá que el precio spot está descrito por 3

regímenes bajo el supuesto de que estos cumplen con la propiedad de markov, es decir, que los regímenes presentes dependen sólo de su primer valor pasado.

EL MODELO MODIFICADO

Determinación modificada del Precio Spot en el Mercado Mayorista

Existen dos principales factores que reducen el precio spot: la sobreoferta de generación como consecuencia de la entrada de unidades con subsidios estatales; y la declaración de precios del gas natural.

El modelo anterior se modifica, ceteris paribus agregando ambos factores en la función g .

En primer lugar, vale indicar que $\frac{K^{\max}}{D^{\max}}$ señalado anteriormente es la Reserva que entró sin subsidios estatales u Oferta Ajustada de Mercado cuando no hay subsidios. Estas se reparten entre empresas públicas y privadas. Las empresas públicas se establecieron antes de las reformas de mercado de los años 90 con la LCE, por lo que las empresas privadas que ingresaron al sector eléctrico ya habían internalizado la presencia de estas. En adelante, no se han creado más empresas públicas. No obstante, sí se han dado subsidios a empresas privadas para que entren al mercado. En adelante, la Oferta Ajustada de Mercado se define como $\frac{K^{\text{Mdo}}}{D^{\max}}$.

La oferta subsidiada o la Oferta Ajustada Fuera de Mercado $\frac{K^{\text{FMdo}}}{D^{\max}}$ se agrega a la oferta ajustada de mercado. Entonces, con $\frac{K^{\max}}{D^{\max}} = \frac{K^{\text{Mdo}}}{D^{\max}} + \frac{K^{\text{FMdo}}}{D^{\max}}$ se tiene

$$\tilde{g}\left(X, \left(\frac{K^{\max}}{D^{\max}}\right)^-, S^{k+}\right) = \tilde{g}\left(X, \left(\frac{K^{\text{Mdo}}}{D^{\max}}\right)^-, \left(\frac{K^{\text{FMdo}}}{D^{\max}}\right)^-, S^{k+}\right)$$

Se asume que el número de empresas (3) se mantiene fijo y que los subsidios van a que se incremente la capacidad de aquella empresa con el insumo relativo al subsidio. Para ello, se asume que una central hidroeléctrica es equivalente a una central RER (en cuanto a costos marginales).

Por otra parte, una vez modificada la función g , la función de costos variables para una unidad de generación que emplea gas natural se modifica de la siguiente manera⁸²:

$$\tilde{C}_2(G_2) = \tilde{c}_2 G_2$$

donde la rigidez a la baja respecto a la cantidad producida se modela con costos cuasifijos:

$$\tilde{c}_2 = \begin{cases} \tilde{g}\left(X, \left(\frac{K^{\text{Mdo}}}{D^{\text{max}}}\right)^-, \left(\frac{K^{\text{FMdo}}}{D^{\text{max}}}\right)^-, S^{2+}\right), & \text{si } G_2 = K_2 \\ 0, & \text{si } G_2 < K_2 \end{cases}$$

Es decir, si produce toda su capacidad, el precio del gas natural S^2 va a equivaler al que efectivamente paga. Pero si produce menos que su capacidad, dado que estos generadores tienen contratos TOP y SOP para su nivel máximo de capacidad K_2 , entonces su costo marginal es 0. Al permitir la regulación declarar el precio del insumo a estos generadores, a diferencia de los demás cuyos costos son auditados, pueden declarar por debajo del precio efectivamente pagado y así tener prioridad en el despacho.

La forma discontinua de los costos marginales se cumple para el despacho en tiempo real cada 15 minutos. Dado que los datos a utilizar para la estimación econométrica son mensuales y se hacen con medio año o un año de anticipación, no todas las centrales de generación declaran necesariamente el precio 0 en el mes, puesto que la demanda durante el día varía entre hora punta y hora fuera de punta, pudiendo declarar un nivel positivo que les permita

⁸² Esta función de costos es similar a la que emplean Polo y Scarpa (2012).

despachar y a su vez capturar beneficios positivos durante horas punta. Así, el precio declarado mensual se encuentra entre el precio efectivamente pagado S^2 y 0, es decir, $\tilde{S}^2 \in [0, S^2]$. Por este motivo, el costo marginal mensual para las unidades de generación que utilizan gas natural está dado por $\tilde{c}_2 = \tilde{g}\left(X, \left(\frac{K^{\text{Mdo}}}{D^{\text{max}}}\right)^-, \left(\frac{K^{\text{FMdo}}}{D^{\text{max}}}\right)^-, \tilde{S}^{2+}\right)$.

El precio spot modificado estaría determinado entonces por

$$\tilde{p} = \begin{cases} \tilde{g}\left(X, \left(\frac{K^{\text{Mdo}}}{D^{\text{max}}}\right)^-, \left(\frac{K^{\text{FMdo}}}{D^{\text{max}}}\right)^-\right) & \text{si } D^{\text{max}} \geq 0 \text{ y } D^{\text{max}} \leq K_1 \\ \tilde{g}\left(X, \left(\frac{K^{\text{Mdo}}}{D^{\text{max}}}\right)^-, \left(\frac{K^{\text{FMdo}}}{D^{\text{max}}}\right)^-, (\tilde{S}^2)^+\right) & \text{si } D^{\text{max}} > K_1 \text{ y } D^{\text{max}} \leq K_1 + K_2 \\ \tilde{g}\left(X, \left(\frac{K^{\text{Mdo}}}{D^{\text{max}}}\right)^-, \left(\frac{K^{\text{FMdo}}}{D^{\text{max}}}\right)^-, (\tilde{S}^3)^+\right) & \text{si } D^{\text{max}} > K_1 + K_2 \text{ y } D^{\text{max}} \leq K^{\text{max}} \\ p^{\text{tope}} & \text{si } D^{\text{max}} > K^{\text{max}} \end{cases}$$

donde se tiene que $\tilde{p} < p^*$. Es decir, el precio spot modificado es menor a aquél sin modificar.

Ecuación a Estimar

La anterior expresión discontinua del precio spot es para cada 15 minutos. Si se promedia este precio con una frecuencia mensual, se tiene que siempre una unidad de generación a gas natural es la última que cubre la máxima demanda en todo el periodo estudiado (tal como se ve en el Gráfico 5), siendo mayor la participación del diésel cuando hay mayor volatilidad y picos del precio spot más elevados. Por este motivo, luego de incorporar lo anterior y poner el subíndice del tiempo t , la expresión correcta a estimar para el precio spot mensual a una variante de la expresión dada anteriormente para p^* , que es la siguiente:

$$\tilde{p}_t = f\left(X_t, \left(\frac{K_t^{\text{Mdo}}}{D_t^{\text{max}}}\right)^-, \left(\frac{K_t^{\text{FMdo}}}{D_t^{\text{max}}}\right)^-, (\tilde{S}_t^2)^+, (\tilde{S}_t^3)^+\right)$$

HIPÓTESIS

Se van a contrastar las siguientes hipótesis:

1. Hipótesis 1: Existen 3 regímenes: Uno de alta volatilidad y picos muy altos del precio spot, uno de volatilidad media y de picos moderadamente altos y uno de baja volatilidad y sin picos en el precio spot. Es decir, no solo el nivel del precio spot presenta cambios de régimen, sino también su volatilidad. De validar esta hipótesis, se podrán contrastar otras hipótesis donde el impacto de variables exógenas en el precio spot varía según el régimen, enunciadas seguidamente.

2. Hipótesis 2: Un incremento de la oferta ajustada de mercado genera una caída en el precio spot. Sin embargo, el impacto no es constante: mayor impacto habrá en el régimen de mayor volatilidad y picos más elevados del precio spot, respecto a los otros dos regímenes.

3. Hipótesis 3: Un aumento de la oferta ajustada fuera de mercado subsidiada genera una caída del precio spot. Este impacto es constante en todos los regímenes porque la instalación de estas unidades de generación es establecida por regulación.

4. Hipótesis 4: La declaración del precio del gas impacta directamente en el precio spot. Esto mide el impacto de la rigidez a la baja de los contratos TOP y SOP. Al igual que la hipótesis anterior, este impacto es constante en todos los regímenes porque las unidades de generación a gas siempre han cubierto la demanda, tal como se ve en la figura 6.

5. Hipótesis 5: A partir del 2018, se reduce el impacto de la declaración del precio del gas en el precio spot. Al igual que la hipótesis anterior, este impacto es constante en todos los regímenes.

6. Hipótesis 6: El precio del petróleo impacta directamente al precio spot. Empero, el impacto no es constante: mayor impacto habrá en el régimen de

mayor volatilidad y picos más elevados del precio spot, respecto a los otros dos regímenes.

7. Hipótesis 7: El estiaje es una variable exógena que afecta directamente al precio spot. No obstante, el impacto no es constante: mayor impacto habrá en el régimen de mayor volatilidad y picos más elevados del precio spot, respecto a los otros dos regímenes.



DATOS

La información empleada para la estimación son datos mensuales que van desde enero de 2005 a diciembre de 2018. Se escogió este rango para tener una serie de tiempo lo más larga posible (168 observaciones) y disponible para analizar mejor la relación entre las variables. En la siguiente tabla se muestra un resumen de las variables utilizadas para la estimación.

Tabla 2: Descripción de las Variables del Modelo

Variable	Fuente	Orden de Integración
Precio Spot	COES	0
Estiaje		0
Oferta Ajustada de Mercado		0
Oferta Ajustada Fuera de Mercado		1
Declaración del Precio del Gas Natural	COES-Cannock (2018)	1
WTI	BCRP	0

Fuente: Elaboración Propia.

Los detalles sobre los tests de raíces unitarias se dan en los anexos. Se llevaron a cabo los tests de Dickey- Fuller aumentado y de Phillips-Perron, incluyendo intercepto y/o tendencia determinística en ambos.

