



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

EFFECTOS DE DISTINTOS ESQUEMAS TARIFARIOS DE TRANSMISIÓN
ELÉCTRICA EN EL DESARROLLO FUTURO DE UN SISTEMA ELÉCTRICO BAJO
EN CARBONO

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA
INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA

JEFFERSON RICARDO HARO VACA

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO MORENO VIEYRA

PROFESOR CO-GUÍA:
DIMITRIOS PAPADASKALOPOULOS

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
PATRICIO MENDOZA ARAYA
FRANCISCO MUÑOZ ESPINOZA

SANTIAGO DE CHILE
2020

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER
EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA
POR: JEFFERSON RICARDO HARO VACA
FECHA: 2020
PROF. GUÍA: RODRIGO MORENO VIEYRA
PROF. CO-GUÍA: DIMITRIOS PAPADASKALOPOULOS

EFFECTOS DE DISTINTOS ESQUEMAS TARIFARIOS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EN EL DESARROLLO FUTURO DE UN SISTEMA ELÉCTRICO BAJO EN CARBONO

La asignación de los costos de la transmisión ha sido una problemática fuertemente discutida en el sector eléctrico a nivel mundial, en particular, sobre cuál es la forma más adecuada de remunerar los costos de los activos de la transmisión entre generadores y consumidores para un desarrollo adecuado del mercado eléctrico, llegando a diferentes soluciones y dejando aún la pregunta abierta. Además, en vista que en los últimos años existe un gran interés en sustituir tecnologías de generación intensivas en carbono por fuentes de energía más renovables, se torna relevante analizar cómo las diferentes formas de remunerar la transmisión, usualmente basadas ya sea en principios de eficiencia económica y justicia en la asignación, afectan a la integración de tecnologías de generación bajas en carbono y así al desarrollo sustentable del sistema eléctrico.

En este contexto, la presente tesis se centra en investigar el impacto de los diferentes esquemas de tarifas en el desarrollo de nuevas inversiones en generación y transmisión en términos de eficiencia económica y sustentabilidad. Para ello, se propone resolver un modelo de equilibrio de mercado a largo plazo entre un planificador central de red, un conjunto de inversionistas en generación y una autoridad reguladora encargada de recuperar el costo de la transmisión mediante tarifas o peajes. En esta tesis, se analizan cinco diferentes esquemas de tarifas para recuperar los costos de la transmisión a través de una asignación de los costos de la red entre sus usuarios siguiendo distintos principios. Para calcular el equilibrio de mercado a largo plazo bajo los cinco diferentes esquemas de tarifas, se implementa un algoritmo iterativo de Gauss-Seidel que, actuando sobre un problema de optimización al cual se le adaptan distintos parámetros en cada iteración, garantiza encontrar un punto de equilibrio económico entre la remuneración completa del costo de la transmisión y las decisiones de inversión tanto en generación como en transmisión. En este estudio se considera una demanda inelástica y un mercado eléctrico en base a costos marginales nodales que permiten recaudar parte de los costos de transmisión mediante diferenciales de precios o *ingresos tarifarios*.

A través de los análisis de los equilibrios de mercado a largo plazo bajo los cinco diferentes esquemas de tarifas, se demuestra que, para el mercado eléctrico chileno, un *estampillado* podría presentar un alto costo social producto de un volumen mayor de emisiones de CO₂. Esto surge debido a que un estampillado (donde pagan tanto generadores como demanda) puede desincentivar inversiones en tecnologías renovables e incentivar la instalación de plantas convencionales. Por el contrario, esquemas de tarifas localizacionales (ej. beneficiarios o métodos de uso de red) reportan equilibrios de mercado más económicos y con niveles de emisiones de CO₂ significativamente menores por una mayor presencia de energías renovables en la matriz. Finalmente, el esquema de los *beneficiarios* es el que, en general, reporta menores emisiones de CO₂, lo que podría aprovecharse en un contexto de economía política donde no sea posible aumentar el impuesto a las emisiones de carbono para incentivar energías renovables.

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER
EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA
POR: JEFFERSON RICARDO HARO VACA
FECHA: 2020
PROF. GUÍA: RODRIGO MORENO VIEYRA
PROF. CO-GUÍA: DIMITRIOS PAPADASKALOPOULOS

EFFECTS OF DIFFERENT ELECTRICITY TRANSMISSION TARIFF SCHEMES ON THE FUTURE DEVELOPMENT OF A LOW-CARBON ELECTRICITY SYSTEM

Remuneration of transmission networks through appropriate charges or tariffs is a multi-faceted problem with various conflicting objectives. Historically, the debate has been based on how these charges foster the expansion of cost-effective system infrastructure as well as how fair the final cost allocation results among market participants, including both generators and consumers. With the increased penetration of renewables generation, there is also an interest in understanding how different network charges can impact the future investments in renewables and thus the development of low-carbon technologies.

In this context, this thesis focuses on investigating the impact of different tariff schemes on the development of new investments in generation and transmission going forward. To do so, we propose a long-term market equilibrium model that accounts for the following agents: a central planner who invests in transmission, a set of perfectly competitive generators, a market or system operator, and a regulatory authority that charges network users in order to recover the cost of transmission. By using this model, we analyse the impacts of five different tariff schemes. To compute the long-term market equilibrium under these five tariff schemes, we use an iterative Gauss-Seidel based optimization model to find the long-term market equilibrium point, where transmission costs are fully recovered as well as the costs of generation, which include the costs of investments, operation and network charges. In this model, we consider an inelastic electricity demand and market design based on locational marginal prices (LMPs) that serve to recover part of the transmission costs through price differentials or congestion revenues (also called transmission rents).

Through several case studies based on the Chilean electricity market, we demonstrate that a postage-stamp scheme could present a higher social cost driven mainly by a significantly higher volume of CO₂ emissions, which are valued at a price equal to 25 \$/tCO₂. This is so because the postage-stamp scheme (where both generators and loads are charged) significantly discourages investments in renewable technologies and favours carbon-intensive technologies. On the contrary, locational tariff schemes (e.g. beneficiaries or those based on network utilization) report more cost-effective market equilibria and lower levels of CO₂ emissions due to a greater presence of renewable energy sources in the final generation mix. Remarkably, we demonstrate that the beneficiaries-pay scheme presents, in general, the lowest CO₂ emissions. This result can enlighten policy markets and regulators who seek ways to encourage new cost-effective investments in low-carbon technologies in the presence of political economy constraints that prevent increase of carbon taxes.

Tus creencias crean tu realidad.

Agradecimientos

En primer lugar, expreso mis más sinceros agradecimientos al profesor Rodrigo Moreno por impartirme sus conocimientos e ideas para la realización del presente trabajo de investigación, y así mismo por confiar en mis capacidades y brindarme su gran apoyo y motivación constante. Agradezco también a los profesores Dimitrios, Patricio y Francisco por sus comentarios y aportes que fueron fundamentales para la investigación.

Agradezco a la entidad auspiciante SENESCYT – Ecuador por el financiamiento parcial de mis estudios a través del Programa de Becas Internacionales de Postgrado 2018. También, se agradece la ayuda parcial de ANID, Chile, mediante los proyectos N^o 1181928 y 1190228.

En especial, quiero agradecer a mi apreciada familia. A mis padres, Milton y Nancy que con su inmenso cariño, amor y dedicación siempre me han guiado y ayudado para alcanzar mis metas a lo largo de mi formación académica y personal, inculcándome valiosos valores y acompañándome en cada paso. A mi hermana Pao y cuñado Carlitos por demostrarme que todos los sueños se construyen con amor, constancia y esfuerzo, siendo así ustedes mi mejor ejemplo a seguir en mi vida, como profesionales, pareja y padres de mi pequeña Romy.

Un importante agradecimiento a mi Celeste (novia sc), quien ha sido mi soporte incondicional en todo este proceso, viviendo momentos inolvidables, llenos de grandes desafíos superados. Estoy inmensamente agradecido de que hayas formado parte de esta meta importante, nunca dudaste de mis habilidades y me motivaste aún más para ir en busca de mis sueños a 3793 km lejos de ti. Incluso, seguiste tu corazón y tomaste un vuelo para acompañarme en mis actividades diarias de estudio. Infinitamente gracias por siempre estar presente en mi vida.

Finalmente, agradezco a las nuevas amistades formadas en Chile, quienes han hecho que mi estadía en este país sea más acogedora e inolvidable. En particular, a la Sra. Jeanette, a quien la aprecio mucho por su gran apoyo emocional brindado y por acogerme en su hogar, la considero parte de mi familia, ahora puedo decir que tengo una familia en Chile. También, quiero agradecer especialmente al grupo de amigos (los chiquillos) por los momentos compartidos, por las largas horas de pláticas y algunas amanecidas (no solo por fines académicos). Simplemente muy agradecido por considerarme como su amigo. Estoy seguro que nos volveremos a juntar para seguir compartiendo gratos momentos.

Tabla de Contenido

Índice de Tablas	viii
Índice de Ilustraciones	ix
1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Revisión Bibliográfica	2
1.3. Hipótesis	5
1.4. Objetivos	5
1.4.1. Objetivo General	5
1.4.2. Objetivos Específicos	5
1.5. Contribuciones	6
1.6. Estructura del documento	6
2. Metodología	9
2.1. Modelo de Equilibrio	9
2.2. Formulación de esquemas de tarifas	12
2.2.1. Estampillado	13
2.2.2. Método de los beneficiarios	13
2.2.3. Método de los factores de distribución	15
2.2.4. Método de Bialek	19
2.2.5. Método de Kirschen	22
3. Caso de Estudio Ilustrativo	25
3.1. Descripción	25
3.2. Resultados y Discusión	27
4. Caso de Estudio Real	33
4.1. Descripción	33
4.2. Resultados y Discusión	35
5. Conclusiones y Trabajos Futuros	42
5.1. Conclusiones	42
5.2. Trabajos futuros	43
6. Bibliografía	45

A. Anexos	50
A.1. Resultados de los diferentes equilibrios de mercado a largo plazo bajo los cinco esquemas de tarifas	50
A.2. Localización de la generación en el SEN bajo cinco esquemas de tarifas . . .	52

Índice de Tablas

3.1. Alternativas de inversión en generación para el modelo de Borduria-Syldavia.	26
3.2. Pagos de la demanda por energía y peaje de transmisión.	32
4.1. Tecnologías de generación disponibles para la inversión del modelo SEN. . .	35
4.2. Métricas de eficiencia económica de los diferentes esquemas de tarifas. Todos los valores se encuentran en M\$.	41
4.3. Emisiones de carbono medias y máximas con respecto a los diferentes esquemas de tarifas.	41
A.1. Equilibrio de mercado bajo un esquema estampillado del caso de estudio SEN.	50
A.2. Equilibrio de mercado bajo un esquema de los beneficiarios del caso de estudio SEN.	50
A.3. Equilibrio de mercado bajo un esquema de los GGDF del caso de estudio SEN.	51
A.4. Equilibrio de mercado bajo un esquema de Bialek del caso de estudio SEN. .	51
A.5. Equilibrio de mercado bajo un esquema de Kirschen del caso de estudio SEN.	51

Índice de Ilustraciones

2.1. Modelo de equilibrio de mercado a largo plazo bajo diferentes esquemas de tarifas.	9
3.1. Modelo del sistema de Borduria-Syldavia modificado.	25
3.2. Reacciones de los inversionistas en generación convencional bajo los diferentes esquemas de tarifas.	27
3.3. Mix óptimo de centrales térmicas bajo un esquema estampillado aplicando el método <i>Screening Curve</i>	28
3.4. Reacciones del mercado sujeto a un esquema estampillado bajo la presencia de tecnologías de almacenamiento por bombeo hídrico y solar fotovoltaica.	29
3.5. Reacciones de los inversionistas en generación convencional, energía solar y almacenamiento por bombeo hídrico bajo los diferentes esquemas de tarifas.	30
4.1. Modelo SEN simplificado de Chile de 9 barras. La flecha roja en la barra SIC C indica que esta barra presenta el centro de carga más importante del sistema.	34
4.2. Inversiones de las tecnologías de generación bajo los diferentes esquemas de tarifas y factores de asignación al segmento de generación.	35
4.3. Localización de la inversión en generación bajo los cinco esquemas de tarifas con factor de asignación de 100 %.	37
4.4. Costo social del sistema bajo los distintos esquemas de tarifas y factores de asignación al segmento de generación.	38
4.5. Frontera óptima de Pareto de los equilibrios de mercado a largo plazo bajo los diferentes esquemas de tarifas con factores de asignación al segmento de generación.	39
A.1. Localización de la inversión en generación bajo los cinco esquemas de tarifas con factor de asignación de 25 %.	52
A.2. Localización de la inversión en generación bajo los cinco esquemas de tarifas con factor de asignación de 50 %.	53
A.3. Localización de la inversión en generación bajo los cinco esquemas de tarifas con factor de asignación de 75 %.	54

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

En los próximos años, se prevé que exista una alta penetración de fuentes de energías renovables no convencionales (ERNC) y un crecimiento importante de la demanda por la electrificación del sector de transporte y calefacción/refrigeración, trayendo consigo una cantidad sin precedentes de inversiones en transmisión. Estas inversiones en transmisión dependerán de la localización relativa entre las nuevas tecnologías de generación y los puntos de consumo de electricidad, y además de los incentivos que se genere a la inversión en generación distribuida, sistemas de almacenamiento de energía y respuesta a la demanda [1].

En Chile, las nuevas inversiones en transmisión están valoradas en 180 millones de dólares según el plan preliminar de expansión de la transmisión publicado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) [2]. Estos nuevos proyectos del sistema de transmisión pretenden estar orientados hacia la nueva política energética [3], la cual establece que para el año 2050 al menos el 70 % de la generación de electricidad deberá provenir de fuentes de ERNC, especialmente de energía solar y eólica. Por lo tanto, para cumplir con este objetivo, se deberá seguir aprovechando al máximo el gran potencial de energía solar y eólica ubicada generalmente lejos de los centros de consumo (en zonas remotas de Chile). Sin embargo, esto implicaría una mayor demanda por transporte de energía, incrementando aún más las inversiones en redes de transmisión que finalmente deberán ser financiadas por los agentes del mercado eléctrico (entre generadores y consumidores). En este sentido, el desarrollo futuro de estas inversiones en redes de transmisión dependerá en gran parte de la forma cómo se asignen los costos de los activos de la transmisión entre generadores y consumidores, en particular el costo fijo de la red. Esto, debido a que la operación óptima del sistema eléctrico genera un recurso financiero conocido como *ingreso tarifario* que solo cubre el costo variable de inversión de la transmisión [4].

En la actualidad, no existe una respuesta clara sobre cuál es la mejor alternativa de financiar la transmisión para un desarrollo adecuado del mercado eléctrico a largo plazo. Durante años, los mecanismos de financiamiento de la transmisión han sido un tema de debate a nivel académico, industrial y legal, donde han llegado a diferentes soluciones de asignación

del costo fijo de la red entre generadores y consumidores basándose en principios de eficiencia económica y justicia para remunerar completamente el sistema de transmisión [5, 6]. Sin embargo, entre todas las soluciones de asignación de los costos de la red, aún no se ha encontrado una forma de financiar la transmisión que sea eficiente y a la vez justa, dejando la pregunta abierta.

Por último, dado que existe un gran interés en incrementar los niveles de penetración de fuentes de ERNC conjuntamente con sistemas de almacenamiento de energía, se torna relevante evaluar cómo las diferentes alternativas de asignación de los costos de la transmisión basadas en los principios de eficiencia económica y justicia afectan realmente las nuevas inversiones en tecnologías de generación bajas en carbono. Es así como, el desafío de la asignación de los costos de la transmisión ya no solo se centra en buscar una forma de financiar la red que sea eficiente y justa, sino también sustentable para un desarrollo futuro de un mercado eléctrico bajo en carbono.

1.2. Revisión Bibliográfica

La mayoría de las industrias de electricidad al nivel mundial se han desarrollado bajo la estructura de un mercado eléctrico competitivo, situando al negocio de la transmisión como un facilitador de la competencia en el segmento de generación a través de un acceso abierto a sus redes de transmisión tanto para generadores como para consumidores. Por consiguiente, el segmento de la transmisión presenta fuertes economías de escala con la finalidad de no permitir competencia a nivel de transmisión y desarrollarse como un monopolio natural. Sin embargo, dado este monopolio natural, el negocio de la transmisión requiere de un marco regulatorio que determine apropiadamente un sistema de pagos del servicio de transporte de energía, de manera que no se distorsione el comportamiento de los agentes del mercado eléctrico [5, 7, 8].

El principal sistema de pagos de la transmisión se ha basado en aplicar una teoría marginalista que consiste en determinar un *ingreso tarifario* mediante diferenciales de costos marginales nodales resultantes de la operación óptima del sistema eléctrico. Sin embargo, el problema de aplicar este ingreso tarifario como un único mecanismo de pago de la transmisión es que solo remunera una pequeña fracción de los costos totales de la red, aproximadamente un 20%. Por lo tanto, existe un costo residual (igual al costo fijo de los activos de la red) que debe recuperarse a través de un cargo complementario denominado también como peaje o tarifa de red [4, 9].

En la literatura existen diversos esquemas de tarifas basados en distintos principios de asignación del costo residual de la red. Por ejemplo, en [10] proponen recuperar los costos de la transmisión basándose en una teoría de sistema de precios de Ramsey [11] que consiste en responsabilizar la totalidad de los costos de la red a aquellos consumidores que son inelásticos, es decir, insensibles a los precios. Mientras tanto, en [12, 13] presentan un esquema estampillado que se centra en determinar una tarifa de red uniforme en función de un prorratio de la potencia máxima trazada por la línea de transmisión. De esta forma, este esquema de tarifa es aplicado para asignar el costo residual de la red tanto a los generadores en proporción a

su potencia máxima inyectada como a los consumidores en proporción a su potencia máxima consumida.

Por otra parte, se encuentran los esquemas de tarifas con un componente localizacional basados en una asignación del costo residual de la red por *uso de red* o *beneficiarios*. Por ejemplo, en [5] proponen determinar una tarifa de red basándose en cuantificar el uso que hacen del sistema de transmisión tanto los generadores como los consumidores, aplicando distintos factores de distribución muy conocidos en la literatura como GSDF, GGDF y GLDF [4]. Siguiendo la misma línea, en [14] plantean realizar un trazado del flujo de electricidad de acuerdo a una potencia inyectada o retirada en un nodo, para así determinar el uso de las líneas de transmisión por parte de los generadores y consumidores. De manera similar, en [15, 16] proponen realizar un seguimiento de la electricidad por el sistema de transmisión según la potencia total inyectada y retirada de los usuarios de la red dentro de una área determinada, para así calcular las contribuciones de los generadores y consumidores por las líneas de transmisión. Por último, en [17, 18] presentan un método de pago de los *beneficiarios* basado en determinar y asignar el costo residual de la red en porción al beneficio económico que perciben los generadores y consumidores por la construcción del sistema de transmisión.

En torno a los diferentes esquemas de tarifas descritos, se ha originado una discusión a nivel mundial principalmente entre los economistas, sobre cuál es la forma más eficiente y a la vez justa de asignar los costos de la transmisión a los agentes del mercado que son sensibles a los precios. Por ejemplo, W. W. Hogan en [17, 19] argumenta que el método de pago de los beneficiarios es una manera natural de que los agentes del mercado voluntariamente financien las inversiones en transmisión sin distorsionar las señales eficientes del mercado, pero siempre y cuando los beneficios económicos netos de dichos agentes sean mayores o iguales a los costos de la transmisión. Caso contrario, señala que estas inversiones voluntarias en transmisión realizadas por los agentes beneficiarios pueden no ser suficientes para contribuir a una expansión eficiente del mercado. No obstante, indica que los principios de remunerar los costos de la transmisión se encuentran en el centro de la estructura entre una asignación eficiente y justa. Por otra parte, J. Bushnell en [20, 21] argumenta que el pago de los beneficiarios es una manera atractiva de remunerar las inversiones en transmisión bajo un principio de justicia hasta reconocer que puede distorsionar las decisiones de operación e inversión de los agentes del mercado. Por lo tanto, señala que este principio de justicia puede no entregar beneficios reales en términos de eficiencia económica. Esto, debido a que los pagos de los beneficiarios pueden ser sustancialmente altos, conduciendo así a un diseño de mercado ineficiente. No obstante, menciona que una solución cercana a la eficiente puede ser en buscar un equilibrio entre la necesidad de aplicar una asignación justa y el riesgo de distorsionar las respuestas eficientes del mercado [22].

Dado el punto de vista de los economistas, numerosas investigaciones [23–35] se han centrado en estudiar diferentes esquemas de tarifas de red basándose en los principios de eficiencia económica y justicia. Sin embargo, el problema radica en que estos esquemas de tarifas han sido aplicados y analizados después de los procesos de planificación del sistema eléctrico, sin considerar los efectos en las decisiones de inversión de generación y transmisión, conduciendo así a un desarrollo de mercado eléctrico ineficiente [36]. En este sentido, ciertos trabajos investigativos se han orientado en incorporar los cargos de red en los planes de expansión de la transmisión. Por ejemplo, en [37] proponen resolver un modelo bi-nivel aplicando una

teoría de juego *Stackelberg* (líder-seguidor), donde en un nivel superior un planificador de transmisión como líder maximiza sus beneficios considerando los ingresos recibidos por una tarifa calculada en función del uso de la red, y en un nivel inferior un planificador central decidiendo como seguidor la expansión de la generación y operación del sistema en un mercado puramente competitivo. Por otro lado, en [36] implementan un modelo de planificación de la transmisión aplicando cuatro diferentes esquemas de tarifas, buscando minimizar los costos totales del sistema y recuperar la totalidad de los costos de la red. Sin embargo, ninguna de estas investigaciones mencionadas analizan las respuestas estratégicas de operación e inversión de las empresas de generación cuando están expuestas a distintos niveles de costos asociados a la transmisión.

