



Munich Personal RePEc Archive

Optimal Planning of the Electricity Transmission Grid of Southern Baja California (Mexico).

Guerrero, Daniel and Rosellon, Juan

Centro de Investigación y Docencia Económicas (CIDE), Comisión
Reguladora de Energía (CRE)

7 July 2017

Online at <https://mpra.ub.uni-muenchen.de/83708/>

MPRA Paper No. 83708, posted 08 Jan 2018 14:50 UTC

Planeación Óptima de la Red de Transmisión Eléctrica de Baja California Sur

Daniel Guerrero¹ y Juan Rosellón²

4 de mayo, 2017

Abstract

We analyze the effects on social welfare of two different processes of transmission network expansion planning. A first model (integrated model) considers decisions on electricity generation and transmission as interdependent activities. A second model (disintegrated model) assumes that these decisions are independent, so that network expansion follows an exogenous process. This duality of approaches has been subject of academic and policy discussions in diverse systems, as it is the case of the electricity system in Germany. These two models are simulated for the transmission network in Southern Baja California, Mexico. This is a self-contained system with relatively few nodes and links that allows the development of a realistic study on the characteristics of efficient expansion of the electricity grid. We demonstrate that the integrated approach to expanding transmission networks results in higher levels of social welfare for different network topologies in this system.

Keywords: Electricity transmission, power-flow model, network expansion, congestion management, Southern Baja California.

JEL Codes: L50; L94; Q40

Resumen

Analizamos los efectos sobre bienestar social de dos distintos procesos de planeación de expansión de la red de transmisión. Un primer modelo (*integrado*) considera las decisiones de generación y transmisión como actividades interdependientes. Un segundo modelo (*desintegrado*) supone dichas decisiones de expansión independientes, tal que la expansión de la red sigue un proceso exógeno. Esta dualidad de enfoques ha sido motivo de discusión académica y de política pública en diversos sistemas, como es el caso del sistema eléctrico de Alemania. Los dos modelos se simulan para la red de transmisión de Baja California Sur, el cual es un sistema

¹ Comisión Reguladora de Energía, México, D.F., dguerrero@cre.gob.mx

² CIDE, Department of Economics, Carretera México-Toluca 3655 Col. Lomas de Santa Fe 01210 México, D.F. juan.rosellon@cide.edu; Universidad Panamericana, Campus México, Escuela de Ciencias Económicas y Empresariales, Tel. (55) 54821600 Ext. 5452, www.up.edu.mx; and DIW Berlin, Department of Energy, Transportation, Environment, Mohrenstraße 58, 10117 Berlin. Phone +49 30 897 89-497, Fax +49 30 897 89-113, jrosellon@diw.de.

autocontenido, con relativamente pocos nodos y líneas, y que permite desarrollar un estudio realista sobre las características de expansión eficiente de su red eléctrica. Demostramos que el enfoque integrado de expansión de la red resulta en mayores niveles de bienestar social para distintas topologías de red de este sistema.

Palabras clave: Transmisión eléctrica, modelo de flujo de energía, expansión de la red, manejo de la congestión, Baja California Sur

Códigos JEL: L50; L94; Q40

1. INTRODUCCIÓN

Derivado de la aprobación de la reforma energética en México (DOF, 2013), se publicó en agosto de 2014 la Ley de la Industria Eléctrica (DOF, 2014a). En tal ley, se especifican los objetivos para el sector eléctrico en México. Entre ellos, se busca consolidar al Sistema Eléctrico Nacional como eje estratégico de interconexión entre América del Norte y América Central. Para lograr estos objetivos, se busca una planeación eficiente de la generación y distribución de energía eléctrica, pero, también, y no menos importante, la planeación óptima de la red de transmisión que permita satisfacer los requerimientos del sistema eléctrico. Este artículo se enfoca a la planeación y expansión de la red de transmisión eléctrica de Baja California Sur.

Sin un canal eficiente de transmisión es imposible satisfacer la demanda por electricidad, aunque se cuente con la tecnología de generación más eficiente. La planeación de la red de transmisión es parte fundamental para el desarrollo del sector eléctrico. El desarrollo ineficiente de la red de transmisión tiene efectos adversos inmediatos sobre los consumidores. Cuando la capacidad de transmisión es relativamente exigua respecto a los requerimientos de demanda y generación del sistema, existe entonces congestión en las líneas de transmisión que limita el flujo eficiente de la electricidad. Tal congestión tiene un costo que los consumidores deben pagar adicionalmente del costo marginal de la generación. Cuando la congestión es aguda, los diferenciales de precios entre dos nodos del sistema

eléctrico tenderán a incrementarse, mientras que, si la congestión es pequeña, entonces tales diferenciales tenderán a desaparecer y converger al costo marginal determinado por la tecnología de generación más eficiente. Es por esto que, en general, un sistema diseñado de forma eficiente se suele asociar con baja congestión. La inversión en capacidad de transmisión está entonces enfocada a la reducción de la congestión y, por lo tanto, a la reducción de los precios de la electricidad.