El precio spot, tal como se observa en el Gráfico 9, además de exhibir una tendencia decreciente, también exhibe picos abruptos hasta enero de 2019, y picos más pequeños a partir de dicha fecha. Esto es, esta serie de tiempo da indicios de cambio de régimen. La serie es estacionaria para el periodo de estudio.

Tanto la declaración del Precio del Gas Natural como el WTI se cotizan en US\$ dólares, por lo que se han multiplicado por el tipo de cambio⁸³ S/ por US\$ para cotizar ambos precios en moneda nacional.

⁸³ Bancario de venta mensual a fin de periodo.

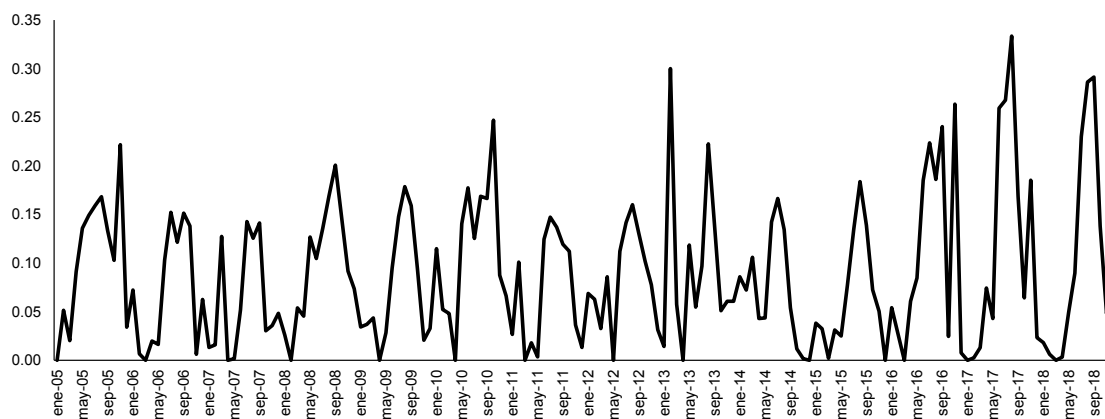
Sólo dos variables son no estacionarias: la Oferta Ajustada Fuera de Mercado (véase el Gráfico 8) y el Precio Declarado del Gas Natural (véase el Gráfico 13). Por este motivo, para efectuar la estimación se sustituyen por variables estacionarias. La variable para la Oferta Ajustada Fuera de Mercado es su tasa de crecimiento. En los meses en que su nivel es 0, se pone una tasa de crecimiento igual a 0. La variable proxy estacionaria para la declaración del precio del gas natural es el promedio anual del precio declarado reportado por Cannock (2018) para el 2005 y hasta junio de 2006; y en adelante la declaración del precio de junio de cada año se mantiene fija. De esta manera, se eliminan los factores de ajustes del precio declarado (que dependen de precios provistos por Platts). Cabe señalar que esta variable proxy sólo contiene el promedio declarado de las unidades de generación que utilizan el gas de Camisea que cubre el 90 por ciento del gas empleado para generar electricidad.

La variable estiaje se construye considerando la potencia hidroeléctrica (medida en MW) que cubre la máxima demanda mensualmente. En el año se toma como referencia la potencia hidroeléctrica máxima. Si se divide mensualmente la potencia hidroeléctrica de cada mes entre dicha máxima potencia del año, entonces se tiene una variable proxy de la avenida o nivel de abundancia de agua disponible para generación hidroeléctrica. Si restamos 1 menos este ratio mensual, se tiene una variable proxy del estiaje, que es el nivel de escasez de agua disponible:

$$\text{Estiaje}_t = \frac{\text{Potencia Hidroeléctrica Máxima Anual}_h - \text{Potencia Hidro}_{ht}}{\text{Potencia Hidroeléctrica Máxima Anual}_h} \times 100$$

donde h es el año y t es el mes. Por construcción, la variable estiaje tiene un nivel mínimo igual a 0. En el siguiente gráfico se observa que es una serie de tiempo estacionaria. Igualmente, esta variable captura la estacionalidad del precio spot por el lado de la oferta.

Gráfico 18: Estiaje (%)



Fuente: OSINERGMIN. Elaboración Propia.

Con una primera exploración, dado que para el 2009 hubo un cambio estructural por normativa, se realiza el test de Perron y Yabu (2009). Este test sirve para detectar de manera consistente quiebres estructurales sin importar si la serie de tiempo es estacionaria o no.

Se aplica un test de Wald⁸⁴ a los residuos de una regresión que resulta de asumir que el componente irregular de la serie de tiempo tiene una estructura autorregresiva de orden 1 o AR(1). Es decir, el precio spot tomaría la siguiente forma:

$$\tilde{p}_t = x'_t \Psi + u_t$$

$$u_t = \alpha u_{t-1} + e_t$$

$\forall t = 1, \dots, T$ donde $e_t \sim iid(0, \sigma^2)$, $x_t = (1, DU_t, t, DT_t)'$, $\Psi = (\mu_0, \mu_1, \beta_0, \beta_1)$, $DU_t = 1(t > T_1)$, $DT_t = 1(t > T_1)(t - T_1)$, donde T_1 es la fecha del quiebre. Esta especificación permite quiebres estructurales

⁸⁴ De mínimos cuadrados generalizados cuasi-factibles robustos. Sus siglas en inglés son RQF-GLS. Por ello, el test es W_{RQF} .

simultáneos tanto en el intercepto como en la pendiente de la tendencia determinística.

Luego de aplicar el test de quiebre estructural con la especificación anterior se obtiene que el quiebre se da en diciembre de 2018, precisamente un mes antes que entre en vigencia la normativa que redefine al precio spot y establece un precio tope.

Tabla 3: Test de Perron y Yabu (2009)

Estadístico de Wald W_{RQF}	7.23
Valor Crítico al 10%	2.48
Valor Crítico al 5%	3.12
Valor Crítico al 1%	4.47
Estimado de la fecha de quiebre	dic-18

Fuente: Elaboración Propia.

El procedimiento habitual sería tomar el quiebre como conocido y modelarlo con una variable dicotómica o dividir la muestra en 2 y estimar un modelo para cada submuestra. No obstante, el test sólo detecta si hay un único quiebre. Podría haber más quiebres. Además, se estarían separando los datos cuando se podría estimar un solo modelo que contenga cambios de régimen. Asimismo, tal como lo enuncia Hamilton (1994), existe la posibilidad de que los quiebres se repitan nuevamente y se debe internalizar esta característica en la modelación, ya que el cambio de régimen es en sí mismo una variable aleatoria. Por tanto, la metodología consistirá en aplicar un modelo de cambio de régimen. Esto es, se estimará el precio spot a través de un modelo Markov Switching Dinámico (Markov-Switching Dynamic Regression Model o MS-DR) con la particularidad de que además de haber cambios de régimen en el nivel del precio spot, también los hay en su varianza. Esta última variable es crucial, además del nivel del precio spot, para los beneficios de una unidad o planta de generación.

METODOLOGÍA

Doornik (2013) afirma que un modelo de regímenes cambiantes permite que este dependa del estado o régimen de la economía. Para el MS-DR, la especificación dentro de cada régimen es lineal, pero el modelo completo es no lineal. Adicionalmente, las probabilidades de transición tienen una estructura markoviana y determinan el cambio de un régimen a otro. El modelo viene dado por:

$$\tilde{p}_t = \delta(\zeta_t) + y_t' \theta(\zeta_t) + x_t' \beta + \epsilon_t(\zeta_t), \quad \epsilon_t \sim N(0, \sigma^2(\zeta_t))$$

donde y_t es un vector de variables explicativas que puede incorporar rezagos de la variable dependiente y cuyos coeficientes cambian con cada régimen ζ_t . x_t es un vector de variables explicativas cuyos coeficientes no cambian con cada régimen. En este modelo, el intercepto $\delta(\zeta_t)$, las pendientes $\theta(\zeta_t)$ y la varianza de los errores $\sigma^2(\zeta_t)$ (heterocedasticidad) cambian con cada régimen. Los errores ϵ_t tienen una distribución normal estándar. Esto determina que existan tantas distribuciones normales como regímenes para el precio spot. El número de regímenes lo establece el investigador al examinar la serie de tiempo.

En el Gráfico 9 se pueden observar picos muy altos del precio spot con alta volatilidad, picos moderadamente altos con un nivel intermedio de volatilidad y ausencia de picos con baja volatilidad. Esta regularidad podría modelarse como un MS-DR de 3 regímenes, o MS-DR(3).