Debido a la limitación de las investigaciones descritas anteriormente, surgen previos trabajos enfocados en considerar la tarifa de red en las interacciones entre los segmentos de generación y transmisión, con el objetivo de estudiar el efecto de la tarifa de red en el comportamiento de los agentes del mercado. Por consiguiente, en [38] proponen resolver un problema de coordinación entre la expansión de la generación y transmisión bajo un enfoque iterativo, aplicando una tarifa de red a las empresas generadoras quienes deciden capacidades en generación bajo un equilibrio de Nash. La tarifa de red es calculada proporcionalmente al impacto incremental de la inversión en generación sobre el costo de inversión de la transmisión, y además en función de un factor que define la fracción a recuperar del costo total de la red entre los inversionistas en generación. El resto del costo de la red se remunera a través de los ingresos tarifarios y pagos de peajes asignados a la demanda. Así, a través de la resolución del problema de planificación de generación y transmisión descrito, estos autores demuestran que la tarifa de red diseñada distorsiona la coordinación eficiente entre los segmentos de generación y transmisión por las reacciones de inversión de los agentes del mercado.

Siguiendo la misma línea de investigación anterior, en [39] presentan un modelo de equilibrio estructurado en dos niveles, donde en un primer nivel optimizan la planificación de la expansión de la generación incluyendo los cargos de red entregados por un segundo nivel. En el segundo nivel, calculan los cargos de red de acuerdo al uso que hacen de la misma las distintas tecnologías de generación (solar, eólica y almacenamiento de energía). Por lo tanto, para resolver el modelo de equilibrio de dos niveles descrito, estos autores proponen implementar un método iterativo que permite actualizar los cargos de red en función de las respuestas de los inversionistas en generación hasta converger a una solución de equilibrio factible. No obstante, dado que no consideran dentro de su estudio la planificación de la transmisión, en [40] realizan una nueva propuesta mejorada de su modelo de equilibrio, integrando un tercer nivel donde un planificador de red minimiza costos de operación e inversión, satisfaciendo los requerimientos de la transmisión. Así, para computar el equilibrio entre los tres niveles, primero proponen resolver de forma iterativa el problema de expansión de la generación de múltiples agentes a través de un método de diagonalización [41, 42], con el fin de encontrar la solución de equilibrio de Nash. Para luego, determinar las interacciones entre la solución del modelo de equilibrio Nash y el problema de planificación de la transmisión bajo un enfoque iterativo. De esta forma, estos autores logran demostrar el efecto de una tarifa de uso de red en los planes de expansión óptimos de la generación y transmisión.

Finalmente, en [43] desarrollan un nuevo mecanismo de asignación de los costos de la transmisión que permite optimizar los cargos de red conjuntamente con los procesos de pla-

nificación de la transmisión y operación del mercado, incluyendo dichos cargos en los precios de oferta de los generadores y consumidores. Es así como presentan un modelo bi-nivel como un juego tipo *Stackelberg*, donde en un nivel superior un planificador de red como líder maximiza sus beneficios y determina los cargos de red, y en un nivel inferior un operador de mercado como seguidor maximiza el beneficio social del mercado considerando los cargos de red impuestos por el nivel superior. Por lo tanto, para resolver este problema de equilibrio de mercado, proponen transformar el modelo bi-nivel a un problema lineal entero mixto de un solo nivel usando las condiciones suficientes de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) y técnicas de linealización [41, 44]. De esta forma, estos autores demuestran que es posible implementar una modelación matemática cerrada para estudiar el efecto de una tarifa de red en el comportamiento del mercado en el corto plazo, sin recurrir a métodos iterativos. Sin embargo, este modelamiento matemático descrito puede que no sea una solución viable para cuantificar el impacto de las tarifas de transmisión en el desarrollo del mercado a largo plazo donde las nuevas inversiones en generación pueden verse afectadas por dichos cargos de red.

1.3. Hipótesis

La presente tesis busca demostrar que el equilibrio de largo plazo de un mercado eléctrico, donde los distintos participantes del segmento de generación toman decisiones de inversión en términos del tamaño y localización de sus unidades, es dependiente del esquema tarifario asociado a la red de transmisión, el cual busca recuperar los costos de la red.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo General

- Proponer y resolver un modelo de equilibrio a largo plazo del mercado eléctrico sujeto a cinco diferentes esquemas de tarifas para cuantificar sus efectos en las decisiones de inversión en generación.

1.4.2. Objetivos Específicos

- Estudiar el impacto de cinco diferentes esquemas de tarifas en el equilibrio de mercado a largo plazo en un sistema eléctrico de pequeña escala.
- Comprender las reacciones de inversión en generación de los agentes del mercado que están expuestos a cinco diferentes esquemas de tarifas y factores de asignación del costo residual de la red.
- Demostrar escalabilidad y aplicabilidad de la metodología matemática propuesta para estudiar el impacto de los diferentes esquemas de tarifas en una red real, especialmente en el sistema eléctrico chileno.

- Analizar el efecto de los cinco esquemas de tarifas en el equilibrio de mercado a largo plazo en términos de eficiencia económica y sustentabilidad.

1.5. Contribuciones

- Desarrollar una metodología matemática que permita analizar el impacto de cinco esquemas de tarifas con distintos factores de asignación del costo residual de la red en los planes de expansión óptima de la generación.
- Comparar las diferentes respuestas de equilibrios de mercado a largo plazo bajo los cinco esquemas de tarifas con distintos factores de asignación del costo residual de la red.
- Demostrar el impacto de los cinco diferentes esquemas de tarifas en el equilibrio de mercado a largo plazo en términos de eficiencia económica y sustentabilidad.
- Clarificar las dudas existenciales sobre el impacto de las tarifas en el equilibrio de mercado a largo plazo en términos de eficiencia económica.
- Contestar las dudas con respecto al impacto de las tarifas en el equilibrio del mercado a largo plazo bajo una situación más moderna con integración de fuentes de ERNC y sistemas de almacenamiento de energía.

1.6. Estructura del documento

El resto del documento es organizado de la siguiente manera. En el capítulo 2 se describe la metodología matemática propuesta para estudiar el impacto de cinco esquemas de tarifas en el equilibrio de mercado eléctrico a largo plazo. En el capítulo 3 se presentan y analizan algunos casos de estudios ilustrativos aplicados en un sistema eléctrico de pequeña escala para comprender las reacciones de los agentes del mercado sujetos a cinco esquemas de tarifas. En el capítulo 4 se demuestra la escalabilidad y aplicabilidad del estudio en el sistema eléctrico chileno con la finalidad de analizar y discutir el impacto de los cinco esquemas de tarifas en el desarrollo del mercado a largo plazo en términos de eficiencia económica y sustentabilidad. Finalmente, en el capítulo 5 se exponen las conclusiones relevantes y trabajos futuros de la investigación.

Nomenclatura

Conjuntos

G	Conjunto de tecnologías de generación
G^C	Conjunto de tecnologías de generación convencional
G^R	Conjunto de tecnologías de ERNC
G^{ST}	Conjunto de plantas de almacenamiento de energía (tecnologías de almacenamiento por bombeo hídrico)
G_n	Conjunto de tecnologías de generación conectados a una barra/nodo
L	Conjunto de líneas de transmisión
N	Conjunto de barras/nodos
T	Conjunto de periodos de tiempo

Parámetros

$\alpha_{g,t}^R$	Perfil normalizado del recurso natural disponible de la tecnología de ERNC g en el periodo de tiempo t . [pu]
η_{st}^+	Eficiencia de carga de la tecnología de bombeo hídrico st . [pu]
π_l^{fijo}	Costo fijo de inversión anualizado de la línea de transmisión l . [$\$/año$]
π_g^{inv}	Costo de inversión anualizado de la tecnología de generación g . [$\$/MW \cdot año$]
π_g^{op}	Costo de operación de la tecnología de generación g . [$\$/MWh$]
π_l^{var}	Costo variable de inversión anualizado de la línea de transmisión l . [$\$/MW \cdot año$]
ρ_t	Duración del periodo de tiempo t . [h]
τ_g	Tarifa de red asignada a la tecnología de generación g . [$\$/MW \cdot año$]
d_{st}	Capacidad de almacenamiento de la tecnología de bombeo hídrico st medida en horas

a potencia máxima. [h]

$Dem_{n,t}$ Demanda en el nodo n en el periodo de tiempo t . [MW]

x_l Reactancia de la línea de transmisión l . [Ω]

Variables de decisión

$\delta_{n,t}$ Ángulo de tensión en el nodo n en el periodo de tiempo t . [rad]

$\overline{E_{st,t}}$ Capacidad de energía almacenada de la tecnología de bombeo hídrico en el periodo de tiempo t . [MWh]

$\overline{F_l}$ Capacidad instalada de la línea de transmisión l . [MW]

$\overline{P_g}$ Capacidad instalada de la tecnología de generación g . [MW]

$\overline{P_{st}}$ Capacidad instalada de la tecnología de bombeo hídrico st . [MW]

$P_{st,t}^+$ Potencia consumida de la tecnología de bombeo hídrico st cuando opera en modo carga en el periodo de tiempo t . [MW]

$P_{st,t}^-$ Potencia generada de la tecnología de bombeo hídrico st cuando opera en modo generación en el periodo de tiempo t . [MW]

$P_{g,t}$ Potencia generada de la tecnología de generación g en el periodo de tiempo t . [MW]

$f_{l,t}$ Flujo de potencia por la línea de transmisión l en el periodo de tiempo t . [MW]

Capítulo 2

Metodología

2.1. Modelo de Equilibrio

En esta sección se presenta un modelo de equilibrio de mercado a largo plazo donde los participantes son: (i) un planificador central de transmisión minimizando costos totales del sistema, (ii) un conjunto de inversionistas decidiendo nuevas capacidades en generación en un ambiente perfectamente competitivo, y (iii) una autoridad reguladora encargada de recuperar el costo residual de la transmisión (es decir, costos de inversión menos el ingreso tarifario) a través de una asignación de cargos de red a los inversionistas en generación de acuerdo a cinco diferentes esquemas de tarifas. En la siguiente figura 2.1, se ilustra el modelo de equilibrio de mercado a largo plazo propuesto.

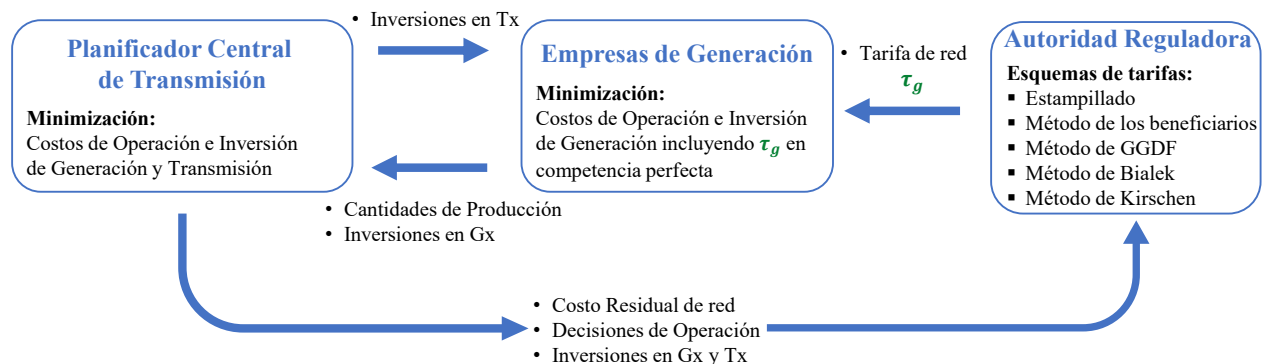


Figura 2.1: Modelo de equilibrio de mercado a largo plazo bajo diferentes esquemas de tarifas.

Nótese que el modelo de equilibrio de mercado presentado en la figura anterior corresponde a un equilibrio perfectamente competitivo, donde se asumen que las empresas de generación son tomadoras de precios, es decir, que no presentan un comportamiento estratégico. Por lo tanto, se modela las interacciones entre las empresas de generación y el mercado bajo competencia perfecta dado que en los últimos años el mercado eléctrico chileno cada vez es más competitivo que en el pasado, como declaran en [45]. Es así como se aclara que, el modelo de equilibrio de mercado a largo plazo propuesto no corresponde a una estructura de

juego *Stackelberg* de líder y seguidores, donde el comportamiento estratégico de los seguidores (empresas de generación) suele modelarse generalmente aplicando un modelo de equilibrio de Nash en competencia imperfecta.

El objetivo principal del planificador central de transmisión es definir el mejor plan de expansión del sistema eléctrico, asegurándose que las decisiones de inversión en generación realizadas por las empresas generadoras sean consistentes con una minimización global de costos del sistema. Por consiguiente, el problema de optimización del planificador central de transmisión se formula de la siguiente forma:

$$\min \sum_{t \in T} \rho_t \sum_{g \in G^C} \pi_g^{op} P_{g,t} + \sum_{g \in G} \pi_g^{inv} \bar{P}_g + \sum_{l \in L} (\pi_l^{var} \bar{F}_l + \pi_l^{fijo}) \quad (2.1)$$

s.a.

$$\begin{aligned} & \sum_{g \in G_n \setminus \{G^{ST}\}} P_{g,t} + \sum_{st \in G_n^{ST}} P_{st,t}^- + \sum_{l \in L | to(l)=n} f_{l,t} - \sum_{l \in L | fr(l)=n} f_{l,t} \\ & = Dem_{n,t} + \sum_{st \in G_n^{ST}} P_{st,t}^+ : (\lambda_{n,t}); \quad \forall n \in N, \forall t \in T \end{aligned} \quad (2.2)$$

$$0 \leq P_{g,t} \leq \bar{P}_g; \quad \forall g \in G^C, \forall t \in T \quad (2.3)$$

$$0 \leq P_{g,t} \leq \bar{P}_g \cdot \alpha_{g,t}^R; \quad \forall g \in G^R, \forall t \in T \quad (2.4)$$

$$E_{st,t} \leq \bar{P}_{st} \cdot d_{st}; \quad \forall st \in G^{ST}, \forall t \in T \quad (2.5)$$

$$-\bar{P}_{st} \leq P_{st,t}^- - P_{st,t}^+ \leq \bar{P}_{st}; \quad \forall st \in G^{ST}, \forall t \in T \quad (2.6)$$

$$E_{st,t} = E_{st,t-1} - P_{st,t}^- / \eta_{st}^+ + P_{st,t}^+ \cdot \eta_{st}^+; \quad \forall st \in G^{ST}, \forall t \in T \quad (2.7)$$

$$-\bar{F}_l \leq f_{l,t} \leq \bar{F}_l; \quad \forall l \in L, \forall t \in T \quad (2.8)$$

$$f_{l,t} = \frac{\delta_{fr(l),t} - \delta_{to(l),t}}{x_l}; \quad \forall l \in L, \forall t \in T \quad (2.9)$$

A través de la resolución del problema de optimización lineal descrito (2.1)-(2.9), se obtienen las decisiones de operación e inversión óptimas del sistema eléctrico ($f_{l,t}$, $P_{g,t}$, \bar{F}_l y \bar{P}_g), y además el precio marginal a largo plazo por hora definida por el multiplicador de Lagrange $\lambda_{n,t}$. Estas variables de decisión de precio, operación e inversión son entregadas a una autoridad reguladora.

La autoridad reguladora se responsabiliza en determinar los respectivos cargos de red anuales tanto para los generadores como para los consumidores basándose en las soluciones de las variables de decisión entregadas por el problema de optimización anterior, y aplicando la formulación de cinco diferentes esquemas de tarifas presentada en la sección 2.2.

Una vez aplicado un esquema de tarifa, las empresas de generación definen sus niveles de inversión en un mercado perfectamente competitivo resolviendo el siguiente problema de optimización, actuando como tomadoras de precios con respecto a las tarifas de red τ_g impuestas por la autoridad reguladora:

$$\min \sum_{t \in T} \rho_t \sum_{g \in G^C} \pi_g^{op} P_{g,t} + \sum_{g \in G} (\pi_g^{inv} + \tau_g) \bar{P}_g \quad (2.10)$$

s.a. Restricciones (2.2)-(2.9)

Finalmente, debido a que se asume que existe una coordinación completamente efectiva entre los segmentos de generación y transmisión, el modelo de equilibrio de mercado a largo plazo definido por las ecuaciones (2.1)-(2.10) considerando las tarifas de red asignadas a los generadores τ_g , queda representado de la siguiente manera:

$$\min \sum_{t \in T} \rho_t \sum_{g \in G^C} \pi_g^{op} P_{g,t} + \sum_{g \in G} (\pi_g^{inv} + \tau_g) \bar{P}_g + \sum_{l \in L} (\pi_l^{var} \bar{F}_l + \pi_l^{fijo}) \quad (2.11)$$

s.a. Restricciones (2.2)-(2.9)

Este problema de planificación perfectamente coordinado entre generación y transmisión (2.11) puede ser resuelto usando un programa de optimización lineal solo si las tarifas de red asignadas a los generadores son establecidas como parámetros fijos [46]. Sin embargo, dada que las tarifas de red son funciones no lineales de las variables de precios, operación e inversión en generación y transmisión, deben ser determinadas endógenamente. Por lo tanto, siguiendo los trabajos de [47] y [48], se calcula el equilibrio a largo plazo del mercado sujeto a diferentes tarifas de red aplicando un algoritmo de Gauss-Seidel que itera entre el programa de optimización lineal (2.11) y la formulación de esquemas de tarifas que determina y actualiza el valor de la tarifa de red anual por generador τ_g (ver Sección 2.2).

Es relevante destacar que, la convergencia del algoritmo iterativo de Gauss-Seidel solo se garantiza si el proceso de actualización del valor de la tarifa de red τ_g satisface la condición de *Lipschitz* continua y conserva la propiedad de contracción, tal como lo señalan en la referencia [47]. De este modo, resulta que el algoritmo de Gauss-Seidel no converge para un conjunto de combinaciones de parámetros al momento de incrementar el número de inversionistas en generación y el número de líneas de transmisión a invertir. Es así como, este algoritmo iterativo de Gauss-Seidel es aplicado tanto en un sistema eléctrico de pequeña escala de 2 barras como en un sistema eléctrico real simplificado de 9 barras, donde el número de participantes del mercado es limitado. No obstante, ambos casos propuestos de estudio son suficientes para ilustrar el impacto de los diferentes esquemas de tarifas en el equilibrio de mercado a largo plazo.

A continuación, se resume el proceso iterativo del algoritmo de Gauss-Seidel empleado para encontrar el equilibrio a largo plazo del mercado sujeto a diferentes reglas de tarifas:

1. Determinar el plan de expansión óptimo de generación y transmisión resolviendo el programa de optimización lineal (2.1)-(2.9) donde no se considera la tarifa de red.
2. Inicialización: almacenar las soluciones de las variables de decisión $(\bar{P}_g^{*(0)}, P_{g,t}^{*(0)}, \bar{F}_l^{*(0)}, f_{l,t}^{*(0)} \text{ y } \lambda_{n,t}^{*(0)})$, y determinar el costo residual del sistema de transmisión, como:

$$CR_{Tx} = \sum_{l \in L} \pi_l^{fijo}$$
3. Seleccionar una regla de tarifa: factor de asignación del costo residual de red y esquema de tarifa (Estampillado, Beneficiarios, GGDF, Bialek o Kirschen). Establecer $i \leftarrow 1$.
4. Calcular la tarifa de red anual por generador $\tau_g^{(i)}$ con las soluciones entregadas de las variables de decisión $(\bar{P}_g^{*(i-1)}, P_{g,t}^{*(i-1)}, \bar{F}_l^{*(i-1)}, f_{l,t}^{*(i-1)} \text{ y } \lambda_{n,t}^{*(i-1)})$ y en función de la regla de tarifa seleccionada.
5. Resolver el programa de optimización lineal definido por la ecuación (2.11) considerando

la tarifa de red calculada $\tau_g^{(i)}$ y después actualizar las soluciones de las variables de decisión ($\overline{P}_g^{*(i)}$, $P_{g,t}^{*(i)}$, $\overline{F}_l^{*(i)}$, $f_{l,t}^{*(i)}$ y $\lambda_{n,t}^{*(i)}$).

6. Determinar el peaje total del sistema de transmisión, como:

$$Peaje_{Tx}^{(i)} = \sum_{g \in G} \tau_g^{(i)} \cdot \overline{P}_g^{*(i)} + \sum_{n \in N} Peaje_n^{D(i)}$$

7. Chequear convergencia:

si $|CR_{Tx} - Peaje_{Tx}^{(i)}|/CR_{Tx} \leq \varepsilon$ y $|\tau_g^{(i)} - \tau_g^{(i-1)}|/\tau_g^{(i)} \leq \varepsilon$, entonces

Detener;

caso contrario,

Establecer $i \leftarrow i + 1$ y retornar al paso 4 con las soluciones actualizadas de las variables de decisión.

Cabe mencionar que los pasos 3-7 del algoritmo iterativo descrito es aplicado para los cinco esquemas de tarifas con distintos factores de asignación del costo residual de la red.

