

Expansión verde de redes de transmisión eléctrica

Una aplicación del mecanismo HRV

César Augusto Bernal Herrera

Dirigió: Dr. Juan de Dios Enrique Rosellón Díaz

Mayo de 2013

Índice general

| | |
|--|-----------|
| 1. Introducción | 1 |
| 1.1. Planteamiento del problema | 1 |
| 1.2. Literatura relacionada | 3 |
| 2. El modelo | 10 |
| 2.1. Un modelo antecedente | 11 |
| 2.2. Mecanismo HRV con una restricción verde | 13 |
| 2.2.1. Secuencia regulatoria | 14 |
| 2.2.2. Formulación matemática | 15 |
| 3. Metodología | 20 |
| 4. Aplicación del modelo | 22 |
| 4.1. Reducción del problema | 22 |
| 4.1.1. Una red radial con dos nodos | 22 |
| 4.1.2. Una red radial con tres nodos | 24 |
| 4.2. Los datos | 26 |
| 4.3. Resultados | 29 |

| | |
|--|-----------|
| <i>ÍNDICE GENERAL</i> | II |
| 4.3.1. Red radial con dos nodos | 29 |
| 4.3.2. Red radial con tres nodos | 31 |
| 4.4. Posibles extensiones | 35 |
| Conclusiones | 37 |

Capítulo 1

Introducción

1.1. Planteamiento del problema

Existe numerosa evidencia científica que indica que un aumento en la temperatura promedio de la tierra de más de 2°C con respecto a los niveles pre-industriales (antes de 1860) implica un riesgo severo para los sistemas naturales y el bienestar humano.

Desde principios del siglo XX, la temperatura media de la superficie de la tierra se ha incrementando en aproximadamente 0.8°C y dos terceras partes de este aumento ocurrió a partir de 1980. Existe consenso científico al establecer que la causa primaria de este fenómeno es el incremento de las concentraciones de gases de efecto invernadero (vapor de agua, dióxido de carbono, metano, óxido nitroso y ozono) producidas por actividades humanas tales como la quema de combustibles fósiles y la deforestación (Pachauri y Reisinger, 2007). El escenario futuro no invierte o desacelera la tendencia: se estima que durante el siglo XXI la temperatura global de la superficie del planeta se incrementará entre 1.1 y 2.9°C en el escenario de emisiones más conservador (Solomon et al., 2007).

Ante estas circunstancias, la reducción de emisiones de efecto invernadero se ha convertido en un objetivo prioritario de la política pública de distintos países. En este sentido, el sector energético es crucial pues es el responsable de la mayor cantidad de emisiones, de ahí que exista una gran cantidad de medidas de mitigación en este sector, todas ellas caracterizadas por costos, dificultades de aplicación e impactos naturales y sociales diferentes (Georgopoulou et al., 2003).

En el caso específico de la industria eléctrica, las medidas de reducción de emisiones más difundidas se implementan en el sector de generación y se basan en impuestos a contaminantes y/o sistemas de permisos transferibles que brinden incentivos a la inversión en tecnologías *verdes*; es decir, aquellas que reduzcan la cantidad de contaminantes, que aumenten la eficiencia de los procesos de generación o que sustituyan las fuentes de energía convencionales por fuentes renovables. Bajo esta directriz, el presente trabajo explora la posibilidad de incentivar la reducción de emisiones desde el sector de transmisión eléctrica. Para ello, se adopta el esquema regulatorio desarrollado por W. Hogan, J. Rosellón e I. Vogelsang (2010) para este sector y se incorpora como objetivo del regulador la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero a través de la expansión dirigida de la red de transmisión eléctrica. Se analizan, entonces, dos posibilidades de acción para el regulador: imponer cuotas mínimas de generación limpia o establecer mínimos para la expansión de la capacidad de las líneas de la red que conectan con generadores con tecnologías verdes. Así, buscando proponer la política verde más eficiente, se comparan ambas posibilidades en términos de inversión en expansión, bienestar, beneficios de la compañía independiente que ofrece los servicios de transmisión eléctrica entre los nodos de consumo y de generación (de ahora en adelante denominada Transco) y convergencia de precios.

El problema de estudio es importante pues en la práctica internacional las estrategias apuntan a la “descarbonización” mediante la expansión en gran escala del uso de fuentes de energía

renovables (RES, por sus siglas en inglés), tales como el viento y el sol. Sin embargo, debido a sus características físicas, estas fuentes ofrecen retos para su utilización. En general, los problemas principales son dos: (a) los puntos de generación dependen de la geografía (y por ende, su distribución dista de ser adecuada para satisfacer las necesidades de consumo) y (b) los patrones de generación no son uniformes. Así, la integración de estas fuentes en los mercados eléctricos requiere la actualización y expansión de las redes de transmisión ya existentes, con el fin de conectar los puntos de generación distantes y resolver los desequilibrios regionales debido a las fluctuaciones en la generación (Rosellón et al., 2011).

Así, la implementación de medidas de mitigación implica un alto costo. Sin embargo, la valoración de los servicios ambientales (tales como la calidad del aire) es alta y se acentúa frente al problema que representa el cambio climático global, por lo que diversas naciones han emprendido ya acciones importantes. Hay varios ejemplos: la Unión Europea ha iniciado la transformación de su sistema energético buscando sustentabilidad y basarlo, mayoritariamente, en fuentes renovables; por su parte, Estados Unidos se ha impuesto como metas para el 2020 que el 20% de su consumo energético provenga de fuentes renovables, la reducción de gases de efecto invernadero en 20% con respecto a 1990 y un incremento del 20% en la eficiencia energética.

1.2. Literatura relacionada

Aproximadamente 40% de las emisiones globales de dióxido de carbono provienen del sector de generación eléctrica, esto debido a la combustión de combustibles fósiles. Por tanto, la industria eléctrica es un sector estratégico en los planes nacionales de reducción de emisiones.

Básicamente existen cuatro clases de instrumentos que pueden ser aplicados en el control de

emisiones: regulación directa, impuestos, subsidios y sistemas de permisos transferibles (Laffont, 1988). De acuerdo con Heister y Michelis (1991), es posible evaluar la factibilidad de éstos en base a cuatro criterios generales:

- El instrumento debe ser ecológicamente efectivo; es decir, su empleo permite alcanzar el objetivo de reducción de la forma más precisa posible.
- El instrumento debe ser económicamente eficiente, por lo que el objetivo de mitigación debe alcanzarse al mínimo costo posible, incluyendo los costos administrativos.
- El instrumento debe ofrecer un alto grado de seguridad económica: su impacto macroeconómico tiene que ser predecible y debe posibilitar una planeación confiable a firmas e individuos.
- El instrumento debe ser políticamente factible.

La elección del mecanismo depende también fuertemente de la política de abatimiento empleada. El Panel Internacional de Cambio Climático (2007) clasifica las utilizadas en la práctica internacional dentro del sector eléctrico en cuatro grandes rubros: (a) eficiencia energética, (b) cambio en las fuentes de energía, (c) energías renovables, y (d) captura de carbono y almacenamiento¹.

La literatura sobre permisos transferibles, subsidios e impuestos es vasta y existe una gran cantidad de evidencia empírica sobre sus resultados y los problemas surgidos en la implementación. Así, en general, la aplicación eficaz de impuestos a las emisiones implica grandes requisitos informacionales pues para fijar una tasa adecuada se necesita conocimiento completo

¹Véase http://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg3/en/ch4.html.

de los costos de abatimiento y de los coeficientes de transferencia, y estos requisitos se incrementan cuando se permite la entrada de nuevos generadores (véase Baumol y Oates, 1998). Además, este instrumento puede tener consecuencias distributivas no deseables (véase, por ejemplo, Wier et al., 2005).