En el modelo MS-DR, la variable ζ_t sigue una cadena de Markov, definida por las probabilidades de transición entre los $\zeta = 3$ regímenes:

$$p_{i|j} = P[\zeta_{t+1} = i | \zeta_t = j], \quad i, j = \{0, 1, 2\}$$

La probabilidad de cambiar del estado j en un periodo al estado i en el periodo siguiente depende únicamente del estado previo, es decir, no depende de la historia de los estados:

$$P[\zeta_{t+1} = i | \zeta_t = j, \zeta_{t-1}, \zeta_{t-2}, \dots] = P[\zeta_{t+1} = i | \zeta_t = j]$$

Para asegurar que el sistema se encuentre en uno de los ζ estados se tiene que

$$\sum_{i=0}^2 p_{i|j} = 1$$

La matriz 3×3 de probabilidades de transición se denota con \mathbf{P} y se define como:

$$\mathbf{P} = (p_{i|j}) = \begin{array}{c|ccc} \zeta_t & \zeta_t = 0 & \zeta_t = 1 & \zeta_t = 2 \\ \hline \zeta_t = 0 & p_{0|0} & p_{0|1} & p_{0|2} \\ \zeta_t = 1 & p_{1|0} & p_{1|1} & p_{1|2} \\ \zeta_t = 2 & p_{2|0} & p_{2|1} & p_{2|2} \\ \hline \Sigma & 1 & 1 & 1 \end{array}$$

donde $p_{i|j} \in [0,1]$, $\forall i, j \in \{0,1,2\}$. El programa empleado para estimar el modelo es el PcGive del software de econometría Oxmetrics. Para la estimación de las probabilidades de transición. De acuerdo a los datos disponibles para la estimación del modelo, el programa PcGive fija un subconjunto de probabilidades de transición de \mathbf{P} y determina otro subconjunto de probabilidades sujeto a restricciones. Por ejemplo, puede fijar las probabilidades $p_{2|j}$, $j \in \{0,1,2\}$ y estimar el resto de probabilidades sujeto a las siguientes restricciones:

$$p_{i|j} \geq 0, \quad i = 0,1, \quad j = 0,1,2$$

$$p_{0|j} + p_{1|j} \leq 1, \quad j = 0,1,2$$

Adicionalmente, PcGive puede fijar probabilidades de transición iguales a 0 o 1, sujeto a que la suma (vertical de acuerdo con la matriz \mathbf{P}) de 1. En ese caso, si un elemento de una columna de la matriz \mathbf{P} ζ_t es 0, entonces basta estimar otro elemento de dicha columna, pues el que queda se obtiene tomando en cuenta que la suma de estos elementos es 1.

La estimación del modelo se realiza empleando una función de máxima verosimilitud y con programación no lineal, minimizando una función objetivo sujeta a restricciones. No se pueden estimar los parámetros de la función de verosimilitud de manera analítica dado que la programación no lineal implica un sistema no lineal de ecuaciones.⁸⁵ En consecuencia, se utiliza un algoritmo iterativo para maximizar la función de verosimilitud.⁸⁶

El modelo a estimar MS-DR(3) con heterocedasticidad es el siguiente:

Regimen 0: Precio spot con picos moderadamente altos y con volatilidad media:

$$\tilde{p}_t = \delta^0 + \theta_0^0 \tilde{p}_{t-1} + \theta_1^0 \text{EST}_t + \theta_2^0 \text{MDO}_t + \theta_2^0 \text{WTI}_t + \beta_0 \text{PGN}_t + \beta_1 \text{PGN}_t \times \text{D2018}_t + \beta_2 \text{FMDO}_t + \epsilon_t^0$$

Regimen 1: Precio spot con ausencia de picos y con volatilidad baja

$$\tilde{p}_t = \delta^1 + \theta_0^1 \tilde{p}_{t-1} + \theta_1^1 \text{EST}_t + \theta_2^1 \text{MDO}_t + \theta_2^1 \text{WTI}_t + \beta_0 \text{PGN}_t + \beta_1 \text{PGN}_t \times \text{D2018}_t + \beta_2 \text{FMDO}_t + \epsilon_t^1$$

Regimen 2: Precio spot con picos muy altos y con volatilidad alta

$$\tilde{p}_t = \delta^2 + \theta_0^2 \tilde{p}_{t-1} + \theta_1^2 \text{EST}_t + \theta_2^2 \text{MDO}_t + \theta_2^2 \text{WTI}_t + \beta_0 \text{PGN}_t + \beta_1 \text{PGN}_t \times \text{D2018}_t + \beta_2 \text{FMDO}_t + \epsilon_t^2$$

⁸⁵ Para mayor detalle véase Hamilton (1994).

⁸⁶ Se empleó el algoritmo de Programación Cuadrática Secuencial Factible (Sequential Quadratic Programming Feasible (SQPF) en inglés.) desarrollado por Lawrence y Tits (2001).

donde los subíndices denotan diferentes parámetros y los superíndices se refieren a parámetros que difieren según el régimen 0, 1, 2. A su vez, EST_t es el estiaje, MDO_t es la oferta ajustada de mercado, WTI_t es el precio del WTI, PGN_t es el precio declarado del gas natural, $D2018_t$ es una variable dummy igual a 1 para el año 2018 y $FMDO_t$ es la tasa de crecimiento de la oferta ajustada fuera de mercado.

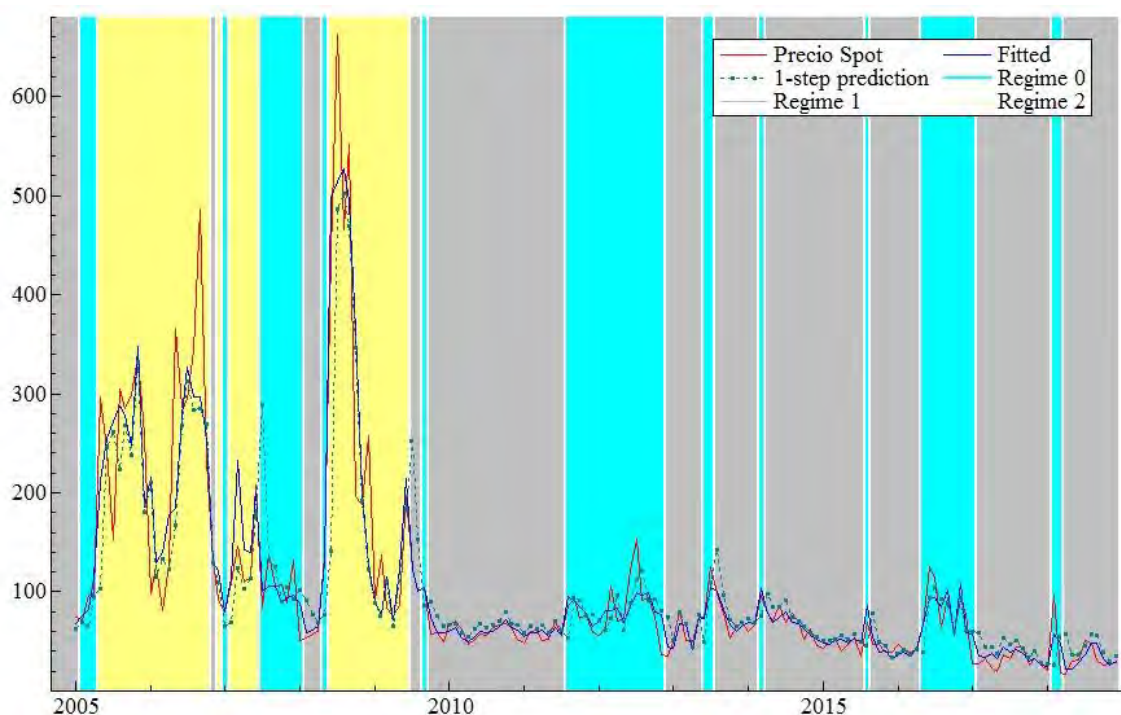
El estiaje y el primer rezago del precio spot son las variables dentro del vector X_t de la ecuación a estimar del modelo modificado.



RESULTADOS

Los regímenes estimados del modelo MS-DR(3) con heterocedasticidad se ven en el siguiente gráfico:

Gráfico 19: Cambios de Régimen del Precio Spot



Fuente: Elaboración Propia.

Claramente existe no linealidad en la serie mensual del precio spot del 2005 al 2018. Existen 3 regímenes concretos descritos en la metodología, comprobándose la Hipótesis 1. El test de ratio de verosimilitud (que sigue una distribución chi-cuadrado) cuya hipótesis nula favorece un modelo lineal rechaza fuertemente dicha hipótesis al 1% de nivel de significancia. El detalle de este y otros resultados se muestran en los Anexos. Los regímenes 0 (zona celeste) y 1 (zona ploma) se dan en toda la muestra, siendo el régimen 1 el más estable.

El régimen 2 (zona amarilla) de mayor volatilidad y picos más altos del precio spot llega hasta la primera mitad del 2009, es decir, por encima de la fecha

del quiebre estructural determinado por el test de Perron y Yabu (2009), por lo que no hubiera sido adecuado partir la muestra en 2 para estimar modelos lineales en cada muestra.

De acuerdo con Doornik (2013), los modelos MS-DR también sirven para capturar quiebres estructurales. De ser así, los quiebres dividirían el gráfico en 3 áreas bien definidas (por 3 colores) para cada régimen. Este no es el caso.

A partir de la segunda mitad del 2009 en adelante, ya no vuelve a aparecer el régimen 2, por lo que la política del Decreto de Urgencia (D.U.) N° 049-2008 que redefinió el precio spot bajo el concepto de CMI, acompañado de un precio tope, redujo sustancialmente tanto la volatilidad como los picos del precio spot, aunque su efecto no fue inmediato, sino a partir de la segunda mitad del 2009. El costo de esta política fue pagada por los usuarios finales por medio de mayores tarifas eléctricas. También, esta política fue acompañada por la entrada en vigencia de los precios firmes de las licitaciones de largo plazo para cubrir a usuarios regulados.

La matriz de transición estimada es:

$$\hat{\mathbf{P}} = (\hat{p}_{ij}) = \begin{array}{c|ccc} \zeta_t & \zeta_t = 0 & \zeta_t = 1 & \zeta_t = 2 \\ \hline \zeta_t = 0 & \hat{p}_{0|0} = 0,73^{***} & \hat{p}_{0|1} = 0,12^{**} & p_{0|2} = 0,04 \\ \zeta_t = 1 & \hat{p}_{1|0} = 0,21^{**} & p_{1|1} = 0,88 & p_{1|2} = 0,04 \\ \zeta_t = 2 & p_{2|0} = 0,06 & p_{2|1} = 0,00 & \hat{p}_{2|2} = 0,92^{***} \\ \hline \Sigma & 1 & 1 & 1 \end{array}$$

donde ***, ** y * denotan significancia estadística de los parámetros al nivel de 1 %, 5% y 10 %, respectivamente. Las probabilidades de transición con sombrero \hat{p}_{ij} fueron estimadas. En el proceso de estimación, PcGive fijó $p_{2|1} = 0,00$. Las probabilidades $p_{1|1}$ y $p_{2|0}$ se calcularon restando 1 menos las probabilidades estimadas y/o fijadas. Las probabilidades $p_{0|2}$ y $p_{1|2}$ fueron estimadas pero resultaron ser no significativas.