En general, el modelo de equilibrio a largo plazo propuesto tiene como objetivo simular la intervención del regulador de tarifas en el mercado eléctrico, considerando las reacciones de los inversionistas en generación quienes están sujetos a distintos niveles de costos de la transmisión. En este sentido, la dinámica de interacción entre los participantes del mercado eléctrico es la siguiente: (i) la autoridad reguladora define las reglas de tarifas y asigna los respectivos cargos de la red a las empresas de generación de acuerdo al plan de expansión óptimo de generación y transmisión inicialmente entregado por un planificador central de transmisión; (ii) las empresas de generación a su vez reaccionan ante la presencia de una tarifa de red y cambian sus decisiones de inversión que son entregadas al regulador de tarifas; y (iii) este regulador de tarifas nuevamente recalcula y reasigna los cargos de la red a las empresas generadoras considerando sus nuevas inversiones en generación. De esta forma, el regulador de tarifas, el planificador central de transmisión y las empresas de generación interactúan entre sí hasta llegar a un punto de equilibrio económico donde los inversionistas en generación están de acuerdo en pagar la totalidad del costo de la transmisión invertida.

2.2. Formulación de esquemas de tarifas

En esta sección se emplea la formulación de cinco métodos diferentes de remunerar el sistema de transmisión. En cada uno de estos métodos tarifarios, se aplica un factor de asignación que define la repartición del costo residual de la red entre los segmentos de generación y demanda. De esta manera, ambos segmentos están expuestos a distintos niveles de costos de la red de acuerdo a la distribución de pago seleccionado a través del factor de asignación expresado como γ^G para generación y $1 - \gamma^G$ para demanda.

Dado este factor de asignación del costo residual de la red, los cinco métodos de tarificación determinan un cargo de red tanto para los generadores como para los consumidores. En cuanto al cargo de red asignado para los generadores, este es expresado como un tarifa de red anual τ_g por capacidad [$\$/MW \cdot \text{año}$] debido a que es establecida como un costo adicional de inversión anualizado de generación e incorporada en el problema de optimización (2.11). Mientras que, el cargo de red asignado a los consumidores, este es declarado simplemente como un pago

anual de red $Peaje_n^D$ que remunera solo una cierta parte del costo residual de la transmisión, por el motivo que la demanda presentada en cada barra es considerada como perfectamente inelástica.

2.2.1. Estampillado

El método estampillado se basa en definir un cargo de red uniforme para todos los agentes del mercado (generadores y consumidores), independientemente de su punto de localización en el sistema eléctrico. Por lo tanto, este método es aplicado como un prorrateo en función de la potencia máxima generada o consumida.

Para el caso de los generadores, el cargo de red es calculado de acuerdo al prorrateo de la potencia máxima generada, como se expresa en la siguiente ecuación:

$$Peaje_g^G = \frac{\overline{P}_g^* \cdot \gamma^G \cdot \sum_{l \in L} CR_l}{\sum_{g \in G} \overline{P}_g^*}; \quad \forall g \in G \quad (2.12)$$

No obstante, esta ecuación (2.12) es dividida por la potencia máxima generada con el fin de expresar el cargo de red como una tarifa anual por capacidad. Así, la tarifa de red τ_g es calculada como:

$$\tau_g = \frac{\gamma^G \cdot \sum_{l \in L} CR_l}{\sum_{g \in G} \overline{P}_g^*}; \quad \forall g \in G \quad (2.13)$$

Por otra parte, para el caso de los consumidores, el peaje es calculado en función del prorrateo de la potencia máxima consumida, como se expresa en la siguiente ecuación:

$$Peaje_n^D = \frac{\overline{Dem}_n \cdot (1 - \gamma^G) \cdot \sum_{l \in L} CR_l}{\sum_{n \in N} \overline{Dem}_n}; \quad \forall n \in N \quad (2.14)$$

2.2.2. Método de los beneficiarios

El método de los beneficiarios se centra en calcular un cargo de red en función de los beneficios económicos que capturan los agentes del mercado por la expansión del sistema de transmisión. Por lo tanto, para determinar estos beneficios económicos, se implementa un modelo que simula la operación del sistema eléctrico con y sin la existencia de todas las líneas de transmisión a invertir. Así, bajo estas dos modalidades de operación de las líneas, se determinan los ingresos de los generadores y pagos de los consumidores para calcular sus beneficios económicos netos.

A continuación, se presenta el procedimiento para calcular los pagos de los beneficiarios:

1. Determinar los ingresos de los generadores y pagos de los consumidores mediante el modelo de operación del sistema con y sin la construcción de todas las líneas de transmisión.

$$Ingresos_g^{con/sinTx} = \sum_{t \in T} (\lambda_{n(g),t}^* - \rho_t \cdot \pi_g^{op}) \cdot P_{g,t}^*; \quad \forall g \in G \setminus \{G^{ST}\} \quad (2.15)$$

$$Pagos_n^{con/sinTx} = \sum_{t \in T} \lambda_{n,t}^* \cdot Dem_{n,t}; \quad \forall n \in N \quad (2.16)$$

Cabe mencionar que la ecuación (2.15) es aplicada para todas las tecnologías de generación con excepción de las plantas de almacenamiento de energía. Esto debido a que estas plantas de almacenamiento de energía en ciertas horas del día se comportan como carga, por ende, deben realizar un pago por retiro de energía que afecta a sus ingresos como generador en el caso de considerarlas como una sola compañía de generación. Entonces, para determinar los ingresos de dichas plantas de almacenamiento de energía, se emplea la siguiente ecuación:

$$Ingresos_{st}^{con/sinTx} = \sum_{t \in T} (P_{st,t}^{-*} - P_{st,t}^{+*}) \cdot \lambda_{n(st),t}^*; \quad \forall st \in G^{ST} \quad (2.17)$$

2. Calcular los beneficios económicos netos de los generadores y consumidores.

$$\Delta Beneficio_g^G = Ingresos_g^{conTx} - Ingresos_g^{sinTx}; \quad \forall g \in G \quad (2.18)$$

$$\Delta Beneficio_n^D = Pagos_n^{sinTx} - Pagos_n^{conTx}; \quad \forall n \in N \quad (2.19)$$

3. Excluir los beneficios netos negativos debido a que equivalen a pérdidas económicas por la construcción de las líneas de transmisión.

$$\Delta Beneficio_g^G = \begin{cases} 0 & ; \text{si } \Delta Beneficio_g^G < 0 \\ \Delta Beneficio_g^G & ; \text{caso contrario} \end{cases}$$

$$\Delta Beneficio_n^D = \begin{cases} 0 & ; \text{si } \Delta Beneficio_n^D < 0 \\ \Delta Beneficio_n^D & ; \text{caso contrario} \end{cases}$$

4. Definir los porcentajes de los beneficios económicos de los generadores y consumidores.

$$\beta_g^G = \frac{\Delta Beneficio_g^G}{\sum_{g \in G} \Delta Beneficio_g^G}; \quad \forall g \in G \quad (2.20)$$

$$\beta_n^D = \frac{\Delta Beneficio_n^D}{\sum_{n \in N} \Delta Beneficio_n^D}; \quad \forall n \in N \quad (2.21)$$

5. Calcular la tarifa de red τ_g de los generadores en función de sus porcentajes de beneficios económicos, factor de asignación del costo residual de la red y capacidad instalada.

$$\tau_g = \frac{\beta_g^G \cdot \gamma^G \cdot \sum_{l \in L} CR_l}{P_g^*}; \quad \forall g \in G \quad (2.22)$$

6. Calcular el peaje de los consumidores en proporción a sus beneficios económicos capturados y factor de asignación del costo residual de la red.

$$Peaje_n^D = \beta_n^D \cdot (1 - \gamma^G) \cdot \sum_{l \in L} CR_l; \quad \forall n \in N \quad (2.23)$$

2.2.3. Método de los factores de distribución

El método de los factores de distribución consiste en determinar el uso que hacen los usuarios del sistema de transmisión (generadores y consumidores). Por lo tanto, para determinar ese uso de la red, se aplican tres tipos de factores de distribución (GSDF, GGDF y GLDF) con el objetivo de reflejar las participaciones tanto de los generadores como de los consumidores por el flujo de las líneas [4, 5]. A continuación se describe cada factor de distribución:

- Los factores GSDF $A_{l,n}$ se basan en medir las variaciones incrementales del flujo de una línea l por la potencia inyectada o retirada en una barra n del sistema, excluyendo la barra de referencia n_{ref} .
- Los factores GGDF $D_{l,n}$ se basan en cuantificar las variaciones totales del flujo de una línea l por la potencia inyectada del conjunto de generadores conectados en una barra n del sistema.
- Los factores GLDF $E_{l,n}$ se basan en mensurar las variaciones totales del flujo de una línea l por la potencia retirada de un consumo conectado en una barra n del sistema.

Es importante destacar que estos factores de distribución descritos pueden ser negativos debido a que existen aportaciones de flujo contrario. En términos económicos, estas aportaciones de flujo contrario corresponden a reconocer un pago a los usuarios de la red por descongestionar las líneas de transmisión [4]. Para la investigación, se excluyen estas aportaciones negativas debido a que el interés se centra solo en analizar el impacto de la tarifa de red en el equilibrio del mercado a largo plazo.

Bajo la aclaración anterior, se determinan los tres factores de distribución, donde los factores GGDF y GLDF son obtenidos a través del cálculo del GSDF. Así, a partir de un prorrateo de los factores GGDF, se calcula un factor de uso de generación que indica la participación de cada generador g por el flujo de una línea l . Mientras que, a partir de un prorrateo de los factores GLDF, se calcula un factor de uso de retiro que refleja la participación de cada consumo conectado en una barra n por el flujo de una línea l .

Cabe señalar que los factores de uso de generación y retiro son determinados para cada punto de operación del sistema. Entonces, para reconocer en un solo factor la tendencia

media de uso de la red que hacen tanto los generadores como los consumidores en todo el horizonte de operación, se promedian todos los factores de uso de generación para el caso de los generadores y todos los factores de uso de retiro para el caso de los consumidores. De esta forma, finalmente, con estos factores de uso promedio de generación y retiro, se determinan los respectivos cargos de red para los generadores y consumidores.

A continuación, se presentan los procedimientos para el cálculo de cada factor de distribución, factor de uso promedio de generación y retiro, y los cargos de red de los generadores y consumidores:

Factores GSDF

1. Construir la matriz de admitancia $Y_{n,m}$ a partir de las susceptancias de las líneas que unen las barras de $n = fr(l)$ a $m = to(l)$. Estas susceptancias de las líneas son determinadas como: $B_{n,m} = 1/x_{l \rightarrow n,m}$
2. Eliminar la fila y columna asociada a la barra de referencia seleccionada n_{ref} de la matriz de admitancia $Y_{n,m}$.
3. Determinar la inversa de la matriz de admitancia $Y_{n,m}^{-1}$.
4. Construir la matriz de reactancia del sistema $X_{n,m}$ incluyendo elementos de ceros en la fila y columna asociadas a la barra de referencia n_{ref} en la matriz inversa de admitancia.
5. Calcular los factores GSDF en función de la reactancia del sistema y línea, como se expresa en la siguiente ecuación:

$$A_{l,n} = \frac{X_{fr(l),n} - X_{to(l),n}}{x_l}; \quad \forall l \in L, \forall n \in N \quad (2.24)$$

Factores GLDF

1. Determinar la potencia total consumida de acuerdo a la demanda presentada en una barra n y la potencia retirada en dicha barra por la planta de almacenamiento de energía cuando opera en modo de carga.

$$P_{n,t}^{con} = Dem_{n,t} + \sum_{st \in G_n^{ST}} P_{st,t}^{+*}; \quad \forall n \in N, \forall t \in T \quad (2.25)$$

2. Calcular los factores GLDF asociados a la barra de referencia n_{ref} del sistema para cada condición de operación t , utilizando los factores GSDF determinados anteriormente.

$$E_{l,n_{ref},t} = \frac{f_{l,t}^* + \sum_{n \notin N_{ref}} A_{l,n} \cdot P_{n,t}^{con}}{\sum_{n \in N} P_{n,t}^{con}}; \quad \forall l \in L, N_{ref}, \forall t \in T \quad (2.26)$$

3. Calcular los factores GLDF asociados a las demás barras del sistema para cada condición de operación t , utilizando los factores GSDF determinados anteriormente.

$$E_{l,n,t} = E_{l,n_{ref},t} - A_{l,n}; \quad \forall l \in L, \forall n \notin N_{ref}, \forall t \in T \quad (2.27)$$

4. Excluir los aportes de flujos contrarios de los factores GLDF.

$$E'_{l,n,t} = \begin{cases} E_{l,n,t} & ; \text{si } E_{l,n,t} \cdot f_{l,t}^* \geq 0 \\ 0 & ; \text{si } E_{l,n,t} \cdot f_{l,t}^* < 0 \end{cases}$$

5. Calcular el factor de uso de retiro de los consumidores en la barra n para cada condición de operación t . Para el caso de la demanda en cada barra, se determina su factor de uso de retiro de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$FUR_{l,n,t} = \frac{E'_{l,n,t} \cdot Dem_{n,t}}{\sum_{n \in N} E'_{l,n,t} \cdot P_{n,t}^{con}}; \quad \forall l \in L, \forall n \in N, \forall t \in T \quad (2.28)$$

Mientras que, para el caso de las plantas de almacenamiento de energía cuando operan en modo de carga, se determina su factor de uso de retiro en función de su potencia consumida en una barra n , como se expresa en la siguiente ecuación:

$$FUR_{l,st,t} = \frac{E'_{l,n(st),t} \cdot P_{st,t}^{+*}}{\sum_{n \in N} E'_{l,n,t} \cdot P_{n,t}^{con}}; \quad \forall l \in L, \forall st \in G^{ST}, \forall t \in T \quad (2.29)$$

6. Determinar el factor de uso promedio de retiro de los consumos (demanda y planta de almacenamiento de energía) conectados en una barra n .

$$\overline{FUR}_{l,n} = \frac{\sum_{t \in T} \rho_t \cdot FUR_{l,n,t}}{\sum_{t \in T} \rho_t}; \quad \forall l \in L, \forall n \in N \quad (2.30)$$

$$\overline{FUR}_{l,st} = \frac{\sum_{t \in T} \rho_t \cdot FUR_{l,st,t}}{\sum_{t \in T} \rho_t}; \quad \forall l \in L, \forall st \in G^{ST} \quad (2.31)$$

7. Calcular el peaje de los consumidores (demanda y planta de almacenamiento de energía) en función del factor de uso promedio de retiro y factor de asignación del costo residual de la red.

$$Peaje_n^D = \sum_{l \in L} \overline{FUR}_{l,n} \cdot (1 - \gamma^G) \cdot CR_l; \quad \forall n \in N \quad (2.32)$$

$$Peaje_{st}^+ = \sum_{l \in L} \overline{FUR}_{l,st} \cdot (1 - \gamma^G) \cdot CR_l; \quad \forall st \in G^{ST} \quad (2.33)$$

Factores GGDF

1. Determinar la potencia total generada del conjunto de generadores conectados en una barra n , incluyendo la potencia inyectada en dicha barra por la planta de almacenamiento de energía cuando opera en modo de generación.

$$P_{n,t}^{gen} = \sum_{g \in G_n \setminus \{G^{ST}\}} P_{g,t}^* + \sum_{st \in G_n^{ST}} P_{st,t}^{-*}; \quad \forall n \in N, \forall t \in T \quad (2.34)$$

2. Calcular los factores GGDF asociados a la barra de referencia n_{ref} del sistema para cada condición de operación t , utilizando los factores GSDF determinados anteriormente.

$$D_{l,n_{ref},t} = \frac{f_{l,t}^* - \sum_{n \notin N_{ref}} A_{l,n} \cdot P_{n,t}^{gen}}{\sum_{n \in N} P_{n,t}^{gen}}; \quad \forall l \in L, N_{ref}, \forall t \in T \quad (2.35)$$

3. Calcular los factores GGDF asociados a las demás barras del sistema para cada condición de operación t , utilizando los factores GSDF determinados anteriormente.

$$D_{l,n,t} = A_{l,n} + D_{l,n_{ref},t}; \quad \forall l \in L, \forall n \notin N_{ref}, \forall t \in T \quad (2.36)$$

4. Excluir los aportes de flujos contrarios de los factores GGDF.

$$D'_{l,n,t} = \begin{cases} D_{l,n,t} & ; \text{si } D_{l,n,t} \cdot f_{l,t}^* \geq 0 \\ 0 & ; \text{si } D_{l,n,t} \cdot f_{l,t}^* < 0 \end{cases}$$

5. Calcular el factor de uso de generación de los generadores y de las plantas de almacenamiento de energía para cada condición de operación t .

$$FUG_{l,g,t} = \frac{D'_{l,n(g),t} \cdot P_{g,t}^*}{\sum_{n \in N} D'_{l,n,t} \cdot P_{n,t}^{gen}}; \quad \forall l \in L, \forall g \in G \setminus \{G^{ST}\}, \forall t \in T \quad (2.37)$$

$$FUG_{l,st,t} = \frac{D'_{l,n(st),t} \cdot P_{st,t}^{-*}}{\sum_{n \in N} D'_{l,n,t} \cdot P_{n,t}^{gen}}; \quad \forall l \in L, \forall st \in G^{ST}, \forall t \in T \quad (2.38)$$

6. Determinar el factor de uso promedio de generación de los generadores y de las plantas de almacenamiento de energía.

$$\overline{FUG}_{l,g} = \frac{\sum_{t \in T} \rho_t \cdot FUG_{l,g,t}}{\sum_{t \in T} \rho_t}; \quad \forall l \in L, \forall g \in G \setminus \{G^{ST}\} \quad (2.39)$$

$$\overline{FUG}_{l,st} = \frac{\sum_{t \in T} \rho_t \cdot FUG_{l,st,t}}{\sum_{t \in T} \rho_t}; \quad \forall l \in L, \forall st \in G^{ST} \quad (2.40)$$

7. Calcular la tarifa de red τ_g de los generadores en función del factor de uso promedio de generación, factor de asignación del costo residual de la red y capacidad instalada.

$$\tau_g = \frac{\sum_{l \in L} \overline{FUG}_{l,g} \cdot \gamma^G \cdot CR_l}{P_g^*}; \quad \forall g \in G \setminus \{G^{ST}\} \quad (2.41)$$

Es relevante indicar que esta ecuación (2.41) es empleada para todas las tecnologías de generación con excepción de las plantas de almacenamiento de energía. Por la razón que, para calcular la tarifa de red τ_{st} de estas plantas de almacenamiento de energía, se debe considerar el pago que realizan por el uso que hacen de la red cuando operan tanto en modo de generación como en modo de carga. Por lo tanto, en la siguiente ecuación, se incorpora el pago de red $Peaje_{st}^+$ de las plantas de almacenamiento de energía en modo carga anteriormente definida por la ecuación (2.33):

$$\tau_{st} = \frac{\left(\sum_{l \in L} \overline{FUG}_{l,st} \cdot \gamma^G \cdot CR_l \right) + Peaje_{st}^+}{\overline{P}_{st}^*}; \quad \forall st \in G^{ST} \quad (2.42)$$

2.2.4. Método de Bialek

El método propuesto por J. Bialek [14] se basa en realizar un rastreo de la electricidad por el sistema de transmisión a través de factores de distribución topológicos. Estos factores de distribución topológicos reflejan cómo se distribuye proporcionalmente el flujo de una línea por la potencia total inyectada o retirada en un nodo. Por lo tanto, para determinar estos factores de distribución topológicos tanto por inyecciones como por retiros, se implementan las dos versiones propuestas por el método:

- El rastreo de la electricidad “aguas arriba” (en inglés, *Upstream-looking Tracing*) se centra en determinar un factor de distribución topológico $FD_{n,l}^{up}$ que refleja la distribución del flujo de una línea l por la potencia total inyectada en un nodo n “aguas arriba” debido a la potencia generada por un conjunto de generadores y los flujos de potencia entrantes con respecto a ese nodo.
- El rastreo de la electricidad “aguas abajo” (en inglés, *Downstream-looking Tracing*) se basa en determinar un factor de distribución topológico $FD_{n,l}^{down}$ que refleja la distribución del flujo de una línea l por la potencia total retirada en un nodo n “aguas abajo” debido a la potencia consumida y los flujos de potencia salientes con respecto a ese nodo.

A partir de estos factores de distribución topológicos descritos, se procede a determinar los factores de uso de generación y retiro. Por ejemplo, para calcular el factor de uso de generación de cada generador, se realiza un prorrateo del factor de distribución topológico “aguas arriba” $FD_{n,l}^{up}$. Mientras que, para calcular el factor de uso de retiro de cada consumo conectado en un nodo, se realiza el prorrateo del factor de distribución topológico “aguas abajo” $FD_{n,l}^{down}$. De esta forma, se obtienen los factores de uso de generación y retiro por cada punto de operación del sistema, para luego promediarlos y definir un factor de uso promedio de las líneas tanto de generación como de retiro. Así, finalmente, con estos factores de uso promedio de generación y retiro, se calculan los respectivos cargos de red para los generadores y consumidores.

