

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS

MARCO METODOLÓGICO PARA LA EVALUACIÓN DE FLEXIBILIDAD

EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

AUTOR

JAVIER IGNACIO GÁLVEZ HAGEDORN

PROFESOR GUÍA

RODRIGO MENA

PROFESOR CORREFERENTE

PABLO VIVEROS

SANTIAGO DE CHILE, 21 DE JUNIO, 2019

Quiero agradecer a todas las personas que me ayudaron en el desarrollo de esta tesis.

Agradecer a mi profesor guía, Rodrigo Mena, por introducirme en este tema que logró cautivarme y me dio luces en relación a mi futuro laboral.

Agradecer a mis amigos Óscar, Coke, Álvaro, Camilo, Jic, Valeria y Carla, por brindarme apoyo y compañía en todos estos años en la Universidad y con los cuales tuve tantos momentos de diversión.

Quiero agradecer a mis padres que me apoyaron tanto económica como emocionalmente durante todos los años de la carrera.

Finalmente, quiero agradecer a la Maca por su apoyo incondicional frente a todos mis problemas y crisis durante todos los años en la universidad y no permitirme rendirme frente al desafío que implicó sacar adelante esta tesis.

INDICE

1.	INTRODUCCIÓN	5
2.	OBJETIVOS	10
2.1	Objetivo General	10
2.2	Objetivos Específicos.....	10
3.	MARCO TEÓRICO.....	11
3.1	Antecedentes Generales	11
3.2	Flexibilidad en Sistemas Eléctricos	14
3.3	Signos de Flexibilidad Insuficiente	20
3.4	Indicadores en la literatura	21
4.	METODOLOGÍA.....	25
4.1	Sistemas Eléctricos	25
4.2	Generadores Eléctricos	26
4.2.1	Centrales Térmicas	26
4.2.2	Centrales Hidroeléctricas	27
4.2.3	Centrales de Energías Renovables	27
4.3	Características de los Distintos Tipos de Generación	28
4.4	Modelo propuesto para la operación de un sistema eléctrico	32
4.4.1	Supuestos	32
4.4.2	Conjuntos	33

4.4.3	Variables de decisión.....	34
4.4.4	Parámetros.....	34
4.4.5	Función objetivo.....	36
4.4.6	Restricciones	38
4.5	Evaluación de la Flexibilidad del Sistema	44
4.5.1	Requerimientos de Información	44
4.5.2	Flexibilidad Requerida por el Sistema	46
4.5.3	Flexibilidad Disponible del Sistema.....	46
4.5.4	Balance entre Flexibilidad Requerida y Disponible.....	50
5.	DISCUSIÓN.....	54
6.	CONCLUSIONES	60
7.	REFERENCIAS.....	62

1. INTRODUCCIÓN

Desde hace algunas décadas está teniendo lugar una tendencia global donde los sistemas eléctricos se están alejando de los métodos convencionales de generación, en base a tecnologías basadas en combustibles fósiles, dirigiéndose a la generación mediante el uso de energías renovables, aprovechando principalmente los recursos solares y eólicos. Muchos países se han propuesto ambiciosos objetivos para el desarrollo de sistemas eléctricos sustentables, los que involucran aspectos económicos, de seguridad energética y ambientales, siendo estos últimos de vital importancia para la mitigación de gases de efecto invernadero y las consecuencias del cambio climático (Nosair & Bouffard, 2015).

Desde la “Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático” en 1992, se ha estado generando conciencia respecto a la necesidad de estabilizar y reducir las emisiones de gases invernadero para prevenir consecuencias sociales y medioambientales irreversibles en el mundo. Este tipo de iniciativas ha ido generando importantes cambios culturales a lo largo de los años (Morgan, Nalau, & Mackey, 2019) y han culminado en el “Acuerdo de París” del año 2015, que establece como meta limitar el aumento de la temperatura a nivel global a menos de 2°C para el año 2100. Esto requiere un cambio de paradigma en el diseño, la planificación, la operación y la gestión de actividades humanas altamente comprometidas que conciernen los sectores industriales, transporte, generación y distribución de electricidad, siendo este último sector relevante, pues es el mayor contribuyente de emisiones de CO₂ a nivel global (IEA, 2017).

Los cambios hacia el desarrollo de sistemas eléctricos sustentables ya se pueden observar y se reflejan en importantes aumentos en la integración de capacidad de generación a través de energías renovables durante los últimos años, con una tendencia de crecimiento de 8-9%

anual en capacidad instalada (IRENA, 2018). De acuerdo a esta referencia, la principal tecnología instalada es la solar fotovoltaica con un 32%, seguido por torres eólicas con un 10%. Esto se explica por la baja sostenida en los costos de capital de estas tecnologías, ahora competitivas respecto a la generación convencional (IRENA, 2018), y por los reducidos costos operacionales relacionados a la generación misma (Soria, y otros, 2016).

La generación eólica y solar fotovoltaica corresponden a un tipo de generación que es denominado generación variable (GV) ya que, su generación depende de condiciones ambientales inherentemente inciertas (Lannoye, Flynn, & O'Malley, 2012). Las condiciones ambientales son, en estos casos, la energía cinética del viento que impulsa las turbinas eólicas y la radiación solar que incide en los paneles fotovoltaicos. Estas condiciones hacen que este tipo de tecnologías generen de forma variable y por ende sean no controlables. La integración a gran escala de GV supone un desafío técnico-operativo significativo, debido a esta alta variabilidad en la generación y, por lo tanto, a la dificultad de predicción (Ma, Silva, Belhomme, Kirschen, & Ochoa, 2013).

Uno de los mayores desafíos en los sistemas eléctricos modernos, es decir, sistemas con alta integración de energías renovables no controlables, es lograr el balance entre generación y demanda (EPRI, 2016) . Para esto se recurre a complejos modelos matemáticos y plataformas computacionales que permiten emular la operación de un sistema eléctrico específico (Santos, 2016). Algunos de estos modelos incorporan también diversas fuentes de incertidumbre que condicionan la operación. La incertidumbre en la demanda y la ocurrencia de eventos inesperados, como fallas y detenciones, que afectan a los generadores y líneas de transmisión, ha sido comúnmente considerada para modelar la operación , sin embargo, con la alta integración de GV, nuevas fuentes de incertidumbre deben ser tratadas y, en

consecuencia, se deben analizar y cuantificar nuevos efectos dinámicos en la operación y los riesgos asociados (Menemenlis, Huneault, & Robitaille, 2011). Por ejemplo, una barrera significativa para la integración de GV es la necesidad de capacidad extra en los momentos en que los generadores renovables no pueden producir (Daly, Lannoye, Tuohy, Flynn, & O'Malley, 2015). En caso de no ser capaz de producir la capacidad extra necesaria en el instante en que los generadores renovables dejen de producir, la opción para el planificador central es cortar la producción de GV y optar por activar los generadores convencionales, para así disminuir la variabilidad en la producción (Cochran, y otros, 2014) o buscar regular la demanda a través de medidas políticas, por ejemplo, manejo de los precios de acuerdo a la necesidad en los distintos periodos, permitiendo disminuir cambios inesperados en la demanda. (EPRI, 2016).

Para lograr evitar estas situaciones, es que los operadores están buscando asegurar que los sistemas eléctricos posean la suficiente flexibilidad para poder adoptar estas nuevas tecnologías de GV no controlable (Cochran, y otros, 2014). La flexibilidad en un sistema eléctrico se puede definir como la habilidad de un sistema para usar sus recursos y lograr alcanzar el balance entre generación y demanda (Ulbig & Andersson, 2015). Dados los mínimos costos marginales que implica el uso de GV, esta es la opción más económica para los planificadores centrales que, por lo tanto, buscarán utilizar la mayor cantidad de GV disponible para satisfacer la demanda y utilizar los generadores convencionales para satisfacer la demanda no satisfecha mediante GV. Esta demanda “residual”, es decir, no satisfecha por GV, se denomina demanda neta (Cochran, y otros, 2014) y un nuevo objetivo para los operadores es lograr cuantificar la flexibilidad de sus recursos de generación para

poder alcanzar los requerimientos impuestos por la demanda neta (Daly, Lannoye, Tuohy, Flynn, & O'Malley, 2015).

La flexibilidad de los generadores convencionales está limitada por sus propias características técnicas como, por ejemplo, sus tiempos de encendido y apagado, sus capacidades de rampa y sus mínimos técnicos de producción. Los requerimientos constantes de realizar cambios en el nivel de operación de los generadores convencionales para satisfacer la demanda neta pueden aumentar su desgaste y provocar fallas más frecuentes que comprometan su funcionamiento (EPRI, 2016).

Tradicionalmente, los operadores se han esforzado por satisfacer la demanda, procurando asegurar altos niveles de confiabilidad a un bajo costo, respetando estrictos requerimientos técnicos, regulatorios y medioambientales, de tal manera que sea asequible para todos sus usuarios (Menemenlis, Huneault, & Robitaille, 2011). Sin embargo, una alta integración de GV obliga a considerar nuevas dinámicas operacionales y sus potenciales consecuencias al momento de planificar/programar la operación del sistema (Bucher, 2015).

Este desafío no debe ser solo enfrentado desde la perspectiva del planificador central, sino que, además, desde la perspectiva de los múltiples participantes del mercado eléctrico. Algunos de estos son proveedores de flexibilidad o potenciales proveedores y, entendiendo la flexibilidad como un servicio, el planificador central deberá ser capaz de cuantificar la flexibilidad entregada y así también, las consecuencias y daños (desgaste en los equipos que puede disminuir su vida útil) a los que se les está sometiendo a los proveedores, para así entregar un retorno económico adecuado. El mercado eléctrico deberá entregar suficientes beneficios para hacer atractivo este servicio (Ma, Silva, Belhomme, Kirschen, & Ochoa, 2013).

Todos estos factores políticos, ambientales y económicos obligan a buscar formas de cuantificar la flexibilidad que poseen los sistemas eléctricos, para así poder integrar de manera correcta y efectiva las nuevas tecnologías de energías renovables y lograr disminuir las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera.

Ante esta necesidad, se formulan las siguientes preguntas claves que serán abordadas en el presente trabajo de memoria: ¿Es posible cuantificar los requerimientos de flexibilidad, consecuencia de una alta integración de GV en un sistema eléctrico y evaluar si la flexibilidad disponible en el sistema, dada por la generación convencional ya instalada, es suficiente para cubrir estos requerimientos?

2. OBJETIVOS

2.1 Objetivo General

Proponer un marco metodológico conceptual para la evaluación de la flexibilidad en un sistema eléctrico, mediante el uso de modelos matemáticos para representar la operación del sistema, teniendo en cuenta las dinámicas operacionales introducidas por una alta presencia de GV renovable y el comportamiento de la demanda y las características técnicas de los generadores flexibles.