Lo que se observa de \hat{P} es que la transición del régimen 2 a los otros dos regímenes es prácticamente imposible. La transición de los otros dos regímenes al régimen 2 también es inverosímil. En cambio, una vez en el régimen 2, la probabilidad de permanecer ahí es la más elevada de la matriz, seguida por la probabilidad de permanecer en el régimen más estable y luego por la probabilidad de permanecer en el régimen medio. Pese a este orden, las probabilidades de permanencia son bien elevadas, por encima de 70%. Finalmente, es más probable la transición del régimen medio al régimen estable que en el sentido contrario.

Los coeficientes estimados del modelo MS-DR(3) con heterocedasticidad son los siguientes:

Regimen 0: Precio spot con picos moderadamente altos y con volatilidad media:

$$\tilde{p}_t = 12,26 - 0,08\tilde{p}_{t-1} + 2,03^{**}EST_t + 0,00MDO_t + 0,17^{*}WTI_t + 22,04^{***}PGN_t - 10,53^{**}PGN_t \times D2018_t - 0,15^{*}FMDO_t \quad \hat{\sigma}^0 = 23,26^{***}$$

Regimen 1: Precio spot con ausencia de picos y con volatilidad baja

$$\tilde{p}_t = 59,06^{*} - 0,4^{***}\tilde{p}_{t-1} + 0,64^{***}EST_t - 0,52^{*}MDO_t + 0,02^{*}WTI_t + 22,04^{***}PGN_t - 10,53^{**}PGN_t \times D2018_t - 0,15^{*}FMDO_t \quad \hat{\sigma}^1 = 7,55^{***}$$

Regimen 2: Precio spot con picos muy altos y con volatilidad alta

$$\tilde{p}_t = 201,55^{***} + 0,1\tilde{p}_{t-1} + 9,43^{***}EST_t - 2,76^{***}MDO_t + 1,26^{***}WTI_t + 22,04^{***}PGN_t - 10,53^{**}PGN_t \times D2018_t - 0,15^{*}FMDO_t \quad \hat{\sigma}^2 = 78,31^{***}$$

donde *** , ** y * denotan significancia estadística de los parámetros al nivel de 1 %, 5% y 10 %, respectivamente. Notoriamente, las volatilidades son diferentes entre los regímenes: el desvío estándar del régimen 0 es 3 veces el del régimen 1; el desvío estándar del régimen 2 es 3,4 veces el del régimen 0 y 10,4 veces el del régimen 1.

Dados los signos y el nivel de significancia de los coeficientes estimados, se validan las Hipótesis 2,3,4,5 y 6. El coeficiente del rezago del precio spot es significativo únicamente en el régimen 1. Esto quiere decir que existe persistencia sólo en este régimen que es más estable comparado con los otros dos. Por su parte, el intercepto no sale significativo en el régimen 0 mas sí en los otros dos regímenes: es de S/ 59,06 por MWh en el régimen 1 y de S/ 201,55 (mucho mayor) en el régimen 2.

Respecto a la Hipótesis 2, en el régimen 2, la oferta ajustada de mercado tiene mayor impacto en valor absoluto que en el régimen 1: un aumento de la oferta ajustada de mercado en $1 \frac{K_t^{Mdo}}{D_t^{max}} \times 100$ reduce el precio spot en S/ 2,76 por MWh en el régimen 2 mientras que en el régimen 1 sólo causa una disminución del precio spot en S/ 0,52 por MWh. Claramente hay una correlación negativa entre el precio spot y la oferta ajustada de mercado en el Gráfico 4 hasta mediados del 2009. El régimen 1 conserva la relación negativa mas no el régimen 0. Este resultado indica que el régimen medio o régimen 0 sería un régimen de eventos inesperados en el mercado spot, tales como paradas repentinas de centrales de generación, congestión en las líneas de transmisión o en el ducto del gas de Camisea. Estos últimos son eventos no capturados en la oferta ajustada de mercado.

En relación a la Hipótesis 3: Un aumento de 1 punto porcentual en la tasa de crecimiento de la oferta ajustada fuera de mercado reduce el precio spot en S/ 0,15 por MWh. Se confirma que esta oferta subsidiada presiona a la baja al precio spot.

Relativo a la Hipótesis 4: Una reducción en la declaración de precios del gas natural promedio de S/ 1 por MMBTU disminuye el precio spot en S/ 22,04 por MWh. Se confirma que la declaración del precio del gas natural presiona a la baja al precio spot. Como el coeficiente es elevado, puede estar recogiendo el impacto de la sobreoferta en la decisión de los generadores a gas natural de

declarar precios muy bajos del insumo. Es decir, la sobreoferta presionaría a estos generadores a declarar precios bajos para asegurar su despacho.

Respecto a la Hipótesis 5: El D.S. N° 043-2017-EM que rigió a partir del 2018 tuvo efecto dado que debilitó el impacto de la declaración de precios del gas natural a S/ 11,51 por MWh. Si bien la intención en el corto plazo del D.S. ha sido impedir que el precio spot caiga más, contraviene la estructura de costos cuasifijos de las empresas que utilizan gas natural.

En relación a la Hipótesis 6: El precio del petróleo aproximado por el WTI en S/ por Barril tiene un impacto diferenciado para cada régimen. En el régimen más estable, su impacto es nulo. En el régimen 0 su impacto es de un incremento de S/ 0,17 por MWh por un aumento de S/ 1 por Barril. Y su impacto en el régimen 2 es de S/ 1,26 por MWh. El WTI no impacta al precio spot en el régimen 0 puesto que en este estado son las unidades a gas natural las que marginan. Es decir, en regímenes menos estables es más probable que durante el mes una unidad de generación que usa petróleo margine. Es decir, son más las horas en las que marginan estas unidades en el régimen 2.

Relativo a la Hipótesis 7: El estiaje tiene un mayor impacto a mayores los picos del precio spot y a mayor volatilidad. Un aumento de $1 \frac{\text{Potencia Hidro Max.Anual}_h - \text{Potencia Hidro}_{ht}}{\text{Potencia Hidro Max.Anual}_h} \times 100$ incrementa el precio spot en S/ 2,03 por MWh en el régimen 0, en S/ 0,64 por MWh en el régimen 1 y en S/ 9,43 por MWh en el régimen 2.

La metodología arroja que en los últimos años el precio spot está menos expuesto a la hidrología y más expuesto a restricciones en el ducto de gas de Camisea o en las líneas de transmisión, tal como lo expone Rudnick (2019). Asimismo, los determinantes del precio spot han sido factores de oferta.⁸⁷

⁸⁷ Se estimó el modelo también con factores de demanda tales como las tasas de crecimiento del precio del cobre, de la producción minera y de los términos de intercambio, pero no resultaron significativos.

Cabe señalar que si bien los residuos (escalados por su desvío estándar) del modelo carecen de autocorrelación y presentan una distribución normal, aún existe algo de heterocedasticidad hasta mediados de 2009 (en los residuos sin ser escalados). Esto puede deberse a que dentro del régimen 2 pueden haber valores atípicos (outliers), debido a picos muy altos.



LIMITACIONES

En este apartado se comentan las limitaciones de la tesis desde el punto de vista teórico y empírico.

Una primera limitación consiste en que se está estimando únicamente un precio spot. Se podrían estimar todos o un subconjunto de los precios spot de las diferentes barras del mercado eléctrico. Para ello, se podría estimar un modelo VAR no lineal (MS-VAR) y ver la interrelación entre los diferentes precios spot del sistema eléctrico nacional. Dado que el precio spot de la barra de Lima (Santa Rosa) es el más visto por los inversionistas al emplearse para diversos procesos regulatorios, la presente tesis estudia únicamente este precio.

En la determinación del precio spot, el costo marginal de cada unidad de generación es la principal variable para determinar qué unidades despachan o sirven a una demanda eléctrica perfectamente inelástica. En el modelo presentado se asume como la única variable. No obstante, existen restricciones en las operaciones de dichas unidades o inflexibilidades que podrían hacer que una unidad, teniendo costos marginales más bajos, pueda despachar después de otra unidad con costos marginales más altos. Estas inflexibilidades pueden ser costos y tiempo de arranque de la unidad, costos y limitaciones de aumentar (o reducir) su producción, entre otras. Podría haber unidades de generación que manipulen estas otras variables, de manera que exhiban un comportamiento estratégico y distorsionen el despacho para su beneficio. En el modelo exhibido no se presenta dicho comportamiento.

Otro supuesto del modelo es que cada empresa de generación tiene una central con una unidad de generación eléctrica. No se incorpora en el análisis la relación entre un precio spot decreciente y la integración horizontal dentro del segmento de generación o integración vertical entre generadores y distribuidores. Este también puede obedecer a un comportamiento estratégico de las empresas. Otro comportamiento estratégico no modelado es dentro del grupo de empresas que declaran el precio del gas natural, ya que aquellas con

costos variables más elevados declararían precios lo más bajo posible para disminuir el precio spot y así arbitrar al comprar energía barata y venderla cara a los distribuidores y clientes libres.

No se modela la competencia por clientes libres producto del precio spot decreciente. Sí se ve que, dado un precio spot decreciente, el precio libre también exhibiría esta tendencia al ser el primer precio un umbral mínimo del segundo. Asimismo, no se modela la disminución estratégica de los plazos por parte de estos clientes libres para acceder a contratos libres más baratos.