Por otro lado, los permisos transferibles ofrecen dificultades bajo ciertas circunstancias. Por ejemplo, en la presencia de poder de mercado, en cuyo caso los costos se elevan por encima del óptimo (Godby, 2000; Maloney y Yandle, 1984); y cuando existen costos de transacción, pues si estos últimos son altos pueden constituir una barrera importante en el intercambio de permisos (Stavins, 1995).

Las políticas e instrumentos que hasta ahora he mencionado operan directamente sobre el sector de generación. En cuanto a medidas de reducción de emisiones que involucren al sector de transmisión, el trabajo es escaso y reciente. Abdallah y El-Shennawy (2013) reconocen la necesidad de adaptar las redes eléctricas actuales para incorporar fuentes de energía renovables, buscando optimizar el uso de las líneas y subestaciones existentes y con ello maximizar la eficiencia y reducir pérdidas. Por su parte, Hitaj (2012) examina el efecto de la ubicación plantas de generación renovables en los niveles de congestión y emisión de gases de efecto invernadero y encuentra que la inclusión de una nueva planta renovable afecta la congestión y el *output* del resto de las firmas.

En el proceso de inclusión de fuentes renovables de energía, debe considerarse el hecho de que el aumento gradual de generación a partir de estas últimas típicamente necesita ser combinado con incrementos en la generación convencional de energía. Por tanto, el proceso de integración de mercado tal vez emplee extensiones en el uso de combustibles fósiles que permitan encarar el riesgo de inversiones estancadas excesivas en el mediano plazo.

La integración de energía *renovable* requiere de la conexión de nodos generadores con emisiones bajas de CO₂, lo que significa evaluar la inversión en transmisión en el mediano y largo plazo bajo un esquema regulatorio que favorezca las líneas de transmisión que conectan a los productores *verdes*. Este problema ha sido tratado teóricamente por van der Weide y Hobbs (2012) y en la práctica internacional por Wright (2012).

Específicamente, el presente trabajo asume la existencia de un regulador cuyo objetivo es incentivar la inversión, a través de regulación de precios, desde una Transco.

Esta aproximación ha tomado importancia en los últimos años debido a los procesos de liberalización que privilegian la separación vertical, principalmente entre generación y transmisión, que se han implementado en Estados Unidos, Canadá y varias regiones de Europa. A partir de entonces, se ha probado que la segmentación promueve la inversión. Por ejemplo, mediante la revisión de evidencia econométrica y experiencia internacional, Pollit et al. (2007) concluyen que la separación entre transmisión y generación eléctrica permite conseguir mercados eléctricos altamente competitivos y facilita las inversiones en transmisión. Resultados similares son encontrados por Newbery (2005) en el mercado del Reino Unido, por von Hirschhausen (2008) en el mercado de gas natural de EU y por Alesina et al. (2005).

El papel de la inversión en transmisión como factor determinante en la transformación de la totalidad del mercado eléctrico también ha quedado de manifiesto. Brunekreeft et al. (2005) y Rubio y Pérez-Arriaga (2000) señalan la importancia de un sistema de precios nodales y cargas de capacidad complementarias para señalar la asignación eficiente de inversión en generación (de ahí que es claro que establecer medidas apropiadas para incentivar el desarrollo eficiente de redes de transmisión es de vital importancia en todos los sectores de la industria eléctrica). Por otro lado, la expansión de la transmisión por incentivos tiene impacto importante en los

excedentes del consumidor y del productor (véase Sauma y Oren, 2007 y Rosellón y Weigt, 2011).

La literatura existente sobre inversión en transmisión se inclina por dos enfoques: el de mercado y el regulatorio (que emplea la hipótesis de regulación por incentivos). El enfoque de mercado se encuentra basado en la subasta de derechos financieros de transmisión de largo plazo² por un Operador de Sistema Independiente (ISO), quien es el encargado de administrar el mercado eléctrico. En este esquema, los participantes pueden invertir en nueva capacidad de transmisión y financiar sus inversiones a través de la venta de LTFTRs. Este mecanismo vía subastas ha sido implementado en el noreste de EUA, principalmente (NYISO, PJM ISO y Nueva Inglaterra ISO). Un análisis detallado del funcionamiento y características del enfoque de mercado es llevado a cabo por Hogan (2002) y Kristiansen y Rosellón (2006)

Por otro lado, el enfoque regulatorio para la expansión de transmisión recae en mecanismos regulatorios para una Transco, los cuales proporcionan incentivos de largo plazo, evitan la congestión y, posiblemente, proporcionan confiabilidad. Un mecanismo de esta naturaleza fue desarrollado por Vogelsang (2001); en éste, los incentivos para la inversión en la expansión de la red se derivan del rebalance de las partes fija y variable de una tarifa. Vogelsang deja abierta la definición del output de transmisión, pues la definición del flujo físico es complicada en una red de transmisión en malla³ y altamente interdependiente entre transacciones (Hogan, 2002). Este modelo, al igual que otros similares (como los desarrollados por Tanaka, 2007), ignoran las

²Estos derechos se denominan LTFTRs, por sus siglas en inglés. Un LTFTR, q_{ij} , representa el derecho a coleccionar o la obligación a pagar la renta neta equivalente a inyectar electricidad en la cantidad q en el nodo i y recibir la misma cantidad en el nodo j (Hogan, 2000).

³Una red de transmisión en malla es aquella que permite la conexión entre dos nodos por más de un camino. Por el contrario, en una red radial, dos nodos se encuentran conectados a través de una sola vía.

Leyes de Kirchhoff⁴ y asumen funciones de costos de transmisión y de demanda bien comportadas, defecto importante dada la naturaleza física del problema.

Un tercer enfoque, el aquí empleado, fue propuesto por Hogan, Rosellón y Vogelsang (2010) (HRV, de aquí en adelante) y representa una extensión de Vogelsang (2001). Este mecanismo combina los enfoques regulatorio y de mercado en un ambiente de generadores y cargas tomadores de precios. En este esquema, el output del proceso de transmisión es redefinido en términos de incrementos en los LTFTRs con el fin de aplicar el mecanismo de incentivos a una red en malla. La Transco resuelve intertemporalmente un problema de maximización de beneficios sujeta a una restricción de precio máximo, estructurada como una tarifa en dos partes. En este contexto, la Transco es un agente capaz de alterar el mercado a través del tiempo de acuerdo a sus decisiones de inversión en infraestructura para la transmisión. Con esto, las líneas de transmisión adicionales cambian las restricciones de la red (capacidad y patrón de flujos) y permiten mejorar las asignaciones de mercado, desembocando en un mayor bienestar. El mecanismo HRV ha sido probado exitosamente en redes simplificadas de Europa Occidental, el noreste de EUA y Sudamérica (Rosellón y Weigt, 2011; Rosellón et al., 2011; y Ruiz y Rosellón, 2012) y se distingue por su alta aplicabilidad en el mundo real (países como Estados Unidos disponen ya de las instituciones necesarias).

Otros diseños para la inversión en transmisión presentes en la literatura son: Léautier (2000) y Joskow y Tirole (2002), quienes proponen mecanismos basados en la medida de pérdida de bienestar con respecto al desempeño de la Transco; y Contreras et al. (2009), que propone un esquema basado en un modelo de juegos cooperativos.

⁴Las Leyes de Kirchhoff constituyen restricciones técnicas naturales de un circuito eléctrico. Son dos: (a) la suma de las corrientes que entran en un nodo de una red eléctrica es igual a la suma de las corrientes que salen; y (b) en un circuito cerrado, la suma de todas las caídas de voltaje es igual al voltaje neto suministrado.

En este documento se estudiará la inclusión del objetivo adicional para el regulador de reducir emisiones de CO₂ en la expansión de redes de transmisión, lo que implica agregar una nueva restricción de emisiones en el modelo bi-nivel la cual proporcione incentivos de mediano plazo para construir un sistema de transmisión *verde*. Típicamente, esto induce una relación entre la generación convencional y la renovable que refleje el costo sombra de la restricción de emisiones. Modelos bi-nivel en el sector energético bajo integración renovable han sido tratados en detalle por Gabriel et al. (2012).