2.2 Objetivos Específicos

- Estudiar distintos modelos de programación matemática que representan la operación de un sistema eléctrico.
- Analizar cómo las dinámicas operacionales introducidas por la generación variable y su interacción con la generación convencional pueden ser representadas por un modelo de programación matemática.
- Proponer un modelo de programación matemática para la operación de un sistema eléctrico, considerando diversas tecnologías de generación renovable variable y convencionales, teniendo en cuenta dinámicas operacionales secuenciales en el tiempo, necesarias para la evaluación de los requerimientos y la disponibilidad de flexibilidad en el sistema.
- Desde la literatura científica, estudiar, identificar e integrar métricas de flexibilidad en sistemas eléctricos al modelo propuesto, analizando los alcances operacionales de tener insuficiencia de capacidad flexible y las oportunidades decisionales asociadas.

3. MARCO TEÓRICO

3.1 Antecedentes Generales

El “Acuerdo de Paris” del año 2015 establece ambiciosas metas para poder combatir el cambio climático. Este tratado es de gran importancia a nivel mundial, lo que se refleja en la participación de 175 países líderes suscritos al acuerdo y demuestra el consenso internacional sobre la necesidad de generar cambios para poder enfrentar el calentamiento global (Gao, 2016). El objetivo principal es mantener el aumento en la temperatura global bajo los 2°C para el año 2100, respecto a los niveles preindustriales, y hacer el mayor esfuerzo para limitarla a 1,5°C. Se busca alcanzar este objetivo mediante políticas de reducción de emisión de gases de efecto invernadero (GEI), principalmente el dióxido de carbono (CO₂), el óxido nitroso (N₂O) y el metano (CH₄).

El sector energético es el mayor contribuyente a las emisiones de GEI en el mundo, suscribiendo un 34% del total (IEA, 2017). Por ende, una de las principales alternativas para lograr la reducción en las emisiones de GEI consiste en la transformación del sistema energético (Morgan, Nalau, & Mackey, 2019) adoptando nuevas tecnologías renovables, o bajas en carbono, y desarrollando mejoras para aumentar su eficiencia. Esta adaptación se basa principalmente en las oportunidades ofrecidas de generar electricidad haciendo uso de energías renovables, mayormente la energía solar y la eólica.

A partir del acuerdo de Paris, la Unión Europea diseñó y está en proceso de implementar un plan (EU Energy RoadMap 2050) que consiste en modificar su matriz energética integrando nuevas tecnologías de generación eléctrica para que en el año 2020 un 35% de la energía provenga de recursos renovables y este alcance un 100% para el año 2050. Estas

políticas no solo se están desarrollando en Europa, sino que países como China, Japón y Brasil también están reduciendo considerablemente su generación a base de carbón y están progresivamente integrando una mayor capacidad de energía renovable (Gonzalez-Salazar, Kirsten, & Prchlik, 2018).

Por energías renovables se entiende “flujo energético que se restablece al mismo ritmo al que se utiliza” mientras que la energía no renovable, o convencional, “sería aquella que se obtiene a partir de acumulaciones “estáticas” de energía, que permanecen fijas hasta que se liberan por los seres humanos” (Velasco, 2009). Ejemplos de energías renovables son la energía solar, eólica e hidráulica, y de energías no renovables están las tecnologías basadas en combustibles fósiles como el petróleo y el gas.

Gracias a los cambios políticos y culturales que han tenido lugar en torno al cuidado del medioambiente, la generación mediante energías renovables ha crecido en gran medida en todo el mundo a lo largo de los últimos años, tal como se puede ver en la Figura 1.

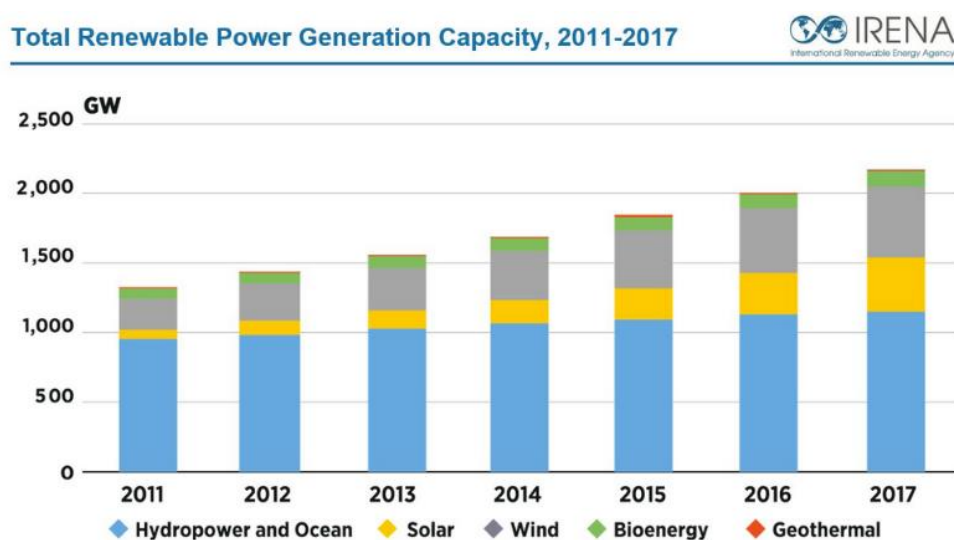


Figura 1: Distribución de energía generada por distintas fuentes renovables a nivel global entre los años 2011 y 2017. Fuente: (IRENA, 2018).

Se espera que para el año 2023 las energías renovables entreguen el 30% de la electricidad demandada, aumentando desde un 24% del año 2017. Durante este periodo se pronostica que las renovables contribuirán en un 70% al crecimiento energético a nivel mundial, siendo liderada por la energía solar fotovoltaica, seguido por la eólica, hidráulica y la bioenergía. Las centrales hidráulicas seguirán siendo las principales proveedoras con un 16%, luego la eólica con un 6%, la solar fotovoltaica con un 4% y la bioenergía con un 3% (IEA, 2018).

La discrepancia entre el crecimiento de integración de energías renovables esperado a nivel mundial (30% para el 2023) y el de la Unión Europea con el EU Energy RoadMap 2050 (35% para el 2020) se basa en que mientras los países europeos y otros como China, Brasil y Japón están incorporando nuevas tecnologías renovables, otros como la India y estados del sudeste asiático aumentarán el uso de energías a través de la quema de combustible fósil (IEA, 2016).

Las energías renovables ofrecen electricidad de forma amigable con el medioambiente y producen menos contaminantes que la quema de combustibles fósiles (Serrano-Guzmán, Pérez-Ruiz, Galvis-Martínez, & Rodríguez Sierra, 2017). Si se compara con una planta de generación térmica, la instalación, y operación de paneles fotovoltaicos reduce hasta en un 18,8% las emisiones de CO₂, mientras que, por ejemplo, en la región de Cataluña en España en el año 2017 se evitó la emisión de 25 millones de toneladas de CO₂ al medioambiente, al reemplazar plantas térmicas por parques eólicos. (EOLICCAT, 2019).

Además de la necesidad ambiental y de los cambios políticos, existen otros factores que hacen que este tipo de producción sea más atractiva que los clásicos métodos de energía convencional.

Uno de estos es que, debido a los avances tecnológicos, producir electricidad a partir de las energías renovables se ha vuelto más barato que con los medios convencionales (IRENA, 2018). Tras instalarse una planta de generación renovable, esta produce electricidad sin necesidad de suministrarle ningún tipo de combustible, lo que a largo plazo hace que instalar una planta de energía solar o eólica implique solo un costo fijo asociado principalmente al mantenimiento. Una vez construidas, la manera de operar que involucra menor costo es hacerlas funcionar lo más posible (Western Governors' Association, 2012). Además, las fuentes de combustibles fósiles se están agotando, lo que hace que sus precios aumenten constantemente y sean altamente volátiles, haciendo la generación de electricidad basada en ellos cada vez menos rentable y los mercados eléctricos inestables (Lannoye, Flynn, & O'Malley, 2012).

3.2 Flexibilidad en Sistemas Eléctricos

A gran escala, un sistema eléctrico puede ser visto como un sistema logístico en el que existen oferentes (las centrales eléctricas) y demandantes (los consumidores de electricidad), en donde las demandas se satisfacen “transportando” electricidad a través de una red de “rutas” o líneas de transmisión. Actualmente, la principal meta de los operadores del sistema es lograr generar un balance entre la generación y la demanda (EPRI, 2016). Para esto, utilizan softwares basados en complejos modelos matemáticos que permiten predecir acertadamente la demanda y con esto programar la generación necesaria para lograr alcanzarla y no sobrepasarla.

Para poder determinar cuánta potencia debe producir un sistema eléctrico en cada instante de tiempo se recurre a modelos de programación matemática que representen la operación del sistema, equilibrando la generación con la demanda. Tres modelos comunes para este fin

son el modelo de Economic Load Dispatch (ELD), el de Optimal Power Flow (OPF) y el de Unit Commitment (UC). Todos se basan, generalmente, en la minimización de los costos de producción de electricidad.

El modelo ELD consiste en asignar la generación eléctrica a diferentes unidades, con el objetivo de minimizar los costos de producción, logrando equilibrar la oferta con la demanda (Tamayo, Ruiz, & Ocampo, 2017). El OPF complejiza el modelamiento considerando, además, los flujos a través de las líneas de transmisión y las restricciones técnicas de las mismas. (Purchala, Meeus, Van Dommelen, & Belmans, 2005). Por último, el UC determina que generadores deben estar encendidos (committed) o apagados en distintos instantes de tiempo, con tal de minimizar costos totales asociados a la generación. Este último modelo posee diversas formulaciones de acuerdo al nivel de representatividad de la operación del sistema que se esté buscando. Modelos de UC más completos proveerán una programación de la operación más robusta, pero incurriendo en mayores costos computacionales (Anjos & Conejo, 2017).

Los primeros dos modelos están diseñados para hacer análisis estáticos, a diferencia del modelo de UC que considera las dinámicas operacionales secuenciales en el tiempo. Es por esto que en muchos sistemas el UC es la base para la programación (Anjos & Conejo, 2017).

La presencia de GV en un sistema eléctrico agrega serias dificultades para la resolución de estos modelos dado que, en la mayoría de los casos, es muy difícil predecir cuanta energía será producida, para poder hacer el balance de generación y demanda. Esto, porque dependen de factores climáticos y estos son de carácter imprevisibles. A modo de ejemplo, se puede ver en la Figura 2 la producción de energía solar y eólica en Alemania entre los años 2011 y 2013.