El modelar los beneficios de una planta de generación como una opción call de compra se puede desarrollar más para analizar con mayor detalle la volatilidad del precio spot utilizando herramientas más avanzadas de procesos estocásticos. Así, esta volatilidad se puede relacionar con la volatilidad de los insumos, para ser más consistente con el modelo de Margrabe (1978). Con este marco conceptual, también se podría modelar las decisiones de entrada y/o salida de las empresas de generación eléctrica.

En esta tesis se ha analizado el riesgo precio. Sin embargo, a su vez existen los riesgos de cantidad, que son también importantes en el sector eléctrico, como lo contempla García (2008).

Por último, el modelo desarrollado es de equilibrio parcial. Se podría desarrollar un modelo de equilibrio general para ver el impacto de la tendencia decreciente del precio spot en la decisión de los clientes libres de reducir el plazo de sus contratos (o romperlos y firmar con otros generadores o distribuidores) para beneficiarse de dicha tendencia, así como el impacto en la competencia entre generadores y distribuidores. Además, se podría incorporar al modelo las expectativas que tienen las centrales térmicas de los mercados spot, libre y regulado para declarar el precio del gas, ya que en el modelo presentado esta decisión es exógena. Asimismo, se podría analizar el efecto del nivel y la volatilidad bajos del precio spot en los incentivos para los distribuidores de licitar a largo plazo.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DE POLÍTICA

El precio spot o costo marginal a corto plazo es un indicador crucial porque define el equilibrio entre la oferta y demanda eléctrica. Su importancia radica en que es una señal para los precios que resultan de los contratos de mediano plazo suscritos entre generadores y clientes libres y para aquellos que se obtienen de las licitaciones de largo plazo para cubrir a usuarios regulados. Un precio spot decreciente desestimula la inversión privada en plantas de generación eléctrica. La volatilidad del precio spot también es crucial para la rentabilidad de la inversión privada en plantas de generación y más aún para las eficientes, esto es, aquellas de menor costo marginal y mayor costo fijo. Adicionalmente, tener un nivel y una volatilidad del precio spot elevados es un incentivo para los generadores a mantener sus unidades de generación en buen estado de funcionamiento para no perder dicha rentabilidad.

Ante el riesgo precio, los generadores adversos a este riesgo tienen 3 instrumentos de cobertura: una opción call de compra (debido a que el precio spot es siempre no menor a los costos marginales); un contrato forward tipo PPA con clientes libres que cubre al generador de la volatilidad de los beneficios en el mercado spot; y otro forward similar para usuarios regulados cuya oferta depende de la capacidad o potencia de la unidad de generación.

El precio spot ha registrado una tendencia decreciente en los últimos años. Esto se debe a dos factores: La oferta ajustada fuera de mercado y la declaración del precio del gas. El primer factor se da por una mayor regulación dada por normativas diferenciadas que subsidian la entrada de nuevas unidades de generación (subsidio cobrado en las tarifas eléctricas) interviniendo un mercado inicialmente pensado en ser desregulado. El segundo factor aparece por las rigideces impuestas en los contratos TOP y SOP de gas natural que firman las empresas que utilizan gas natural. El impacto de este segundo factor ha sido atenuado por una regulación que establece un precio mínimo a dicha declaración.

Igualmente, tanto la volatilidad del precio spot como sus picos elevados también han caído debido a una política abrupta determinada por la creación de Costos Marginales Idealizados (CMI). No obstante, además de episodios estables también hubo episodios de picos y volatilidad moderadamente altos. Estos regímenes explican los diferentes impactos que tienen en el precio spot variables tales como la oferta ajustada de mercado, el WTI, una variable proxy del estiaje y el precio spot con un rezago.

En la presente tesis se complementa la forma de beneficios de una unidad de generación de acuerdo a un Spread Option; la relación entre los mercados spot, libre y regulado; los determinantes del precio spot y cambios de régimen.

En el modelo teórico se modifica el modelo de Aïd. et. al. (2011) para diferenciar la oferta contractual para clientes libres y para usuarios regulados. El mecanismo de cobertura frente al riesgo precio es el incentivo por el cual las empresas de generación aumentan su oferta para ambos tipos de usuarios. Conforme a la regulación vigente, la capacidad de generación eléctrica incrementa la oferta contractual para usuarios regulados. Este modelo es más adecuado para el mercado peruano de generación eléctrica, a diferencia de García et. al. (2010) y Rivasplata (2017) que asumen que el precio de los contratos y el precio spot son independientes. Asimismo, la volatilidad es importante porque le da mayor valor a los beneficios de producir en el mercado spot a las unidades de generación, entendidos como opciones call de compra.

En la metodología se utiliza un modelo Markov Switching con heteroscedasticidad para verificar el impacto de los determinantes del precio spot, así como capturar 3 regímenes: uno de alta volatilidad y picos muy altos, uno de volatilidad media y picos moderadamente altos y uno estable con volatilidad baja y carente de picos. Esta metodología es más apropiada que aquellas empleadas por Anaya (2008) o Cannock (2018) para el mercado peruano de generación eléctrica ya que la serie del precio spot es estacionaria.

A la luz de los resultados, el segmento de generación eléctrica designado inicialmente como liberalizado ha sufrido en el camino diversas intervenciones gubernamentales. Este hecho abre un debate sobre la eficiencia de largo plazo del mercado mayorista de electricidad. Aparte de las licitaciones de largo plazo para cubrir a usuarios regulados como mecanismo de mercado y las rigideces de los contratos TOP y SOP para asegurar ingresos a los ofertantes de gas natural, el resto de intervenciones gubernamentales se dieron para dar soluciones de corto plazo a la alta volatilidad, altos picos en el precio spot y poca reserva, tales como la redefinición del precio spot con el concepto de CMI aunado con un precio tope y normativas diferenciadas para subsidiar nueva generación eléctrica.

Estas intervenciones gubernamentales han tenido efecto colaterales: En primer lugar se benefician los clientes libres al disponer de menores precios libres como resultado de un menor precio spot. En segundo lugar, se perjudican los productores de energía eléctrica y potenciales entrantes ya que sus ingresos en los mercados spot, libre y regulado se ven reducidos en el corto, mediano y largo plazo. En tercer lugar, los usuarios regulados se perjudican porque pagan mayores tarifas eléctricas que costean los precios firmes y los subsidios a la nueva generación eléctrica. Una última intervención de corto plazo ha sido la definición de un precio mínimo para la declaración del precio del gas natural que no aborda el problema de las rigideces dadas por los contratos TOP y SOP.

Un problema estructural no solucionado por las intervenciones gubernamentales es la caída sostenida de la oferta ajustada de mercado, sustituida por la oferta ajustada fuera de mercado. En el tiempo está ocurriendo el efecto canibalización citado por Blasquez et. al. (2018) en donde la oferta subsidiada reemplazaría a largo plazo y en su totalidad a la oferta sin subsidios.

Como recomendaciones de política se propone:

1. Evitar que en el futuro se vuelva a establecer un esquema como el de los CMI. La presencia de niveles elevados del precio spot y de su volatilidad no

debería ser problema para el mercado mayorista. Ya la demanda de usuarios regulados está cubierta por la LDEGE. Si bien la demanda de clientes libres no está necesariamente cubierta con la LDEGE, estos usuarios deberían financiar la entrada de nuevas unidades de generación para cubrir su demanda futura.

2. Evitar nuevos precios inferiores para la declaración del precio del gas natural y eliminar el vigente en el largo plazo, ya que esto ocasionaría más distorsiones en el mercado mayorista de electricidad.

3. Paralizar los subsidios a nueva generación, dada la sobreoferta. Ya no es necesario seguir subsidiando nueva generación de ningún tipo de tecnología. De esta manera se reducirá el impacto negativo en el precio spot.

4. Seguir al informe RIA (2017) del OSINERGMIN en cuanto a efectuar licitaciones diferenciadas para cubrir a usuarios regulados, destinadas a promover proyectos de generación nuevos que atiendan al crecimiento a la demanda y otras destinadas a generación existente para atender la demanda actual. Las licitaciones relacionadas a la generación existente debe tener plazos de hasta 3 años para recuperar la señal de precios. De esta forma, los usuarios regulados podrán obtener beneficios con un precio spot a la baja y se atraería a la nueva generación sin subsidios con plazos más elevados (de 5 años a más). Esto evitaría el efecto canibalización de Blasquez et. al. (2018).

5. Implementar mercados de capacidad para el sector eléctrico de manera que la nueva oferta entre a través de mecanismos de mercado y no con ingresos garantizados por el Estado, tal como proponen García (2008) y Vásquez y Ormeño (2014) para evitar el efecto canibalización de Blasquez et. al. (2018).

6. Implementar un mercado secundario para flexibilizar los contratos TOP y SOP de gas natural. Las empresas de generación que emplean este insumo desearían disminuir su uso si $G_k < K_k$. Esta reducción sería posible si existiera un uso alternativo determinado por otras empresas o industrias dispuestas a pagar más por ese gas natural no utilizado. Si bien en el corto plazo no se prevé

esta mayor disponibilidad a pagar, en el mediano plazo podría darse, por lo que debería estar ya habilitado el mercado secundario para ese momento. Por consiguiente, los costos cuasifijos se tornarían costos variables, tal como expone Espinoza (2019).

7. Al vencimiento de los contratos TOP o SOP en el corto o mediano plazo, estos deberían flexibilizarse puesto que el financiamiento de las infraestructuras relativas a la producción transporte y distribución deberían estar ya cubiertas.