A continuación, se presentan los procedimientos de las dos versiones mencionadas para

calcular los factores de distribución topológicos, factor de uso promedio de generación y retiro, y los cargos de red de los generadores y consumidores:

Downstream-looking Tracing

1. Determinar la potencia nodal retirada de acuerdo a los flujos salientes de una línea l , la demanda presentada en un nodo n y la potencia consumida en dicho nodo por la planta de almacenamiento de energía cuando opera en modo de carga.

$$P_{n,t}^{ret} = \sum_{l \in L | fr(l)=n} f_{l,t}^* + Dem_{n,t} + \sum_{st \in G_n^{ST}} P_{st,t}^{+*}; \quad \forall n \in N, \forall t \in T \quad (2.43)$$

2. Calcular una matriz de distribución de los flujos de las líneas l que unen los nodos de $n = fr(l)$ a $m = to(l)$ por retiros totales de potencia “aguas abajo” para cada condición de operación t .

$$A_{l \rightarrow n,m}^{down} = \frac{-|f_{l,t}^*|}{P_{to(l),t}^{ret}}; \quad \forall l \in L, \forall t \in T \quad (2.44)$$

3. Calcular los factores de distribución topológicos de consumo “aguas abajo” para cada condición de operación t .

$$FD_{l,n,t}^{down} = \frac{|f_{l,t}^*| \cdot A_{l \rightarrow n,m}^{down^{-1}}}{P_{to(l),t}^{ret}}; \quad \forall l \in L, \forall n \in N, \forall t \in T \quad (2.45)$$

4. Calcular el factor de uso de retiro de los consumidores en el nodo n para cada condición de operación t . Para el caso de la demanda en cada nodo, se determina su factor de uso de retiro de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$FUR_{l,n,t} = \frac{FD_{l,n,t}^{down} \cdot Dem_{n,t}}{\sum_{n \in N} FD_{l,n,t}^{down} \cdot P_{n,t}^{ret}}; \quad \forall l \in L, \forall n \in N, \forall t \in T \quad (2.46)$$

Mientras que, para el caso de las plantas de almacenamiento de energía cuando operan en modo de carga, se determina su factor de uso de retiro en función de su potencia consumida en un nodo n , como se expresa en la siguiente ecuación:

$$FUR_{l,st,t} = \frac{FD_{l,n(st),t}^{down} \cdot P_{st,t}^{+*}}{\sum_{n \in N} FD_{l,n,t}^{down} \cdot P_{n,t}^{ret}}; \quad \forall l \in L, \forall st \in G^{ST}, \forall t \in T \quad (2.47)$$

5. Determinar el factor de uso promedio de retiro de los consumos (demanda y planta de almacenamiento de energía) conectados en un nodo n .

$$\overline{FUR}_{l,n} = \frac{\sum_{t \in T} \rho_t \cdot FUR_{l,n,t}}{\sum_{t \in T} \rho_t}; \quad \forall l \in L, \forall n \in N \quad (2.48)$$

$$\overline{FUR}_{l,st} = \frac{\sum_{t \in T} \rho_t \cdot FUR_{l,st,t}}{\sum_{t \in T} \rho_t}; \quad \forall l \in L, \forall st \in G^{ST} \quad (2.49)$$

6. Calcular el peaje de los consumidores (demanda y planta de almacenamiento de energía) en función del factor de uso promedio de retiro y factor de asignación del costo residual de la red.

$$Peaje_n^D = \sum_{l \in L} \overline{FUR_{l,n}} \cdot (1 - \gamma^G) \cdot CR_l; \quad \forall n \in N \quad (2.50)$$

$$Peaje_{st}^+ = \sum_{l \in L} \overline{FUR_{l,st}} \cdot (1 - \gamma^G) \cdot CR_l; \quad \forall st \in G^{ST} \quad (2.51)$$

Upstream-looking Tracing

1. Determinar la potencia nodal inyectada de acuerdo a los flujos entrantes de una línea l en un nodo n y las inyecciones de los generadores conectados en ese nodo, incluyendo la potencia generada en dicho nodo por la planta de almacenamiento de energía cuando opera en modo de generación.

$$P_{n,t}^{iny} = \sum_{l \in L | to(l)=n} f_{l,t}^* + \sum_{g \in G_n \setminus \{G^{ST}\}} P_{g,t}^* + \sum_{st \in G_n^{ST}} P_{st,t}^{-*}; \quad \forall n \in N, \forall t \in T \quad (2.52)$$

2. Calcular la matriz de distribución de los flujos de las líneas l que unen los nodos de $n = fr(l)$ a $m = to(l)$ por inyecciones totales de potencia “aguas arriba” para cada condición de operación t .

$$A_{l \rightarrow n,m}^{up} = \frac{-|f_{l,t}^*|}{P_{fr(l),t}^{iny}}; \quad \forall l \in L, \forall t \in T \quad (2.53)$$

3. Calcular el factor de distribución topológico de generación para cada condición de operación t .

$$FD_{l,n,t}^{up} = \frac{|f_{l,t}^*| \cdot A_{l \rightarrow n,m}^{up-1}}{P_{fr(l),t}^{iny}}; \quad \forall l \in L, \forall n \in N, \forall t \in T \quad (2.54)$$

4. Calcular el factor de uso de generación de los generadores y de las plantas de almacenamiento de energía para cada condición de operación t .

$$FUG_{l,g,t} = \frac{FD_{l,n(g),t}^{up} \cdot P_{g,t}^*}{\sum_{n \in N} FD_{l,n,t}^{up} \cdot P_{n,t}^{iny}}; \quad \forall l \in L, \forall g \in G \setminus \{G^{ST}\}, \forall t \in T \quad (2.55)$$

$$FUG_{l,st,t} = \frac{FD_{l,n(st),t}^{up} \cdot P_{st,t}^{-*}}{\sum_{n \in N} FD_{l,n,t}^{up} \cdot P_{n,t}^{iny}}; \quad \forall l \in L, \forall st \in G^{ST}, \forall t \in T \quad (2.56)$$

5. Determinar el factor de uso promedio de generación de los generadores y de las plantas de almacenamiento de energía.

$$\overline{FUG_{l,g}} = \frac{\sum_{t \in T} \rho_t \cdot FUG_{l,g,t}}{\sum_{t \in T} \rho_t}; \quad \forall l \in L, \forall g \in G \setminus \{G^{ST}\} \quad (2.57)$$

$$\overline{FUG}_{l,st} = \frac{\sum_{t \in T} \rho_t \cdot FUG_{l,st,t}}{\sum_{t \in T} \rho_t}; \quad \forall l \in L, \forall st \in G^{ST} \quad (2.58)$$

6. Calcular la tarifa de red τ_g de los generadores en función del factor de uso promedio de generación, factor de asignación del costo residual de la red y capacidad instalada.

$$\tau_g = \frac{\sum_{l \in L} \overline{FUG}_{l,g} \cdot \gamma^G \cdot CR_l}{\overline{P}_g^*}; \quad \forall g \in G \setminus \{G^{ST}\} \quad (2.59)$$

Es importante señalar que esta ecuación (2.59) es aplicada para todas las tecnologías de generación con excepción de las plantas de almacenamiento de energía. Por el motivo que, para calcular la tarifa de red τ_{st} de estas plantas de almacenamiento de energía, se debe considerar el pago que realizan por el uso que hacen de la red cuando operan tanto en modo de generación como en modo de carga. Por lo tanto, en la siguiente ecuación, se incluye el pago de red $Peaje_{st}^+$ de las plantas de almacenamiento de energía en modo carga anteriormente definida por la ecuación (2.51):

$$\tau_{st} = \frac{(\sum_{l \in L} \overline{FUG}_{l,st} \cdot \gamma^G \cdot CR_l) + Peaje_{st}^+}{\overline{P}_{st}^*}; \quad \forall st \in G^{ST} \quad (2.60)$$

2.2.5. Método de Kirschen

El método propuesto por D. Kirschen et al. [15] consiste en determinar qué tan lejos los generadores contribuyen a los consumos de las barras a través del sistema de transmisión. Por lo tanto, para determinar dichas contribuciones de los generadores, este método plantea analizar la distribución proporcional de los flujos de las líneas por la potencia total inyectada dentro de un conjunto de barras, realizando una representación gráfica del sistema por áreas comunes. Entonces, para crear esta representación gráfica del sistema por áreas, se emplean los siguientes pasos:

1. Determinar el dominio de cada generador a través de una identificación del conjunto de barras que son alcanzadas por la potencia inyectada de cada generador.
2. Ordenar y agrupar todas aquellas barras que son suministradas por un mismo conjunto de generadores para formar áreas comunes.
3. Identificar todas aquellas líneas externas que interconectan diferentes áreas comunes para establecer los enlaces.
4. Reconocer todas aquellas líneas internas que pertenecen a una misma área común.

Cabe indicar que esta representación gráfica por áreas comunes se debe realizar para cada condición de operación del sistema. Esto por el motivo que las inyecciones de los generadores y los flujos de potencia por las líneas pueden cambiar según el punto de operación del sistema.

Una vez definida la representación gráfica del sistema por áreas comunes, se procede a cuantificar las contribuciones relativas de los generadores hacia los consumos y flujos de las líneas internas de una área común a través de los enlaces. Luego, estas contribuciones relativas de los generadores se prorratean para calcular un factor de uso de generación por cada punto de operación del sistema, para después promediarlos y obtener así en un solo factor el uso promedio que hacen los generadores por las líneas. De esta forma, finalmente, con este factor de uso promedio de generación, se calculan los respectivos cargos de red de los generadores.

A continuación, se presentan los procedimientos para el cálculo de las contribuciones de los generadores, factor de uso promedio de generación y los cargos de red de los generadores:

1. Determinar la potencia total generada del conjunto de generadores que pertenecen a una área común k , incluyendo la potencia inyectada por las plantas de almacenamiento de energía que pertenecen a dicha área cuando operan en modo generación.

$$P_{k,t}^{gen} = \sum_{g \in G_k \setminus \{G^{ST}\}} P_{g,t}^* + \sum_{st \in G_k^{ST}} P_{st,t}^{-*}; \quad \forall k \in K, \forall t \in T \quad (2.61)$$

2. Determinar la potencia total inyectada en una área común k en función de los flujos entrantes de las líneas que pertenecen a un enlace y la potencia total generada en dicha área común.

$$I_{k,t} = \sum_{l \in L^E | to^k(l)=k} f_{l,t}^* + P_{k,t}^{gen}; \quad \forall k \in K, \forall t \in T \quad (2.62)$$

3. Calcular la contribución relativa que hacen un conjunto de generadores y las plantas de almacenamiento de energía a su propia área común k .

$$C_{k,k,t} = \frac{P_{k,t}^{gen}}{I_{k,t}}; \quad \forall k \in K, \forall t \in T \quad (2.63)$$

4. Calcular la contribución relativa que hacen un conjunto de generadores y las plantas de almacenamiento de energía que pertenecen a una área común k hacia las demás áreas j .

$$C_{k,j,t} = \frac{\sum_{l \in L^E | to^k(l)=k} f_{l,t}^* \cdot C_{fr^k(l),j}}{I_{k,t}}; \quad k \neq j, \forall k \in K, \forall j \in K, \forall t \in T \quad (2.64)$$

5. Determinar la contribución relativa que hacen un conjunto de generadores y una planta de almacenamiento de energía al flujo de líneas internas y salientes l de su propia área común k .

$$CG_{l,k,t} = C_{fr^k(l),k}; \quad \forall l \in L, \forall k \in K, \forall t \in T \quad (2.65)$$

6. Calcular el factor de uso de generación de los generadores y de las plantas de almacenamiento de energía para cada condición de operación t .

$$FUG_{l,g,t} = \frac{CG_{l,k(g),t} \cdot P_{g,t}^*}{\sum_k CG_{l,k,t} \cdot P_{k,t}^{gen}}; \quad \forall l \in L, \forall g \in G \setminus \{G^{ST}\}, \forall t \in T \quad (2.66)$$

$$FUG_{l,st,t} = \frac{CG_{l,k(st),t} \cdot P_{st,t}^{-*}}{\sum_k CG_{l,k,t} \cdot P_{k,t}^{gen}}; \quad \forall l \in L, \forall st \in G^{ST}, \forall t \in T \quad (2.67)$$

7. Determinar el factor de uso promedio de generación de los generadores y de las plantas de almacenamiento de energía.

$$\overline{FUG}_{l,g} = \frac{\sum_t \rho_t \cdot FUG_{l,g,t}}{\sum_t \rho_t}; \quad \forall l \in L, \forall g \in G \setminus \{G^{ST}\} \quad (2.68)$$

$$\overline{FUG}_{l,st} = \frac{\sum_t \rho_t \cdot FUG_{l,st,t}}{\sum_t \rho_t}; \quad \forall l \in L, \forall st \in G^{ST} \quad (2.69)$$

8. Calcular la tarifa de red τ_g de los generadores en función del factor de uso promedio de generación, factor de asignación del costo residual de la red y capacidad instalada.

$$\tau_g = \frac{\sum_{l \in L} \overline{FUG}_{l,g} \cdot \gamma^G \cdot CR_l}{P_g^*}; \quad \forall g \in G \setminus \{G^{ST}\} \quad (2.70)$$

Es relevante mencionar que esta ecuación (2.70) es aplicada para todas las tecnologías de generación con excepción de las plantas de almacenamiento de energía. Por el motivo que, para calcular la tarifa de red τ_{st} de estas plantas de almacenamiento de energía, se debe considerar el pago que realizan por el uso que hacen de la red cuando operan tanto en modo de generación como en modo de carga. Por lo tanto, en la siguiente ecuación, se incluye el pago de red $Peaje_{st}^+$ de las plantas de almacenamiento de energía en modo carga, la cual es calculada de acuerdo al método de los GLDF definida por la ecuación (2.33):

$$\tau_{st} = \frac{(\sum_{l \in L} \overline{FUG}_{l,st} \cdot \gamma^G \cdot CR_l) + Peaje_{st}^+}{P_{st}^*}; \quad \forall st \in G^{ST} \quad (2.71)$$

Por último, un punto interesante a recalcar es que, los pagos de red de la demanda $Peaje_n^D$ y de las plantas de almacenamiento de energía $Peaje_{st}^+$ también pueden ser calculados manteniendo el mismo principio del método de Kirschen, determinando las respectivas contribuciones de las cargas hacia los flujos de las líneas por áreas comunes, tal como lo aplican en [16]. Por cuestiones de simplicidad y dado que no se cuantifica los efectos de las diferentes tarifas de red en la demanda por ser inelástica, se ha decidido calcular los respectivos pagos de red tanto de la demanda como de las plantas de almacenamiento de energía aplicando el método de los GLDF (ver Subsección 2.2.3).

Capítulo 3

Caso de Estudio Ilustrativo

3.1. Descripción

Para validar la metodología propuesta en el capítulo anterior, se aplica el estudio del impacto de las tarifas de red en un sistema eléctrico de pequeña escala. Por consiguiente, en la figura 3.1, se ilustra una configuración de red de 2 barras con diferentes tecnologías de generación (6 centrales térmicas, 1 central solar fotovoltaica y 1 central de bombeo hídrico), 2 demandas y 1 línea de transmisión. Esta configuración de red es una versión modificada del modelo de interconexión de Borduria-Syldavia propuesta en [7].

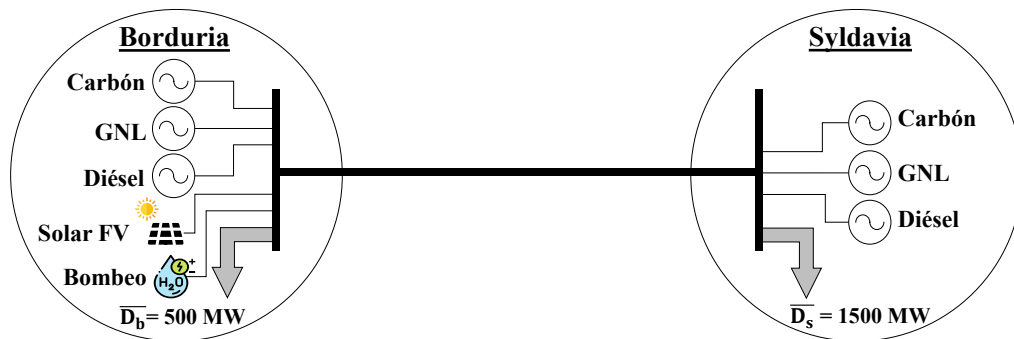


Figura 3.1: Modelo del sistema de Borduria-Syldavia modificado.

En este sistema de Borduria-Syldavia ilustrado, se requiere comprender cómo los diferentes esquemas de tarifas impactan en el desarrollo del mercado a largo plazo bajo distintas alternativas de inversión en generación. Entonces, para ello, se elaboran tres casos de estudio:

- **Caso A:** Este caso de estudio tiene como objetivo demostrar el efecto de las tarifas de red en el equilibrio de mercado a largo plazo bajo una situación más convencional. Por lo tanto, en este caso se considera la configuración de red de 2 barras solo incluyendo tecnologías de generación convencional (centrales térmicas) con sus respectivos costos de operación e inversión de acuerdo a la tabla 3.1. Además, se establece una línea de transmisión con costo de inversión variable de 4 $[\$/MW]$ y fijo de 95 $[k\$]$.

- **Caso B:** Este caso de estudio se enfoca en ilustrar el equilibrio a largo plazo del mercado sujeto a una tarifa de red bajo dos alternativas de inversión en generación: (i) un sistema eléctrico convencional con presencia de tecnologías de almacenamiento por bombeo hídrico y (ii) un sistema eléctrico convencional con presencia de tecnologías de ERNC. Por esta razón, este caso es dividido en dos ejemplo ilustrativos. En el primer ejemplo, se establece la configuración de red de 2 barras con generación convencional, más la integración de una central de bombeo hídrico en Borduria con costo de inversión igual a 148 $[\$/MW]$. En el segundo ejemplo, se considera la configuración de red de 2 barras con generación convencional, más la integración de una central solar en Borduria con costo de inversión igual a 235 $[\$/MW]$. Para ambos ejemplos descritos, se establece una línea de transmisión con costo de inversión variable de 4 $[\$/MW]$ y fijo de 200 $[k\$]$.
- **Caso C:** Este caso de estudio se centra en demostrar el efecto de las tarifas de red en el equilibrio de mercado a largo plazo bajo el contexto de una red inteligente. Por ende, en este caso se considera la configuración de red de 2 barras integrando todas las tecnologías de generación (convencional, solar fotovoltaica y bombeo hídrico) con sus respectivos costos de operación e inversión de acuerdo a la tabla 3.1. Para la línea de transmisión, se establece el mismo costo de inversión variable y fijo presentado en el caso B.

A continuación, la tabla 3.1 presenta los costos de las tecnologías de generación utilizados para modelar la planificación del sistema de Borduria-Syldavia bajo los diferentes esquemas de tarifas para cada uno de los casos propuestos anteriormente (A, B y C). Nótese que los costos de combustibles de las centrales térmicas en Syldavia son 10 % más altos que los costos de combustibles (costos variables) de las centrales térmicas en Borduria.

Tabla 3.1: Alternativas de inversión en generación para el modelo de Borduria-Syldavia.

Parámetros	Borduria					Syldavia		
	Bombeo	Solar	FV	Carbón	GNL	Diésel	Carbón	GNL
C. Inversión $[\$/MW]$	320	235	300	60	20	300	60	20
C. Variable $[\$/MWh]$	0	0	60	100	120	66	110	132

Es importante destacar que, para todos los casos descritos de estudio (A, B y C), se modela la planificación de generación y transmisión ignorando capacidades existentes tanto de red como de generación, es decir, se realiza un modelamiento de inversión tipo *greenfield*. Por consiguiente, todos los inversionistas en generación perciben cero rentabilidad bajo un entorno de un mercado eléctrico perfectamente competitivo. Además, por motivo de simplicidad, se ejecuta la planificación y operación anual del sistema en un día representativo bajo la suposición que los días son iguales a lo largo de un año, por lo tanto, se ignora las variaciones semanales y estacionales [49].

Otro punto relevante a señalar es que, por fines ilustrativos, se implementan los diferentes esquemas de tarifas con un factor de asignación del costo residual de la red de 0 % y 100 % a la generación para los casos A, B y C. Evidentemente, los esquemas de tarifas aplicados con un factor de asignación de 0 % ilustran las decisiones de inversión eficientes de la generación debido a que se asigna todo el costo residual de la red a la demanda inelástica, excluyendo a los inversionistas en generación del pago de dicho costo de la red. Mientras que, los esquemas de tarifas aplicados con un factor de asignación de 100 % muestran las decisiones de inversión

de la generación sujeta a la totalidad del costo residual de la red en función de las distintas formas de tarificar la transmisión. De esta manera, ambas decisiones de inversión por esquema de tarifa son comparadas para demostrar las reacciones de los inversionistas en generación cuando están expuestos a distintos cargos de red.

Por último, cabe indicar que los esquemas de tarifas de uso de red (GGDF, Bialek, Kirschen) resultan establecer cargos de red idénticos para los inversionistas en generación. Esto, debido a que estos esquemas de uso de red son aplicados en un sistema eléctrico de 2 barras, donde las contribuciones de los generadores por el flujo de potencia de la única línea de transmisión son siempre las mismas. Por ende, los resultados de los métodos GGDF, Bialek y Kirschen son presentados como un solo esquema de uso de red.