La estructura de lo que resta de este trabajo es la siguiente: en el capítulo 2 se presenta el mecanismo HRV con una restricción verde, el cual se emplea como modelo; en el capítulo 3 se describe la metodología y las configuraciones de prueba; en el capítulo 4 se reduce el problema matemático y se muestra la comparación entre dos propuestas de política; y el último capítulo concluye.

Capítulo 2

El modelo

La apertura de los mercados eléctricos a la competencia ha complicado el proceso de regulación, especialmente en el sector de transmisión. Fundamentalmente, esto se debe a la naturaleza física del producto: la capacidad de transmisión depende de forma complicada (siguiendo las leyes de Kirchoff) de la localización de generadores y usuarios (véase, por ejemplo, Vogelsang, 2001). Por tanto, resulta difícil elaborar un esquema de incentivos que permita que la red de transmisión complemente idealmente generación y transmisión; esto es, que se minimice la distancia entre generadores y consumidores, y que se proporcione confiabilidad, patrones de carga suaves (sin variaciones bruscas de voltaje), servicios de mantenimiento y respuestas de emergencia adecuadas (Joskow y Schmalensee, 1983). El principal logro del mecanismo HRV es el poder lidiar con estas restricciones técnicas.

A continuación se describe el modelo HRV con una restricción verde, el cual es empleado en este trabajo para el análisis de la expansión con fuentes de energía renovable. En primer lugar, se discuten sus elementos básicos y el modelo antecedente propuesto por Vogelsang (Vogelsang, 2001), para después describir en detalle el mecanismo del que se ocupa este trabajo.

2.1. Un modelo antecedente

Vogelsang (2001) propone un modelo basado en regulación por precio máximo¹ (*price cap regulation*) empleando una tarifa en dos partes². Las hipótesis de esta formulación son las siguientes:

- Existe una compañía de transmisión independiente sujeta a regulación (Transco).
- El mercado entre generadores y cargas (centros de consumo) es perfectamente competitivo.
- Los usuarios de la red de transmisión son las cargas y los generadores. Sin embargo, dado que los generadores venden electricidad a las cargas y estas últimas compran electricidad a los generadores, es posible reducir el grupo de compradores de servicios de transmisión a sólo uno de los anteriores (en este caso, las cargas).
- No existen pérdidas en la línea ni servicios secundarios (por ejemplo, control de voltaje).
- El *output* de la transmisión es el flujo de electricidad entre un nodo de oferta y uno de demanda. Los precios de los servicios de transmisión son iguales a las diferencias entre el precio de la electricidad en el nodo de oferta y el precio en el nodo de demanda.

¹Una restricción de precio máximo consiste en fijar inicialmente los precios para permitir que la compañía cubra los costos de capital. Entonces, se permite que los precios aumenten, en promedio, a la tasa de inflación (I) menos una compensación (X): $\% \Delta P \leq I - X$

²Una tarifa en dos partes es un esquema de precios en el que el comprador paga al vendedor un cargo fijo y otro constante por unidad comprada. Permite que los vendedores capturen parte del excedente residual a través de la parte fija.

En general, si una cantidad $q > 0$ es consumida, en este esquema el cargo total será: $T(q) = A + Pq$, donde A es el cargo fijo y P es el cargo marginal.

- Las demandas de transmisión son suaves, cóncavas y con pendiente negativa.
- Información completa.

Bajo estas suposiciones, la demanda de servicios de transmisión es la diferencia vertical entre la demanda de electricidad de las cargas y la oferta de electricidad de los generadores. En una red con múltiples nodos, la demanda se complica: cada par de nodos representa un output distinto de la red de transmisión.

Así, se necesita una estructura de precios que le permita a la Transco emplear su capacidad de la manera mejor manera posible y, al mismo tiempo, obtener suficientes recursos para financiar inversión en expansión y recibir las señales correctas para la expansión eficiente. Dado que los precios de congestión son el estándar eficiente para el empleo óptimo de la capacidad, el modelo se basa en una tarifa en dos partes.

Para el caso de una red con dos nodos, uno de generación y uno de consumo, el problema de la Transco toma la forma:

$$\text{máx } \pi^t = p^t q^t + F^t N - C(q^t, K^t) \quad (2.1)$$

sujeto a:

$$\frac{(p^t q^w + F^t N^w)}{(p^{t-1} q^w + F^{t-1} N^w)} \leq 1 + RPI - X \quad (2.2)$$

con la parte fija de la tarifa, F , el número de consumidores, N , el precio del output, p , la cantidad del mismo, q , el período de tiempo, t , los ponderadores empleados, w , la capacidad de la línea al tiempo t , K^t , la función de costos (que incluye costos de operación y de capital para la línea), C , y la tasa de crecimiento de precios de los insumos, RPI ; X representa las diferencias entre

la firma regulada y el promedio de las firmas en la economía en dos aspectos: productividad y costos de insumos. Nótese que la desigualdad (2.2) tiene la estructura básica de una restricción regulatoria de precio máximo.

2.2. Mecanismo HRV con una restricción verde

El modelo de Vogelsang (2001) incentiva la inversión en expansión a través del rebalanceo de la parte fija y la variable presentes en la ecuación (2.2); sin embargo, las exigencias parecen demasiadas pues las propiedades de los costos de transmisión y de las funciones de demanda, aunque poco conocidas, parecen ser distintas de las formas funcionales convencionales. Luego, Vogelsang asume propiedades de costos y demandas que de hecho no son válidas en el contexto de una red real con flujos circulares. Además, la definición, lineal, que emplea para el output es difícil de mantener debido a que el flujo físico en una red de transmisión mallada es complejo e interdependiente entre transacciones (Hogan, 2002a; Hogan, 2002b).

El mecanismo HRV surge entonces como una alternativa que resuelve los dos problemas anteriores, lo que lo hace altamente aplicable en circunstancias reales. Combina los enfoques de mercado y regulatorio en un ambiente de cargas y generadores tomadores de precios conectados a través de una red mallada. En éste, el output se define en términos de derechos financieros incrementales de largo plazo, LTFTRs, con el fin de aplicar el mecanismo a una red mallada.

Un LTFTR q_{ij} representa el derecho a coleccionar o la obligación a pagar la renta neta equivalente a inyectar electricidad en la cantidad q en el nodo i y recibir la misma cantidad en el nodo j (Hogan, 2000). Notar que un LTFTR: a) representa una transacción punto a punto, en el sentido de que no es necesaria una línea directa entre los nodos; b) proporciona un aseguramiento

exacto en contra de precios diferenciales. Por tanto, no es necesario considerar el camino que el flujo eléctrico toma a través de la red, ya que todas las interacciones son internalizadas por los precios.

En general, la Transco maximiza beneficios intertemporalmente sujeta a una restricción de precio máximo sobre una tarifa en dos partes. Las variables de elección son los cargos fijo y marginal; este último es el precio del LTFTR, el cual se encuentra basado en los precios nodales. Así, en este modelo, la expansión ocurre de tal forma que reduce la congestión. Esto induce un decremento del beneficio de la Transco debido a la disminución de las rentas de congestión, por lo que la firma procede a rebalancear los cargos fijos y variables para sobreponerse (la disminución de las rentas de congestión se compensa con un incremento en la componente lump-sum de la tarifa en dos partes).

2.2.1. Secuencia regulatoria

La secuencia regulatoria aquí descrita se basa en la propuesta por Rosellón y Weigt (2011) e incorpora como objetivo del regulador la reducción de emisiones.

1. El regulador programa la restricción regulatoria (tarifa en dos partes) dada la red existente y la información histórica de precios de mercado, y la restricción de reducción de emisiones.
2. La Transco identifica cómo adaptar la red (esto incluye cambios en la topología de la red, nuevas líneas, actualizaciones y destrucciones) basada en la información de mercados disponible sobre demanda, generación, topología, etc.
3. La Transco subasta la capacidad de transmisión disponible como LTFTRs entre los parti-

cipantes (voluntarios) del mercado.