El segmento de generación no debe estar sujeto a mayor regulación sino a mayor competencia. En este sentido, una vez corregidas las distorsiones regulatorias, se pueden implementar nuevos instrumentos derivados que lidien con la alta volatilidad del precio spot, tal como ocurre en países desarrollados en los que todas las unidades digitan posturas de cantidades y precios de oferta y de demanda en plataformas electrónicas.

Superar o incorporar las limitaciones de la tesis queda como agenda pendiente para investigaciones futuras.

BIBLIOGRAFÍA

Aïd, R., G. Chemla, A. Porchet y N. Touzi. (2011). "Hedging and Vertical Integration in Electricity Markets", *Management Science*, vol. 57, issue 8, 1438-1452.

Aïd, R., L. Campi y N. Langrené. (2013). "A Structural risk-neutral model for pricing and hedging power derivatives", *Mathematical Finance*, 23(3),387-438.

Anaya, W. (2008). "Determinantes del precio spot de generación eléctrica en el Perú: 1993-2007", Tesis para optar el grado de Magíster en Economía en la PUCP.

Arellano, M-S. y P. Serra. (2007). "A model of market power in electricity industries subject to peak load pricing", *Energy Policy* 35, 5130-5135.

Asplund, M. (2002). "Risk-averse firms in oligopoly", *International Journal of Industrial Organization* 20(7):995-1012.

Banco de Desarrollo de América Latina – CAF. (2018). "Instituciones para la productividad: Hacia un mejor entorno empresarial", *Reporte de Economía y Desarrollo*.

Blasquez, J., R. Fuentes-Bracamontes, C.A. Bollino y N. Nezamuddin. (2018). "The renewable energy policy paradox", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82,1-5.

Bessembinder, H. y M.L. Lemmon. (2002), "Equilibrium Pricing and Optimal Hedging in Electricity Forward Markets", *The Journal of Finance*, vol. LVII, N° 3.

Candino, A. (2015). "Option Pricing for the Electricity Market", Tesis de Matemática Financiera, Departamento de Economía Finanzas, Libera Università Internacionale Degli Studi Sociali.

Cannock, G. (2018). "Dinámica del mercado mayorista del sector eléctrico", APOYO CONSULTORÍA, Presentación para el Día de la Electricidad.

Carmona, R. (2009). "Energy Markets Asset Valuation", Bendheim Center for Finance, Department of Operations Research & Financial Engineering, Princeton University.

Clasificadora de Riesgo Equilibrium. (2018). "Análisis del Sector Eléctrico Peruano: Generación".

Cramton, P. (2015). "Colombia Firm Energy Auction: Descending Clock or Sealed-Bid?", Nota de Estudio.

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (2006). "Cargo por Confiabilidad", Documento CREG.

Creti, A. y B. Villeneuve. (2004). "Long term contracts and take-or-pay clauses in natural gas markets", Energy Studies Review, Vol. 13, No. 1, pp 75-94.

Coulon, M. y S. Howison. (2009). "Stochastic Behavior of the Electricity Bid Stack: from fundamental drivers to power prices", The Journal of Energy Markets, 2(1).

Deng, S-J., B. Johnson y A. Sogomonian. (2001). "Exotic Electricity Options and the Valuation of Electricity Generation and Transmission Assets", Decision Support Systems 30.

Doornik, J. (2013). "Econometric Analysis with Markov Switching Models: PcGive 14 - OxMetrics 7", Timberlake Consultants Ltd.

Espinoza, L. (2019). "Problemática del Sector Energía 2019", Luis Espinoza & Asociados.

Margrabe, W. (1978). "The value of an option to exchange one asset to another", Journal of Finance, 33(1), 177-186.

Dammert, A., F. Molinelli y M. Carbajal. (2011). Fundamentos técnicos y económicos del sector eléctrico peruano, OSINERGMIN.

Fama, E. (1984). "Forward and Spot Exchange Rates", Journal of Monetary Economics, N° 14, 319-388.

Galetovic, A., C. Muñoz and F. Wolak. (2015). "Capacity Payments in a Cost-Based Wholesale Electricity Market: The case of Chile", The Electricity Journal, vol. 28, 10, 1040-6190.

Gardner, D., and Y. Zhuang. (2000), "Valuation of Power Generation Assets: A Real Options Approach", ALGO Research Quarterly Vol. 3, N° 3.

García, R. y A. Vásquez. (2004). "La Industria del Gas Natural en el Perú", Documento de Trabajo N° 1, Gerencia de Políticas y Análisis Económico, OSINERGMIN.

García, R. (2008) "Propuesta de un mercado de capacidad vía contratos de cobertura como mecanismo para mejorar el manejo de riesgos y la confiabilidad en el suministro de electricidad", Tesis para optar el grado de Magíster en Regulación de Servicios Públicos, PUCP.

García, R., T. Nario y C. Flores. (2010). "Relaciones entre los mercados spot y futuros: El caso del sector eléctrico", Revista de la Competencia y Propiedad Intelectual de INDECOPI, año 6, N° 11.

Haatila, T. (2012), "Differences between financial options and real options", Lectures Notes in Management Science Vol. 4.

Hamilton, J.D. (1994). "Time Series Analysis", Princeton University Press, Princeton, 1994.

Hamilton, J.D. (2005). "Regime-Switching Models", Macroeconometrics and Time Series Analysis.

Hirth, L. (2016). "What caused the Drop in European Electricity Prices", United States Association for Energy Economics, Working Paper N° 16-282.

Hull, J. (2012). "Options, Futures and Other Derivatives", Prentice Hall, Estados Unidos de Norteamérica.

Lawrence, C. T. y A. Tits. (2001), "A computational efficient feasible sequential quadratic programming algorithm", Society for Industrial and Applied Mathematics (SIAM) Journal of Optimization, Vol. 11, No. 4, pp. 1092–1118.

Lima, J. (2014 a). "Competition in electricity forward-contract auctions", Documento de trabajo.

Lima, J. (2014 b). "Riesgos de Suministro Eléctrico: Efectos en competencia de Subastas de Contratos a Largo Plazo y en Propuestas de Política", Documento de trabajo.

Lima, J. (2014 c). "Analysis of Long-Term Electricity Markets in a Regional Market Integration Context", Presentación para el Latin American Competition Forum Sesión II - Electricity Markets in Latin America: Regional Integration and Competition Issues.

Maragos, S. (2017). "Energy Real Option Valuation" USAE Conference, Houston Texas.

Mendoza, J. (2015). "Problemática de la Suficiencia y Adecuación de la Generación: Propuesta de Solución", Informe N° 068-2015-GART, Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, OSINERGMIN.

Meunier, G. (2013). "Risk Aversion and technology mix in an electricity marker", Ecole Polytechnique Paris Tech, Centre National de la Reserche Scientifique.

OSINERGMIN. (2017). "Informe RIA (Regulatory Impact Analysis) sobre la propuesta de mejora del mecanismo de las licitaciones para la contratación de suministros de electricidad".

Perron, P. y T. Yabu. (2009). "Testing for Shifts in Trend with an Integrated or Stationary Noise Component", *Journal of Business & Economic Statistics*, Vol. 27, N° 3.

Pham, T. y K. Lemoine. (2015) "Impacts of subsidized renewable electricity generation on spot market prices in Germany: Evidence from a GARCH model with Panel Data", *Chaire European Electricity Markets Working Paper 2015-15*.

Pineda, S. y A. Conejo. (2013). "Using electricity options to hedge against financial risks of power producers", *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, Vol. 1, N° 2.

Polo, M. y C. Scarpa. (2012). "Liberalizing the Gas Industry: Take-or-Pay Contracts, Retail Competition and Wholesale Trade" IEFE Centre for Research on Energy and Environmental Economics and Policy, Working Paper Series - ISSN 1973-038.

Redl, C., R. Haas, C. Huber y B. Böhm. (2009). "Price formation in electricity forward markets and the relevance of systematic forecast errors" *Energy Economics*, 31, 356-364.

Rivasplata, A. (2017). "Dinámica de inversión y competencia en generación eléctrica en un escenario de liberalización en el Perú (período 2012-2021): La importancia de los contratos de largo plazo", Tesis para optar el Título de Licenciado en Economía en la PUCP.

Rivier, M., C. Vásquez, J. Enamorado, J. Pérez. (2000). "Estudio Cargo por Capacidad en Colombia", Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica, Informe Final.

Rudnick, H., C. Velásquez. (2019). "Learning from Developing Country Power Market Experiences: The Case of Colombia" World Bank Group, Policy Research Working Paper 8771.

Rudnick, H., C. Velásquez. (2019). "Learning from Developing Country Power Market Experiences: The Case of Perú" World Bank Group, Policy Research Working Paper 8772.

Ruff, L. (2018). "Pricing Natural Gas for Power Generation in Perú", Presentación para el Día de la Electricidad.

Sikora, I., J.A. Campos y J. Bustos. (2017). "Determinantes del precio spot eléctrico en el sistema interconectado central de Chile" Revista de Análisis Económico, Vol. 32, N° 2.

Vásquez, A. (2006). "La organización económica de la industria de hidrocarburos en el Perú: el mercado del gas licuado de petróleo". Revista de la Competencia y la Propiedad Intelectual N° 3. Indecopi.

Vásquez, A. y V. Ormeño (2014). "Mercados de Capacidad y Confiabilidad en el Sector Eléctrico: Aspectos Conceptuales y Experiencias Internacionales", Documento de Trabajo N° 32, Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, Oficina de Estudios Económicos, OSINERGMIN.

Vásquez, C., C. Batlle, M. Rivier, I. Pérez-Arriaga. (2003). "Security of Supply in the Dutch electricity market: the role of reliability options", Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) y Universidad Pontificia Comillas de Madrid, preparada para la oficina de regulación eléctrica de Holanda, versión de borrador.

Willems, B. y J. Morbee. (2008). "Risk Management in Electricity Markets: Hedging and Market Incompleteness" Katholieke Universiteit Leuven, Faculty of Economics and Applied Economics.