En México la reforma del sector eléctrico contempla la reestructuración de la industria eléctrica, la cual se transforma a un esquema de libre mercado y competencia en el sector de generación donde, previo a la reforma, la empresa del Estado, Comisión Federal de Electricidad (CFE), ejercía poder monopólico en el sector de generación. Bajo la nueva arquitectura de mercado, se permitirá la entrada de generadores privados en este sector. Esto incrementa todavía más la importancia de una planeación eficiente de la red de transmisión, la cual permita que los nuevos competidores se conecten a la red y satisfagan la demanda eléctrica.

Dada la importancia de la planeación de la red de transmisión, en México se creó (DOF, 2014b) una entidad pública independiente, Centro Nacional de Control de Energía (Cenace), que es responsable de la operación del sistema y la planeación de la expansión de la Red Nacional de Transmisión. La CFE seguirá siendo propietaria de la red de transmisión mientras que CENACE tomará las decisiones sobre la planeación y desarrollo de la red. En la literatura, este tipo de instituciones independientes se les conoce como *Independent System Operator* (ISO).³

En este trabajo se analizan los efectos sobre el bienestar social derivados de dos distintos procesos de planeación de expansión de la red de transmisión. En el primer modelo (*modelo*

³ Véase Léautier & Thelen (2009) para una discusión sobre los distintos tipos de regímenes bajo los que opera un ISO.

integrado) se consideran las decisiones de generación y transmisión como actividades interdependientes y, por lo tanto, la elección sobre expandir transmisión vis a vis generación se realiza de manera conjunta. El segundo modelo (*modelo desintegrado*) considera las decisiones de expansión independientes de las decisiones de generación de manera tal que la expansión de la red sigue un proceso exógeno, mientras que el despacho de la generación se va adaptando en cada periodo a la nueva configuración de red. La dualidad de enfoques para la expansión ha sido motivo de discusión académica y de política pública en diversos sistemas, como es el caso del sistema eléctrico en Alemania, donde las decisiones de expansión de red se desvinculan del despacho de la generación eléctrica, lo cual se ha demostrado que conlleva a expansiones ineficientes de la capacidad de red (Kemfert et al., 2016)

Aplicamos nuestros dos modelos, integrado y desintegrado, a la red de transmisión de Baja California Sur, que es un sistema eléctrico aislado del resto de los sistemas de transmisión de México. El estudio de Baja California Sur es interesante al tratarse de un sistema autocontenido, con relativamente pocos nodos y líneas, que permite desarrollar un estudio realista sobre las características de expansión eficiente de su red eléctrica.

Este documento está organizado de la siguiente manera. En la segunda sección se hace una breve revisión de la literatura académica relevante, y del proceso de expansión de red que se utiliza en México. En la tercera sección se presentan los dos modelos propuestos para la expansión de la red, así como los parámetros y variables involucradas. La cuarta sección analiza el sistema eléctrico de Baja California Sur como base para aplicar y evaluar los modelos propuestos, así como la metodología y estructura de los datos utilizados. Los resultados de las simulaciones tanto para el modelo integrado como para el modelo desintegrado son expuestos también en esta sección para dos distintos escenarios. Finalmente,

en la quinta sección se presentan las conclusiones del trabajo, y se analizan las ventajas y limitaciones del enfoque expuesto, así como sus implicaciones en política.

2. LITERATURA

El problema de la transmisión ha sido analizado por diversos autores. Ya Bushnell & Stoft (1997) identificaban cuales son las principales condicionantes para una inversión eficiente en la transmisión eléctrica. Señalan que, generalmente, hay pocos incentivos para invertir en grandes proyectos de expansión dadas las características físicas de los sistemas eléctricos y, por lo tanto, el nivel de inversión suele estar por debajo del nivel socialmente eficiente.

Sauma & Oren (2006) analizan la estrecha relación entre los planes de expansión de la generación y los respectivos planes para la transmisión. Específicamente, miden el impacto en el bienestar cuando las empresas generadoras toman la mejor respuesta de ante una expansión planificada de la red y, con base en esta información, elaboran su propia estrategia de generación. Encuentran que los patrones de generación y transmisión cambian considerablemente cuando la planeación en cada sector se hace tomando en cuenta la estrategia del otro. También Sauma & Oren (2009) establecen las condiciones bajo las cuales en un mercado de generación las empresas generadoras están dispuestas a financiar proyectos de inversión en expansión de la red que resulten en una mejora del bienestar social, bajo un esquema en donde estas empresas pueden adquirir derechos financieros de transmisión⁴.