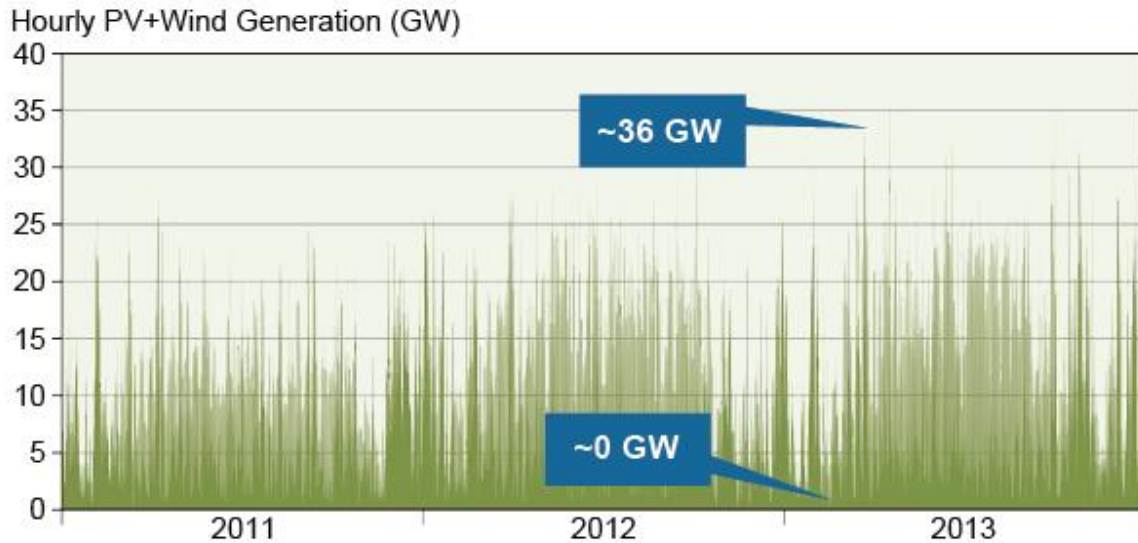


Figura 2: *Generación fotovoltaica y eólica diaria durante tres años en Alemania.*

Fuente: (EPRI, 2016)

La integración de GV incrementa la variabilidad en el sistema, es decir, las fluctuaciones en la producción debido a condiciones ambientales inherentemente inciertas que afectan directamente a la predictibilidad de la generación (Bucher, 2015). Esto provoca volatilidad en la demanda neta. Como fue mencionado anteriormente, la demanda neta corresponde a la demanda del sistema que no es satisfecha por la GV. De acuerdo a Daly et al. (2015), esta se puede representar a través de la Ecuación 1:

$$Demanda\ Neta = Demanda\ del\ Sistema - \sum Generación\ No\ Despachable \quad (1)$$

Se puede ver entonces que la demanda neta dependerá de la variabilidad asociada a la GV instalada en el sistema. La variabilidad en la demanda neta, por lo tanto, da cuenta de la agregación en los comportamientos inciertos de la demanda y la GV instalada en el sistema. Es por esto, que es imperativo analizarla, más que la de cada generador y la del sistema de forma independiente (Daly, Lannoye, Tuohy, Flynn, & O'Malley, 2015).

En la Figura 3 se puede ver como la variabilidad en la demanda total y la volatilidad de una GV, como la generación eólica, determinan directamente a la demanda neta:

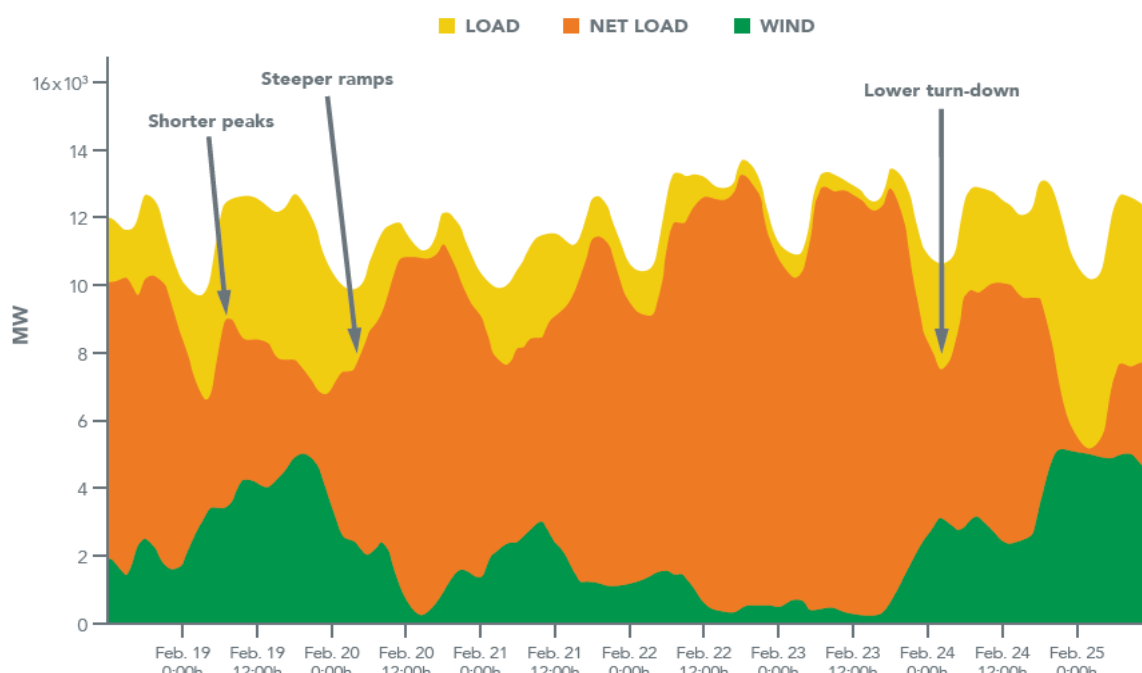


Figura 3: Variabilidad de la generación eólica afectando a la demanda neta en un intervalo de 48 horas. Fuente: (Cochran, y otros, 2014)

El balance entre generación y demanda neta es realizado por los generadores flexibles. Estos permiten producir lo que falte de energía dado que su producción es totalmente controlable y el operador central puede despachar la energía donde sea requerida. Es decir, las energías renovables, volátiles y fluctuantes, requieren una contraparte flexible para asegurar la estabilidad del sistema (Dotzauer, y otros, 2019).

La flexibilidad ha sido abordada por múltiples autores desde diversos puntos de vista. Ma (2013) la define como la habilidad de un sistema para lidiar con la variabilidad y la incertidumbre en la generación y la demanda, manteniendo un nivel satisfactorio en la confiabilidad de suministro de electricidad, a un costo razonable durante un determinado período de tiempo. Si se habla de sistemas eléctricos, se puede agregar que la flexibilidad es

la habilidad para adaptarse a condiciones operacionales cambiantes, mientras se provee electricidad de manera segura, confiable, asequible y de manera responsable ambientalmente (EPRI, 2014). Otra definición dice que la flexibilidad es la habilidad del sistema para desplegar sus recursos flexibles, por ejemplo, sus generadores convencionales, para que respondan a los cambios en la demanda neta (Lannoye, Flynn, & O'Malley, 2012).

Las primeras dos definiciones utilizan el término confiabilidad, el cual se refiere a la probabilidad de que el sistema opere satisfactoriamente en el largo plazo. En otras palabras, muestra la habilidad para proveer suministro eléctrico de forma continua, con pequeñas interrupciones, en un largo periodo de tiempo. (Kundur, y otros, 2004).

Además de confiable, un sistema debe ser seguro y estable. El primero término se refiere al riesgo que existe en la habilidad del sistema para sobrevivir a contingencias, sin interrumpir el servicio. Tiene relación con que tan robusto es el sistema y las condiciones en las que opera. El segundo indica la capacidad del sistema para mantener la continuidad del suministro ante perturbaciones, como, por ejemplo, variabilidad en la demanda neta por integración de GV (Kundur, y otros, 2004).

De acuerdo a la última definición, los requerimientos de flexibilidad están directamente asociados a la demanda neta, de donde se puede inferir que, a un sistema aislado con poca flexibilidad en sus generadores, le será mucho más difícil integrar GV que a un sistema interconectado que contenga generadores altamente flexibles (Lannoye, Flynn, & O'Malley, 2012).

Las características que determinan que tan flexible es un generador son llamadas “recursos de equilibrio”. Estos le permiten al generador responder a las instrucciones del

operador central o se activan automáticamente al haber problemas de energía para recuperar el equilibrio. De acuerdo a EPRI (2016), las características clave de los generadores que determinan su contribución a la flexibilidad del sistema son:

- **Rango de operación:** es la capacidad máxima y mínima de producción del generador. La capacidad máxima afecta principalmente en momentos de alta demanda en los que se les debe exigir a los generadores encendidos que produzcan con toda su capacidad. Por otra parte, la capacidad mínima es necesaria para momentos de baja demanda en los que se espera que el generador se mantenga encendido a un bajo nivel de producción para luego subir rápidamente cuando se necesite.
- **Capacidad de rampa:** es la capacidad de cambiar el nivel de producción de un generador de un instante a otro. Este afecta cuando hay cambios en la demanda y se necesita que un generador cambie su generación rápidamente.
- **Tiempo de encendido:** lapso en el que un generador puede empezar a entregar energía cuando decide encenderse desde el estado apagado.
- **Tiempos mínimos de encendido/apagado:** lapso mínimo en que un generador debe estar encendido/apagado tras encenderlo/apagarlo. Son importantes ya que indican cuando un generador puede volver a ser utilizado después de haber tomado la decisión de cambiar el estado.
- **Limites energéticos:** Se refiere al almacenamiento de energía existente para producir electricidad. Esto puede ser cuánta agua hay en una represa o la cantidad de combustible fósil en un almacén. Indica cuanta flexibilidad será capaz de entregar el recurso. A esto se le puede agregar los costos de la materia prima, los cuales pueden disminuir la cantidad de recursos para la producción.

3.3 Signos de Flexibilidad Insuficiente

En el caso de que el sistema no posea los suficientes recursos de equilibrio para poder satisfacer los cambios en la demanda neta, se puede caer en problemas de insuficiencia de flexibilidad. De acuerdo a Cochran et al. (2014), estos pueden ser a veces más fáciles de identificar que los de existencia de flexibilidad. Dentro de ellos se puede encontrar:

- Dificultad en el balance de generación y demanda: la impredecibilidad de la GV puede provocar que exista excesos o faltas de generación, lo que puede conllevar a sobrecargas o caídas del sistema.
- Reducción significativa del uso de energías renovables: debido a que no son controlables, obligan al operador central a disminuir su uso para mantener la estabilidad del sistema con el uso de los generadores convencionales.
- Violación del balance del área: variaciones en el programa de generación pueden provenir de fallas en las predicciones de la GV y falta de flexibilidad para poder responder a las variaciones en la demanda neta.

Lo anterior puede generar:

- Precios negativos en el mercado: se puede deber a que se está generando más de lo que la red puede consumir, lo que podría ser generado por la inflexibilidad de las plantas al no ser capaces de reducir su producción o por fallas en los pronósticos de energía renovable. Esto puede ocurrir igual en sistemas sin energías renovables, pero es más propenso en sistemas que si lo tienen.
- Volatilidad en los precios: puede ser un reflejo de falta de capacidad de rampa o de capacidad de respuesta a cambios en la demanda neta.

A medida que aumente la integración de generación no despachable, la demanda por flexibilidad exigida a los generadores convencionales incrementará, con el fin de evitar todos los problemas que la insuficiencia de flexibilidad conlleva. Esto, obliga a los operadores del sistema a incorporar métricas de flexibilidad en el proceso de toma de decisiones y a considerar el comportamiento estocástico de los parámetros del sistema (Bucher, 2015).

3.4 Indicadores en la literatura

Los indicadores de flexibilidad nacen como una necesidad para poder evaluar la flexibilidad del sistema y cuantificar el servicio que pueden utilizar los operadores eléctricos.