4. El ISO maneja el *despacho* real. Colecta los pagos de las cargas y paga a los generadores de acuerdo a los precios marginales locales. La diferencia entre los dos valores representa la renta de congestión del sistema, que es redistribuida a los propietarios de los FTRs.
5. La Transco puede también programar el cargo fijo de acuerdo al precio límite regulatorio.

En la práctica, y en el marco de la secuencia regulatoria aquí empleada, el objetivo de reducción de emisiones puede conseguirse de dos formas distintas. A saber:

- En el sector de generación y/o consumo. El regulador impone un mínimo a la generación de energía limpia que debe usarse, induciendo con ello un consumo mínimo.
- En el sector de transmisión. En este caso, se obliga a que la expansión de la red sea de tal forma que la capacidad de las líneas que comunican nodos de consumo con nodos de generación limpia aumente con el paso del tiempo.

2.2.2. Formulación matemática

Se asumen T periodos e información perfecta; además, se desprecia incertidumbre sobre demanda y generación. El proceso de subasta se obvia (esto es posible dado el supuesto de información perfecta) y, por tanto, la secuencia regulatoria se descompone en dos partes, una llevada a cabo por la Transco (problema alto) y otra realizada por el ISO (problema bajo)³.

Considérese únicamente dos tecnologías de generación, una limpia y la denominada convencional, en una red mallada con n nodos. De éstos, existen I nodos de consumo; J nodos

³Esta representación del modelo es conocida como *formulación ajustada*. Si se desea conocer el modelo original en el que el proceso de subasta se encuentra explícito, véase Rosellón y Weigt (2011).

de generación con tecnología limpia y K generan con la tecnología convencional⁴. Asíumase además que el período regulatorio es el mismo que el período de despacho y que la función de demanda es de la forma:

$$p_{ti} = a_{ti} - m_{ti}d_{ti}, \quad (2.3)$$

mientras que las de costos:

$$c_t^v = z_t^v + mc^v g_{ti}^v, \quad (2.4)$$

$$c_t^c = z_t^c + mc^c g_{ti}^c,$$

donde el superíndice v hace referencia a la energía limpia y el superíndice c a la energía convencional, d_{ti} es la demanda en el tiempo t y en el nodo i , p_{ti} son los precios nodales y g_{tj} es la generación al tiempo t y en el nodo j con costo marginal mc . Para capturar las primeras diferencias entre las tecnologías de generación *verde* y convencional⁵, asíumase además que $z_t^v \geq z_t^c$ y que $mc^v \geq mc^c$. En todos los casos, los pesos w empleados son los pesos de Laspeyres.

A continuación se presenta la formulación del modelo para las dos alternativas de regulación verde presentadas en la sección anterior.

Primera alternativa (sector generación)

El problema bajo consiste en la maximización del bienestar social por parte del ISO:

⁴Aunque el modelo permite que en un sólo nodo coexistan generación y consumo, sin pérdida de generalidad y por simplicidad restrinjo el análisis a este caso.

⁵En este punto del análisis, me abstraigo de las características de la función de capacidad de generación que, como se ha mencionado, por lo general no es bien comportada o regular.

$$\max_{d, g^v, g^c} W = \sum_{i,t} \left(\int_0^{d^*} p_i(d_{ti}) dd_{ti} \right) - \sum_t \left(\sum_j mc^v g_{tj}^v + \sum_k mc^c g_{tk}^c \right) \quad (2.5)$$

sujeto a:

$$g_{tj}^v \leq \bar{g}_{tj}^v, \forall j \text{ nodo de generación verde} \quad (2.6)$$

$$g_{tk}^c \leq \bar{g}_{tk}^c, \forall j \text{ nodo de generación convencional} \quad (2.7)$$

$$|pf_{ij}^t| \leq k_{ij}^t, \forall i, j \quad (2.8)$$

$$g_{it} + q_{it} = d_{it}, \forall i, j \quad (2.9)$$

$$g_{tj}^v \geq f(\alpha, t+1) \bar{g}_{(t+1)j}^v, f(\alpha, t+1) \in [0, 1], \forall j \text{ nodo de generación verde} \quad (2.10)$$

para todo j, i y t . La primera restricción significa que la generación g en cualquier nodo i no puede sobrepasar la capacidad de generación máxima. La segunda restricción implica que el flujo de potencia entre i y j ($|pf_{ij}^t|$) no excede la capacidad de la línea de transmisión. La tercera restricción es una forma de la ley de conservación de la carga eléctrica: la demanda en cada nodo (d_{it}^t) es satisfecha por generación local (g_{it}^t) o por las inyecciones netas q_{it}^t en todo tiempo t . Finalmente, la desigualdad (2.10) brinda al modelo la característica de regular la cantidad mínima producida (y, por tanto, empleada) de energía limpia en la industria a través de la función f programada por el regulador, la cual depende de un parámetro α y el tiempo (nótese que esta restricción comienza a operar a partir del segundo periodo de despacho). En general, f representa el objetivo de abatimiento: la generación verde en cada período de tiempo debe ser mayor o igual que una fracción, f , de la capacidad de generación verde total.

Por otro lado, la función objetivo de la Transco (no miope) es su beneficio sobre todos los períodos y sus variables de elección son la capacidad de la línea (k) y el cargo fijo (F). El

problema que resuelve, denominado problema alto, es, entonces:

$$\max_{k,F} \pi = \sum_t \left[\sum_i (p_{ti} d_{ti} - (p_{ti} g_{tj}^v + p_{ti} g_{tj}^c)) + F^t N^t - \sum_{ij} c(q^t, k_{ij}^t) \right] \quad (2.11)$$

sujeto a:

$$\frac{\sum_i (p_i^t d_i^w - (p_i^t g_i^{v,w} + p_i^t g_i^{c,w})) + F^t N^t}{\sum_i (p_i^{t-1} d_i^w - (p_i^{t-1} g_i^{v,w} + p_i^{t-1} g_i^{c,w})) + F^{t-1} N^t} \leq 1 + RPI - X. \quad (2.12)$$

donde $F^t N^t$ es el ingreso fijo colectado por la Transco proveniente del cargo fijo F pagado por los N consumidores; $\sum_{ij} c(q^t, k_{ij}^t)$ es el costo en el que la Transco incurre cuando decide sobre la capacidad k_{ij} entre dos nodos; w hace referencia a los ponderadores empleados; d_i^t y g_i^t son los productos obtenidos del problema bajo; y p_i son los precios de vaciado de mercado en cada nodo i .

Segunda alternativa (sector transmisión)

En este caso, se busca regular la expansión de la capacidad de las líneas que conectan los nodos de generación limpia con los nodos de consumo. El problema bajo está dado por el programa (2.5) sujeto a las ecuaciones (2.6)-(2.9). Por otro lado, el problema alto es idéntico al de la alternativa anterior (el programa (2.11) sujeto a (2.12)) con una restricción adicional; a saber:

$$\sum_i \sum_j k_{ij}^t \geq \sum_i \sum_j k_{ij}^{t-1}, \quad \forall i \text{ nodo de generación limpia y } \forall j; \quad (2.13)$$

siempre que la línea exista.

Esta última restricción brinda la señal de expansión contenida en la segunda alternativa: la capacidad total de las líneas que conectan los nodos de generación limpia con otros (de gen-

eración convencional o de consumo) deberá aumentar con el paso del tiempo. Es decir, se guía la inversión en la red hacia las fuentes limpias, lo que incentiva su uso.

Finalmente, nótese que las dos alternativas anteriores son sustancialmente distintos. Mientras que la segunda opera en el problema alto de la representación ajustada y trabaja directamente con la variable de decisión de la Transco (la capacidad), la primera ocupa al ISO como instrumento en el problema bajo, esperando que el valor sombra de esta restricción afecte las decisiones de expansión de capacidad de transmisión en el problema alto. En la práctica, la diferencia se acentúa aún más pues el costo institucional es distinto: emplear el primer enfoque implica someter a regulación directa un sector más. Por tanto, con el fin de adoptar el mecanismo de regulación óptimo⁶, resulta interesante la comparación entre ambos.