Léautier & Thelen (2009) analizan las estrategias de inversión, desarrollo y planeación del sistema eléctrico en dieciséis países y encuentran que, cuando la planeación es realizada por una entidad independiente, los sistemas tienden a ser más eficientes en el desarrollo de la red de transmisión y el manejo de la congestión. Aquí la independencia se refiere al grado

⁴ Véase Hogan (2013) para un análisis detallado sobre derechos financieros de transmisión (FTRs).

de separación vertical de la industria y la libertad que tiende el ISO para tomar decisiones estratégicas no influenciadas por las preferencias de las empresas generadoras.⁵ Se argumenta que la separación vertical de la industria eléctrica es elemento necesario para una planeación eficiente. Para el caso de México, Zenón y Rosellón (2017) utilizan un mecanismo híbrido a través del cual se incentiva la inversión en transmisión mediante un precio máximo sobre una tarifa en dos partes aplicada a la empresa de transmisión. El mecanismo se implementa en las regiones de transmisión en México y se muestra, mediante simulaciones, que se incentiva la inversión y se reduce gradualmente la congestión en la red.

Alternativamente, Kemfert et al. (2016) realizan un análisis para Alemania en donde se evalúa la estrategia actual para reducir la congestión de la red de transmisión, la cual desvincula las decisiones de expansión de la red del despacho de la generación. Esta estrategia se compara con un esquema integrado, en el que ambas decisiones se realizan de manera conjunta. Adicionalmente, además de la expansión en transmisión, Kemfert et al. (2016) consideran otro tipo de medidas para reducir la congestión⁶. El proceso actual en Alemania no contempla entonces un *trade-off* entre expansión de la transmisión y despacho de la generación, así que el problema de la congestión no es enfrentado bajo una estrategia vinculada. En el esquema integrado que proponen los autores como *benchmark*, se da un *trade-off* entre las estrategias de generación y las de transmisión de forma tal que los costos de utilizar una u otra medida se consideran conjuntamente, y se permite elegir la combinación óptima que reduce simultáneamente los costos del sistema así como la congestión de red. Kemfert et al concluyen que cuando se tiene una alta fluctuación en la generación eléctrica, como es el caso de la alta participación de energías renovables, un

⁵ En México, la reforma contempla una industria separada verticalmente, pero las decisiones de planeación serán tomadas de forma secuencial entre la Secretaría de Energía y el Cenace (Zenón y Rosellón, 2017).

⁶ Además de la expansión de la red, otra medida de reducción de la congestión puede ser la reasignación temporal de generadores (*redespacho*) de tal forma que la congestión se reduce durante un periodo de tiempo específico. Estas medidas son recomendables cuando la demanda es altamente fluctuante (ver Kunz, 2013).

enfoque integrado permite una elección más eficiente, en términos de costos, para para internalizar la congestión de red.

PRODESEN

En México, a partir de la implementación de la reforma eléctrica, las bases metodológicas y criterios para la planeación y desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional son definidas por la Secretaría de energía (Sener) a través del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (*Prodesen*) (Sener, 2015). El Prodesen se actualiza cada año, definiéndose las principales obras de modernización y mantenimiento que el sistema eléctrico necesita para su desarrollo óptimo. La planeación del sistema eléctrico definida en el Prodesen es una tarea realizan la Sener y el Cenace de manera secuencial. La Sener proporciona los inputs de crecimiento económico, y el pronóstico de precios de combustibles, y realiza las estimaciones de consumo y demanda. Este ejercicio proporciona pronósticos de crecimiento del consumo y la demanda, los cuáles utiliza el Cenace para determinar la expansión de la red de transmisión, utilizando un modelo de flujo de energía (Zenón y Rosellón, 2017). Este es un proceso anual.

3. MODELOS

En esta sección se presentan dos modelos para la expansión óptima de la red de transmisión⁷. Están basados en un modelo de flujo de energía sujeto a las condiciones técnicas intrínsecas en un sistema eléctrico. Típicamente, este tipo de modelos buscan la minimización de los costos asociados al despacho óptimo de la energía bajo una regla de orden de mérito en donde los generadores más baratos son asignados primero, y los demás generadores se van asignando a medida que crece la demanda. El modelo propuesto tiene como objetivo la maximización

⁷ Los modelos considerados en esta sección se limitan a la expansión de la capacidad de transmisión en líneas ya establecidas, y no se contempla la construcción de nuevas líneas de transmisión.

del bienestar social, el cual se define como la suma del excedente del consumidor y excedente del productor.