Es clave que el portafolio de generación esté diseñado para proveer suficiente flexibilidad como para enfrentar posible variabilidad en la demanda y los cortes en la generación no planificados a bajo costo y de forma confiable (Ma, Silva, Belhomme, Kirschen, & Ochoa, 2013). Para lograrlo se hace uso de los “servicios complementarios” que se definen como las prestaciones que permiten coordinar la operación del sistema, tanto en condiciones normales como en contingencias (Ministerio de Economía, 2018).

La creciente integración de GV en las matrices eléctricas, han obligado a repensar la funcionalidad de los servicios complementarios, su remuneración y su rol como nuevos requerimientos de respaldo que van a demandar los sistemas eléctricos (Colbún, 2017). Para poder cuantificar de forma correcta el servicio que está realizando cada generador y de ahí la remuneración que se le debería otorgar.

Existen diversos autores que han abordado la medición de la flexibilidad desde distintos puntos de vista. Esto lo vuelve interesante, ya que, se puede adaptar el uso de los indicadores de acuerdo al contexto en el que se deseen utilizar.

De acuerdo a Alizadeh et al. (2016), uno de los primeros marcos de referencias establecidos para medir flexibilidad provino de la Corporación Norteamericana de Confiabilidad Eléctrica (NAERC por sus siglas en inglés) en el año 2009 y determinó que los principales factores que afectan a la flexibilidad son la magnitud y dirección de los eventos de rampa, la predictibilidad de cambios en la generación, la frecuencia con la que se requieren cambios bruscos en la generación y la detección de recursos flexibles disponibles para responder a cambios en la demanda neta.

En los últimos años, se han propuesto indicadores estimables mediante el uso de aproximaciones sencillas o complejos modelos de la operación. Sin embargo, sin importar el tipo de cálculo que se necesite, muchos de los indicadores más adecuados involucran la resolución del problema de UC para proveer la información necesaria.

El cálculo de esto puede ser complejo y de larga duración, por lo que algunos autores como Cochran et al. (2014) proponen estimaciones sencillas. Uno de estos es ver el porcentaje de capacidad de potencia instalada de cada tipo de generación, relativo a la demanda máxima, mientras que otro es el porcentaje esperado de incidentes en un periodo de tiempo cuando el sistema no puede con los cambios en la demanda neta. Estos permiten tener una visión general de la matriz energética y tratar de prevenir posibles problemas de insuficiencia de flexibilidad de antemano, pero no cuantifican de forma adecuada la flexibilidad del sistema.

Existen complejos modelos computacionales que permiten obtener resultados cuantitativos más exactos. Uno de estos es el IRRE (Insufficient Ramp Resource Expectation), que utiliza los resultados de la simulación de costo de producción para obtener una medida probabilística que evalúa si habrá suficiente capacidad de rampa para alcanzar la

demanda neta en cada instante de tiempo dentro de un período de análisis. Sin embargo, es muy difícil de utilizar ya que requiere computadores con mucha capacidad y un gran conocimiento del algoritmo para poder interpretar los resultados correctamente (EPRI, 2014).

Por otro lado, existe el modelamiento de asesoramiento FAST (Flexibility Assessment Tool), que utiliza la información de los generadores, la generación variable existente y las características de la demanda para determinar cuanta GV se puede introducir a la matriz sin exceder los límites de flexibilidad especificados por regulaciones políticas y del mercado. Al contrario del IRRE, este no necesita mucha capacidad computacional y la metodología es intuitiva al momento de interpretar los resultados. El problema radica en que se plantean muchos supuestos que pueden generar excesos de confianza (Alizadeh, Parsa Moghaddam, Amjady, Siano, & Sheikh-El-Eslami, 2016).

Otros autores proponen cálculos más sencillos que de igual forma cuantifican la flexibilidad que pueden entregar los sistemas eléctricos. Por ejemplo, Daly et al. (2015) propone que la flexibilidad se puede medir a partir de la capacidad de rampa, de su capacidad de producción máxima y lo que se está generando al momento de la medición. Lannoye et al. (2012), por su parte, propone otra métrica que depende más de la capacidad de rampa y los tiempos de encendido de los generadores. Por otro lado, Ma et al. (2013) muestra una métrica general para cada generador que depende de su capacidad de rampa y límites de generación, y permite tener una visión general de la capacidad instalada.

Makarov et al. (2009) propone cuatro métricas para poder medir la flexibilidad en los sistemas eléctricos. Estas son la capacidad de potencia [1], la capacidad de almacenar energía [2], la capacidad de rampa [3] y la duración de la capacidad de rampa [4] que luego fueron definidos por Ulbig & Andersson (2012) como la “trinidad de la flexibilidad”, dado que

existe una relación directa entre 2, 3 y 4 y que 1, 2 y 3 están relacionados a partir de operaciones matemáticas de integración y derivación.

A continuación, se propone un marco metodológico conceptual para evaluar la flexibilidad en los sistemas eléctricos. Esto se hará mediante el uso del modelo de UC para representar la operación del sistema. Se tomará en cuenta los problemas que conlleva la introducción de GV en las dinámicas operacionales y el comportamiento de la demanda. Las características técnicas de los generadores flexibles se utilizarán para poder cuantificar la flexibilidad a través indicadores propuestos en la literatura científica que sean coherentes con el modelo propuesto.

4. METODOLOGÍA

4.1 Sistemas Eléctricos

Un sistema eléctrico es una red de componentes eléctricos que generan, transportan y entregan electricidad en tiempo real. Esto quiere decir que la energía es generada, transportada y entregada en el momento en que es demandada (Blume, 2017).

En general, existen tres componentes principales en un sistema eléctrico: generación, transporte y distribución. La generación se encarga de la producción de electricidad, a partir de la conversión desde energías primarias tales como la hidráulica, química, mecánica, solar, eólica, geotérmica, nuclear, entre otras. Luego, esta energía primaria es transformada, en centrales generadoras, en energía eléctrica de alto voltaje. Tras esto, la electricidad es transportada por largas distancias a través de una red de líneas de transmisión de alto voltaje. Finalmente, diversas subestaciones disminuyen el voltaje para así entregarlo a los distribuidores que se encargan de entregar la electricidad a consumidores industriales, comerciales y residenciales (Blume, 2017). La Figura 4 a continuación muestra gráficamente lo expresado anteriormente.

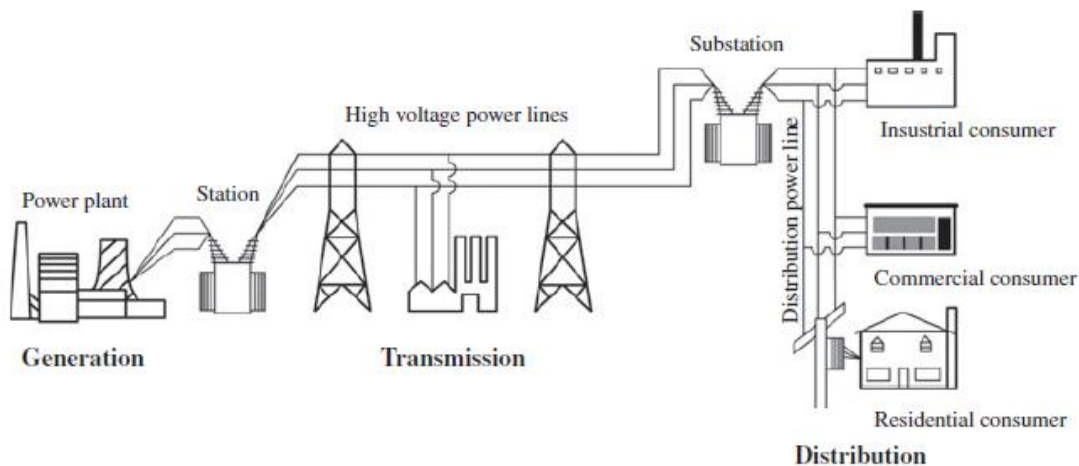


Figura 4: Sistema básico de generación eléctrica que incluyen sus tres bases: generación, transmisión y distribución. Fuente: (Blume, 2017)

4.2 Generadores Eléctricos

Un generador eléctrico es una máquina que transforma la energía mecánica en energía eléctrica. La mayor parte de ellos lo hace rotando una turbina mediante diversos fluidos y generando así un campo magnético que entrega electricidad al sistema (Harper, 2004).

De acuerdo a la fuente de energía que se utiliza para la generación, se pueden dividir las centrales eléctricas en centrales térmicas, centrales hidroeléctricas y centrales de energía renovable.

4.2.1 Centrales Térmicas

De acuerdo a Rudnick (2019), las centrales térmicas se pueden dividir en central térmica convencional, ciclo abierto y ciclo combinado.

Las plantas convencionales crean vapor a gran temperatura y gran presión en una caldera, transmitiéndole calor obtenido por diversas fuentes de energía. Esto puede ser la quema de combustibles fósiles, el uso de energía geotérmica, la separación de uranio 235 en una central nuclear o la acumulación de calor en concentración de sales en una planta de energía solar de concentración. Este vapor generado hace rotar una turbina a vapor para generar electricidad.

Las plantas a ciclo abierto utilizan los gases generados por la quema de combustibles tales como diésel o gas natural. Estos son comprimidos para así hacer rotar la turbina a combustión como en el caso del vapor.

En el caso del ciclo combinado, los gases obtenidos por la quema de combustibles fósiles son utilizados para hacer rotar una turbina a combustión y luego utilizados para calentar agua

y así crear vapor que luego pasa por una turbina a vapor. Esto permite tener una mayor eficiencia.

4.2.2 Centrales Hidroeléctricas

Las centrales hidroeléctricas utilizan la energía potencial y cinética del agua para mover la turbina. Esto lo hacen a través de la caída de agua en una represa o con el movimiento de agua de un río. También existen centrales hidroeléctricas reversibles que consisten en el uso de dos lagos, uno en un mayor nivel que el otro. Se genera energía cinética al caer agua del lago de mayor altura y luego se bombea devuelta desde el más bajo. (Blume, 2017)

4.2.3 Centrales de Energías Renovables

Las dos principales fuentes de energía renovable son la energía eólica y la energía solar. En el caso del uso de energía eólica se utiliza la fuerza del viento para hacer girar las aspas de la turbina. La energía solar se puede dividir en fotovoltaica y en reflejo de calor. La primera utiliza paneles con celdas solares de silicio que convierten la energía solar en electricidad. La segunda utiliza espejos que reflejan el calor a un solo punto para calentar sales, que luego calientan agua y generan vapor. Todas estas se denominan fuentes amigables con el medio ambiente, ya que no generan GEI en su operación.

A continuación, se presenta la Tabla 1 que muestra las principales fuentes de energía para cada tipo de planta:

Tabla 1: Principales fuentes de energía según el tipo de turbina de generación eléctrica.

Elaboración Propia. Fuente: (Blume, 2017)

Térmica Convencional <ul style="list-style-type: none">• Combustibles Fósiles (carbón, gas)• Nuclear• Geotérmica• Energía Solar Térmica	Térmica Ciclo Abierto <ul style="list-style-type: none">• Diesel• Gas Natural• Ciclo Combinado
Hidráulica <ul style="list-style-type: none">• Represas• Ríos• Central Hidroeléctrica Reversible	Energía Renovable <ul style="list-style-type: none">• Eólica• Fotovoltaica

4.3 Características de los Distintos Tipos de Generación

Los problemas asociados a la insuficiencia de flexibilidad no se presentan de igual manera en todos los sistemas. Los operadores centrales deben tener en consideración que tipos de generación se encuentran bajo su control para poder tomar medidas de forma adecuada.