⁶Es decir, aquél que arroje mejores resultados en cuanto a inversión en expansión, bienestar social y precios al menor costo institucional

Capítulo 3

Metodología

La comparación de los desempeños en términos de inversión en expansión, excedentes del consumidor y del productor, renta de congestión y precios entre las dos alternativas anteriores con restricciones *verdes* y el caso sin regulación de emisiones (es decir, el problema original compuesto por las ecuaciones (2.5)-(2.9), (2.11) y (2.12)) se lleva a cabo en dos redes distintas (véase figura 3.1):

1. una red radial con dos nodos, uno de consumo y otro de generación con las dos tecnologías; y,
2. una red radial con tres nodos, uno de consumo, uno de generación limpia y uno de convencional convencional.

En general, los problemas a resolver consisten en programas de optimización bi-nivel con restricciones de desigualdad. El procedimiento básico para su solución consiste en encontrar el sistema de desigualdades derivado del Teorema de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) para el problema bajo, incorporarlas como restricciones en el problema alto y resolver este último.

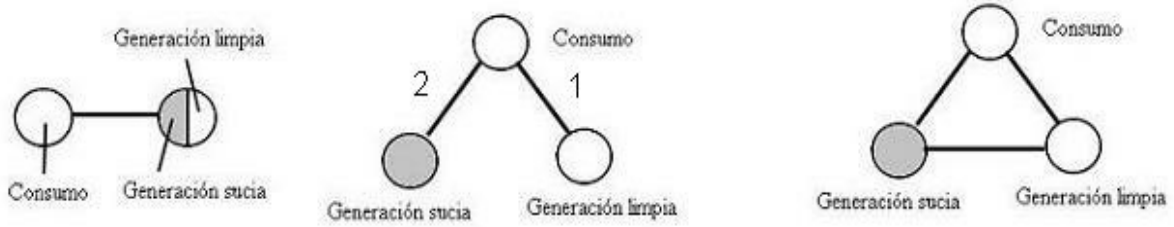


Figura 3.1: Tres configuraciones de redes. A la izquierda, una red radial con dos nodos, uno de consumo y uno de generación con dos tecnologías. Al centro, una red radial con tres nodos, uno de consumo, uno de generación limpia y uno de generación sucia. A la derecha, una red mallada de tres nodos, uno de consumo, uno de generación sucia y uno de generación limpia.

Dada la complejidad del problema, resulta inconveniente resolverlo analíticamente. Por tanto, en este trabajo se aborda la solución a través de simulaciones numéricas deterministas.

Sin embargo, al resolver numéricamente, es claro que se pierde generalidad; Buscando aplicar el modelo a contextos relevantes (habituales en la práctica), los datos empleados corresponden a valores representativos de la red de transmisión estilizada de Europa Central empleada por Rosellón y Weigt (2011) y por Rosellón et al. (2011). Esta última consiste en 15 nodos y 28 líneas que conectan a Alemania, los Países Bajos y Francia. Los detalles se muestran en el capítulo siguiente.

Capítulo 4

Aplicación del modelo

4.1. Reducción del problema

Asúmase, además de las hipótesis descritas en la capítulo 2, que existen sólo dos períodos regulatorios. En este caso, el problema a resolver se simplifica y toma la forma descrita en las secciones siguientes. La notación es idéntica a la empleada anteriormente.

4.1.1. Una red radial con dos nodos

En el caso de una red radial con dos nodos y para cada alternativa de regulación verde, los problemas de optimización bi-nivel a resolver se describen enseguida.

Primera alternativa (restricción en el problema bajo)

Problema bajo. El ISO maximiza la función de bienestar social

$$\sum_{t=1}^2 \left(\int_0^{q_t} (a_t - m_t d_t) dd_t - (mc^v g_t^v + mc^c g_t^c) \right) \quad (4.1)$$

sujeto a:

$$q_t^v \leq \bar{g}^v \quad (4.2)$$

$$q_t^c \leq \bar{g}^c \quad (4.3)$$

$$q_t \leq k_{ij}^t \quad (4.4)$$

$$-q_t \leq k_{ij}^t \quad (4.5)$$

$$q_t = q_t^v + q_t^c \quad (4.6)$$

$$\alpha \bar{g}^v \leq q_2^v; \alpha \in [0, 1] \quad (4.7)$$

para $t = 1, 2$. La simplificación tiene sentido debido a la existencia de sólo uno nodo de generación, por lo que:

$$|q_t| = g_t = d_t. \quad (4.8)$$

Es decir, el total de la carga generada en el nodo de producción se inyecta en el nodo de consumo y es igual a la demanda neta.

El problema alto. La Transco maximiza su beneficio:

$$\max_{\Delta k, F} \pi = \sum_{t=1}^2 [(p_t d_t - (p_t g_t^v + p_t g_t^c) + F^t)] - \gamma(\Delta k) \quad (4.9)$$

sujeta a:

$$\Delta k = k_2 - k_1 \quad (4.10)$$

$$\frac{(p_{d2} - p_{g2}) q_1 + F_2}{(p_{d1} - p_{g1}) q_1 + F_1} \geq 1 + RPI + X \quad (4.11)$$

Restricción en el problema alto

En este caso, el problema bajo consiste en la maximización de (4.1) sujeto a (4.2)-(4.6) y el problema alto es idéntico al anterior. Nótese que entre las restricciones no aparece una restricción verde. Esto es porque sólo existe una línea en la configuración de la red y, por tanto, ella marca la única posibilidad de expansión. Así, en este caso, el regulador no tiene la opción de acutar en el problema alto y el caso es idéntico al mecanismo HRV básico, sin considerar un objetivo de reducción de emisiones.

4.1.2. Una red radial con tres nodos

Considerando las mismas hipótesis que en el caso anterior, se trabaja ahora con el caso de un nodo de consumo, un nodo de generación verde y un nodo de generación limpia según se muestra en la figura 1. Los programas a resolver son los siguientes:

Restricción en el problema bajo

Problema bajo. El ISO maximiza la función de bienestar social

$$\sum_{t=1}^2 \left(\int_0^{q_t} (a_t - m_t d_t) dd_t - (mc^v g_t^v + mc^c g_t^c) \right) \quad (4.12)$$

sujeto a:

$$q_t^v \leq \bar{g}^v \quad (4.13)$$

$$q_t^c \leq \bar{g}^c \quad (4.14)$$

$$q_t^v \leq k_1^t \quad (4.15)$$

$$-q_t^v \leq k_1^t \quad (4.16)$$

$$q_t^c \leq k_2^t \quad (4.17)$$

$$-q_t^c \leq k_2^t \quad (4.18)$$

$$q_t = q_t^v + q_t^c \quad (4.19)$$

$$\alpha \bar{g}^v \leq q_2^v; \alpha \in [0, 1] \quad (4.20)$$

El problema alto. La Transco maximiza su beneficio:

$$\max_{\Delta k, F} \pi = \sum_{t=1}^2 [(p_{dt} d_t - (p_{gt}^v g_t^v + p_{gt}^c g_t^c) + F^t] - \gamma_1(\Delta k_1) - \gamma_2(\Delta k_2) \quad (4.21)$$

sujeta a:

$$\Delta k_1 = k_{12} - k_{11} \quad (4.22)$$

$$\Delta k_2 = k_{22} - k_{21} \quad (4.23)$$

$$\frac{(p_{d2} q_1 - p_{g2}^v q_1^v - p_{g2}^c q_1^c) + F_2}{(p_{d1} q_1 - p_{g1}^v q_1^v - p_{g1}^c q_1^c) + F_1} \geq 1 + RPI + X \quad (4.24)$$

donde, en el tiempo t , p_{dt} es el precio en el nodo de demanda, p_{gt}^v es el precio en el nodo de generación, p_{gt}^c es el precio en el nodo de generación convencional y k_{it} es la capacidad de la línea i .