Los dos modelos simulan procesos de decisión diferentes. Presentamos primero un modelo que denominamos “integrado” en donde las decisiones de inversión en transmisión se realizan de manera conjunta con las decisiones de despacho de generación y asignación de unidades para satisfacer la demanda. Un segundo modelo, "desintegrado", representa un esquema de planeación en donde estas decisiones son tomadas de manera independiente. El Prodesen es un programa integrado en que las decisiones de generación y transmisión se realizan de forma coordinada llevando a una convergencia óptima del proceso de expansión de red (Zenón y Rosellón, 2017).

A continuación, en la Tabla 1, se presentan las variables de decisión, así como parámetros que se utilizan en la construcción de los dos modelos.

Tabla 1: Nomenclatura

Conjuntos	
i	Nodo
t	Periodo
Parámetros	
C_g	Costo marginal de generación por tecnología
C_k	Costo de expansión por línea
\bar{g}_i^t	Capacidad máxima de generación en el nodo i
\bar{k}_{ij}^t	Capacidad máxima de transmisión entre los nodos i y j
$p(\cdot)$	Función inversa de demanda
Variables	
d_i^t	Demanda en el nodo i
g_i^t	Generación en el nodo i
k_{ij}^t	Capacidad de transmisión entre los nodos i y j

Para cada periodo t , el modelo establece las cantidades óptimas de generación y demanda en cada nodo que maximizan el bienestar social. Dada la topología del sistema, y las asignaciones de generación y demanda que satisfacen las restricciones, el modelo nos proporciona el precio de la electricidad en cada nodo (*precio nodal*). Este precio nodal es el que los consumidores de cada nodo deben pagar por el consumo de un mega-watt (MW) extra de electricidad. En este contexto una reducción de un precio nodal está asociada al aumento del excedente del consumidor y, por lo tanto, del bienestar social.

El precio nodal captura los componentes de costo marginal de generación y costo marginal de congestión en el sistema⁸.

$$P_i = C_g + \lambda_k$$

donde λ_k es el precio sombra de la congestión en el sistema asociada a las capacidades físicas de las líneas de transmisión⁹. Dado que el componente de congestión del precio nodal depende las capacidades físicas de las líneas de transmisión, a partir del segundo periodo el modelo realiza inversiones en capacidades de transmisión para aquellas líneas que se identifiquen congestionadas. La diferencia entre los dos modelos presentados en esta sección es el proceso de decisión de inversión en transmisión a partir del segundo periodo.

⁸ En un contexto más general, el precio nodal incluye también un componente de pérdidas de energía en el sistema. En este trabajo nos abstraemos del componente de perdidas, pues el objetivo principal es la reducción de la congestión.

⁹ Para medir la congestión se utiliza un enfoque simplificado basado en un sistema de *Corriente Directa* en donde la reactancia de las líneas de transmisión se mantiene constante, aún cuando la capacidad de la línea cambie. Véase Schweppe et al. (1988) y Hogan (2002) para una definición detallada y general del concepto de precio nodal y su derivación.

3.1 MODELO INTEGRADO

El modelo integrado contempla como variable de decisión la capacidad k_{ij}^t que se expande para aliviar la existencia de congestión. El costo de generación y el costo de transmisión forman parte de la función objetivo, y el planeador elige las cantidades óptimas de expansión de la capacidad que garanticen la maximización del bienestar social.

$$\underset{\{d, g, k\}}{\text{Max}} \mathbf{W} = \sum_{i,t} \left[\int_0^v p(d_i^t) dv \right] - \sum_{i,t} C_g g_i^t - \sum_{i,t} C_k k_{ij}^t \quad (1)$$

$$\text{Sujeto a } g_i^t \leq \bar{g}_i^t \quad \forall i, t \quad (2)$$

$$k_{ij}^t \leq \bar{k}_{ij}^t \quad \forall i, t \quad (3)$$

$$g_i^t + g_j^t = d_i^t \quad \forall i, t \quad (4)$$

La ecuación (1) es el problema de maximización de bienestar social. Contempla el excedente obtenido por los consumidores derivado del consumo de energía eléctrica, así como los costos de generación y transmisión asociados al problema de despacho y planeación del sistema. Las capacidades máximas de generación por cada tipo de planta, y para cada nodo, están expresadas en la restricción (2). La restricción (3) expresa las restricciones físicas que cada línea de transmisión debe cumplir. Finalmente, la ecuación (4) garantiza que la demanda de cada nodo será satisfecha, esto es, el balance entre oferta y demanda se cumple para el sistema¹⁰.

¹⁰ El problema de optimización fue programado en el software *General Algebraic Modelling System* (GAMS). En la programación, además de las ecuaciones descritas en el modelo, se incorporan también las restricciones conocidas como Leyes de Kirchhoff sin embargo estas no aparecen de forma explícita en el texto de este documento. La ecuación (4) fue integrada dentro de la primera ley (ley de corrientes).