De acuerdo a EPRI (2016) y a González-Salazar et al. (2018), las plantas térmicas con producción a través de la quema de combustible, como carbón, fueron diseñadas para trabajar a máxima capacidad para maximizar eficiencia, beneficios y confiabilidad. Algunas de estas pueden ajustar su producción dentro de cierto rango para otorgar flexibilidad. Esto las hace altamente productivas cuando trabajan en sus rangos de operación óptimos. Además, en

muchas regiones es la fuente de energía menos costosa. Sin embargo, los requerimientos de flexibilidad por parte del sistema han obligado a realizar apagados con más frecuencia y cambios en la producción más agresivos. Operar de esta manera puede generar daños en los equipos de generación e incurrir en costos extras, lo que disminuye la confiabilidad y la seguridad del sistema.

Por otro lado, las plantas térmicas en base a gas fueron construidas para tener alta capacidad de rampa y encendidos a gran velocidad. Esto les da una alta capacidad de respuesta ante cambios en la demanda neta. Más aún, si se toman las plantas de ciclo combinado, las diversas partes de la planta le otorgan más capacidad flexible al operador eléctrico, dado que se pueden encender o apagar las diversas partes del ciclo para generar más o menos electricidad. El principal problema de estos generadores es la volatilidad de los precios del gas. En momentos de alto precio se vuelve poco rentable el uso de este tipo de generadores (EPRI, 2016).

Las plantas nucleares tienen complejidades similares a las de carbón. Estas tienen una gran eficiencia cuando operan a máxima capacidad y están diseñadas para trabajar continuamente, con pocos cambios en los niveles de generación. Junto con esto, poseen la gran ventaja de que no generan emisiones. Esto provoca que muchas de ellas sean utilizadas como base de la generación del sistema. Sin embargo, dado que su combustible es riesgoso para la salud humana, se evita hacer exigirlo flexibilidad a la planta para asegurar y mantener la confiabilidad.

Las centrales hidroeléctricas, a diferencia de la anteriormente mencionada, pueden otorgar alta flexibilidad al sistema, dada su capacidad de producir a bajo nivel y su alta capacidad de rampa. El problema radica en que debe ser construida en lugares con geografías

muy específicas y pueden dañar irreparablemente al ambiente donde se coloca. Por esto, debe cumplir con restricciones y requerimientos ambientales estrictos, que incluyen flujo mínimo, protección a la fauna e irrigación.

Las energías renovables por su parte tienen grandes ventajas, como el hecho de que no requieren combustible, lo que las hace económicamente más atractivas, y no generan GEI. Sin embargo, son limitantes según el clima y son totalmente inflexibles debido a que su generación no es controlable. Además, deben ser instaladas en lugares específicos para aprovechar el mayor potencial local de energía renovable y sean económicamente viables. Buscando entregar un poco de flexibilidad es que se crearon las plantas de concentración solar, que almacenan la energía del sol en forma de calor para luego utilizarlo cuando se necesite.

A modo de ejemplo y solo considerando como variables la capacidad de rampa, los mínimos técnicos y el tiempo de encendido en caliente, se puede ver en la Tabla 2 que las plantas hidroeléctricas y las a gas son las que podrían entregar más flexibilidad, ya que pueden trabajar a muy baja capacidad y tienen una capacidad de rampa alta, mientras que la nuclear es la menos flexible, ya que tiene poco rango de variación en la producción y baja capacidad de rampa. Así mismo, si se tiene plantas de reserva, las hidráulicas y a gas tienen tiempos de encendido mínimos, al lado de la nuclear o la de lignito.

Technology	Minimum load (% full load)	Ramping rate (% full load/min)	Hot start-up time (h)
Hydro reservoir	5	15	0,1
Simple cycle gas turbine	15	20	0,16
Geothermal	15	5	1,5
Gas turbine combined cycle	20	8	2
Concentrated solar power	25	6	2,5
Steam plants (gas, oil)	30	7	3
Coal power	30	6	3
Bioenergy	50	8	3
Lignite	50	4	6
Nuclear	50	2	24

Tabla 2: Capacidad de rampa, la producción mínima y el tiempo de encendido de las principales fuentes de energía de generación eléctrica. Fuente: (Gonzalez-Salazar, Kirsten, & Prchlik, 2018)

4.4 Modelo propuesto para la operación de un sistema eléctrico

En esta sección se presenta el modelo de UC propuesto que abarcará distintos tipos de generación renovable y convencional. Como fue mencionado anteriormente, el objetivo del UC es determinar un programa de generación económicamente eficiente, es decir, determinar que generadores estarán encendidos y apagados en distintos instantes de tiempo y cómo se distribuirá la potencia, durante un horizonte de planificación, respetando diversas restricciones de operación. Este modelo se prefiere, a diferencia del ELD y el OPF, ya que permite considerar dinámicas operacionales secuenciales en el tiempo, necesarias para la evaluación de la flexibilidad del sistema

La forma más exacta de plantear el modelo sería considerando algunas variables del sistema como estocásticas, pero con el objetivo de simplificar la formulación y facilitar la comprensión, se trabajará en base a un modelo determinístico.

4.4.1 Supuestos

Este modelo considera los siguientes supuestos:

- La diferencia de ángulo de voltaje es pequeña, por lo que $\sin \theta \approx \theta$
- Todos los voltajes son iguales al voltaje nominal e iguales a 1.
- La resistencia en las líneas de transmisión es despreciable en comparación con la reactancia, es decir, las pérdidas no serán consideradas.
- Las líneas de transmisión tienen capacidad suficiente para transmitir la energía demandada en los diversos nodos.

- El costo de encendido se aproxima a un solo valor, sin importar si es encendido en caliente (Hot Start), encendido en frío (Cold start) o una situación intermedia (Van den Bergh, Bruninx, Delarue, & D'haeseleer, 2014).

4.4.2 Conjuntos

G	Conjunto de generadores eléctricos, indexado por g .
I	Conjunto de consumidores, indexado por i .
$G^T \subseteq G$	Conjunto de generadores térmicos.
$G^H \subseteq G$	Conjunto de generadores hidráulicos.
$G^R \subseteq G$	Conjunto de generadores de renovables.
T	Horizonte de planificación, indexado por t .
N	Conjunto de nodos, indexado por n .
$A_n^G \subseteq G$	Conjunto de generadores en el nodo n .
$A_n^I \subseteq I$	Conjunto de consumidores en el nodo n .
$A_n^M \subseteq N$	Conjunto de nodos m conectados al nodo n .
R	Conjunto de áreas de reserva, indexado por r .
$\omega_r^G \subseteq G$	Conjunto de generadores en área r .
$\omega_r^I \subseteq I$	Conjunto de consumidores en área r .
K	Conjunto de conexiones de generación hidráulica, indexado por k .

4.4.3 Variables de decisión

- $u_{gt} \in \{0,1\}$ Generador g se encuentra encendido o apagado en el instante t .
- $y_{gt} \in \{0,1\}$ Generador g se enciende en el periodo t .
- $z_{gt} \in \{0,1\}$ Generador g se apaga en el periodo t .
- p_{gt} Potencia producida por el generador g en el periodo t , en $[MW]$.
- \bar{p}_{gt} Capacidad máxima de generación por generador g en el periodo t , en $[MW]$.
- $c_{gt}(p_{gt})$ Costo de generación, en función de la producción, del generador g en el periodo t , en $[\$/MW]$.
- θ_{nt} Ángulo del voltaje en el nodo n en el periodo t , en $[rad]$.
- W_{kt} Flujo de agua a través de la conexión k en el periodo t , en $[m^3/h]$.
- V_{nt} Volumen de agua almacenada en el nodo n en el periodo t , en $[m^3]$.
- S_{nt} Derramamiento de agua en el nodo n en el periodo t , en $[m^3]$.

4.4.4 Parámetros

- D_{it} Potencia demandada por el consumidor i en el periodo t , en $[MW]$.
- B_{nm} Susceptancia de la línea de transmisión que une al n y el nodo m , en $[S]$.
- TC_{nm} Límite de capacidad de transmisión de la línea entre el nodo n y el nodo m , en $[MW]$.
- SR_{rt} Reserva de giro necesaria en el área r en t , en $[MW]$. (Spinning Reserve)
- SC_g Costo de encender el generador g , en $[\$]$. (Start up cost)

- SD_g Costo de apagar el generador g , en [\\$]. (Shut down cost)
- η_g Factor de capacidad del generador g
- \bar{P}_g Capacidad máxima del generador g , en [MW].
- \underline{P}_g Capacidad mínima del generador g , en [MW].
- RU_g Capacidad de rampa hacia arriba del generador g en el periodo t , en [MW/h]. (Ramp up)
- RD_g Capacidad de rampa hacia abajo del generador g en el periodo t , en [MW/h]. (Ramp down)
- SUR_g Máxima capacidad de generación del generador g al momento de encenderlo, en [MW]. (Start up rate)
- SDR_g Máxima capacidad de generación del generador g al momento de apagarlo, en [MW].
- TU_g Tiempo mínimo que debe estar encendido el generador g antes de apagarse, en [hrs].
- TD_g Tiempo mínimo que debe estar apagado el generador g antes de encenderse, en [hrs].
- TUI_g Tiempo que debe estar encendido el generador g al principio del horizonte de planificación, en [hrs].
- TDI_g Tiempo que debe estar apagado el generador g al principio del horizonte de planificación, en [hrs].

(Parámetros generador hidráulico)

- w_{nt} Flujo de agua que entra de forma natural al nodo n en el periodo t , en [m^3/h].

v_{nt}^{min} Mínima capacidad de almacenaje del nodo n en el periodo t , en $[m^3]$.

v_{nt}^{max} Máxima capacidad de almacenaje del nodo n en el periodo t , en $[m^3]$.

v_n^{ini} Volumen de agua al comienzo del periodo de planificación en el nodo n , en $[m^3]$.

v_n^{end} Volumen de agua planificado para el final del periodo en el nodo n , en $[m^3]$.

W_{kt}^{min} Flujo mínimo de agua a través de la conexión k en el periodo t , en $[m^3/h]$.

W_{kt}^{max} Flujo máximo de agua a través de la conexión k en el periodo t , en $[m^3/h]$.

η_g^H Factor de conversión del generador hidráulico g por volumen de agua, en $[MW/m^3]$.

(Parámetros Energía Renovable)

η_{gt}^R Factor de capacidad del generador de energía renovable g en el tiempo t .

4.4.5 Función objetivo

La función objetivo del modelo propuesto consiste en minimizar los costos totales de generación de electricidad. Estos costos se dividen en los costos de producción de las plantas térmicas y los costos de las plantas hidráulicas.

Los costos de producción térmica se pueden dividir en costos de operación y combustible, costos de encendido y costos de apagado. En la producción hidráulica no se consideran los costos de operación y combustible mientras que en la GV no se considera costo alguno de producción. Esto se explica en Gonzalez-Salazar et al. (2018) y Soria et al. (2016), quienes indican que las plantas de energía renovable e hidráulicas están dentro de las plantas de mayor capital intensivo y menor costo de operación. Esto implica que los costos de operación en

ambos tipos de planta se consideran dentro de los costos fijos durante la vida útil de la instalación.