Wobben, M. y M. Janssen. (2008). "Electricity and natural gas pricing", Working paper published in *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 42-49.

ANEXOS

ESTADÍSTICA DE LAS VARIABLES EMPLEADAS EN LA METODOLOGÍA

Gráfico 20: Estadísticas de las variables empleadas

	Precio Spot	FMDO (Var. %)	Estiaje	MDO	PGN (Promedio)	WTI	FMDO (Nivel)	PGN (Nivel)
Promedio	103.0	3.4	8.9	130.8	1.2	217.7	16.0	5.5
Mediana	69.8	0.0	7.0	129.8	1.3	217.2	1.7	6.2
Máximo	662.8	116.2	33.0	146.1	1.7	397.4	68.5	7.6
Mínimo	16.6	-60.2	0.0	117.5	0.5	106.0	0.0	2.0
Desvío Estándar	102.0	14.7	7.5	6.1	0.4	53.2	23.0	1.8
Asimetría	2.8	3.8	0.9	0.5	-0.3	0.4	1.3	-0.7
Kurtosis	11.9	28.8	3.2	2.6	1.9	3.2	3.2	2.0
Jarque-Bera	771.7	5,055.6	20.7	7.4	11.9	4.4	47.7	19.9
Probability	0.000	0.000	0.000	0.025	0.003	0.113	0.000	0.000
Observaciones	168	168	168	168	168	168	168	150

Fuente: Elaboración Propia.

TEST DE ESTACIONARIEDAD

La hipótesis nula define a la serie de tiempo como raíz unitaria.

Gráfico 21: Test de Estacionariedad del Precio Spot

	Estadístico t	p-value
Test Estadístico de Dickey-Fuller Aumentado con Intercepto y Tendencia	-5.58	0.000
Valores Críticos del Test:	1% de nivel de significancia	-4.01
	5% de nivel de significancia	-3.44
	10% de nivel de significancia	-3.14

	Estadístico t	p-value
Test Estadístico de Dickey-Fuller Aumentado con Intercepto	-4.45	0.000
Valores Críticos del Test:	1% de nivel de significancia	-3.47
	5% de nivel de significancia	-2.88
	10% de nivel de significancia	-2.58

	Estadístico t ajustado	p-value
Test Estadístico de Phillips-Perron con Intercepto y Tendencia	-5.61	0.000
Valores Críticos del Test:	1% de nivel de significancia	-4.01
	5% de nivel de significancia	-3.44
	10% de nivel de significancia	-3.14

	Estadístico t ajustado	p-value
Test Estadístico de Phillips-Perron con Intercepto	-4.53	0.000
Valores Críticos del Test:	1% de nivel de significancia	-3.47
	5% de nivel de significancia	-2.88
	10% de nivel de significancia	-2.58

Fuente: Elaboración Propia. La serie del precio spot es estacionaria al 1% del nivel de significancia.

Gráfico 22: Test de Estacionariedad de la variable proxy del Estiaje

		Estadístico t	p-value
Test Estadístico de Dickey-Fuller Aumentado con Intercepto y Tendencia		-7.71	0.000
Valores Críticos del Test:	1% de nivel de significancia	-4.01	
	5% de nivel de significancia	-3.44	
	10% de nivel de significancia	-3.14	

		Estadístico t	p-value
Test Estadístico de Dickey-Fuller Aumentado con Intercepto		-7.70	0.000
Valores Críticos del Test:	1% de nivel de significancia	-3.47	
	5% de nivel de significancia	-2.88	
	10% de nivel de significancia	-2.58	

		Estadístico t ajustado	p-value
Test Estadístico de Phillips-Perron con Intercepto y Tendencia		-7.00	0.000
Valores Críticos del Test:	1% de nivel de significancia	-4.01	
	5% de nivel de significancia	-3.44	
	10% de nivel de significancia	-3.14	

		Estadístico t ajustado	p-value
Test Estadístico de Phillips-Perron con Intercepto		-7.22	0.000
Valores Críticos del Test:	1% de nivel de significancia	-3.47	
	5% de nivel de significancia	-2.88	
	10% de nivel de significancia	-2.58	

Fuente: Elaboración Propia. La serie de la variable proxy del estiaje es estacionaria al 1% del nivel de significancia.

Gráfico 23: Test de Estacionariedad de la Oferta Ajustada de Mercado

		Estadístico t	p-value
Test Estadístico de Dickey-Fuller Aumentado con Intercepto y Tendencia		-3.39	0.056
Valores Críticos del Test:	1% de nivel de significancia	-4.01	
	5% de nivel de significancia	-3.44	
	10% de nivel de significancia	-3.14	

		Estadístico t	p-value
Test Estadístico de Dickey-Fuller Aumentado con Intercepto		-2.69	0.078
Valores Críticos del Test:	1% de nivel de significancia	-3.47	
	5% de nivel de significancia	-2.88	
	10% de nivel de significancia	-2.58	

		Estadístico t ajustado	p-value
Test Estadístico de Phillips-Perron con Intercepto y Tendencia		-3.58	0.035
Valores Críticos del Test:	1% de nivel de significancia	-4.01	
	5% de nivel de significancia	-3.44	
	10% de nivel de significancia	-3.14	

		Estadístico t ajustado	p-value
Test Estadístico de Phillips-Perron con Intercepto		-2.79	0.062
Valores Críticos del Test:	1% de nivel de significancia	-3.47	
	5% de nivel de significancia	-2.88	
	10% de nivel de significancia	-2.58	

Fuente: Elaboración Propia. Se observa que la serie de la oferta ajustada de mercado es estacionaria al 10% del nivel de significancia.

Gráfico 24: Test de Estacionariedad del WTI

Test Estadístico de Dickey-Fuller Aumentado con Intercepo y Tendencia	Estadístico t	p-value
	-3.58	0.035
Valores Críticos del Test:	1% de nivel de significancia	-4.01
	5% de nivel de significancia	-3.44
	10% de nivel de significancia	-3.14
Test Estadístico de Dickey-Fuller Aumentado con Intercepo	Estadístico t	p-value
	-3.32	0.016
Valores Críticos del Test:	1% de nivel de significancia	-3.47
	5% de nivel de significancia	-2.88
	10% de nivel de significancia	-2.58
Test Estadístico de Phillips-Perron con Intercepo y Tendencia	Estadístico t ajustado	p-value
	-3.22	0.085
Valores Críticos del Test:	1% de nivel de significancia	-4.01
	5% de nivel de significancia	-3.44
	10% de nivel de significancia	-3.14
Test Estadístico de Phillips-Perron con Intercepo	Estadístico t ajustado	p-value
	-3.01	0.036
Valores Críticos del Test:	1% de nivel de significancia	-3.47
	5% de nivel de significancia	-2.88
	10% de nivel de significancia	-2.58

Fuente: Elaboración Propia. Salvo el test de Phillips-Perron con intercepo y tendencia en el que se rechaza la hipótesis nula al 10% de significancia, se observa que la serie del WTI es estacionaria con un nivel de significancia de 5%.

Gráfico 25: Test de Estacionariedad de la Oferta Ajustada Fuera de Mercado

Test Estadístico de Dickey-Fuller Aumentado con Intercepo y Tendencia	Estadístico t	p-value
	-1.39	0.861
Valores Críticos del Test:	1% de nivel de significancia	-4.01
	5% de nivel de significancia	-3.44
	10% de nivel de significancia	-3.14
Test Estadístico de Dickey-Fuller Aumentado con Intercepo	Estadístico t	p-value
	0.62	0.990
Valores Críticos del Test:	1% de nivel de significancia	-3.47
	5% de nivel de significancia	-2.88
	10% de nivel de significancia	-2.58
Test Estadístico de Phillips-Perron con Intercepo y Tendencia	Estadístico t ajustado	p-value
	-1.20	0.906
Valores Críticos del Test:	1% de nivel de significancia	-4.01
	5% de nivel de significancia	-3.44
	10% de nivel de significancia	-3.14
Test Estadístico de Phillips-Perron con Intercepo	Estadístico t ajustado	p-value
	0.98	0.996
Valores Críticos del Test:	1% de nivel de significancia	-3.47
	5% de nivel de significancia	-2.88
	10% de nivel de significancia	-2.58

Fuente: Elaboración Propia. En todos los casos no se puede rechazar la hipótesis nula. Por tanto, la serie de Oferta Ajustada Fuera de Mercado es no estacionaria, tiene raíz unitaria. Por ello, se utiliza la tasa de crecimiento de la misma como variable explicativa.

Gráfico 26: Test de Estacionariedad de la tasa de crecimiento de la Oferta Ajustada Fuera de Mercado

	Estadístico t	p-value
Test Estadístico de Dickey-Fuller Aumentado con Intercepto y Tendencia	-15.49	0.000
Valores Críticos del Test:	1% de nivel de significancia	-4.01
	5% de nivel de significancia	-3.44
	10% de nivel de significancia	-3.14

	Estadístico t	p-value
Test Estadístico de Dickey-Fuller Aumentado con Intercepto	-15.50	0.000
Valores Críticos del Test:	1% de nivel de significancia	-3.47
	5% de nivel de significancia	-2.88
	10% de nivel de significancia	-2.58

	Estadístico t ajustado	p-value
Test Estadístico de Phillips-Perron con Intercepto y Tendencia	-15.27	0.000
Valores Críticos del Test:	1% de nivel de significancia	-4.01
	5% de nivel de significancia	-3.44
	10% de nivel de significancia	-3.14

	Estadístico t ajustado	p-value
Test Estadístico de Phillips-Perron con Intercepto	-15.28	0.000
Valores Críticos del Test:	1% de nivel de significancia	-3.47
	5% de nivel de significancia	-2.88
	10% de nivel de significancia	-2.58

Fuente: Elaboración Propia. La serie de la tasa de crecimiento de la oferta ajustada fuera de mercado es estacionaria al 1% del nivel de significancia.