3.2 MODELO DESINTEGRADO

El modelo desintegrado refleja un proceso en donde la decisión de inversión en transmisión se realiza de forma independiente del proceso de despacho de la generación:

$$\text{Max}_{\{d, g, k\}} W = \sum_{i,t} \left[\int_0^v p(d_i^t) dv \right] - \sum_{i,t} C_g g_i^t \quad (5)$$

$$\text{Sujeto a } g_i^t \leq \bar{g}_i^t \quad \forall i, t \quad (6)$$

$$k_{ij}^t \leq \bar{k}_{ij}^t, \quad \bar{k}_{ij}^t \leq \bar{k}_{ij}^{t+1}, \quad \bar{k}_{ij}^{t+1} = f(\bar{k}_{ij}^t) \quad \forall t \quad (7)$$

$$g_i^t + g_j^t = d_i^t \quad \forall i, t \quad (8)$$

En este modelo, la inversión en transmisión sigue una regla de crecimiento expresada por la función $f(\cdot)$ en ecuación (7), y no considera los resultados de congestión estimados por el modelo de flujo de energía como guía para la toma de decisiones. De esta forma las decisiones de despacho-generación y transmisión son independientes.

Para ambos modelos se llevan a cabo simulaciones usando el software GAMS.. Se calculan los precios nodales bajo ambos esquemas, y se compara el bienestar generado por cada modelo a lo largo del periodo de simulación.

4. APLICACIÓN AL SISTEMA DE BAJA CALIFORNIA SUR

Para evaluar la eficiencia de los modelos descritos en la sección anterior, se realizan simulaciones con datos del sistema eléctrico de Baja California Sur (BCS). Se utilizó BCS debido a la disponibilidad de la información sobre este sistema particular, y porque este es un sistema autosuficiente y aislado del resto del país, con relativamente un número pequeño de nodos, lo cual permite realizar simulaciones relevantes en la práctica.

4.1 DATOS

Los datos utilizados en nuestro análisis provinieron del Centro Nacional de Control de Energía (Cenace). Se contó con información detallada sobre las subestaciones de generación existentes en BCS, así como de las líneas de transmisión que conectan las subestaciones y conforman la topología de este sistema. Se identificaron 5 tipos de tecnología,¹¹ representadas por 21 generadores con diferentes capacidades para la región, así como 39 líneas de transmisión. En la Tabla 2 se describen los elementos que conforman el sistema eléctrico de BCS¹².

Tabla 2: Estructura del sistema BCS

Nodos	31
Líneas de transmisión	29
Generadores	21
Tecnologías	5

La asignación de los generadores en los nodos se realizó por tipo de tecnología siguiendo lo especificado en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico (Prodesen 2015-2029).

En el modelo la demanda se determina de manera endógena a través de una función lineal de demanda del tipo $d_i = a - bp_i$ donde p_i es el precio para cada nodo, de tal forma que se tiene una demanda para cada nodo. Esta demanda se calcula mediante la función inversa de demanda $p(\cdot)$. Aunque nuestra demanda es endógena, el intercepto a captura la información

¹¹ El Prodesen contempla para esta región también tecnología eólica, sin embargo en este trabajo esta se ha excluido pues no se cuenta con información completa detallada de los generadores con esta tecnología.

¹² Las tecnologías que conforman el sistema de BCS son: Combustión interna, Ciclo combinado, Termoeléctrica convencional y Turbogas (dos tipos de generadores). También en BCS existen tecnologías renovables (eólica y fotovoltaica), que no son consideradas en este análisis pues el modelo no está diseñado para para asumir tecnologías de despacho fluctuante. Es además importante mencionar que con la información proporcionada para BCS no se encontró ningún problema de congestión en primera instancia. Esto debido a que el sistema es autónomo y cuenta con capacidad suficiente para abastecerse, y las líneas de transmisión fueron recientemente modernizadas después del paso del huracán en 2014. Para poder realizar la evaluación de los modelos fue necesario asumir congestión en el sistema.

proporcionada por Cenace con respecto a la demanda horaria real para BCS en el año 2015. Así la demanda en cada nodo se mueve proporcionalmente con el precio en el nodo en cuestión. En la Tabla 3 se presentan los valores específicos para a y b así como para los demás parámetros utilizados en el análisis.

Tabla 3: Parámetros para la simulación

Parámetro	Valores	
	Escenario agregado	Escenario desagregado
Periodos de simulación	10	6
Número de nodos	3	31
Número de líneas de transmisión	2	39
Demanda ($d_i = a - bp_i$)	$a = 450, b = 1.5$	$a = 150, b = 1.5$
Función de costo de transmisión	$C_k^t = C_o(k_{ij}^t - k_{ij}^{t+1})$	
$C_g, \bar{g}_i^t, \bar{k}_{ij}^t$	<i>Varían por tipo de tecnología y línea</i>	

4.2 RESULTADOS

En las simulaciones se utilizaron dos escenarios con distinta topología cada uno. En ambos modelos, y para ambos escenarios, se asumen capacidades de generación constantes para todos los periodos¹³.