A los costos hidráulicos se les agrega además el costo del valor futuro del agua en las reservas que se explica como el costo de usar el agua en el presente, que podría ser necesaria y costosa en el futuro.

En base a lo anterior, preliminarmente se puede señalar que el modelo buscará soluciones que traten de maximizar la potencia generada por las plantas de GV, dejando a las plantas térmicas e hidráulicas para el balance con la demanda neta, es decir, la demanda menos la generación variable.

A partir de esto, se muestra la función objetivo:

$$\min \sum_{t \in T} \left[\sum_{g \in G^T} c_{gt}(p_{gt}) * u_{gt} + \sum_{g \in G^T \cup G^H} (SC_g * y_{gt} + SD_g * z_{gt}) + \sum_{n \in N} (\alpha) \right] \quad (2)$$

Donde,

$$c_{gt}(p_{gt}) = a * p_{gt}^2 + b * p_{gt} + c \quad (3)$$

$$\alpha = f(V_{nt}) \quad (4)$$

Se asume que los costos de producción responden a una ecuación cuadrática (Gaurav & Shrivastava, 2015) y el costo del agua futura (α) es dependiente del periodo y del nodo en donde se analice (Finardi, Silva, & Sagastizábal, 2005). Es necesario indicar que el horizonte de programación del UC es generalmente de 24 o 48 horas y que los instantes de tiempo son finos, por ejemplo, de 15, 30 o 60 minutos cada uno.

4.4.6 Restricciones

A continuación, se presentan las restricciones del modelo.

4.4.6.1 Satisfacción de la demanda

Uno de los objetivos principales de este problema es lograr que toda la demanda sea cubierta por la potencia producida. Para esto, se formula una restricción de balance de flujo por nodo n (OPF) (Anjos & Conejo, 2017):

$$\sum_{g \in A_n^G} p_{gt} - \sum_{i \in A_n^L} D_{it} = \sum_{m \in A_n^M} B_{nm} * (\theta_{nt} - \theta_{mt}), \quad \forall n \in N, \forall t \in T \quad (5)$$

Esta restricción se traduce como la potencia que entra o deja el nodo n por las líneas que conectan ese nodo con otros nodos m , es igual a la diferencia entre lo producido por todos los generadores instalados en n y lo demandando en ese mismo nodo. Es decir, si se produce más energía de la que se demanda en un nodo, esta será transmitida a otros y viceversa, de tal modo que la demanda sea siempre satisfecha.

Adicionalmente, se consideran restricciones de límite de capacidad de las líneas de transmisión:

$$-TC_{nm} \leq B_{nm} * (\theta_{nt} - \theta_{mt}) \leq TC_{nm}, \quad \forall n \in N, \forall t \in T, \forall m \in A_n^M \quad (6)$$

Y un valor referencial del ángulo $\theta_{n1} = 0$.

4.4.6.2 Condiciones iniciales de operación

Dado que este modelo debe ser ejecutado en distintos periodos consecutivos, se deben ingresar las condiciones finales del periodo anterior que serán utilizadas como las iniciales en el nuevo horizonte de planificación. Estas son:

- El estado en el que se encontraba el generador g al final del periodo anterior (u_{g0}).
- La potencia que estaba produciendo el generador g al final del periodo anterior (p_{g0}).
- El volumen de agua que se almacenó en el nodo n al final del periodo anterior (V_{n0}).
- El flujo de agua a través de la conexión k al final del periodo anterior (W_{k0}).

4.4.6.3 Variables de Encendido y Apagado

Esta restricción tiene como objetivo impedir que un generador pueda ser encendido y apagado en un mismo instante t . De esta manera, si el generador está apagado en un tiempo $t - 1$, es decir la variable $u_{g\ t-1} = 0$, y luego está encendido en t ($u_{g\ t} = 1$), la variable binaria de encendido va a tomar el valor 1 ($y_{gt} = 1$) y la de apagado tomará el valor 0 ($z_{gt} = 0$). La misma lógica ocurre en el caso de apagado (Anjos & Conejo, 2017).

$$u_{g\ t-1} - u_{gt} + y_{gt} - z_{gt} = 0, \quad \forall g \in G, t \in T \quad (7)$$

4.4.6.4 Capacidad de Rampa

La capacidad de rampa limita la variación en la producción de un generador, de esta forma, la diferencia de producción de cada generador en distintos instantes de tiempo no puede ser mayor que la capacidad de rampa del generador (Palmintier & Webster, 2011). Esta restricción entrega una limitante a la flexibilidad del sistema.

En caso de que el generador estuviese apagado, la máxima capacidad de generación que tiene este al momento de encenderse será su límite de generación al encenderse. En estricto rigor, este valor es creciente o decreciente a lo largo del tiempo, pero de acuerdo a Gentile et al. (2017) se puede aproximar a un solo valor para simplificar la formulación del problema.

Así la restricción (8) muestra los límites hacia arriba (Ramp Up) y la restricción (9) los límites hacia abajo (Ramp Down):

$$p_{gt} - p_{g,t-1} \leq RU_g * u_{g,t-1} + SUR_g * y_{gt}, \quad \forall g \in G, t \in T \quad (8)$$

$$p_{g,t-1} - p_{gt} \leq RD_g * u_{gt} + SDR_g * z_{gt}, \quad \forall g \in G, t \in T \quad (9)$$

4.4.6.5 Tiempos Mínimos de Encendido y Apagado

Otra característica que condiciona la flexibilidad del sistema son los tiempos mínimos de encendido y apagado de los generadores. Los generadores después de cambiar de estado deben mantenerse un tiempo de esa forma antes de poder cambiar nuevamente de estado (Anjos & Conejo, 2017). Por lo tanto, si un generador se apaga en un instante t , no se podrá encender en TD_g instantes más, donde TD_g dependerá del tipo de generador. Por otro lado, si se enciende en algún instante de tiempo TU_g , deberá estar encendido por al menos TU_g instantes más.

Además, es necesario considerar si un generador fue encendido o apagado en un horizonte de planificación anterior. Los generadores están restringidos a estar encendidos o apagados si en un horizonte de planificación anterior fueron encendidos o apagados en menos de los tiempos TU_g o TD_g necesarios, previo a su término. Para esto, para cada generador se definen los parámetros TUI_g y TDI_g , que representan los tiempos que deben estar encendido o apagado respectivamente al inicio del horizonte de planificación

A partir de esto se presenta la restricción (10) para el caso de encendido y la restricción (11) para el caso de apagado.

$$\sum_{q=t-TU_g+1}^t y_{gk} \leq u_{gt}, \quad \forall g \in G, t \in [L_g + 1, \dots, T], \text{ donde } L_g = \min\{TUI_g, |T|\} \quad (10)$$

$$u_{gt} + \sum_{q=t-TD_g+1}^t z_{gk} \leq 1, \quad \forall g \in G, t \in [F_g + 1, \dots, T], \text{ donde } F_g = \min\{TDI_g, |T|\} \quad (11)$$

4.4.6.6 Restricción Límites de Generación

Existen dos restricciones que limitan la producción eléctrica de un generador (Anjos & Conejo, 2017). Por un lado, está el límite técnico de cada generador que se rige por la capacidad máxima que puede producir de acuerdo a sus especificaciones técnicas y, por otro lado, está el límite de capacidad de acuerdo al estado en el que se encuentra el generador, que se restringirá por la capacidad de rampa o su máxima producción al encenderse. Esto también aplica para las capacidades mínimas de generación. Se expresa cada una de estas en las restricciones (12) y (13), respectivamente:

$$\underline{P}_g * u_{gt} \leq p_{gt} \leq \bar{p}_{gt} \leq \bar{P}_g * u_{gt}, \quad \forall g \in G^H \cup G^T, t \in T \quad (12)$$

$$\bar{p}_{gt} \leq p_{g,t-1} * u_{g,t-1} + RU_g * u_{g,t-1} + SUR_g * y_{gt}, \quad \forall g \in G^H \cup G^T, t \in T \quad (13)$$

Como se ve en la restricción (12), el generador no puede producir ni podría llegar a producir fuera de sus límites máximos y mínimos de generación, mientras que la restricción (13) muestra que la capacidad real de producción en cada instante t , no puede ser mayor a su producción en el tiempo anterior más su capacidad de rampa, en caso de que estuviera encendido o la máxima capacidad de producción al momento de encenderse el generador en caso de que estuviera apagado.

En el caso de la GV, el límite de generación está restringido por un factor de capacidad de generación ($\eta_{g,t}^R$), que representa la proporción de potencia generada, para factores

ambientales (velocidad del viento, radiación solar, caudal de agua, etc.) dados en el instante t , respecto a la máxima potencia que podría generar la instalación. De esta forma la restricción queda:

$$\bar{p}_{gt} \leq p_{gt} * u_{gt} * \eta_{gt}^R, \quad \forall g \in G^R, t \in T \quad (14)$$

4.4.6.7 Producción Máxima Necesaria

Dado que, en general, en los sistemas eléctricos es demasiado costoso almacenar electricidad, se debe considerar restricciones que apunten a asegurar la estabilidad del sistema en caso de contingencias, por ejemplo, ocurrencia de fallas. Para lograr esto, se le asigna al sistema una reserva de giro, que permitiría, en caso de emergencia, producir la potencia necesaria para mantenerlo en funcionamiento y satisfacer la demanda (Kwon, Park, Kim, Yi, & Park, 2016).

La restricción (15) expresa que la producción máxima de todos los generadores en cada instante de tiempo t , debe ser mayor que la demanda total y la reserva de giro asignada:

$$\sum_{g \in \omega_r^G} \bar{p}_{gt} \geq \sum_{i \in \omega_r^I} D_{it} + SR_{rt}, \quad \forall t \in T, \forall r \in R \quad (15)$$

Siendo la producción máxima, lo que están produciendo los generadores adicionando sus capacidades de rampa o sus tiempos de encendido, dependiendo del caso.