3.2. Resultados y Discusión

Caso A

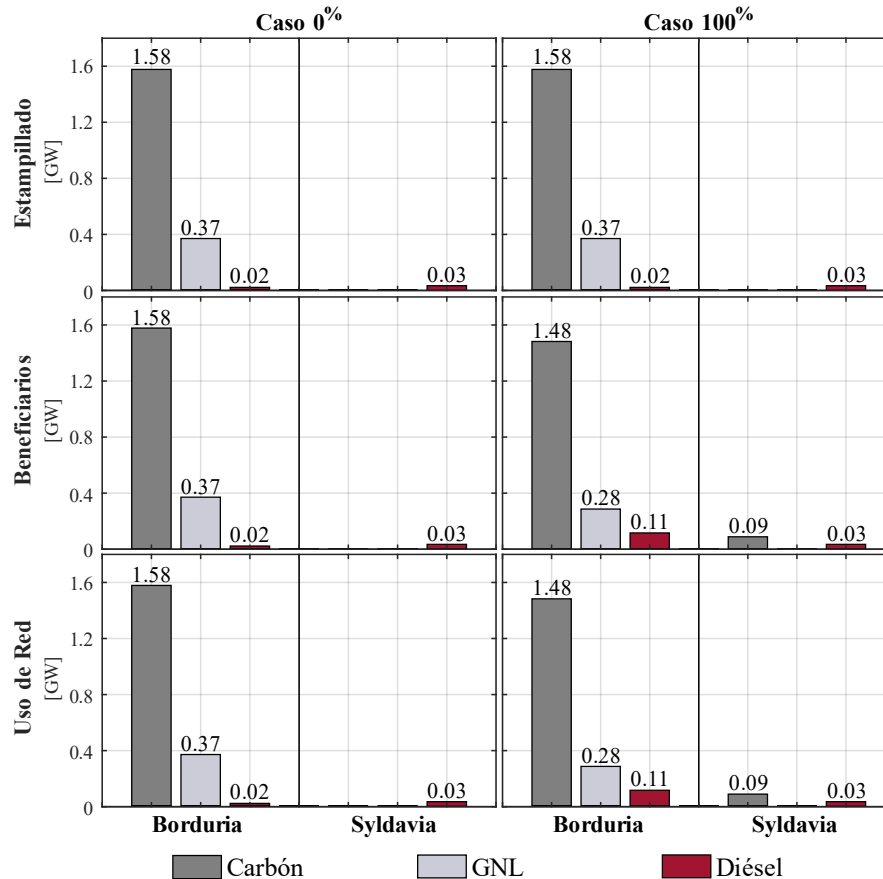


Figura 3.2: Reacciones de los inversionistas en generación convencional bajo los diferentes esquemas de tarifas.

La figura 3.2 ilustra las decisiones de inversión de las centrales térmicas sujetas a los diferentes esquemas de tarifas con un factor de asignación de 0 % y 100 %. En los esquemas de tarifas con un factor de asignación de 0 %, se visualizan las inversiones eficientes del mercado.

Mientras que, en los esquemas de tarifas con un factor de asignación de 100 %, se presentan las inversiones de las centrales térmicas sujetas a las diferentes tarifas de red. Así, al comparar las decisiones de inversión obtenidas entre el caso 0 % y 100 %, se puede demostrar que, en los esquemas de los beneficiarios y de uso de red, los inversionistas en centrales térmicas como carbón y GNL instalados en Borduria comienzan a contraer sus inversiones con el objetivo de elevar los precios de la energía hasta generar los ingresos suficientes que les permite pagar todos sus costos de operación e inversión, incluyendo la tarifa de red asignada. Además, se evidencia que ciertos inversionistas en centrales de carbón deciden ser más cautelosos con su localización al percibir una tarifa de red en Borduria, por lo tanto, empiezan a instalarse cerca del centro de consumo (en Syldavia) para así evitar pagar un costo asociado a la transmisión.

Por otra parte, en un esquema estampillado, se demuestra que los inversionistas en centrales térmicas al verse expuestos a una misma tarifa de red en cualquier punto del sistema (sea en Borduria o en Syldavia), no alteran sus decisiones de inversión. Esto, se justifica debido a que todos estos inversionistas en centrales térmicas empiezan a incrementar sus costos de inversión proporcionalmente a la tarifa de red asignada, ocasionando a que no existan otras centrales térmicas capaces de abastecer la demanda a un menor costo. En este sentido, para validar el comportamiento de los inversionistas en centrales térmicas bajo un esquema estampillado, se aplica un método gráfico denominado como *Screening Curve* [50] que permite estimar el mix óptimo del parque generador térmico que en este caso esta sujeto a una tarifa de red uniforme, como se ilustra en la siguiente figura 3.3.

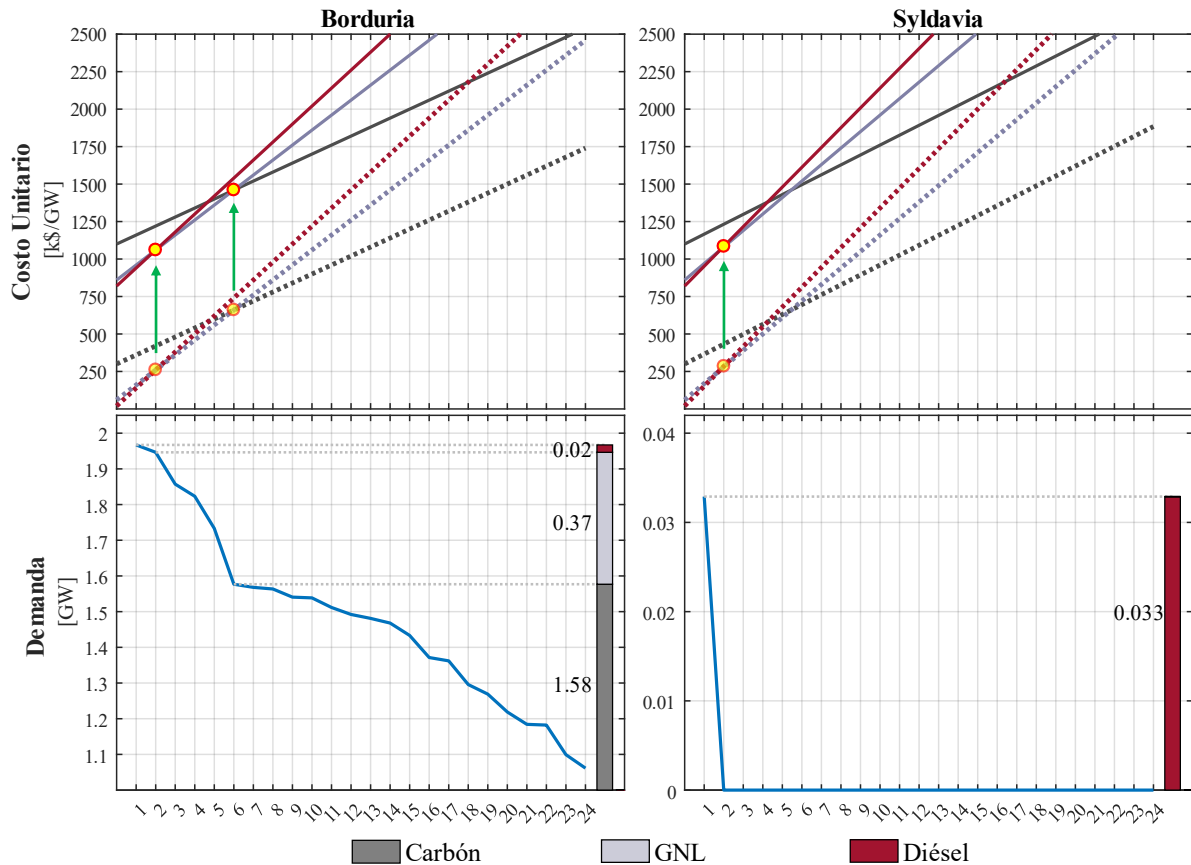


Figura 3.3: Mix óptimo de centrales térmicas bajo un esquema estampillado aplicando el método *Screening Curve*.

A partir de la aplicación del método *Screening Curve* mostrada en la figura 3.3, se puede comprobar que, el parque generador térmico no cambia debido a que existe un desplazamiento vertical de todas las curvas de costos de las centrales térmicas al momento de aplicar una tarifa de red uniforme y no discriminatoria expresada como un cargo por capacidad. Por lo tanto, se puede señalar que un esquema estampillado incentiva a un desarrollo de un mercado eléctrico totalmente eficiente. Sin embargo, puede no ser el caso cuando se aplica este esquema estampillado en una situación más moderna con la integración de ERNC y sistemas de almacenamiento de energía. Por consiguiente, con el objetivo de corroborar si el equilibrio de mercado a largo plazo cambia cuando se integran nuevas tecnologías de almacenamiento de energía o fuentes ERNC al sistema eléctrico convencional, se presenta el siguiente caso de estudio B, donde se analizan las reacciones de los inversionistas en generación sujetos a un esquema estampillado.

Caso B

La figura 3.4 ilustra el equilibrio de mercado a largo plazo bajo un esquema estampillado con factor de asignación de 0 % y 100 % para cada ejemplo ilustrativo. En el ejemplo 1, se presentan las inversiones en generación en un mercado conformado con inversionistas en centrales térmicas y bombeo hídrico. Mientras que, en el ejemplo 2, se muestran las inversiones en generación en un mercado más moderno con integración de energía solar fotovoltaica.

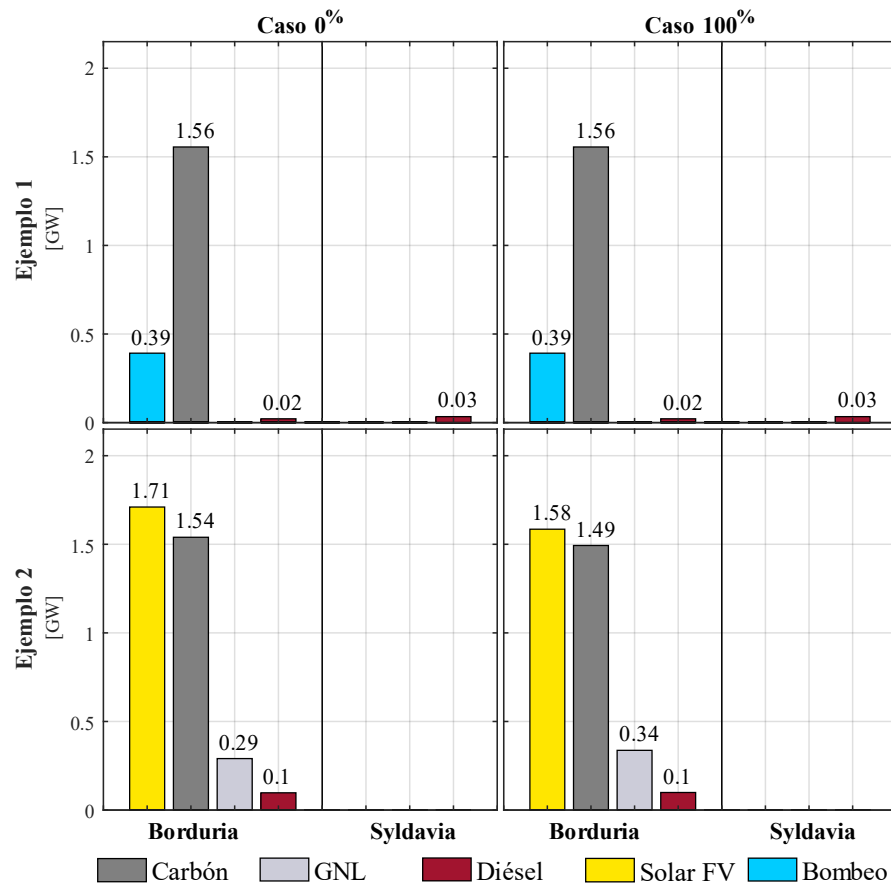


Figura 3.4: Reacciones del mercado sujeto a un esquema estampillado bajo la presencia de tecnologías de almacenamiento por bombeo hídrico y solar fotovoltaica.

Al observar y comparar las inversiones en generación de los dos ejemplos ilustrativos presentados en la figura 3.4, se puede evidenciar que, la aplicación de un esquema estampillado en un sistema eléctrico convencional con integración de ERNC altera las decisiones de inversión eficientes de los inversionistas en generación, especialmente del inversionista en central solar. Esto se debe a que una central solar depende de la disponibilidad de su recurso natural y de operar a capacidad máxima para generar los ingresos suficientes que pagan sus costos de operación e inversión. Por ende, la reacción del inversionista en central solar al verse expuesto a una tarifa de red es contraer su inversión para incrementar los precios de la energía en aquellas horas que pueden producir electricidad hasta capturar un ingreso extra que cubra ese costo adicional asignado por la transmisión. Además, en consecuencia a esta contracción de inversión de la central solar, se empieza a generar incentivos a la inversión en tecnologías de generación con costos de combustibles fósiles más altos, como es el caso de la central de GNL ubicada en Borduria donde pasa de invertir 0.29 [GW] a 0.34 [GW].

Dado que se demuestra que, en un sistema eléctrico más moderno con presencia de ERNC ocurren cambios importantes en el equilibrio de mercado a largo plazo bajo un esquema estampillado, se presenta el siguiente caso de estudio C, donde se analiza el impacto de los diferentes esquemas de tarifas en el desarrollo de un mercado con generación convencional e integración de energía solar fotovoltaica y almacenamiento por bombeo hídrico.

Caso C

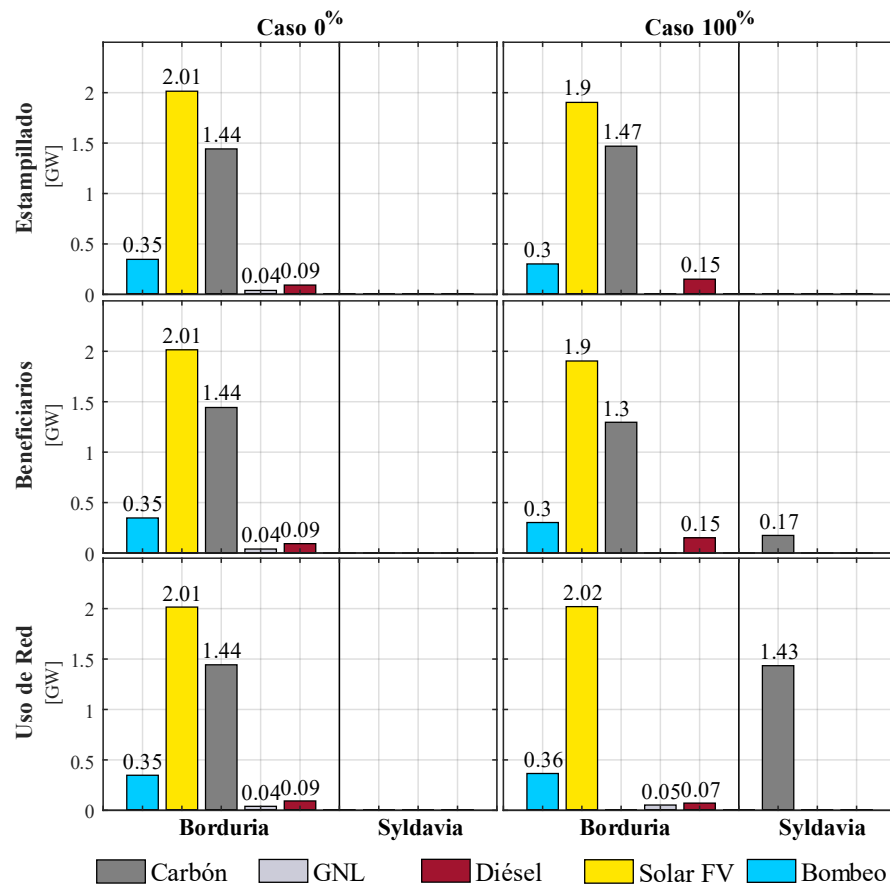


Figura 3.5: Reacciones de los inversionistas en generación convencional, energía solar y almacenamiento por bombeo hídrico bajo los diferentes esquemas de tarifas.

La figura 3.5 ilustra las decisiones de inversión realizadas por las distintas tecnologías de generación de acuerdo a los diferentes esquemas de tarifas tanto cuando no están sujetas a ningún cargo de red mediante el factor de asignación de 0% como al momento de verse expuestas a la totalidad del costo residual de la red a través del factor de asignación de 100%. Por ende, bajo la comparación de los diferentes esquemas de tarifas entre el caso 0% y 100%, es posible reflejar las reacciones de los inversionistas en generación con respecto a las diferentes tarifas de red. Por ejemplo, en un esquema de uso de red, se evidencia que los inversionistas en centrales de carbón comienzan a tener fuertes incentivos para dejar de invertir en Borduria e instalarse cerca del centro de consumo (en Syldavia) debido a que perciben un tarifa de red elevada al hacer uso de la línea de transmisión. Este comportamiento de los inversionistas en centrales de carbón incentiva inversiones en otras tecnologías de generación que son capaces de localizarse lejos del centro de consumo (en Borduria) y pagar todos sus costos de operación e inversión, incluyendo la tarifa de red asignada. Esto, se argumenta por el incremento de la capacidad instalada de las centrales de GNL, solar y bombeo hídrico.

En cuanto al esquema de los beneficiarios, se demuestra que este esquema de tarifa no presenta una fuerte señal de localización para los inversionistas en centrales de carbón, por el motivo que aún capturan un recurso financiero en Borduria que les permite pagar sus costos de operación e inversión y la tarifa de red. De este modo, se justifica que exista una mayor capacidad instalada de carbón en Borduria que en Syldavia. Además, se evidencia que, los inversionistas en centrales como solar y bombeo hídrico al verse expuestos a una tarifa de red en función de sus beneficios económicos comienzan contraer sus inversiones con el objetivo de incentivar a la inversión en tecnologías de generación con costos de combustibles fósiles más altos (central de diésel), para así incrementar los precios de la energía y recuperar todos sus costos incluyendo la tarifa de red asignada. Esto, evidentemente es negativo debido a que las tecnologías de generación con uso intensivo en carbono empiezan hacerse más atractivas para la inversión.

Por otra parte, en un esquema estampillado, se demuestra que, los inversionistas en generación son indiferentes con respecto a su punto de localización en el sistema debido a que están expuestos a una tarifa de red uniforme y no discriminatoria tanto en Borduria como en Syldavia. Sin embargo, si se comprueba que estos inversionistas en generación cambian sus decisiones de inversión. Esto se debe principalmente por la reacción del inversionista en central solar quien decide contraer su inversión para elevar los precios de la energía en aquellas horas que puede generar electricidad hasta encontrar un equilibrio económico entre sus ingresos y costos incluyendo la tarifa de red asignada. Por lo tanto, debido a esta contracción de inversión de la central solar, los inversionistas en centrales como carbón y diésel aumentan su capacidad instalada de sus equipos de generación, convirtiéndose así en más rentables que las demás tecnologías de generación (GNL, solar y bombeo hídrico).

Finalmente, un hallazgo interesante a resaltar con respecto a la tecnología de almacenamiento por bombeo hídrico es que su inversión se ve afectada por la contracción de inversión de la central solar. Esto, se argumenta por el motivo que esta central de bombeo hídrico aprovecha de la generación solar para almacenar energía a su embalse a un menor precio, pero ahora gracias al incremento de los precios de la energía en horas sol causada por dicha contracción de inversión solar, termina pagando más por operar en modo bombeo. Por consiguiente, la reacción de la central de bombeo hídrico es contraer su inversión con la finalidad

de realizar que su recurso de energía hídrica sea más escaso, para así aumentar su valor de la energía almacenada que le permite en modo de generación capturar un mayor ingreso que cubre sus costos por bombeo e inversión y además la tarifa de red asignada. Cabe señalar que esta situación de inversión de la central solar y bombeo hídrico, se presenta tanto en el esquema estampillado como en el esquema de los beneficiarios.

Adicionalmente al estudio de las reacciones de los inversionistas en generación ante la presencia de diferentes tarifas de red, se procede analizar los pagos realizados por la demanda inelástica tanto por energía consumida como por transmisión. Esto con la finalidad de comprobar si realmente se le protege a la demanda del peaje de transmisión al asignar la totalidad del costo residual de la red al segmento de generación. Por lo tanto, en la siguiente tabla 3.2, se ilustran los pagos de la demanda por energía y peaje de transmisión de acuerdo a los diferentes esquemas de tarifas. Es importante mencionar que, todos los casos de esquemas de tarifas con un factor de asignación de 100 % al segmento de generación son comparados con el caso cuando se responsabiliza todo el costo residual de la red a la demanda inelástica.

Tabla 3.2: Pagos de la demanda por energía y peaje de transmisión.

Esquemas de tarifas		a la Demanda	Estampillado	Beneficiarios	Uso de red
Factor Asignación		0/100 %	100%/0	100%/0	100%/0
Pago por energía	[k\$]	2335	2538	2547	2657
Peaje de Transmisión	[k\$]	200	0	0	0
Pago Total	[k\$]	2535	2538	2547	2657

A partir de los resultados presentados en la tabla 3.2, se puede confirmar que, la demanda total del sistema termina pagando más por energía que por peaje de transmisión al momento de responsabilizar la totalidad del costo residual de la red al segmento de generación. Esto se debe a que los inversionistas en generación internalizan sus costos incluyendo la tarifa de red asignada para aumentar los precios de la energía hasta recuperar todos sus gastos. Por ende, este incremento de los precios de la energía se ve reflejado en los pagos por consumo que realiza la demanda. De esta forma, se puede concluir que, los inversionistas en generación terminan traspasando la tarifa de red a la demanda que es inelástica (insensible a los precios).

Por último, se demuestra que, un esquema estampillado genera un menor impacto a la demanda total del sistema cuando el segmento de generación remunera la totalidad del costo residual de la red. Esto, se justifica porque la tarifa de red bajo un esquema estampillado no es lo suficientemente alta para alterar drásticamente el mix óptimo de generación, por ende, los precios de la energía incrementan en menor proporción. Al contrario, cuando se responsabiliza todo el costo de la red a los inversionistas en generación de acuerdo a sus beneficios económicos o usos de red, el mix óptimo de generación presenta cambios significativos por la presencia de una tarifa de red elevada que ocasiona un mayor incremento en los precios de la energía que finalmente paga la demanda inelástica.

Capítulo 4

Caso de Estudio Real

4.1. Descripción

Para analizar el impacto de las tarifas de red en el equilibrio de mercado a largo plazo en una red de transmisión real, se implementa este estudio en un Sistema Eléctrico Nacional (SEN) simplificado de Chile de 9 barras propuesto en [51]. Por consiguiente, en la figura 4.1, se ilustra el SEN de 9 barras que comprende de 8 líneas de transmisión, 27 centrales térmicas, 4 centrales de embalse y pasada, 9 centrales solares y eólicas; y 3 centrales de almacenamiento por bombeo hídrico.