4.2.1 ESCENARIO AGREGADO (TRES NODOS)

El primer escenario representa una topología agregada del sistema de BCS muy parecida a la presentada en el Prodesen. Este escenario considera únicamente tres nodos, Villa constitución,

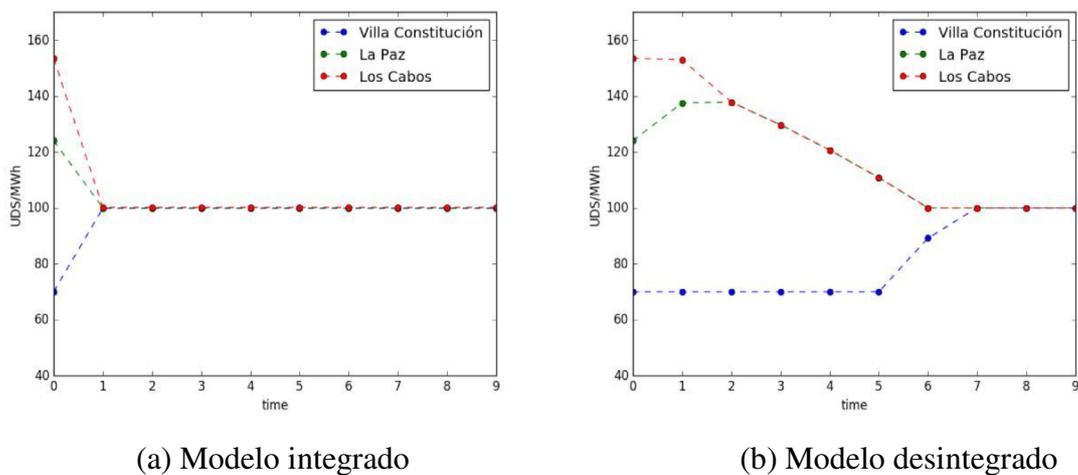
¹³ El modelo puede ser fácilmente extendido para que las capacidades de generación sean crecientes en el tiempo, así como también se puede incorporar una tasa de crecimiento de la demanda capturada a través del intercepto a sin que la demanda deje de ser endógena.

La Paz y Los Cabos para los cuales se calculan los precios nodales y el correspondiente bienestar asociado durante 10 periodos de simulación.

Con la información disponible se realizó una agregación de nodos discriminando por regiones de transmisión. Las regiones de transmisión son las definidas por la Sener en el Prodesen 2015-2029. De esta forma las capacidades de generación de los 31 nodos se promediaron para construir la generación de estos tres nodos agregados. Las capacidades de las líneas agregadas se tomaron directamente de Prodesen.

En la Figura 1, se presenta el comportamiento de los precios nodales para el escenario agregado de BCS bajo cada uno de los modelos, integrado y desintegrado.

Figura 1: Comportamiento de precios nodales en el escenario agregado



Se observa que el modelo integrado logra convergencia de precios¹⁴ a partir del segundo periodo de simulación, y que esta convergencia se mantiene constante bajo los supuestos considerados de generación y demanda. En contraste, el comportamiento de los precios para

¹⁴ Los precios convergen al costo marginal del sistema. Este costo es una combinación lineal de los costos del tipo de generación dominante (o más utilizada), Turbogas, y los otros tipos de generación.

el modelo desintegrado muestra un desempeño convergente más lento. La convergencia empieza a darse a partir del octavo periodo de simulación.

En el modelo desintegrado, sin embargo, se mantiene un precio nodal bajo (Villa Constitución) durante varios periodos, lo cual garantiza que los consumidores de este nodo tengan un excedente considerable siempre que el precio se mantenga por debajo del nivel de convergencia. El caso inverso aplica para los otros dos nodos. En este sentido, aunque los precios nodales pueden usarse como referencia para evaluar el cambio en el excedente de los consumidores en un nodo, un análisis del bienestar integral requiere de considerar otras variables adicionales al comportamiento de los precios.

Nuestro modelo, por construcción, permite medir de forma sencilla el bienestar, W , asociado a cada proceso de decisión mediante la evaluación de la función objetivo en cada caso. Se presenta en la Tabla 4 el análisis del bienestar social asociado a cada modelo mediante la evaluación de las funciones objetivo correspondientes.