Gráfico 27: Test de Estacionariedad del Precio del Gas Natural

	Estadístico t	p-value
Test Estadístico de Dickey-Fuller Aumentado con Intercepto y Tendencia	-2.09	0.545
Valores Críticos del Test:	1% de nivel de significancia	-4.02
	5% de nivel de significancia	-3.44
	10% de nivel de significancia	-3.14

	Estadístico t	p-value
Test Estadístico de Dickey-Fuller Aumentado con Intercepto	-0.81	0.813
Valores Críticos del Test:	1% de nivel de significancia	-3.47
	5% de nivel de significancia	-2.88
	10% de nivel de significancia	-2.58

	Estadístico t ajustado	p-value
Test Estadístico de Phillips-Perron con Intercepto y Tendencia	-2.02	0.585
Valores Críticos del Test:	1% de nivel de significancia	-4.02
	5% de nivel de significancia	-3.44
	10% de nivel de significancia	-3.14

	Estadístico t ajustado	p-value
Test Estadístico de Phillips-Perron con Intercepto	-0.71	0.840
Valores Críticos del Test:	1% de nivel de significancia	-3.47
	5% de nivel de significancia	-2.88
	10% de nivel de significancia	-2.58

Fuente: Elaboración Propia. En todos los casos no se puede rechazar la hipótesis nula. Por tanto, la serie del Precio del Gas Natural es no estacionaria, tiene raíz unitaria. Por ello, se utiliza una variable proxy como variable explicativa.

Gráfico 28: Test de Estacionariedad de la variable proxy del Precio del Gas Natural

	Estadístico t	p-value
Test Estadístico de Dickey-Fuller Aumentado con Intercepto y Tendencia	-3.09	0.112
Valores Críticos del Test:	1% de nivel de significancia	-4.01
	5% de nivel de significancia	-3.44
	10% de nivel de significancia	-3.14

	Estadístico t	p-value
Test Estadístico de Dickey-Fuller Aumentado con Intercepto	-2.62	0.092
Valores Críticos del Test:	1% de nivel de significancia	-3.47
	5% de nivel de significancia	-2.88
	10% de nivel de significancia	-2.58

	Estadístico t ajustado	p-value
Test Estadístico de Phillips-Perron con Intercepto y Tendencia	-3.33	0.065
Valores Críticos del Test:	1% de nivel de significancia	-4.01
	5% de nivel de significancia	-3.44
	10% de nivel de significancia	-3.14

	Estadístico t ajustado	p-value
Test Estadístico de Phillips-Perron con Intercepto	-2.74	0.070
Valores Críticos del Test:	1% de nivel de significancia	-3.47
	5% de nivel de significancia	-2.88
	10% de nivel de significancia	-2.58

Fuente: Elaboración Propia. Salvo en el primer test de Dickey-Fuller con Intercepto y Tendencia en donde no se puede rechazar la hipótesis nula, en el resto de casos se rechaza la nula al 10% de significancia. Por este motivo, se considera a esta variable proxy como una serie estacionaria.



RESULTADOS DE LA ESTIMACIÓN

Gráfico 29: Resultados de la Estimación MS-DR(3)

	Coefficientes	Errores Estándar	Estadístico-t	p-value
Precio del GN (proxy)	22.04	6.81	3.23	0.002
Precio del GN (proxy) x Dummy2018	-10.53	4.14	-2.54	0.012
Tasa de Crecimiento de FMDO	-0.15	0.08	-1.75	0.082
Constante en el régimen 0	12.26	88.04	0.139	0.889
Constante en el régimen 1	59.06	31.25	1.89	0.061
Constante en el régimen 2	201.55	52.61	3.83	0.000
WTI en el régimen 0	0.17	0.10	1.76	0.081
WTI en el régimen 1	0.02	0.03	0.714	0.477
WTI en el régimen 2	1.26	0.29	4.41	0.000
Estiaje en el régimen 0	2.03	0.84	2.42	0.017
Estiaje en el régimen 1	0.64	0.20	3.23	0.002
Estiaje en el régimen 2	9.43	2.02	4.67	0.000
Precio Spot (-1) en el régimen 0	-0.08	0.18	-0.475	0.635
Precio Spot (-1) en el régimen 1	0.42	0.02	25.1	0.000
Precio Spot (-1) en el régimen 2	0.10	0.13	0.785	0.434
MDO en el Régimen 0	0.00	0.69	0.0021	0.998
MDO en el Régimen 1	-0.52	0.27	-1.9	0.060
MDO en el Régimen 2	-2.76	0.59	-4.65	0.000
	Coefficientes	Errores Estándar	Estadístico-t	
Desvío Estándar en el régimen 0	23.26	2.96	7.87	
Desvío Estándar en el régimen 1	7.55	0.83	9.10	
Desvío Estándar en el régimen 2	78.31	9.59	8.17	
$p_{\{0 0\}}$	0.73	0.09	7.97	
$p_{\{1 0\}}$	0.21	0.08	2.59	
$p_{\{0 1\}}$	0.12	0.04	2.71	
$p_{\{1 2\}}$	0.04	0.05	0.77	
$p_{\{2 2\}}$	0.93	0.06	16.36	
log(función de verosimilitud)	-769.51			
Número de Observaciones	168	Número de Parámetros	26	
Criterio de Akaike	9.47	Criterio de Schwartz	9.95	
Tes de Linealidad (Ratio de Versomilitud): Chi-Cuadrado (17)=			317.73 [0.0000]**	
Estadística Descriptiva para los Residuos Escalados:				
Test de Normalidad: Chi-cuadrado(2) =			1.017 [0.6014]	
Test de Heteroscedasticidad Condicional Autoregresiva: F(1,140) =			0.16591 [0.6844]	
Test Portmanteau: Chi-cuadrado (36) =			42.377 [0.2151]	

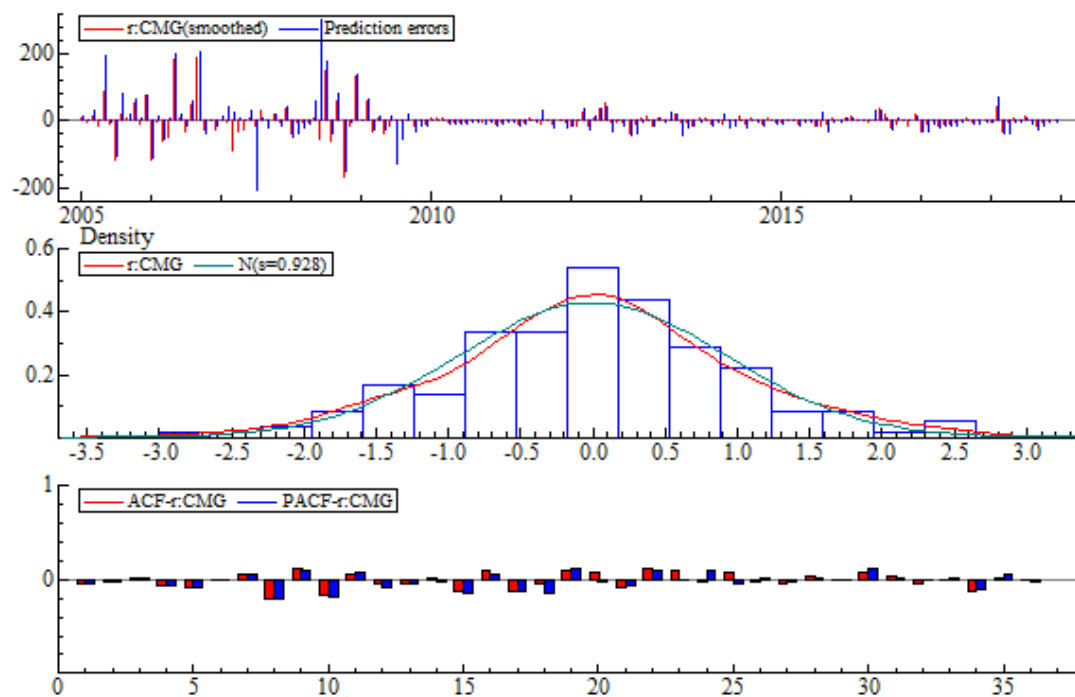
Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 30: Fechas de los Regímenes

Clasificación de regímenes por fechas	
Régimen 0	meses
2005(2) - 2005(4)	3
2007(1) - 2007(1)	1
2007(7) - 2008(1)	7
2008(5) - 2008(5)	1
2009(9) - 2009(9)	1
2011(8) - 2012(11)	16
2013(6) - 2013(7)	2
2014(3) - 2014(3)	1
2015(8) - 2015(8)	1
2016(5) - 2017(1)	9
2018(2) - 2018(3)	2
Total: 44 meses (26,19%) con una duración promedio de 4 meses	
Régimen 1	meses
2005(1) - 2005(1)	1
2006(11) - 2006(11)	1
2008(2) - 2008(4)	3
2009(7) - 2009(8)	2
2009(10) - 2011(7)	22
2012(12) - 2013(5)	6
2013(8) - 2014(2)	7
2014(4) - 2015(7)	16
2015(9) - 2016(4)	8
2017(2) - 2018(1)	12
2018(4) - 2018(12)	9
Total: 87 meses (51,79%) con una duración promedio de 7,91 meses	
Régimen 2	meses
2005(5) - 2006(10)	18
2006(12) - 2006(12)	1
2007(2) - 2007(6)	5
2008(6) - 2009(6)	13
Total: 37 meses (22,02%) con una duración promedio de 9,25 meses	

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 31: Residuos (sin escalar)



Fuente: Elaboración Propia.