El propósito de este caso de estudio real es cuantificar el efecto de los esquemas de tarifas en el desarrollo del mercado eléctrico chileno a largo plazo, cuando los inversionistas en generación están expuestos a distintos niveles de costos asociados a la transmisión. Por ende, en el SEN de 9 barras, se aplican los cinco esquemas de tarifas (Estampillado, Beneficiarios, GGDF, Bialek y Kirschen) con factores de asignación del costo residual de la red de 0% a 100% al segmento de generación en pasos incrementales de 25%.

Para caracterizar la planificación del SEN de 9 barras considerando los diferentes esquemas de tarifas, se modela la inversión de la generación y transmisión bajo un enfoque *greenfield* (es decir, ignorando las capacidades existentes de las tecnologías de generación y líneas de transmisión). Además, dada que la planificación de la generación debe ser consistente con los escenarios de inversión del año objetivo 2030, se establece un impuesto a las emisiones de carbono igual a 25 [$\$/tCO_2$] basándose en [52]. En la tabla 4.1, se presentan las diferentes tecnologías de generación disponibles para la inversión con sus respectivos parámetros de entrada. Los costos de operación e inversión de las tecnologías de generación son valores referenciales reportados por la CNE de Chile en [53]. Las anualidades de los costos de inversión de las tecnologías de generación son determinadas aplicando una tasa de descuento del 10%.

Adicionalmente, para las tecnologías de almacenamiento por bombeo hídrico, se define una eficiencia de ciclo completo de 75% y un volumen máximo de energía que puede almacenar a potencia máxima equivalente a 12 horas [52]. En cuanto al costo de inversión anualizado para las 8 líneas de transmisión, es representado en un componente de costo variable igual a

74.59 [$\$/MW \cdot km \cdot \text{año}$] y en un componente de costo fijo igual a 1000 [$k\$/km \cdot \text{año}$].

Finalmente, los perfiles horarios de la demanda por barra son representados en función de la demanda real del SEN presentada en el año 2017, y escalados a 137 TWh de acuerdo a la proyección realizada por el Ministerio de Energía del Gobierno de Chile para el año 2030 [3]. Por otro lado, cabe mencionar que, los inversionistas en generación solar y eólica tienen la libertad de instalarse en cualquier barra del sistema según el recurso natural disponible en la zona. Por lo tanto, se establecen 9 perfiles horarios normalizados de generación solar y eólica por barra usando la información de las herramientas de exploración de los recursos naturales elaboradas por la Universidad de Chile [54, 55]. Además, otro punto importante a señalar es que, con la finalidad de mantener bajos tiempos de resolución, se utiliza un día representativo de cada mes para simular la planificación y operación anual del SEN de 9 barras.

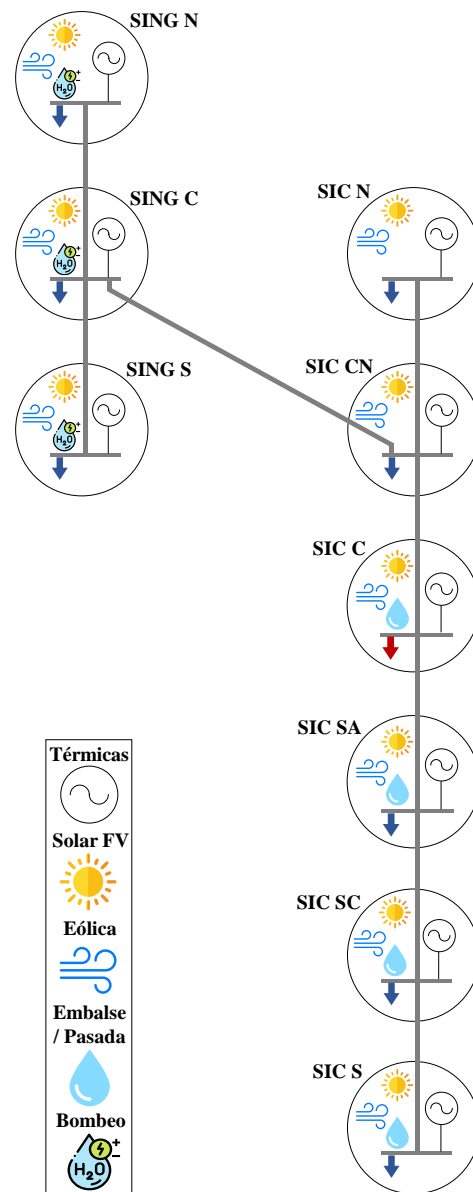


Figura 4.1: Modelo SEN simplificado de Chile de 9 barras. La flecha roja en la barra SIC C indica que esta barra presenta el centro de carga más importante del sistema.

Tabla 4.1: Tecnologías de generación disponibles para la inversión del modelo SEN.

	Costo Variable [\$/MWh]	Costo Inversión [\$/kW]	Vida Útil [años]	Factor Emisiones CO ₂ [tCO ₂ /MWh]
Carbón	33	3000	35	0.95
GNL	88	1090	30	0.44
Diésel	219	687	30	0.78
Pasada	0	4000	45	0
Embalse	0	3500	45	0
Eólica	0	1200	25	0
Bombeo	0	1180	30	0
Solar FV	0	970	25	0

4.2. Resultados y Discusión

La figura 4.2 ilustra la capacidad total instalada del SEN por tecnología de generación de acuerdo a los diferentes esquemas de tarifas con factores de asignación de 0% a 100%.

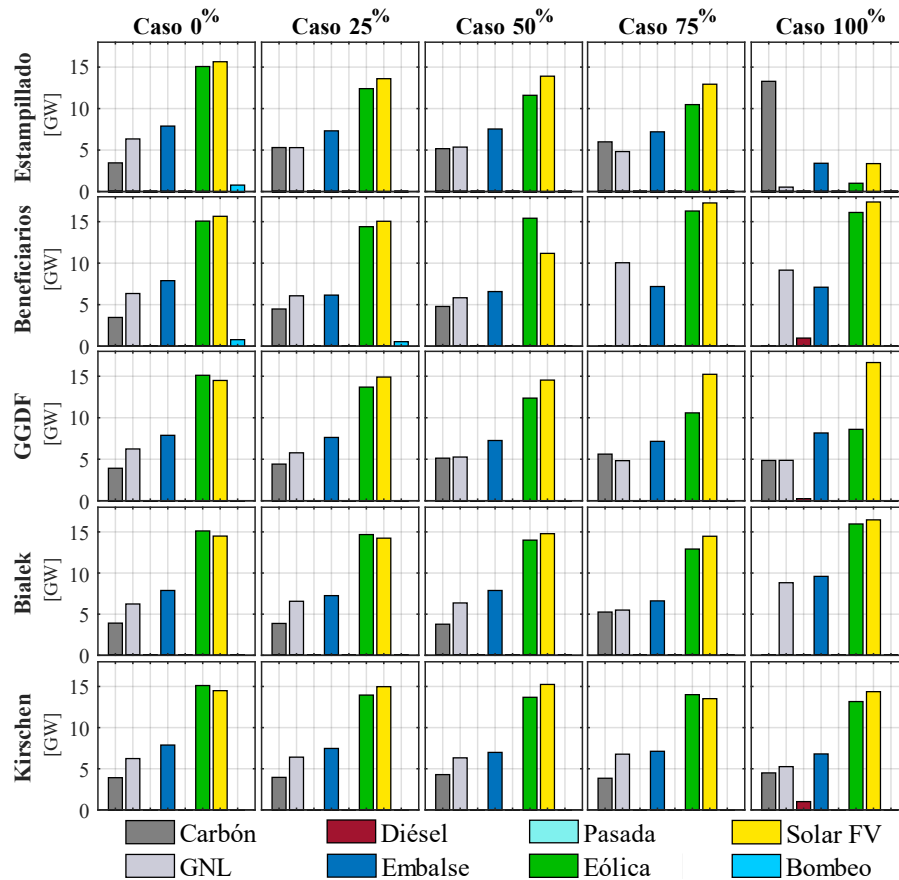


Figura 4.2: Inversiones de las tecnologías de generación bajo los diferentes esquemas de tarifas y factores de asignación al segmento de generación.

En esta figura 4.2, se puede visualizar cómo el mix óptimo de generación cambia de acuerdo a la aplicación de los cinco esquemas de tarifas con distintos factores de asignación a la

generación. Por ejemplo, en el caso de un esquema estampillado, se observa que a medida que incrementa la asignación del cargo de red al segmento de generación, los niveles de inversión en tecnologías de generación renovables disminuyen. Esto, se debe a que los inversionistas en ERNC están expuestos a una tarifa de red uniforme en cualquier punto del sistema. Por lo tanto, si esta tarifa de red es cada vez más elevada llega a un punto en que sus ingresos generados con los recursos naturales disponibles en cada zona, ya no son suficientes para pagar todos sus costos incluyendo el cargo de red asignado. Esto evidentemente es negativo, por el motivo que se empieza a incentivar más a la inversión en generación con uso intensivo en carbono, especialmente en centrales de carbón (ver estampillado caso 100 %).

No obstante, existen casos en que los esquemas de tarifas pueden generar fuertes incentivos de inversión en ERNC y desplazar totalmente a las centrales de carbón, como se presenta en el esquema de los beneficiarios en el caso de 75 % y 100 %, y en el esquema de Bialek en el caso 100 %. Esto surge, debido a que los cargos de red asignados en función de ambos esquemas de tarifas proporcionan señales de localización a los inversionistas en generación, quienes buscan un equilibrio entre (i) los ingresos adicionales que perciben al ubicarse cerca de los mejores recursos naturales o al acceder a costos de combustibles fósiles más bajos, y (ii) los cargos de red asignados. Por ende, en estos casos, los inversionistas en ERNC son quienes capturan un mayor ingreso económico que les permite pagar sus costos y tarifa de red, pasando así a ser estas tecnologías de generación renovables más rentables que las centrales de carbón.

Con la finalidad de ilustrar mejor donde se localiza las inversiones en generación bajo los diferentes esquemas de tarifas con un factor de asignación de 100 %, se presenta la figura 4.3.

En esta figura 4.3, es posible observar que se concentra un desarrollo relevante de generación solar en el centro de Chile (SIC Centro) al asignar la totalidad del costo residual de la red al segmento de generación de acuerdo a los esquemas de los beneficiarios, GGDF, Bialek y Kirschen. Esto ocurre, por la razón que los inversionistas en generación solar están sujetos a una tarifa de red elevada al localizarse más cerca de los mejores recursos solares, por ende, deciden evadir estos cargos de red instalándose cerca del centro de consumo. Es así como, estos esquemas de tarifas pueden incentivar a la inversión de generación distribuida que es aquella que no requiere de infraestructura de red debido a que abastece directamente a la demanda. No obstante, también se pueden generar incentivos a la inversión de ERNC en zonas remotas, como se aprecia en el sur de Chile (SIC Sur), donde se continua concentrando un desarrollo importante de generación eólica. Esto, se debe a que los inversionistas en generación eólica pueden aprovechar al máximo sus recursos naturales disponibles en dichas zonas para generar los ingresos extras suficientes que pagan los cargos de red asignados.

En la misma figura 4.3, se puede visualizar que un esquema estampillado genera incentivos negativos para el desarrollo oportuno de ERNC en cualquier zona del sistema. Esto, se argumenta por el motivo que este esquema estampillado independientemente del punto de localización de los equipos de generación asigna un tarifa de red uniforme, que al ser muy elevada afecta especialmente a las tecnologías de generación renovables. Esto surge, debido a que estas tecnologías de generación renovables solo pueden generar un ingreso en aquellas horas que disponen del recurso natural, por ende, son más sensibles a una tarifa de red que dificulte mantener el balance entre su ingresos y gastos. De este modo, estas tecnologías de ERNC se convierten en menos atractivas para la inversión que las centrales térmicas.

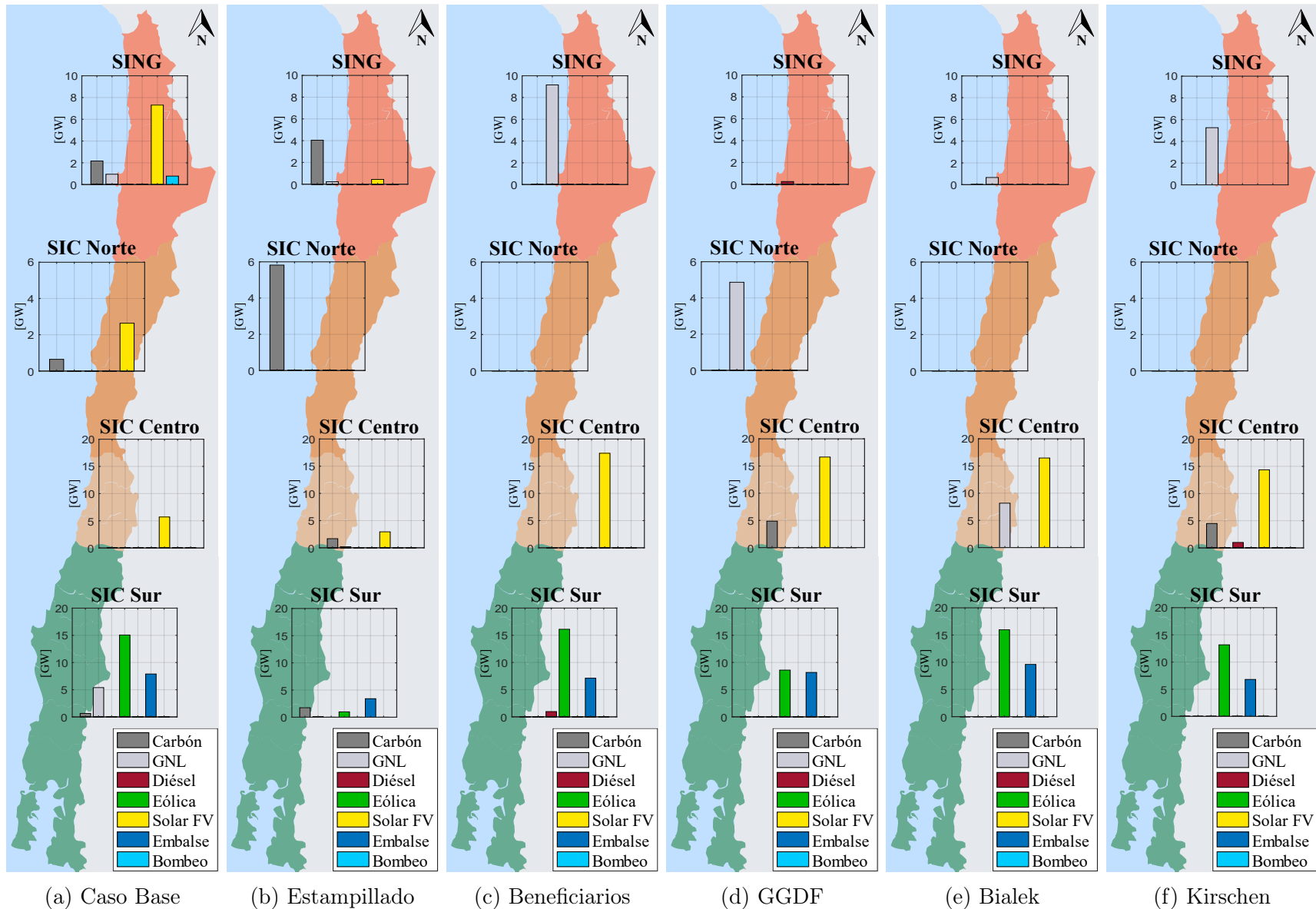


Figura 4.3: Localización de la inversión en generación bajo los cinco esquemas de tarifas con factor de asignación de 100%.

En el apéndice A.2 se ilustra la localización de las inversiones en generación de los demás casos de esquemas de tarifas con los factores de asignación de 25 % a 75 % a la generación.

A continuación, en la figura 4.4, se presentan los resultados obtenidos del costo social del sistema según la aplicación de los cinco esquemas de tarifas con distintos niveles de cargos de red asignados al segmento de generación de 0 % a 100 %. Notar que el costo social del sistema esta compuesto tanto por el costo de operación e inversión de infraestructura en generación y transmisión como por el costo asociado a las emisiones de CO₂ de acuerdo a un impuesto al carbono igual a 25 [\$/tCO₂].

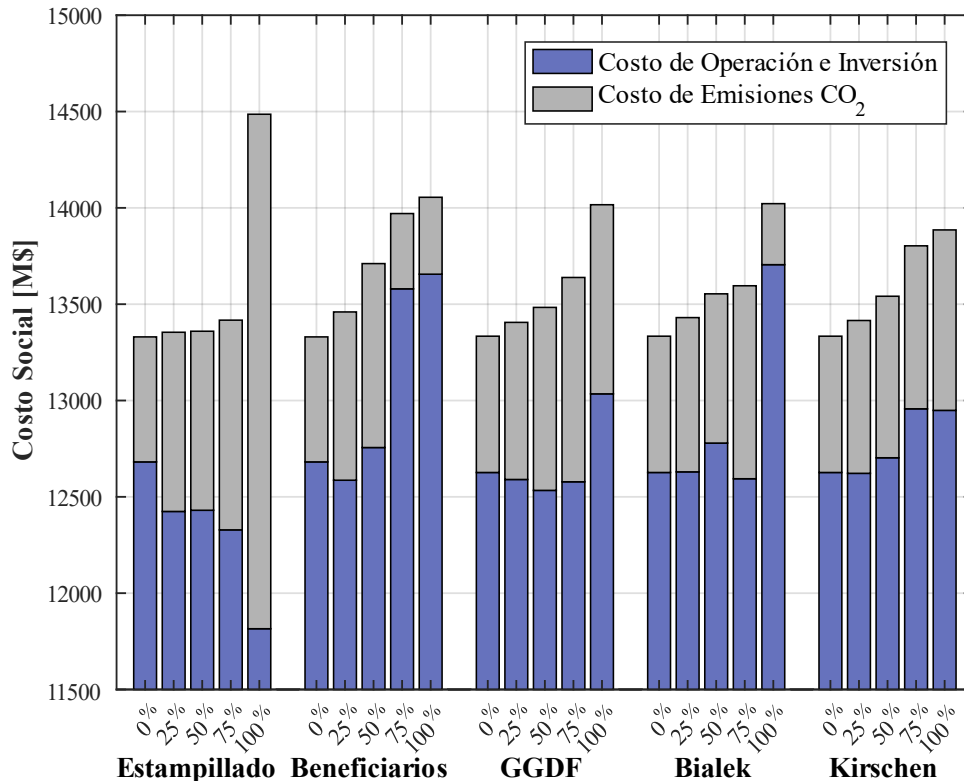


Figura 4.4: Costo social del sistema bajo los distintos esquemas de tarifas y factores de asignación al segmento de generación.

En esta figura 4.4, se puede visualizar que el costo social del sistema incrementa a medida que se va asignando un mayor cargo de red a los inversionistas en generación. Este incremento del costo social depende principalmente del impacto que cause el esquema de tarifa en la configuración de mix óptimo de generación a través de los distintos factores de asignación del costo residual de la red a la generación. Por ejemplo, observar que un esquema estampillado con factor de asignación de 100 % produce pérdidas significativas de eficiencia económica que conducen a una reducción del bienestar social del mercado, y además desencadena un gran impacto medioambiental debido a que aumenta el costo asociado a las emisiones de CO₂. No obstante, es posible evidenciar que ciertos esquemas de tarifas como los beneficiarios y Bialek con el mismo factor de asignación de 100 % generan un menor impacto en la eficiencia económica del sistema y presentan una reducción relevante del costo por emisiones de CO₂. Sin embargo, la respuesta sobre qué esquema de tarifa proporciona mejores señales al mercado en términos de eficiencia económica y sustentabilidad puede variar según la aplicación de los distintos factores de asignación del costo residual de la red al segmento de generación.

En el apéndice A.1 se presentan tablas con información relevante de los resultados de los diferentes equilibrios de mercado a largo plazo bajo los cinco esquemas de tarifas.

Con el objetivo de interpretar todos los equilibrios a largo plazo del mercado sujeto a los diferentes esquemas de tarifas con factores de asignación de 0% a 100% a la generación, se elabora una representación gráfica de todas las soluciones de equilibrio, como se ilustra en la figura 4.5. En esta figura, cada punto de equilibrio de mercado es representado con una simbología y color para diferenciar cada esquema de tarifa, y además es etiquetado con un número para identificar el factor de asignación aplicado. Entonces, a partir de los puntos de equilibrio de mercado ilustrados, se establece la frontera óptima de Pareto (línea gris) para determinar todas las alternativas de equilibrios pareto-eficientes que cumplen con la condición de no satisfacer la mejor solución de un objetivo por no empeorar la de otro. Además, en la figura 4.5, se gráfica también una recta tangente a la frontera óptima de Pareto con pendiente -1, la cual representa el objetivo de un planificador central quien busca que la suma del costo de operación e inversión de infraestructura del sistema (eje x) y el costo por emisiones de CO₂ (eje y) sea consistente con una solución óptima social.