Tabla 4: Bienestar social en el escenario agregado

	Modelo desintegrado	Modelo integrado
Bienestar Social (USDm/MWh)	1388.43	1397.39

El escenario nodal agregado puede ser comparado con los precios presentados en el Prodesen para las regiones de transmisión Villa constitución, La Paz, y Los Cabos¹⁵. Las diferencias entre los precios calculados en este estudio y los publicados en el Prodesen se deben principalmente a los supuestos sobre generación y demanda que hemos asumido.

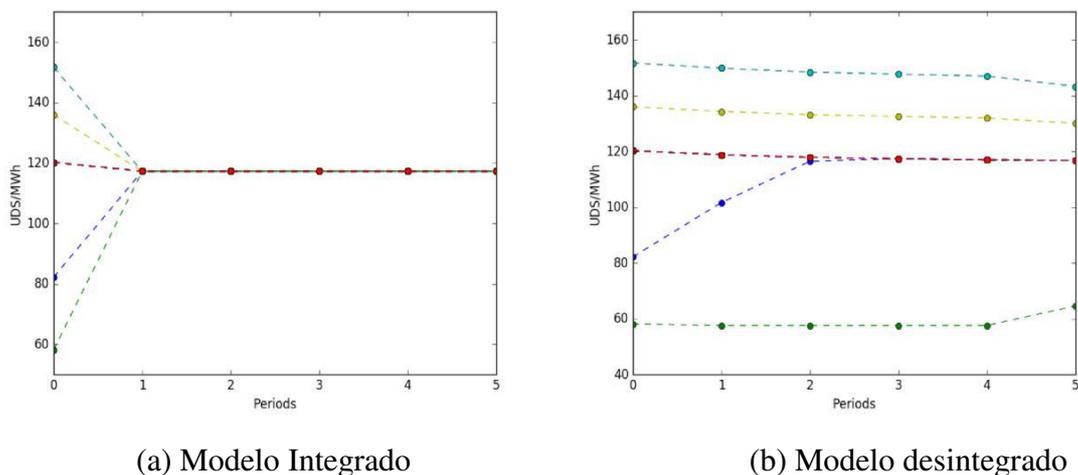
¹⁵ Prodesen 2015-2029.

4.2.2 ESCENARIO DESAGREGADO (TREINTA Y UN NODOS)

El segundo escenario que se analiza contiene información más detallada del sistema de BCS. Contempla todos los nodos y líneas de transmisión del sistema de acuerdo con la información de la Tabla 3.1. Este sistema detallado muestra la constitución real y actual del sistema de BCS.

En la Figura 2 se muestra el comportamiento de los precios desagregados. Muchos precios resultaron ser idénticos ya sea porque tenían el mismo tipo de tecnología o debido a la existencia de nodos únicamente con demanda. Es por esto que la Figura 2 incluye menos de 31 precios.

Figura 2: Comportamiento de precios nodales en el escenario desagregado



Para el escenario desagregado se observa un comportamiento similar para el desempeño de los precios nodales bajo el modelo integrado. El modelo desintegrado, sin embargo, muestra aparentemente un comportamiento menos eficiente. Esto es debido a que conforme aumenta el tamaño de la red las diferencias entre ambos modelos se hacen más significativas. Podemos

decir que cuando aumenta el número de líneas de transmisión el modelo desagregado tiene todavía mayor dificultad para alcanzar inversiones eficientes debido a la falta de correspondencia entre el despacho de energía y la planeación de la transmisión. Ya que este escenario contempla 31 nodos y 39 líneas de transmisión, las diferencias en el comportamiento de los precios son todavía más significativas para este escenario¹⁶. Analizamos en la Tabla 5 los resultados en términos de bienestar del escenario que contempla a detalle el sistema eléctrico de BCS.

Tabla 5: Bienestar social en el escenario desagregado

	Modelo desintegrado	Modelo integrado
Bienestar Social (USDm/MWh)	274.38	287.73

Tanto en el escenario agregado como en el escenario desagregado, el modelo integrado ha mostrado ser superior en términos de bienestar para los periodos de simulación contemplados. Aunque en el largo plazo los precios nodales son convergentes en ambos modelos, el tener una convergencia rápida permite que el bienestar aumente casi de forma inmediata en el modelo integrado.

Es importante mencionar que el modelo desintegrado no contempla de forma explícita los costos asociados a la inversión en transmisión en la función objetivo. El bienestar social

¹⁶ Las diferencias en los precios iniciales presentados en las figuras 1 y 2 se deben a la agregación de nodos y capacidades de transmisión que se realizó para el escenario agregado (Figura 1)

asociado a este modelo debería ser aún menor. Los datos de bienestar para el modelo desintegrado están entonces sobre estimados, de tal forma que las diferencias en bienestar entre el modelo integrado y el desintegrado son aún mayores¹⁷. En particular, en el modelo desintegrado se debe restar el costo de la inversión en transmisión el cual es más alto que en el escenario desagregado pues el número de líneas es mayor.