Restricción en el problema alto

En este caso, el problema es idéntico al anterior con $\alpha = 0$ y agregando al problema alto la restricción:

$$\Delta k_1 > 0 \quad (4.25)$$

4.2. Los datos

Los datos empleados corresponden a valores representativos de la red de transmisión estandarizada de Europa Central empleada por Rosellón y Weigt (2011) y por Rosellón et al. (2011). Esta última consiste en 15 nodos y 28 líneas que conectan a Alemania, los Países Bajos y Francia. Las características generales de la generación en esta configuración se resumen en el cuadro 4.1, tomado de Rosellón y Weigt (2011).

Cuadro 4.1:

| Características de la generación | | |
|----------------------------------|--------------------------|--|
| Tipo de planta | Capacidad instalada (MW) | Costo marginal de generación (Euros/MWh) |
| Nuclear | 83500 | 10 |
| Lignito | 21000 | 15 |
| Carbón | 51250 | 18 |
| CCGT | 18500 | 35 |
| Vapor | 28000 | 45 |
| Turbina de gas | 5500 | 60 |
| Hidroeléctrica | 17000 | 0 |
| Almacenamiento | 13000 | 28 |

En este trabajo se comparan dos formas genéricas de producción de energía: la limpia (que permite reducción de emisiones) y la convencional. Para los fines de la simulación, se asume

como mecanismo de generación convencional el que tiene como combustible el carbón y como mecanismo limpio el que emplea el ciclo CCGT (en este proceso termodinámico, el calor producto de los gases emitidos por el primer conjunto de turbinas es usado como fuente de energía para un segundo generador). Esta hipótesis es plausible pues, como lo muestra la tabla anterior, la capacidad de generación con carbón es muy amplia, hecho que concuerda con muchos mercados eléctricos reales en los que la quema de carbón es la fuente de energía dominante en el sector generación. Además, dada la naturaleza del ciclo CCGT, la energía producida por este medio encaja perfectamente con la definición de energía limpia, pues la reducción de emisiones se da debido al aumento en la eficiencia del proceso. También es de vital importancia el hecho de que ambos tipos de planta presentan la característica fundamental que distingue la energía convencional de la limpia en este modelo: el costo marginal de la primera es menor que el de la última.

Capacidad máxima de generación

Se asumen los valores de la red descrita en el nodo de Alemania: 28250MW para la producción a base de carbón y 8700MW para la energía generada a través del ciclo CCGT.

Función de demanda y precios

Dado el supuesto de competencia perfecta en los nodos de generación, se postula que el precio de la electricidad en éstos últimos es igual al costo marginal.

En el caso específico de la red con dos nodos, uno con generación en base a ambas tecnologías, el precio del nodo de generación es el costo marginal de la empresa convencional. Esto tiene sentido ya que durante el despacho el ISO busca maximizar el bienestar y con el-

lo incrementar las rentas de congestión, lo cual se consigue comprando al precio más barato. Dado que la empresa convencional puede soportar el precio, satisfará completamente la demanda. Se desprecia la situación en la que los límites de la capacidad de generación de la empresa convencional le brinden algún poder de mercado al generador verde.

La función de demanda empleada es $p(q) = 1000 - 0.25q$, la cual se obtiene, como el resto de los datos, de Rosellón y Weigt (2011). Esta es derivada del promedio del nivel de carga para cada nodo en la red estilizada a un precio de referencia de $30\text{Euros}/\text{MW}$ y asumiendo una elasticidad precio de -0.25 en el punto de referencia. No se plantea la posibilidad de una tasa de crecimiento para la función de demanda; sin embargo, debido a la forma funcional, la capacidad de la red se incrementa y los precios en el nodo de generación disminuyen como resultado de un nivel de demanda alto. Nótese que bajo estas consideraciones, el consumidor es indiferente entre la energía limpia y la convencional.

Costos de expansión

Se asumen lineales y se escoge el valor referencia de $100\text{euros}/\text{kmMW}$, el cual se obtiene de Brakelmann (2004) y DENA (2005). Este valor se estima a partir de los costos de actualización (de 220 a 380kV) para aquellas líneas con el mismo nivel de voltaje.

Condiciones iniciales

Para la simulación con dos nodos se toman la capacidad inicial y el cargo fijo inicial como $k_1 = 100$ y $F_1 = 0$, respectivamente. Para el caso de los tres nodos, se considera $k_{11} = k_{21} = 10$ y $F_1 = 1000$. Estos valores fueron escogidos por razones de ilustración.

4.3. Resultados

4.3.1. Red radial con dos nodos

Los resultados numéricos de la simulación para esta red se muestran en las tablas 4.2, 4.3 y 4.4. El análisis del caso con regulación verde se llevó a cabo para dos valores de α (0.1 y 0.05).

Cuadro 4.2:

| Fuente de energía: Convencional (carbón) | | | |
|--|------|-------|----------------------|
| Característica | 0.1 | 0.05 | Sin regulación verde |
| Costo variable | 35 | 35 | 35 |
| Capacidad máxima de generación | 1000 | 1000 | 1000 |
| Energía generada | t=1 | 0 | 30 |
| | t=2 | 798.3 | 828.3 |
| Precio nodo generación | t=1 | 35 | 35 |
| | t=2 | 35 | 35 |
| Precio nodo consumo | t=1 | 514 | 514 |
| | t=2 | 35 | 35 |

Sobre el mecanismo con restricción verde-baja (RB) en el problema de los dos nodos se puede establecer que:

1. La energía verde producida se establece en el mínimo posible dada la regulación, y no más. Este resultado tiene sentido pues el ISO busca maximizar el bienestar social, el cual se logra produciendo con la mayor eficiencia posible. La energía limpia es más cara de producir por lo que, al estar sujeto a un precio por debajo de su costo marginal, el gene-

Cuadro 4.3:

| Fuente de energía: Verde (CCGT) | | | | |
|---------------------------------|-----|-----|------|----------------------|
| Característica | | 0.1 | 0.05 | Sin regulación verde |
| Costo variable | | 43 | 43 | 43 |
| Capacidad máxima de generación | | 600 | 600 | 600 |
| Energía generada | t=1 | 60 | 30 | 0 |
| | t=2 | 60 | 30 | 0 |
| Precio nodo generación | t=1 | 35 | 35 | 35 |
| | t=2 | 35 | 35 | 35 |
| Precio nodo consumo | t=1 | 514 | 514 | 490 |
| | t=2 | 35 | 35 | 35 |

Cuadro 4.4:

| Medidas de comparación | | | | |
|--------------------------------------|-------|----------|----------|----------------------|
| | Alpha | 0.1 | 0.05 | Sin regulación verde |
| Cargo fijo (F2) | | 28738.8 | 29738.8 | 45498 |
| Expansión de la red | | 758.3 | 758.3 | 758.3 |
| Bienestar | | 249122.5 | 249602.5 | 268762.5 |
| Excedente del generador convencional | | 0 | 0 | 0 |
| Excedente del generador verde | | -960 | -480 | 0 |
| Excedente del consumidor | | 193362 | 192362 | 178522.8 |
| Renta de congestión | | 28740 | 28740 | 45500 |
| Beneficio de la Transco | | 56720.5 | 57720.5 | 90239.7 |

rador verde busca evitar producir (esto último lo consigue en el caso HRV sin regulación verde). Así, al estar obligado a hacerlo, se establece en su mínimo posible.