4.4.6.8 Relación entre Volumen de Agua Almacenado y Producción

La generación hidráulica de embalse depende del flujo de agua que circula y de un factor de conversión, donde el volumen total de agua circulante menos los derramamientos de

líquido van a ser iguales a la producción dividido por el factor de eficiencia hidráulica (Mena, Escobar, Lorca, Negrete-Pincetic, & Olivares, 2019).

$$\frac{p_{gt}}{\eta_g^H} = W_{kt} - S_{nt} \quad \forall n \in N, k \in K, t \in T, g \in G^H \quad (16)$$

Para poder calcular el flujo de agua circulante se utilizan las siguientes restricciones (Mena, Escobar, Lorca, Negrete-Pincetic, & Olivares, 2019):

4.4.6.9 Flujo de Agua en los Nodos

El agua que entra en los nodos n de forma natural junto al volumen que se decide hacer circular más lo que se tenía de reserva en el periodo, tiene que ser igual a los flujos que se deciden sacar de la represa más la reserva del tiempo siguiente.

$$w_{nt} + \sum_{k \in C_n^{in}} W_{kt} + V_{nt} = \sum_{k \in C_n^{out}} W_{kt} + V_{n,t+1} \quad \forall n \in N, t \in T \quad (17)$$

4.4.6.10 Reserva de Agua

La decisión de cuánta agua almacenar en un embalse debe estar dentro de los límites permitidos por la reserva.

$$v_{nt}^{min} \leq V_{nt} \leq v_{nt}^{max} \quad \forall n \in N, t \in T \quad (18)$$

Además, se debe mantener ciertos niveles esperados al principio y al final de la planificación de tal forma de tener suficiente volumen para los siguientes periodos.

$$V_{nt} = v_n^{ini} \quad \forall n \in N, t \in T \quad (19)$$

$$V_{nt} \geq v_n^{end} \quad \forall n \in N, t \in T \quad (20)$$

4.5 Evaluación de la Flexibilidad del Sistema

La evaluación de la flexibilidad considera tres etapas principales. Se deben calcular, en primer lugar, los requerimientos de flexibilidad por parte del sistema en base a la demanda neta, luego, la flexibilidad disponible para satisfacer estos requerimientos y finalmente realizar el balance entre la flexibilidad requerida y la disponible. En base al modelo UC propuesto anteriormente y a la literatura científica consultada, se presentan métricas de interés para evaluar la flexibilidad del sistema.

4.5.1 Requerimientos de Información

El primer paso para el desarrollo de una métrica de flexibilidad es identificar los factores que condicionan los requerimientos de flexibilidad (por ejemplo, demanda del sistema, GV o fallas en la generación) y los recursos disponibles para proveer esta flexibilidad al sistema. Los cambios en la demanda neta, secuenciales en los distintos instantes de tiempo, son tomados como el requerimiento del sistema por flexibilidad dado que integran, en definitiva, las dinámicas de la demanda del sistema y los de la GV, tal como se mostró en la Ecuación 1. Es importante considerar la probabilidad de fallas en el sistema, dado que no solo afectan a la producción, sino también a la cantidad de flexibilidad que tendrá disponible el sistema.

La generación convencional es el principal recurso proveedor de flexibilidad para el sistema, que, en algunos casos, puede ser apoyada por reducción en la GV, interconexión con otros sistemas y almacenamiento de energía. El tiempo de planificación considerado toma un rol importante, dado que los cambios en la demanda neta son raramente monotónicos por un largo periodo de tiempo. Por esto es importante evaluarla en horizontes de tiempo que se

basen en la duración de los cambios en la demanda neta, que pueden ir desde los 15 minutos hasta las 24 horas.

También es necesario considerar la dirección de los cambios en la demanda neta. La magnitud y frecuencia de cada ocurrencia de eventos de rampa, y que los recursos para alcanzar cambios hacia arriba o hacia abajo son asimétricos. Por ejemplo, los generadores que están trabajando a máxima potencia solo pueden asistir cuando la demanda neta está bajando, mientras que, si están apagados, solo pueden entregar flexibilidad hacia arriba. Por esto, las características operacionales de cada generador son requeridas. Las capacidades máximas (\bar{P}_g) y mínimas de generación (\underline{P}_g), las capacidades de rampa hacia arriba (RU_g) y hacia abajo (RD_g), la máxima producción al encenderse (SUR_g) y la mínima antes de apagarse (SDR_g), los niveles de producción en cada instante de tiempo (p_{gt}) y el estado on/off en el que se encuentra el generador (u_{gt}), son la información clave requerida para evaluar la flexibilidad entregable por cada generador en cada instante de tiempo.

Toda la información respecto a las características operacionales de los generadores convencionales (hidráulicos y térmicos) que sirven para cálculo de los indicadores, provendrá de la resolución del modelo de UC propuesto. El objetivo de las métricas es poder realizar evaluaciones de flexibilidad en distintos instantes de tiempo de acuerdo a los requerimientos de planificación. Esto quiere decir que cada una de las cantidades utilizadas para los cálculos serán parte de un resultado óptimo proveniente de la minimización de costos del modelo UC propuesto. De esto se desprende que, mientras los parámetros operacionales se mantendrán fijos en todo momento, las variables de decisión dependerán del momento y el contexto en el que se desee hacer el análisis de flexibilidad. Es importante destacar que, dado que varios de estos datos son dependientes del tiempo, es requerida tanto su información instantánea

como la histórica. Esto ayuda a poder realizar mejores pronósticos y disminuir el riesgo a fallas.

4.5.2 Flexibilidad Requerida por el Sistema

La flexibilidad requerida por el sistema es definida de manera similar por diversos autores como Lannoye et al. (2012), Kwon et al. (2016), Daly et al. (2015) y Navid & Rosenwald (2013). Este último propone dos indicadores que muestran la capacidad de respuesta necesaria del sistema para enfrentar, en términos de la capacidad de rampa, la variabilidad en la demanda neta en distintos instantes durante el horizonte de planificación. Estas corresponden al Ramp Capability Requirement Up ($RC_{up,t}$) y el Ramp Capability Requirement Down ($RC_{dn,t}$), expresadas respectivamente en las ecuaciones (21) y (22):

$$RC_{up,t,t+h} = \max[(DemandaNeta_{t+h} - DemandaNeta_t) + Incertidumbre_{up,t+h}, 0], \forall t \in T \quad (21)$$

$$RC_{dn,t,t+h} = \max[(DemandaNeta_t - DemandaNeta_{t+h}) + Incertidumbre_{dn,t+h}, 0], \forall t \in T \quad (22)$$

Como se puede ver, el requerimiento de capacidad de rampa desde un periodo t hasta un periodo $t + h$, se determina por la diferencia de demanda neta entre los dos instantes de tiempo y la incertidumbre asociada a posibles errores en la planificación de la generación del siguiente periodo que, en estos casos, se toma como un valor fijo.

4.5.3 Flexibilidad Disponible del Sistema

Para evaluar la flexibilidad que puede entregar el sistema, es necesario medir la flexibilidad disponible en cada generador de manera individual, considerando tanto generadores térmicos como hidráulicos, y luego agregar cada una de ellas a la del sistema.

La información que se utiliza para el cálculo de flexibilidad proviene de los resultados óptimos, del modelo de optimización, para cada instante de tiempo t .

Daly et al. (2015) propone dos ecuaciones para medir la flexibilidad de un generador térmico. La primera, que se muestran en la Ecuación 23, muestra la flexibilidad, en $[MW]$, que puede entregar cada generador al estar encendido desde un instante de tiempo t hasta un instante de tiempo $t + h$.

$$Flex_{up,g,t,t+h}^{online} = u_{gt} * \min(RU_g * h, \bar{P}_g - p_{gt}), \forall g \in G^H \cup G^T, t \in T \quad (23)$$

De esta ecuación se obtiene que la flexibilidad que puede entregar cada generador encendido desde t hasta $t + h$ corresponde al valor mínimo entre su capacidad de rampa hacia arriba (RU_g) multiplicada por el número de instantes futuros en el que se quiere evaluar o a la diferencia entre la capacidad máxima técnica del generador (\bar{P}_g) y lo que está produciendo en el instante de tiempo evaluado (p_{gt}). Se utiliza la función “mínimo”, para asegurar que la capacidad de rampa no sea mayor a la diferencia entre lo que se está produciendo y la capacidad máxima de producción. Si este fuera el caso, implicaría que el generador puede producir más que su capacidad máxima técnica.

Análogamente, se puede calcular la flexibilidad disponible en un generador entre los instantes t y $t + h$ cuando este está apagado en t . Esto se presenta en la Ecuación 24, que considera un nuevo parámetro que representa cuantos instantes de tiempo requiere el generador para encenderse ($Starttime_g$). En este caso, se utiliza la diferencia $1 - u_{gt}$ para considerar solo los generadores apagados. La función “mínimo” se utiliza con el mismo objetivo que en el indicador anterior.

$$Flex_{up,g,t,t+h}^{offline} = (1 - u_{gt}) * \min(RU_g * (h - Starttime_g), \bar{P}_g),$$

$$\forall g \in G^H \cup G^T, t \in T \quad (24)$$

Ambos indicadores muestran cuánta potencia, en [MW], podría un generador aumentar su nivel de producción desde un instante t hasta un instante $t + h$, lo que depende de su estado en el instante t y de sus limitaciones técnicas.

El modelo de UC propuesto considera parámetros y variables no incluidas en la metodología de Daly et al. (2015), lo que permite plantear los indicadores de forma más compacta y considerar más factores de generación que afectan a la flexibilidad como el tiempo mínimo que debe estar encendido el generador (TU_g) o el tiempo que debe estar encendido el generador al principio del horizonte de planificación (TUI_g). Ambas ecuaciones se pueden combinar en la Ecuación 25 y así se unifican en un solo indicador de la flexibilidad que puede entregar cada generador:

$$Flex_{UP,g,t,t+h} = (u_{gt} - y_{gt}) * \min(RU_g * h, \bar{P}_g - p_{gt}) +$$

$$y_{gt} * \min(RU_g * (h - 1) + SUR_g, \bar{P}_g), \forall g \in G^H \cup G^T, t \in T$$

La primera parte del indicador muestra la flexibilidad del generador cuando está encendido y la segunda cuando está apagado. Se agregan la variable de encendido ($y_{g,t}$) y el Start Up Rate (SUR_g), los cuales no eran considerados en el indicador de Daly et al. (2015). Al considerar la variable de encendido ($y_{g,t}$), se incluyen los factores de TU_g y TUI_g en el indicador, ya que la Restricción 5, de los mínimos tiempos de encendido y apagado, restringirá la flexibilidad de los generadores apagados o encendidos. Dentro de los supuestos del modelo, los generadores se demoran un periodo en encenderse. Esto junto con la

incorporación del parámetro SUR_g , elimina el parámetro $Starttime_g$ y se reemplaza por el valor 1, que representa el periodo que requiere el generador para encenderse. Cabe destacar que este indicador se calcula en [MW] y solo considera la flexibilidad de aumentar la potencia por parte del generador.

Utilizando la misma lógica de las ecuaciones anteriores y de manera muy similar a la Ecuación 25, se plantea la Ecuación 26, que muestra la flexibilidad de bajada de un generador g entre dos instantes de tiempo t y $t + h$:

$$Flex_{DN,g,t,t+h} = (u_{gt} - z_{gt}) * \min(RD_g * h, p_{gt} - \underline{P}_g) + z_{gt} * (p_{gt} - SDR_g), \forall g \in G^H \cup G^T, t \in T \quad (26)$$

La primera parte de la ecuación muestra la flexibilidad de bajada para un generador que se desea mantener encendido, que corresponderá a su capacidad de rampa hacia abajo (RD_g) multiplicada por la cantidad h de instantes futuros en los que se está haciendo el análisis, que no puede ser inferior a la diferencia entre lo que está produciendo este generador ($p_{g,t}$) y su capacidad mínima técnica (\underline{P}_g). La segunda parte de la ecuación muestra la flexibilidad si se desea apagar el generador. En este caso, corresponderá a la diferencia entre lo que se está produciendo (p_{gt}) y el mínimo nivel de producción que se puede generar antes de apagarse (SDR_g). De la misma forma que en el indicador anterior, la variable de apagado (z_{gt}) incluirá los tiempos mínimos de apagado TD_g y el parámetro TDI_g como factores que afectan la flexibilidad de los generadores que se deseen apagar.