5. CONCLUSIONES

En el presente trabajo se analizaron dos procesos de decisión para realizar inversiones en la red de transmisión eléctrica. mediante la construcción de un modelo de flujo de energía que debe decidir la asignación óptima para el despacho de la energía y realizar inversiones para expandir la red. En un primer modelo integrado se captura un proceso de decisiones conjuntas en donde la expansión de la red está estrechamente ligada al despacho de la generación. En el segundo modelo, se analiza un proceso en donde la expansión de la red sigue una lógica de crecimiento desintegrada del proceso de generación. El modelo integrado sigue un esquema de planeación similar al proceso para la elaboración del Prodesen..

Los modelos propuestos son simulados utilizando el sistema eléctrico de Baja California Sur para evaluar el comportamiento de los precios y medir el bienestar asociado a cada modelo. Los resultados muestran que el modelo integrado obtiene, tanto para el escenario agregado (3 nodos) como para el escenario desagregado (31 nodos), mayor bienestar social pues la coordinación entre la planeación de generación y transmisión hacen que la congestión del sistema se reduzca de manera considerable desde el segundo periodo de simulación.

El considerar dos escenarios, y topologías de red, para el mismo sistema nos permite inferir el desempeño de ambos modelos bajo sistemas eléctricos de diferentes tamaños. El modelo integrado es más eficiente que el desintegrado al ampliarse el tamaño de la red y considerar

¹⁷ Estos resultados están alineados con los presentados por Zenón y Rosellón (2017)..

un sistema más realista de 31 nodos. La complejidad para tomar decisiones de expansión acertadas aumenta en función el número de líneas de transmisión. Para el caso de México, donde se operará bajo un sistema de precios nodales y con una topología compleja (como la del Sistema Eléctrico Nacional) este resultado nos permite inferir implicaciones de política en el sentido de que la coordinación eficaz y oportuna entre Sener y Cenace en materia de planeación será determinante para el desarrollo del sector eléctrico nacional.

Debe considerarse que el desarrollo o mayor penetración de tecnologías renovables implicará fluctuaciones importantes en la forma óptima de realizar el despacho de la energía eléctrica, y la consecuente planeación de la expansión de la red de transmisión. El modelo aquí presentado podría ampliarse para capturar las fluctuaciones de las energías renovables mediante el establecimiento de una temporalidad definida en términos de horas. Esto añadiría complejidad computacional al modelo, pero no cambiaría la estructura general. También podrían añadirse medidas de congestión basadas en el redespacho de generadores para controlar las fluctuaciones de la energía renovable.

Referencias

- Bushnell, J. B. & Stoft, S. E. (1997). Improving private incentives for electric grid investments. *Resource and energy economics*, 19(2), 85–108.
- DOF (2013). DECRETO, Se reforman y adicionan disposiciones constitucionales en materia energética. *Diario Oficial de la Federación*.
- DOF (2014a). DECRETO, Ley de la Industria Eléctrica. *Diario Oficial de la Federación*.
- DOF (2014b). DECRETO, Creación del CENACE. *Diario Oficial de la Federación*.
- Hogan, W. (2002). Financial transmission right formulations. Presentation to HEGP Twenty-Eight Plenary Sessions, 20(2).
- Hogan, W. (2013). Financial transmission rights: point-to-point formulations. *Lecture notes in energy*, volume 7. Springer.

- Kemfert, C., Kunz, F., & Rosellón, J. (2016). A welfare analysis of electricity transmission planning in Germany. *Energy Policy*.
- Kunz, F (2013), Improving congestion management: how to facilitate the integration of renewable generation in Germany, *The Energy Journal*, 34 (4), pp. 55–78.
- Léautier, T.-O. & Thelen, V. (2009). Optimal expansion of the power transmission grid: why not? *Journal of regulatory economics*, 37(2), 127–153.
- Sauma, E. & Oren, S. (2006). Proactive planning and valuation of transmission investments in restructured electricity markets. *Journal of regulatory economics*, (pp. 358–387).
- Sauma, E. & Oren, S. (2009). Do generation firms in restructured electricity markets have incentives to support social-welfare-improving transmission investments? *Energy economics*, (pp. 676–689).
- Schweppe, F., Caramanis, M., Tabors, R., & Bohn, R. (1988). *Spot pricing in electricity*. Kluwer Academic.
- Sener (2015). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015-2029 (PRODESEN).
- Zenón, E. and J. Rosellón (2017). "Optimal transmission planning under the Mexican new electricity market *Energy Policy*, Elsevier, vol. 104(C), pages 349-360.