2. Los precios tienden hacia el costo marginal de generación. Los precios en el nodo de consumo convergen en dos periodos y su disminución es notoria para ambos casos. Los precios de convergencia son idénticos para la regulación verde y para la regulación HRV básica. Así, los consumidores se ven beneficiados por ambos mecanismos y son incapaces de establecer una diferencia entre ellos.
3. Se presenta expansión de la red. En ambos casos es la misma.
4. El bienestar, la renta de congestión, el excedente del generador verde y el beneficio de la Transco son considerablemente mayores en el caso del mecanismo básico con respecto a la situación RB. Esto es consecuencia de la producción ineficiente impuesta con la regulación verde.
5. Los resultados anteriores son robustos con respecto a α . En todo caso, la diferencia entre ambos mecanismos se acentúa con el aumento o disminución del parámetro, pero mantiene el sentido.

En este caso, la recomendación de política es obvia: emplear la restricción baja para conseguir el objetivo de reducción de emisiones es factible, aunque se sacrifica el bienestar y la reducción es mínima. En cualquier caso, la expansión se incentiva.

4.3.2. Red radial con tres nodos

Respecto al problema de los tres nodos, las tablas 4.5, 4.6 y 4.7 resumen los resultados obtenidos.

Cuadro 4.5:

| Fuente de energía: Convencional (carbón) | | | | |
|--|-----|------------------|------------------|----------------------|
| Característica | | Restricción baja | Restricción alta | Sin regulación verde |
| Costo variable | | 18 | 18 | 18 |
| Capacidad máxima de generación | | 28250 | 28250 | 28250 |
| Energía generada | t=1 | 10 | 10 | 10 |
| | t=2 | 3493 | 3860 | 3860 |
| Precio nodo generación convencional | t=1 | 18 | 18 | 18 |
| | t=2 | 18 | 18 | 18 |
| Precio nodo consumo | t=1 | 995 | 995 | 995 |
| | t=2 | 18 | 35 | 35 |

Cuadro 4.6:

| Fuente de energía: Verde (CCGT) | | | | |
|---------------------------------|-----|------------------|------------------|----------------------|
| Característica | | Restricción baja | Restricción alta | Sin regulación verde |
| Costo variable | | 35 | 35 | 35 |
| Capacidad máxima de generación | | 8700 | 8700 | 8700 |
| Energía generada | t=1 | 10 | 10 | 10 |
| | t=2 | 435 | 0 | 0 |
| Precio nodo generación verde | t=1 | 35 | 35 | 35 |
| | t=2 | 35 | 35 | 35 |
| Precio nodo consumo | t=1 | 995 | 995 | 995 |
| | t=2 | 18 | 35 | 35 |

Cuadro 4.7:

| Medidas de comparación | | | |
|--------------------------------------|------------------|------------------|----------------------|
| Característica | Restricción baja | Restricción alta | Sin regulación verde |
| Energía total generada (t=2) | 3928 | 3860 | 3860 |
| Demanda atendida (t=1) | 751.25 | 751.25 | 751.25 |
| Demanda atendida (t=2) | 995.5 | 991.25 | 991.25 |
| Cargo fijo (F2) | 20540 | 20200 | 20200 |
| Expansión de la línea verde | 425 | 1 | 0 |
| Expansión de la línea convencional | 3483 | 3850 | 3850 |
| Expansión neta | 3908 | 3851 | 3850 |
| Costos de expansión | 390800 | 385100 | 385000 |
| Bienestar | 5367989 | 5248790 | 5248890 |
| Excedente del generador convencional | 0 | 0 | 0 |
| Excedente del generador verde | 0 | 0 | 0 |
| Excedente del consumidor | 1907158 | 1841300 | 1841300 |
| Renta de congestión | 3830091 | 3771390 | 3771390 |
| Beneficio de la Transco | 3460831 | 3407490 | 3407590 |

Generación de energía verde.

La generación de energía verde aumenta sólo en el caso de la regulación RB, por lo que se sigue de forma inmediata que es la forma más efectiva de regulación de emisiones, al menos en redes radiales y simétricas en cuanto a costos de expansión. El resultado tiene sentido. Inicialmente, la capacidad de ambas líneas es lo suficientemente baja como para congestionarse con la demanda inicial; sin embargo, una vez que el mecanismo regulatorio se activa (en el período dos), la Transco planifica y ejecuta la expansión. Dado que la energía convencional es más barata y los costos de expansión son idénticos, se privilegia la expansión de la línea 2 aunque, debido a la exigencia regulatoria, la línea 1 también incrementa su capacidad. Por otro lado, la regulación

verde en el programa alto es un requisito más débil: la Transco sólo puede exigir incrementos en la capacidad, por lo que la línea 1 se extiende lo necesario para satisfacer el requisito; sin embargo, luego del periodo de congestión en el que la inyección verde es necesaria, se deja de exigir generación en ese nodo (período 2) y se desutiliza la línea, pues el ISO prefiere consumir energía más barata y no hay regulación que le obligue a comprarle al generador verde.

Precios en el nodo de consumo

Disminuyen notoriamente y son menores para la restricción baja

Expansión

Debido a la efectividad de la regulación verde, la expansión neta de la red es mayor, la expansión de la línea verde es considerablemente superior y, ante el aumento en la demanda debido a la expansión, el bienestar se incrementa (pese a que los costos de expansión son más altos también)

La Transco

Pese al incremento de los costos de expansión, el beneficio de la Transco es superior en el caso de la restricción baja, esto debido al aumento considerable de las rentas de congestión producto del incremento en la demanda y de la diferencia entre los precios nodales

Excedentes

Dado el supuesto de competencia perfecta, el excedente de los productores es cero y la mayor parte de la renta la consigue el consumidor.

Recomendación de política

Para redes radiales con costos de expansión simétricos, la política regulatoria óptima se implementa en el problema bajo, pues permite controlar el nivel de abatimiento y mejora, de forma general, los parámetros de expansión y bienestar con respecto a la regulación alta. El grado de intervención deberá evaluarse de acuerdo a los objetivos de abatimiento y a los costos de implementación, pues esta forma de regulación, como ya se ha mencionado, implica someter a intervención gubernamental un sector más, además del de transmisión.

4.4. Posibles extensiones

En este trabajo propongo dos sugerencias para su posible extensión. La primera consiste en permitir una función dinámica para el costo de expansión; es decir, aumentar el costo conforme la capacidad de la línea es mayor de tal forma que:

$$\text{Costo de expansión} = f(k), f'(k) > 0,$$

permitiendo cambios de pendiente según la región de capacidad. La segunda es incorporar una componente en el bienestar debido a la reducción de emisiones.

Considero que ambas variaciones son importantes pues, además de acercar el modelo a la realidad física, motivan la reducción de emisiones en el sector por dos sentidos diferentes: mientras que en este trabajo la expansión verde es sólo una imposición, la primera alternativa brinda un motivo económico para el crecimiento de la capacidad verde que es bastante razonable y la segunda da una argumentación relacionada con las preferencias del consumidor.

Finalmente, sugiero la aplicación a una red mallada del modelo aquí desarrollado para evaluar correctamente los alcances de la restricción verde alta, pues aunque en los casos aquí considerados parece prácticamente irrelevante para los fines que fue concebida (ya que no incentiva la generación verde más allá del requisito en el primer periodo), en redes más complicadas con costos de expansión distintos podría no ser trivial.

Conclusiones

En este documento se evalúan dos intervenciones gubernamentales con el objetivo de reducir emisiones en la industria eléctrica en el marco del mecanismo regulatorio propuesto por Hogan, Rosellón y Vogelsang (2010). La primera actúa sobre el sector generación y se implementa en el nivel bajo del problema, mientras que la segunda trabaja en el sector de transmisión y se ejecuta en el problema alto.

Para comparar la efectividad de ambos mecanismos, se emplearon dos redes radiales y se simuló el mecanismo regulatorio con datos de una red estilizada del centro de Europa. Los resultados, en ambos casos, sugieren que la restricción en el nivel bajo es más eficiente en la expansión de las líneas verdes a un costo relativamente bajo e incluso es superior en algunos aspectos (tales como el beneficio de la Transco, o el bienestar) con respecto al mecanismo regulatorio básico, además de que permite un control adecuado del nivel de abatimiento buscado. La aplicación de una política de esta naturaleza debe, en todo caso, contrarrestar su eficiencia con el hecho de que implica una intervención en un sector originalmente liberalizado.