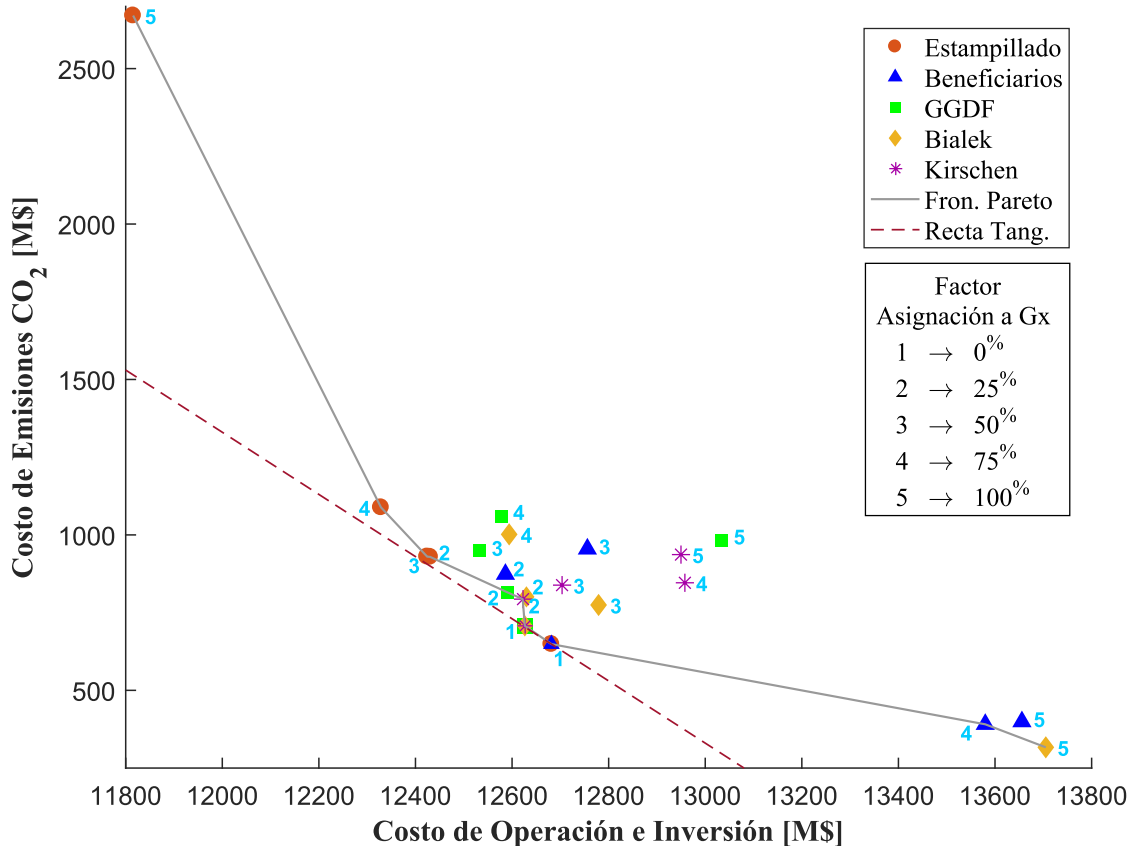


Figura 4.5: Frontera óptima de Pareto de los equilibrios de mercado a largo plazo bajo los diferentes esquemas de tarifas con factores de asignación al segmento de generación.

En la figura 4.5, el punto de intersección entre la recta tangente y la frontera óptima de Pareto nos indica qué soluciones de equilibrio de mercado sujetas a diferentes esquemas de tarifas están dentro de una solución óptima social desde la perspectiva de un planificador central cuyo interés es minimizar costos totales del sistema. Como se esperaba, evidentemente, un esquema estampillado donde paga el 100% del costo residual de la red la demanda

inelástica presenta una solución óptima social. Igualmente, un esquema de los beneficiarios con un factor de asignación del costo residual de la red de 0% a la generación resulta ser una solución óptima social. Sin embargo, es posible visualizar que los esquemas de uso de red (GGDF, Bialek y Kirschen) con el mismo factor de asignación de 0% a la generación están mínimamente distantes de ser una solución óptima social. Esto se produce debido a que las plantas de almacenamiento de energía están expuestas también a un pago de uso de red al momento de operar en modo de carga. Por lo tanto, los inversionistas en tecnologías de almacenamiento de energía reaccionan ante la presencia de una tarifa de uso de red asignada 100% a la demanda, cambiando así el mix óptimo de generación y distorsionando la solución de equilibrio óptima social.

Adicionalmente, a partir de los equilibrios de mercado a largo plazo ilustrados en la figura 4.5, se puede observar que, todos los casos del esquema estampillado con distintos factores de asignación pertenecen a la frontera óptima de Pareto, siendo así la mejor solución eficiente para tarifcar la transmisión. Sin embargo, se puede visualizar que, este esquema *estampillado* realmente no proporciona beneficios en términos de sustentabilidad debido a que presenta costos más elevados de emisiones de CO₂ en relación a los demás esquemas de tarifas. No obstante, la pregunta que se genera con respecto a la solución del esquema estampillado es, cuál es el inconveniente con los niveles de emisiones de CO₂, si en la teoría existe un instrumento apropiado de fijación de precios de carbono denominado como impuesto *Pigouviano* para abordar la externalidad negativa del cambio climático.

El inconveniente es que, en la práctica, la fijación de precios de carbono no entrega señales óptimas al mercado previstas en la teoría, por el motivo que se enfrenta a restricciones de economía política, tales como: una gran oposición del sector industrial por pérdidas de bienestar privado y la falta de disposición de pago del precio del carbono por parte los consumidores. En este sentido, se aclara que, bajo la presencia de restricciones de economía política, el primer mejor instrumento de fijación de precios de carbono puede presentar soluciones subóptimas alejadas de los principios económicos, por lo que abre un espacio de oportunidades para buscar segundas alternativas creativas de política energética con una viabilidad política superior, eficiencia económica y beneficios medioambientales [56].

En este contexto de economía política, es posible presentar a los esquemas de tarifas basados en una asignación por *uso de red y beneficiarios* que generan un menor impacto en los niveles de emisiones de CO₂ como una segunda solución alternativa orientada a los objetivos de política energética que en la práctica del mundo real no siempre pueden ser alcanzados por la primera solución técnica de fijación de precios de carbono. No obstante, es importante indicar que no solo se busca que la tarifa de red este alineada a los procesos de descarbonización del sector eléctrico sino también al criterio de eficiencia económica.

Por consiguiente, para demostrar de forma numérica qué esquema de tarifa proporciona mejores señales económicas y sustentables, se establecen tanto tres métricas de eficiencia económica como dos métricas de sustentabilidad. Las tres métricas de eficiencia económica son la distancia media y máxima de los puntos de equilibrio a la frontera óptima de Pareto y el número de soluciones pertenecientes a dicha frontera por esquema de tarifa. Mientras que, las dos métricas de sustentabilidad son las emisiones de carbono medias y máximas igualmente por esquema de tarifa.

En la tabla 4.2, se ilustran los resultados obtenidos de las tres métricas de eficiencia económica aplicadas para cada esquema de tarifa. Nótese que primero se muestra la distancia euclidiana de cada punto de equilibrio a la frontera óptima de Pareto. Por otra parte, en la tabla 4.3, se presentan las emisiones de carbono medias y máximas con respecto a los diferentes esquemas de tarifas. Obsérvese que en ambas tablas se presenta un superíndice que indica el orden de los valores medios y máximos de las métricas de menor a mayor.

Tabla 4.2: Métricas de eficiencia económica de los diferentes esquemas de tarifas. Todos los valores se encuentran en M\$.

Esquemas de tarifas	Estampillado	Beneficiarios	GGDF	Bialek	Kirschen
	Distancia a la frontera				
Caso 0 %	0	0	0	0	0
Caso 25 %	0	58	0	11	0
Caso 50 %	0	210	105	158	93
Caso 75 %	0	0	198	179	339
Caso 100 %	0	76	454	0	357
Distancias medias	0 ⁽¹⁾	115 ⁽²⁾	252 ⁽⁴⁾	116 ⁽³⁾	263 ⁽⁵⁾
Distancias máximas	0 ⁽¹⁾	210 ⁽³⁾	454 ⁽⁵⁾	179 ⁽²⁾	357 ⁽⁴⁾
Pertenencia a la frontera	5 casos	2 casos	2 casos	2 casos	2 casos

Tabla 4.3: Emisiones de carbono medias y máximas con respecto a los diferentes esquemas de tarifas.

Esquemas de tarifas	Estampillado	Beneficiarios	GGDF	Bialek	Kirschen
Emisiones medias [$MtCO_2$]	50.14 ⁽⁵⁾	26.14 ⁽¹⁾	36.12 ⁽⁴⁾	28.81 ⁽²⁾	32.98 ⁽³⁾
Emisiones máximas [$MtCO_2$]	106.83 ⁽⁵⁾	38.19 ⁽²⁾	42.42 ⁽⁴⁾	40.07 ⁽³⁾	37.47 ⁽¹⁾

De acuerdo a las métricas de eficiencia económica presentadas en la tabla 4.2, se reafirma que, evidentemente un esquema estampillado es la solución más eficiente para remunerar la transmisión en comparación a los demás esquemas de tarifas. Esto, se debe a que los cinco casos del esquema *estampillado* pertenecen a la frontera óptima de Pareto, por ende, presenta la menor distancia promedio y máxima a dicha frontera. Además, se ratifica que, el esquema *estampillado* efectivamente no esta orientado a una política de descarbonización, por la razón que presenta altos niveles de emisiones de carbono medias y máximas en relación a los esquemas de tarifas basados en una asignación por *uso de red* y *beneficiarios*, como se ilustra en la tabla 4.3.

No obstante, bajo el entendimiento de que existen restricciones de economía política que impiden implementar la primera solución de fijación de precios de carbono, se puede seleccionar una mejor alternativa de esquema de tarifa que genere un menor impacto medioambiental y a la vez sea una solución lo más cercana a la eficiente. Por lo tanto, a partir de las métricas de la tabla 4.2 y 4.3 presentadas, es posible demostrar que, un esquema de los *beneficiarios* puede traer consigo importantes beneficios medioambientales y al mismo tiempo distorsionar en menor medida la eficiencia económica del mercado. Esto, debido a que este esquema de los *beneficiarios* en promedio es la segunda solución más cercana a la frontera óptima de Pareto, y además es la que presenta niveles significativamente más bajos de emisiones de carbono medias.

Capítulo 5

Conclusiones y Trabajos Futuros

5.1. Conclusiones

En la presente tesis, se propuso evaluar el impacto de cinco diferentes esquemas de tarifas en el desarrollo del mercado eléctrico a largo plazo en términos de eficiencia económica y sustentabilidad, incentivado por (i) las diversas soluciones que han optado las industrias de electricidad a nivel mundial para financiar completamente el segmento de la transmisión; (ii) la gran controversia que existe sobre qué esquema de tarifa establece una asignación eficiente y a la vez justa; y (iii) la incertidumbre acerca de cuál es el efecto real de los esquemas de tarifas en un mercado eléctrico con integración de fuentes de ERNC y sistemas de almacenamiento de energía. En este sentido, se desarrolla una metodología matemática que permite incluir las diferentes tarifas de red en los procesos de planificación de generación y transmisión.

A través de una serie de análisis cuantitativos de los equilibrios de mercado a largo plazo, en términos de eficiencia económica, se demuestra que, un esquema *estampillado* puede distorsionar las señales eficientes del mercado al integrar fuentes de ERNC al sistema eléctrico. Esto, debido a que solo en un escenario con generación convencional y sistemas de almacenamiento de energía, se encuentra que el esquema estampillado puede ser un mecanismo de tarificar la transmisión totalmente eficiente. Sin embargo, este escenario no es la realidad actual que enfrentan los mercados eléctricos, ya que existe un gran interés en seguir fomentando a la inversión de fuentes de ERNC conjuntamente con los sistemas de almacenamiento de energía que proveen servicios de flexibilidad al sistema eléctrico.

Además, igualmente en términos de eficiencia económica, se comprueba que, los esquemas de tarifas basados en una asignación por *uso de red y beneficiarios* tienden a distorsionar las inversiones óptimas de los agentes del mercado. Esto, se argumenta por la razón que ambos esquemas de tarifas proporcionan señales de localización a los inversionistas en generación, impulsando a que cambien sus decisiones de inversión con respecto a la elección de la ubicación de sus nuevas tecnologías de generación, y a que busquen puntos del sistema donde el precio del mercado sea más atractivo para instalarse. Es así como, se reafirma que, estos esquemas de tarifas enfocados en el principio de justicia no tienen mucha relación con proporcionar

señales eficientes al mercado para su óptimo desarrollo a largo plazo.

En términos de sustentabilidad, se encuentra que, para un factor de asignación del costo residual de la red de 100% a la generación, un esquema *estampillado* desincentiva inversiones en generación renovable. Las tecnologías de ERNC se convierten en menos rentables que las tecnologías de generación con uso intensivo en carbono debido a que independientemente de su localización en el sistema pagan una tarifa de red muy elevada, ocasionando que sus ingresos extras capturados a través de sus recursos naturales disponibles sean inferiores al cargo de red asignado. No obstante, se demuestra que, los esquemas de tarifas como los beneficiarios y Bialek con factor de asignación de 100% a la generación pueden estar alineados con los procesos de descarbonización de la matriz energética, trayendo consigo importantes beneficios medioambientales para la expansión de un mercado eléctrico más renovable.

Finalmente, en general, se concluye que, si bien un esquema *estampillado* distorsiona en menor medida las decisiones de inversión óptimas del mercado en relación a los demás esquemas de tarifas, no es la mejor alternativa para financiar la transmisión en términos de sustentabilidad debido a que afecta significativamente a la integración de ERNC. No obstante, en la teoría, existe un instrumento de fijación de precios de carbono creado exclusivamente para disminuir los niveles de emisiones de CO₂ y así incentivar la inversión en tecnologías de generación bajas en carbono. Sin embargo, en la práctica del mundo real, el primer mejor instrumento de fijación de precios de carbono realmente no siempre puede ser aplicado por restricciones de economía política. En este sentido, se puede demostrar que, mediante un esquema de los *beneficiarios*, se puede conseguir objetivos de política energética, reduciendo las emisiones CO₂ y aumentando la integración de ERNC. Reconociendo que, si bien este esquema de los *beneficiarios* no es la forma más eficiente de tarificar la transmisión, tiene el compromiso entre ser una solución más cercana a la eficiente y estar orientada a una política de descarbonización. Es así como, se concluye que, si no es posible implementar una fijación de precios de carbono adecuada debido a restricciones de economía política, los mercados políticos y reguladores aún puede considerar como una segunda mejor alternativa la tarifa de red (el esquema de los *beneficiarios*) para ajustar algunos parámetros o variables y tener un efecto final positivo en las emisiones de CO₂, fomentando así al desarrollo sustentable del sistema eléctrico.

5.2. Trabajos futuros

En esta tesis, la metodología matemática propuesta presenta ciertas limitaciones en cuanto a los supuestos establecidos en el modelo de equilibrio de mercado a largo plazo, tales como: (i) la existencia de coordinación completamente efectiva entre los problemas de planificación de generación y transmisión, (ii) el desarrollo de un mercado eléctrico bajo un ambiente perfectamente competitivo, y (iii) la consideración de una demanda perfectamente inelástica. Además, otra limitación aparte de las descritas es el método iterativo de Gauss-Seidel implementado para resolver el modelo de equilibrio de mercado a largo plazo propuesto. Esto, debido a que este método iterativo de Gauss-Seidel puede presentar oscilaciones para algunas combinaciones de parámetros, especialmente si se requiere aplicar el estudio en un sistema eléctrico de gran escala donde aumenta el número de agentes del mercado y el número de

posibles inversiones en líneas de transmisión, dificultando así la convergencia del problema de equilibrio a largo plazo.

Dada las limitaciones descritas, el desafío futuro sería encontrar otra metodología que permita computar el equilibrio a largo plazo del mercado eléctrico sujeto a los mismos esquemas de tarifas a través de formas matemáticas cerradas, para así lograr resolver un problema de optimización de gran escala sin recurrir a algoritmos iterativos. Con respecto al modelo de equilibrio de mercado a largo plazo propuesto, en lo posible, realizar una representación correcta de las interacciones entre los segmentos de generación y transmisión como un problema de coordinación desacoplado debido a que son dos agentes de mercado completamente distintos. Adicionalmente, también sería interesante modelar la respuesta de la demanda cuando está expuesta a los diferentes esquemas de tarifas debido a que a futuro se espera que la demanda pase de ser pasiva a un comportamiento más flexible y sensible a los precios. Por último, un punto relevante a enfatizar es que, si el modelo de equilibrio de mercado a largo plazo es mejor representado, la posibilidad de enfrentarse a un problema no lineal incremental, abriendo así un espacio a nuevas líneas de investigación para abordar las no linealidades y no convexidades del problema.

Capítulo 6

Bibliografía

- [1] G. Strbac, C. V. Konstantinidis, R. Moreno, I. Konstantelos, and D. Papadaskalopoulos. It's all about grids: The importance of transmission pricing and investment coordination in integrating renewables. *IEEE Power and Energy Magazine*, 13(4):61–75, July 2015.
- [2] Comisión Nacional de Energía. Informe técnico preliminar del plan de expansión anual de la transmisión correspondiente al año 2019. Disponible en línea: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/01/ITP-Plan-de-Expansión-de-la-Transmisión-2019.pdf>, 2020. Accedido en Febrero 2020.
- [3] Ministerio de Energía. Hoja de ruta 2050: Hacia una energía sustentable e inclusiva para Chile. Disponible en línea: <http://www.energia2050.cl/wp-content/uploads/2016/07/Hoja-de-Ruta-2050.pdf>, 2014. Accedido en Julio 2019.
- [4] W. Brokering y R. Palma. *Atrapando el sol en los sistemas eléctricos de potencia*. First edition, 2018.
- [5] H. Rudnick, R. Palma, and J. E. Fernandez. Marginal pricing and supplement cost allocation in transmission open access. *IEEE Transactions on Power Systems*, 10(2):1125–1132, May 1995.
- [6] F. Danitz, H. Rudnick, J. Zolezzi, and D. Watts. Use based allocation methods for payment of electricity transmission systems. In *Proceedings. International Conference on Power System Technology*, volume 2, pages 907–911 vol.2, Oct 2002.
- [7] D. Kirschen and G. Strbac. *Fundamentals of Power System Economics*. John Wiley and Sons, Ltd, second edition, 2019.
- [8] I. J. Perez-Arriaga. *Regulation of the Power Sector*. Springer-Verlag London, first edition, 2013.
- [9] I. J. Perez-Arriaga, F. J. Rubio, J. F. Puerta, J. Arceluz, and J. Marin. Marginal pricing of transmission services: an analysis of cost recovery. *IEEE Transactions on*

- Power Systems*, 10(1):546–553, Feb 1995.
- [10] M. Ghayeni and R. Ghazi. Transmission network cost allocation with nodal pricing approach based on ramsey pricing concept. *IET Generation, Transmission Distribution*, 5(3):384–392, March 2011.
 - [11] F. P. Ramsey. A contribution to the theory of taxation. *The Economic Journal*, 37(145):47–61, March 1927.
 - [12] H. H. Happ. Cost of wheeling methodologies. *IEEE Transactions on Power Systems*, 9(1):147–156, Feb 1994.
 - [13] D. Shirmohammadi, X. V. Filho, B. Gorenstin, and M. V. P. Pereira. Some fundamental, technical concepts about cost based transmission pricing. *IEEE Transactions on Power Systems*, 11(2):1002–1008, May 1996.
 - [14] J. Bialek. Tracing the flow of electricity. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, 143(4):313–320, July 1996.
 - [15] D. Kirschen, R. Allan, and G. Strbac. Contributions of individual generators to loads and flows. *IEEE Transactions on Power Systems*, 12(1):52–60, Feb 1997.
 - [16] G. Strbac, D. Kirschen, and S. Ahmed. Allocating transmission system usage on the basis of traceable contributions of generators and loads to flows. *IEEE Transactions on Power Systems*, 13(2):527–534, May 1998.
 - [17] W. W. Hogan. Transmission benefits and cost allocation. Available online: https://hepg.hks.harvard.edu/files/hepg/files/hogan_trans_cost_053111.pdf, May 2011. Accessed in August 2018.
 - [18] M. Roustaei, M. K. Sheikh-El-Eslami, and H. Seifi. Transmission cost allocation based on the users’ benefits. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 61:547 – 552, March 2014.
 - [19] W. W. Hogan. A primer on transmission benefits and cost allocation. *Economics of Energy & Environmental Policy*, 7, Jan 2018.
 - [20] J. Bushnell. Efficiency and cost recovery for transmission network investments. Available online: <https://www.ea.govt.nz/dmsdocument/17782>, March 2014. Accessed in June 2019.
 - [21] J. Bushnell. Transmission investments: Who really benefits from “beneficiaries pay?”. Available online: http://bushnell.ucdavis.edu/uploads/7/6/9/5/76951361/beneficiaries_pay_us.pdf, June 2014. Accessed in June 2019.
 - [22] J. Bushnell and F. A. Wolak. Beneficiaries-pay pricing and “market-like” transmission outcomes. Available online: http://bushnell.ucdavis.edu/uploads/7/6/9/5/76951361/bushnell_wolak_18_feb_2017.pdf, Feb 2017. Accessed in June 2019.