Referencias

Alesina, A., Ardagna, S., Nicoletti, G. y Schiantarelli, F. (2005) Regulation and Investment, *Journal of the European Economic Association*, 3, 4, 791-825.

Armstrong, M., Simon, C. y Vickers J. (1994) *Regulatory Reform. The British Experience*. MIT Press.

Baumol, W. y Oates, W. (1971) The use of standards and prices for the protection of the environment, *Swedish Journal of Economics*, 73, 42-54.

Brunekreeft, G., Neuhoff, K. & Newbery, D. (2005) Electricity transmission: An overview of the current debate, *Utilities Policy*, 13, 2, 73-94.

Contreras J., Gross, G., Arroyo, J. y Muñoz, J. (2009) An incentive-based mechanism for transmission asset investment, *Decision Support Systems*, 47, 22-31.

Gabriel, S., Conejo, A., Fukker, J., Hobbs, B., y Ruiz, C. (2012) *Complementary Models in Energy Markets*, Springer.

Georgopoulou, E., Sarafidis, Y., Mirasgedis, S., Zaimi, S. y Lalas D. (2003) A multiple criteria decision-aid approach in defining national priorities for greenhouse gases emissions reduction in the energy sector, *European Journal of Operational Research*, 146, 1, 199-215.

Godby, R. (2000) Market power and emission trading: Theory and laboratory results, *Pacific Economic Review*, 5, 3, 349-363.

Heister, J. y Michelis, P. (1991) Designing markets for CO₂ emissions and other pollutants, Kiel Working Papers, No. 490.

Hitaj, C. (2012) Renewable Power Effects on Electricity Transmission Congestion and Emissions, Job Market Paper.

Hogan, W. (2000) "Flowgate Rights and Wrongs, Harvard Electricity Policy Group, Harvard University. <http://www.ksg.harvard.edu/people/whogan>)

Hogan, W. (2002a) Financial Transmission Right Incentives: Applications Beyond Hedging to HEPG Twenty-Eighth Plenary Session, May 31, (<http://www.ksg.harvard.edu/people/whogan>).

Hogan, W. (2002b) Financial Transmission Right Formulations Mimeo, JFK School of Government, Harvard Electricity Policy Group, Harvard University, (<http://www.ksg.harvard.edu/people/whogan>).

Hogan, W., Rosellón, J. y Vogelsang, I. (2010) Toward a combined merchant-regulatory mechanism for electricity transmission expansion, *Journal of Regulatory Economics*.

Jamison, M. (2007) Regulation: Price Cap and Revenue Cap en *Encyclopedia of Energy Engineering and Technology*, Vol. 3, New York: CRC Press, pp. 1245-51.

Joskow, P. (2006) Incentive Regulation in Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission Networks, National Bureau of Economic Research Conference on Economic Regulation.

Joskow, P. y Schmalensee, R. (1983) *Markets for Power*, Cambridge, MA, MIT Press

Joskow, P. y Tirole, J. (2002) *Transmission Investment: Alternative Institutional Frameworks*, IDEI (Industrial Economic Institute), Toulouse, France, (<http://idei.fr/doc/conf/wme/tirole.pdf>).

Kristiansen, T. y Rosellón, J. (2006) A Merchant Mechanism for Electricity Transmission Expansion, *Journal of Regulatory Economics*, 29, 2, 167-193.

Laffont, J. (1988) *Fundamentals of Public Economics*, MIT Press.

Laffont, J. y Tirole, J. (1993) *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*. MIT Press.

Abdallah, L. y El-Shennawy, T. (2013) Reducing Carbon Dioxide Emissions from Electricity Sector Using Smart Electric Grid Applications, *Journal of Engineering*, 2013,

Léautier, T. (2000) Regulation of an Electric Power Transmission Company, *The Energy Journal*, 21, 61-92.

Maloney, M. y Yandle, B. (1984) Estimation of the cost of air pollution regulation, *Journal of Environmental Economics and Management*, 11, 244-263.

Newbery (2005) Electricity liberalisation in Britain: The quest for a satisfactory wholesale market design, *The Energy Journal*, European Energy Liberalisation Special Issue, 26, 43-70.

Pachauri, R. y Reisinger, A. (2007) *Climate Change 2007: Synthesis Report*, Contribución de los grupos I, II y III al Cuarto Reporte de Valuación del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC).

Pollitt M., Davies, S., Price, C., Haucap, J. y Mulder, M. (2007) Vertical Unbundling in the EU Electricity Sector, *Intereconomics Forum*, 42, 6, 292-310.

Ramírez, J. y Rosellón, J., (2002) Pricing Natural Gas Distribution in Mexico, *Energy Economics*, 24, 3, 231-248.

Rosellón, J. (2003) Different Approaches Towards Electricity Transmission Expansion, *Review of Network Economics*, 2, 3, 238-269.

Rosellón, J., Vogelsang, I. y Weigt, H. (2012) Long-run Cost Functions for Electricity Transmission, *The Energy Journal*, 33, 1, 131-160.

Rosellón, J. y Weigt, H. (2011) A Dynamic Incentive Mechanism for Transmission Expansion in Electricity Networks: Theory, Modeling and Application, *The Energy Journal*, 32, 1, 119.

Rubio, F. y Pérez-Arriaga, I., (2000) Marginal Pricing of Transmission Services: A Comparative Analysis of Network Cost Allocation Methods, *IEEE Transactions on Power Systems*, 15, 1, 448-454.

Ruiz, E. y Rosellón, J. (2012) Transmission Investment in the Peruvian Electricity Market: Theory and Applications, *Energy Policy*, 47, 99, 238-245.

Sauma, E., y Oren, S. (2007) Economic criteria for planning transmission investment in restructured electricity markets, *IEEE Transactions on Power Systems*, 22, 4.

Solomon, S., Qin, D., Manning, M., Chen, Z., Marquis, M., Averyt, K., Tignor, M. y Miller, H. (2007) *Climate Change 2007: Synthesis Report*, Contribución del grupo I al Cuarto Reporte de Valuación del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC), Cambridge University Press.

Stavins, R. (1995) Transactions costs and tradeable permits, *Journal of Environmental Economics and Management*, 29, 133-148.

Tanaka, M. (2007) Extended Price Cap Mechanism for Efficient Transmission Expansion under Nodal Pricing, *Network and Spatial Economics*, 7, 257-275.

Van der Weijde A. y Hobbs, B (2012) The economics of planning electricity transmission to accommodate renewables: Using two-stage optimisation to evaluate flexibility and the cost of disregarding uncertainty, *Energy Economics* (available online 28 February 2012: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988312000436>).

Vettas, N. (2011) *The New Palgrave Dictionary of Economics*. Online Edition, Eds. Steven N. Durlauf y Lawrence E. Blume, Palgrave Macmillan, consultado el 7 de marzo de 2013 (http://www.dictionaryofeconomics.com/article?id=pde2011_T000188)

Vogelsang, I. (2001) Price Regulation for Independent Transmission Companies, *Journal of Regulatory Economics*, 20, 2, 141-165.

Von Hirschhausen, C. (2008) Infrastructure, regulation, investment and security of supply: A case study of the restructured US natural gas market, *Utilities Policy*, 16, 1-10.

Weir, M., Birr-Pederson, K., Jacobsen, H. y Klok, J. (2005) Are CO₂ taxes regressive? Evidence from the Danish experience, *Ecological Economics*, 52, 2, 99-109.

Wright, G. (2012) Facilitating efficient augmentation of transmission networks to connect renewable energy generation: the Australian experience, *Energy Policy*, 44, 79-91.

Zenón, E. y Rosellón, J. (2012) Optimización de redes de transmisión eléctrica en Norteamérica: Teoría y aplicaciones, *El Trimestre Económico*, 79, 315, 575.