- [23] P. Van Roy, T. Van Craenenbroeck, R. Belmans, and D. Van Dommelen. A postage stamp transmission tariff with marginal loss based incentive. In *2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings*, volume 1, pages 157–162 vol.1, Jan 2002.
- [24] P. Wang and Y. Xiao. Transmission cost allocation using proportional tree methods. In *2005 International Power Engineering Conference*, pages 1–126, Nov 2005.
- [25] A. R. Abhyankar, S. A. Soman, and S. A. Khaparde. Min-max fairness criteria for transmission fixed cost allocation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(4):2094–2104, Nov 2007.
- [26] H. Y. Heng, F. Li, and X. Wang. Charging for network security based on long-run incremental cost pricing. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(4):1686–1693, Nov 2009.
- [27] M. S. S. Rao, S. A. Soman, P. Chitkara, R. K. Gajbhiye, N. Hemachandra, and B. L. Menezes. Min-max fair power flow tracing for transmission system usage cost allocation: A large system perspective. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(3):1457–1468, Aug 2010.
- [28] B. Kharbas, M. Fozdar, and H. Tiwari. Transmission tariff allocation using combined mw-mile postage stamp methods. In *ISGT2011-India*, pages 6–11, Dec 2011.
- [29] E. Telles, D. A. Lima, A. Street, and J. Contreras. Min-max long run marginal cost to allocate transmission tariffs for transmission users. *Electric Power Systems Research*, 101:25–35, March 2013.
- [30] E. Telles and D. A. Lima. Transmission tariff allocation under high renewable source penetration and congestion conditions. In *2014 Power Systems Computation Conference*, pages 1–8, Aug 2014.
- [31] M. S. S. Rao and S. A. Soman. Marginal pricing of transmission services using min-max fairness policy. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(2):573–584, March 2015.
- [32] C. M. Kishore and C. Venkaiah. Implementation of modified mw-mile method for transmission cost allocation by incorporation of transmission losses considering power factor. In *2016 National Power Systems Conference (NPSC)*, pages 1–4, Dec 2016.
- [33] D. Bhowmik and A. K. Sinha. An efficient cost based allocation approach for individual generators associated with the system. *Computers & Electrical Engineering*, 70:212 – 228, Aug 2018.
- [34] J. Cervantes and F. F. Choobineh. A methodology for allocating the annual revenue requirement of a transmission network. In *2018 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM)*, pages 1–5, Aug 2018.
- [35] R. Bastidas, P. Solis, M. Salinas, and M. Vargas. Alternative for allocate to generators the payments for the use of the electrical transmission systems : Application to the

- peruvian electricity market. In *2018 IEEE PES Transmission Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T D-LA)*, pages 1–5, Sep 2018.
- [36] D. Bravo, E. Sauma, J. Contreras, S. De la Torre, J. Aguado, and D. Pozo. Impact of network payment schemes on transmission expansion planning with variable renewable generation. *Energy Economics*, 56:410–421, May 2016.
- [37] M. Jenabi, S. M. T. Fatemi Ghomi, and Y. Smeers. Bi-level game approaches for coordination of generation and transmission expansion planning within a market environment. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3):2639–2650, Aug 2013.
- [38] Y. Tohidi, L. Olmos, M. Rivier, and M. R. Hesamzadeh. Coordination of generation and transmission development through generation transmission charges—a game theoretical approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(2):1103–1114, March 2017.
- [39] J. Wang, H. Zhong, Q. Xia, and C. Kang. Optimal planning strategy for distributed energy resources considering structural transmission cost allocation. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(5):5236–5248, Sep 2018.
- [40] J. Wang, H. Zhong, W. Tang, R. Rajagopal, Q. Xia, and C. Kang. Tri-level expansion planning for transmission networks and distributed energy resources considering transmission cost allocation. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 9(4):1844–1856, Oct 2018.
- [41] S. A. Gabriel, A. J. Conejo, J. D. Fuller, B. F. Hobbs, and C. Ruiz. *Complementarity Modeling in Energy Markets*. Springer-Verlag New York, first edition, 2013.
- [42] S. Jin and S. M. Ryan. A tri-level model of centralized transmission and decentralized generation expansion planning for an electricity market—part i. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(1):132–141, Jan 2014.
- [43] I. Savelli, A. De Paola, and F. Li. Ex-ante dynamic network tariffs for transmission cost recovery. *Applied Energy*, 258:113 – 979, Jan 2020.
- [44] S. J. Kazempour, A. J. Conejo, and C. Ruiz. Strategic generation investment using a complementarity approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(2):940–948, May 2011.
- [45] F. D. Munoz, B. J. Pumarino, and I. A. Salas. Aiming low and achieving it: A long-term analysis of a renewable policy in chile. *Energy Economics*, 65:304 – 314, 2017.
- [46] P. A. Samuelson. Spatial price equilibrium and linear programming. *The American Economic Review*, 42(3):283–303, 1952.
- [47] H. J. Greenberg and F. H. Murphy. Computing market equilibria with price regulations using mathematical programming. *Operations Research*, 41(5):935–1160, Oct 1985.
- [48] G. Diaz, F. D. Munoz, and R. Moreno. Equilibrium analysis of a tax on carbon emissions with pass-through restrictions and side-payment rules. *The Energy Journal*, 41(2), Nov

2019.

- [49] R. Moreno, A. Street, J. Arroyo, and P. Mancarella. Planning low-carbon electricity systems under uncertainty considering operational flexibility and smart grid technologies. *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, 375(2100), May 2017.
- [50] D. Phillips, F. P. Jenkin, J. A. T. Pritchard, and K. Rybicki. A mathematical model for determining generating plant mix. In *Third Power Systems Computation Conference (PSCC)*, 1969.
- [51] R. Moreno, E. Pereira, and F. González. Informe final: Zonificación del sistema eléctrico nacional chileno para optimizar su despacho económico y seguro. Disponible en línea: http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_pag_web_pub.get_file?p_file=Estudio_de_Zonificacion_del_Sistema_Electrico_Nacional.pdf&p_tipo=A, 2015. Accedido en Octubre 2019.
- [52] G. Diaz, A. Inzunza, and R. Moreno. The importance of time resolution, operational flexibility and risk aversion in quantifying the value of energy storage in long-term energy planning studies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 112:797 – 812, Sep 2019.
- [53] Comisión Nacional de Energía. Informe de costos de tecnologías de generación. Disponible en línea: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/03/Res.-Ext.-N%C2%B0-207-Informe-costos-de-generaci3n-2019.pdf>, 2019. Accedido en Octubre 2019.
- [54] Ministerio de Energía. Explorador solar. Disponible en línea: <http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/>, 2017. Accedido en Octubre 2019.
- [55] Universidad de Chile. Explorador eólico. Disponible en línea: <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/>, 2017. Accedido en Octubre 2019.
- [56] J. D. Jenkins. Political economy constraints on carbon pricing policies: What are the implications for economic efficiency, environmental efficacy, and climate policy design? *Energy Policy*, 69:467 – 477, 2014.

Apéndice A

Anexos

A.1. Resultados de los diferentes equilibrios de mercado a largo plazo bajo los cinco esquemas de tarifas

Tabla A.1: Equilibrio de mercado bajo un esquema estampillado del caso de estudio SEN.

Factor de asignación	Caso 0%	Caso 25%	Caso 50%	Caso 75%	Caso 100%
Incremento Costo Social [%]	0	0.22	0.82	2.67	10.02
Incremento Emisiones CO ₂ [%]	0	39.23	21.35	73.05	304.05
Costo Social [M\$]	13330	13359	13439	13686	14666
Emisiones CO ₂ [MtCO ₂]	25.95	36.13	31.49	44.91	104.85
Pago Dem por Tx [M\$]	1847	1385	924	462	0
Pago Dem por Energía [M\$]	11483	11974	12516	13224	14666
Pago total Dem [M\$]	13330	13359	13439	13686	14666

Tabla A.2: Equilibrio de mercado bajo un esquema de los beneficiarios del caso de estudio SEN.

Factor de asignación	Caso 0%	Caso 25%	Caso 50%	Caso 75%	Caso 100%
Incremento Costo Social [%]	0	1.13	2.85	4.80	5.44
Incremento Emisiones CO ₂ [%]	0	42.32	47.17	-39.78	-38.46
Costo Social [M\$]	13330	13481	13711	13971	14055
Emisiones CO ₂ [MtCO ₂]	25.95	36.93	38.19	15.63	15.97
Pago Dem por Tx [M\$]	1847	1385	923	462	0
Pago Dem por Energía [M\$]	11483	12073	12787	13509	14055
Pago total Dem [M\$]	13330	13481	13711	13971	14055

Tabla A.3: Equilibrio de mercado bajo un esquema de los GGDF del caso de estudio SEN.

Factor de asignación	Caso 0%	Caso 25%	Caso 50%	Caso 75%	Caso 100%
Incremento Costo Social [%]	0.03	0.57	1.15	2.31	5.15
Incremento Emisiones CO ₂ [%]	9.05	25.70	46.41	63.47	51.32
Costo Social [M\$]	13334	13406	13483	13637	14016
Emisiones CO ₂ [MtCO ₂]	28.30	32.62	37.99	42.42	39.27
Pago Dem por Tx [M\$]	1847	1385	924	462	0
Pago Dem por Energía [M\$]	11487	12018	12562	13175	14016
Pago total Dem [M\$]	13334	13404	13485	13637	14016

Tabla A.4: Equilibrio de mercado bajo un esquema de Bialek del caso de estudio SEN.

Factor de asignación	Caso 0%	Caso 25%	Caso 50%	Caso 75%	Caso 100%
Incremento Costo Social [%]	0.03	0.75	1.68	1.99	5.19
Incremento Emisiones CO ₂ [%]	9.05	23.41	19.40	54.40	-51.18
Costo Social [M\$]	13334	13430	13554	13596	14022
Emisiones CO ₂ [MtCO ₂]	28.30	32.03	30.98	40.07	12.67
Pago Dem por Tx [M\$]	1847	1385	924	462	0
Pago Dem por Energía [M\$]	11487	12043	12632	13132	14024
Pago total Dem [M\$]	13334	13429	13556	13594	14024

Tabla A.5: Equilibrio de mercado bajo un esquema de Kirschen del caso de estudio SEN.

Factor de asignación	Caso 0%	Caso 25%	Caso 50%	Caso 75%	Caso 100%
Incremento Costo Social [%]	0.03	0.64	1.58	3.55	4.17
Incremento Emisiones CO ₂ [%]	9.05	22.30	29.24	30.40	44.38
Costo Social [M\$]	13334	13415	13541	13803	13886
Emisiones CO ₂ [MtCO ₂]	28.30	31.74	33.54	33.84	37.47
Pago Dem por Tx [M\$]	1847	1385	924	462	0
Pago Dem por Energía [M\$]	11487	12028	12616	13339	13884
Pago total Dem [M\$]	13334	13414	13540	13801	13884

A.2. Localización de la generación en el SEN bajo cinco esquemas de tarifas

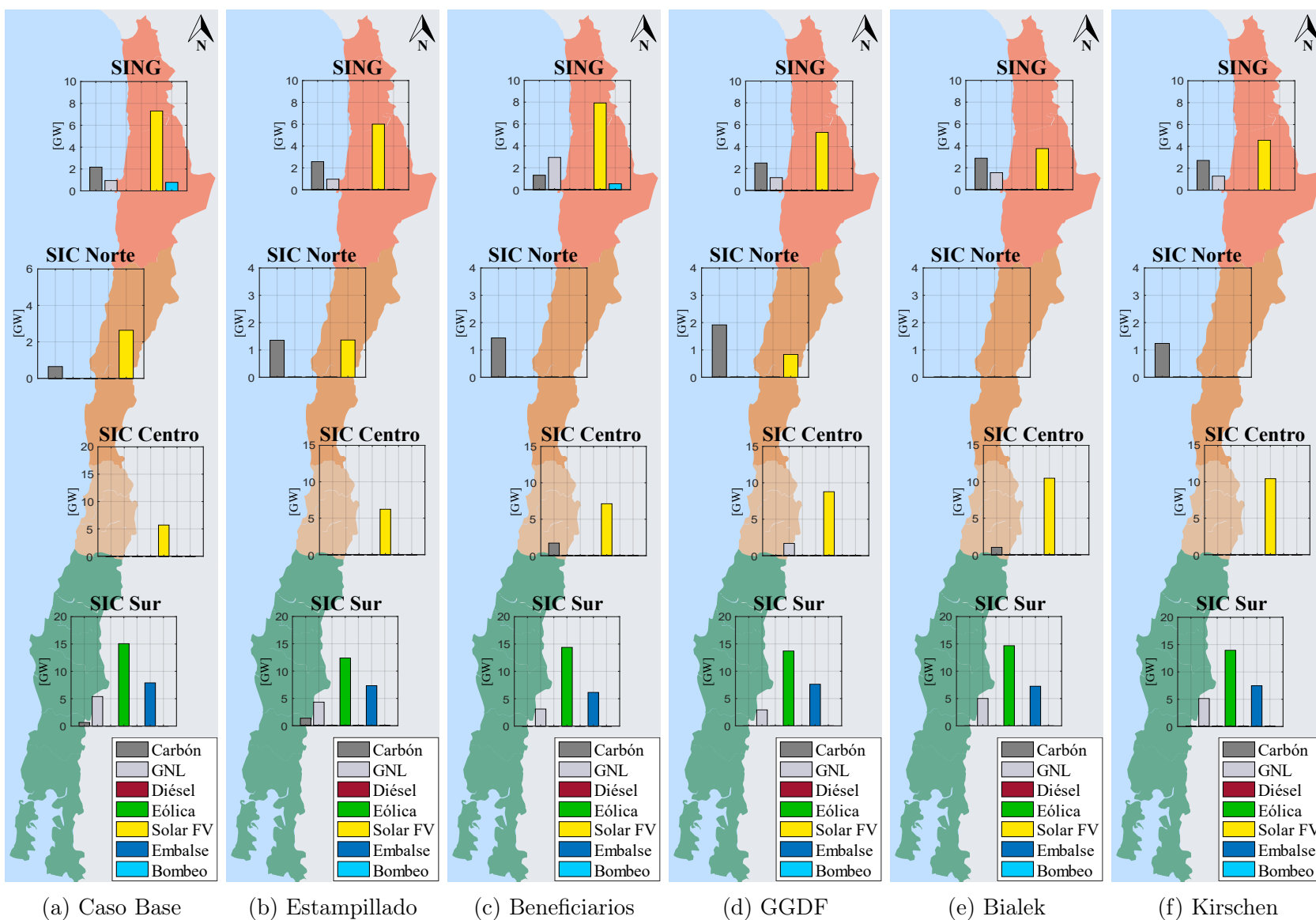


Figura A.1: Localización de la inversión en generación bajo los cinco esquemas de tarifas con factor de asignación de 25%.

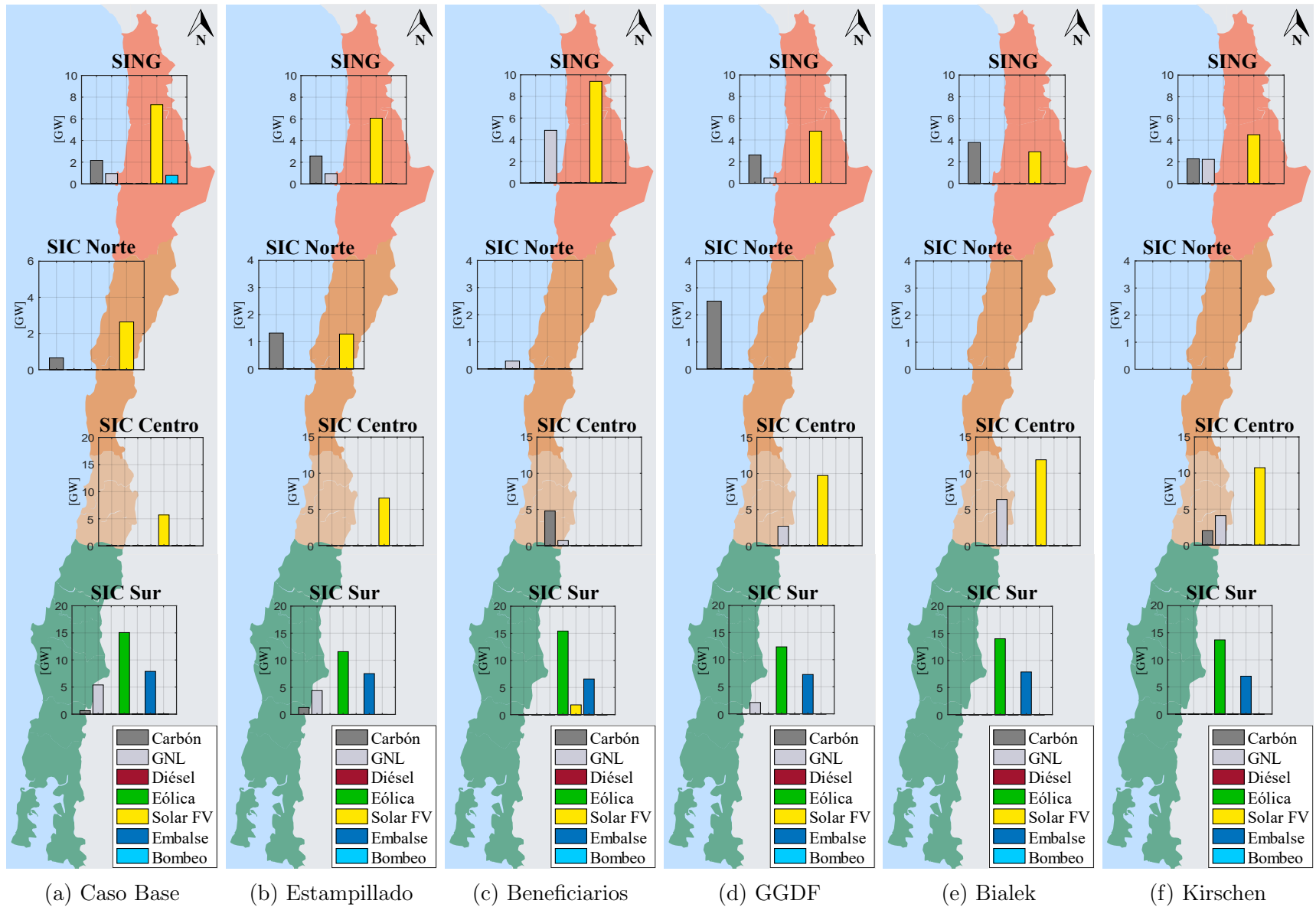


Figura A.2: Localización de la inversión en generación bajo los cinco esquemas de tarifas con factor de asignación de 50%.

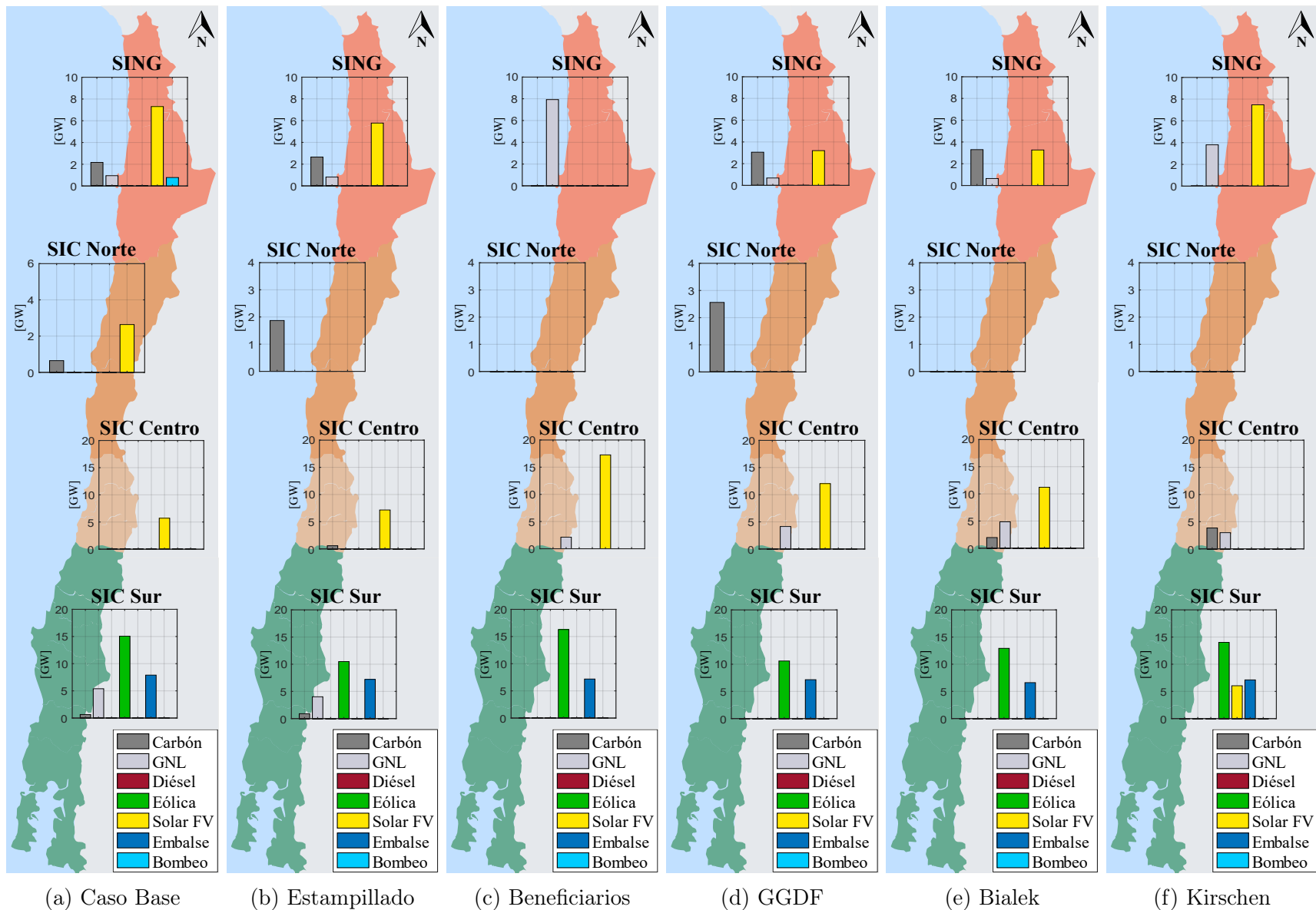


Figura A.3: Localización de la inversión en generación bajo los cinco esquemas de tarifas con factor de asignación de 75%.