Una vez calculada la flexibilidad de cada generador individualmente, es necesario calcular la flexibilidad total del sistema. De esta forma se presenta la Ecuación 27 para

calcular la flexibilidad de subida total del sistema y la Ecuación 28 para la flexibilidad de bajada total del sistema, en ambos casos entre los instantes t y $t + h$:

$$FlexSistUP_{t,t+h} = \sum_{g \in G^H \cup G^T} Flex_{UP,g,t,t+h}, \forall t \in T \quad (27)$$

$$FlexSistDN_{t,t+h} = \sum_{g \in G^H \cup G^T} Flex_{DN,g,t,t+h}, \forall t \in T \quad (28)$$

4.5.4 Balance entre Flexibilidad Requerida y Disponible

Una vez determinados los requerimientos de flexibilidad y la flexibilidad disponible en el sistema, estos deben ser comparados para evaluar si existe suficiente flexibilidad para satisfacer los requerimientos del sistema o si existirá insuficiencia de flexibilidad. Para esto, se proponen las siguientes métricas que sirven para evaluar el uso de la flexibilidad que posee el sistema. Se utilizarán los términos $FlexSistUP_{t,t+h}$ y $FlexSistDN_{t,t+h}$ mencionados anteriormente como la flexibilidad total de subida y de bajada del sistema, respectivamente entre los instantes t y $t + h$.

En primer lugar, Daly et al. (2015) propone el cálculo de déficit de flexibilidad ($DFlex_{t,t+h}$), el cual se calcula como la diferencia de demanda neta y la flexibilidad que puede entregar el sistema entre los instantes de tiempo t y $t + h$. Para el autor, el requerimiento de flexibilidad corresponde directamente a la diferencia de demanda neta, pero en este caso se considerarán los requerimientos mencionados en las ecuaciones (21) y (22), es decir, los requerimientos de capacidad de rampa, de subida y de bajada respectivamente, desde un periodo t hasta un periodo $t + h$. De esta forma, utilizando los términos de flexibilidad mencionado anteriormente ($FlexSistUP_{t,t+h}$ y $FlexSistDN_{t,t+h}$), se obtiene la

Ecuación 29 para el déficit de flexibilidad de subida ($DFlexUP_{t,t+h}$) y la Ecuación 30 para el déficit de flexibilidad de bajada ($DFlexDN_{t,t+h}$):

$$DFlexUP_{t,t+h} = RC_{up,t,t+h} - FlexSistUP_{t,t+h}, \forall t \in T \quad (29)$$

$$DFlexDN_{t,t+h} = RC_{dn,t,t+h} - FlexSistDN_{t,t+h}, \forall t \in T \quad (30)$$

Cabe recalcar que no puede haber déficit de flexibilidad de subida y de bajada simultáneamente, ya que dependerá de la dirección de cambio de la demanda neta. Debido a esto, si uno de estos indicadores es utilizado, el otro debe tomar el valor 0 automáticamente. En cualquiera de las dos ecuaciones, si $DFlexUP_{t,t+h} \vee DFlexDN_{t,t+h} > 0$, significa que la flexibilidad disponible en el sistema es insuficiente para satisfacer los requerimientos, es decir, el sistema no puede aumentar o disminuir el suministro de potencia para cubrir los requerimientos impuestos por la diferencia de demanda neta entre el instante de tiempo t y $t + h$. Estas situaciones deben ser prevenidas para no caer en los problemas de inflexibilidad mencionados anteriormente, tales como dificultad en el balance de producción y demanda y recortes en la GV.

La flexibilidad del sistema se puede considerar como un “mecanismo de reserva” para hacer frente a la variabilidad de la GV. Desde este punto de vista, es necesario poder cuantificar la cantidad de flexibilidad que se va utilizando para satisfacer los cambios en la demanda neta y saber cuánta flexibilidad habrá disponible en los siguientes periodos. A partir de esto se proponen los siguientes indicadores derivados de la flexibilidad para cuantificar el uso de indicadores de flexibilidad para la toma de decisiones operacionales. Para estos se utilizará el termino $FLEX_{g,t,t+h}$, para representar tanto la flexibilidad de subida ($Flex_{UP,g,t,t+h}$) como de bajada ($Flex_{DN,g,t,t+h}$) de cualquier generador g entre los instantes t y $t + h$. Además, se utilizará el valor absoluto en la diferencia de producción entre los

instantes t y $t + h$ para evaluar la magnitud sin importar si la dirección del cambio de generación es de subida o de bajada.

En primer lugar, se puede calcular, en cada generador, el porcentaje de flexibilidad que será utilizado tras la decisión operacional en cualquier instante h futuro, respecto a la flexibilidad total esperada. Esto se mide como la diferencia de producción entre los instantes t y $t + h$ dividido por la flexibilidad del generador para ese instante. Esto se muestra en la Ecuación 31:

$$\%FlexUsada_{g,t+h} = \frac{|p_{g,t+h} - p_{gt}|}{FLEX_{g,t,t+h}}, \forall g \in G^H \cup G^T, t \in T \quad (31)$$

Esto le permite al operador central cuantificar el servicio de flexibilidad que está entregando cada generador y así evaluar la exigencia que le está pidiendo a cada uno. Esto puede después ayudar a determinar la retribución que se le debe entregar a la planta por el servicio entregado.

Por otro lado, se puede calcular de manera sencilla en [MW] la potencia flexible restante en el generador g . Esto se calcula como la flexibilidad disponible para ese periodo menos la diferencia de producción entre el instante $t + h$ y t , como se muestra en la Ecuación 30:

$$FlexRestante_{g,t+h} = FLEX_{g,t,t+h} - |p_{g,t+h} - p_{gt}|, \forall g \in G^H \cup G^T, t \in T \quad (32)$$

La flexibilidad restante también puede ser vista de forma porcentual, similar a la Ecuación 31. Esto se presenta en la Ecuación 33:

$$\%FlexRestante_{g,t+h} = 1 - \frac{|p_{g,t+h} - p_{gt}|}{FLEX_{g,t,t+h}}, \forall g \in G^H \cup G^T, t \in T \quad (33)$$

Este indicador permite evaluar de manera sencilla la flexibilidad disponible en cada generador tras la resolución del modelo de optimización. Su utilidad radicaría en permitir al operador central ver la flexibilidad que tiene disponible en caso de que otro generador flexible fallara.

5. DISCUSIÓN

La metodología presentada en este trabajo tiene como objetivo ayudar a los operadores centrales a identificar y enfrentar los principales desafíos operacionales que conlleva la integración de GV en la matriz eléctrica. El primer desafío es reconocer si el sistema tiene la capacidad flexible suficiente para enfrentar los cambios en la demanda neta y para esto se deben identificar y cuantificar de manera adecuada los recursos de generación flexible que se poseen en la flota de generación. Para esto se ha propuesto un modelo de optimización de UC que emula la operación del sistema eléctrico. De esta manera se logran identificar los factores que afectan a la producción y se puede intentar dar respuesta a una de las preguntas más importantes para la integración de GV: ¿Posee la flota de generación flexible existente en el sistema la flexibilidad suficiente para hacer frente a las dinámicas operacionales introducidas por la GV instalada en el sistema?

Para responder a esta pregunta están emergiendo marcos metodológicos y múltiples métricas para evaluar la flexibilidad del sistema. Sin embargo, aún no existe una métrica estándar para todos los sistemas eléctricos. Las métricas propuestas anteriormente buscan alcanzar todos los tipos de generadores convencionales para así ser utilizadas de forma transversal en cualquier sistema eléctrico. En primer lugar, el indicador del déficit de flexibilidad muestra de manera clara si la flota de generación posee la flexibilidad suficiente para enfrentar la variabilidad de la GV, mientras que los indicadores de flexibilidad utilizada y el de flexibilidad restante, le permiten al operador estar al tanto de sus límites de flexibilidad en caso de que el modelo considerara la opción de fallas en otros generadores flexibles. Incluso, el indicador de flexibilidad restante puede ser utilizado para la planificación del

siguiente periodo, buscando asegurar cierto nivel de confiabilidad para el sistema al evitar escenarios de corte de demanda por falta de flexibilidad.

Ahora, ¿Qué sucedería si se integraran estos indicadores en la formulación del modelo de optimización de UC propuesto para apoyar la toma de decisiones operacionales?, y, ¿Como podrían ser integrados? Tomando como ejemplo, en primer lugar, el indicador de déficit de flexibilidad, el planificador central podría agregar una restricción en el modelo de optimización que fuerce a que el déficit sea negativo, con el objetivo de que haya flexibilidad suficiente para cubrir la variabilidad en la demanda neta. Esto haría al modelo seguro y confiable al asegurar generación suficiente, sin embargo, podría traer otras consecuencias. Suponiendo el caso de que para el siguiente periodo hubiera una baja cantidad de flexibilidad disponible, el modelo de optimización forzaría a disminuir la diferencia de demanda neta, lo que se logra recortando la GV, como se mostró en la Ecuación 1. Para lograr suplir la demanda, se provocaría un aumento en la generación convencional, y con esto, un potencial aumento en las emisiones de GEI, lo que va en contra de los objetivos medioambientales. El principal objetivo del acuerdo es disminuir estas emisiones de GEI, lo que se logra incrementando la instalación de GV, por lo tanto, el modelo de optimización tendría que ser modificado. ¿Qué sucedería entonces, si se agregara una restricción que limite las emisiones producidas por el sistema o que les asigne un costo muy grande? Esta restricción se alinearía con los objetivos del acuerdo, sin embargo, en este caso, el modelo se enfrentaría a un conflicto. Esto porque la primera restricción buscaría no tener déficit de flexibilidad y la segunda no permitiría recortes en la GV. Esto podría llevar a que el modelo no encuentre un óptimo factible dados los altos costos que conllevaría o que simplemente no logre converger en un resultado. Para lograr llegar al óptimo, se podría cambiar la Restricción 1 de equilibrio

de demanda y permitir que exista demanda insatisfecha. En estos casos se podría encontrar un óptimo factible, sin embargo, sería necesario agregar un costo extra a la función objetivo que represente la demanda insatisfecha.

Si se observan los otros indicadores, el indicador de “flexibilidad usada” podría ser de gran utilidad como restricción en el modelo. La sobre exigencia de flexibilidad a los generadores convencionales incrementa el desgaste de ellos, sobre todo el realizar constantes encendidos y apagados en los generadores, lo que a largo plazo disminuye su vida útil y conlleva mantenimientos de forma más frecuente que se traducen en reparaciones o reemplazos de componentes que pueden ser costosos. Todo esto debe ser adecuadamente valorizado y recompensado por el operador central. Limitar el uso de flexibilidad de cada generador a niveles seguros, o limitar la cantidad de veces que este puede ser encendido o apagado, disminuiría el costo de las compensaciones. Sin embargo, en este caso se deberá volver al análisis de si esta limitación permite que exista flexibilidad suficiente disponible para satisfacer la variabilidad en la GV.

En caso de que los recursos de generación no sean capaces de cumplir los objetivos del sistema al incorporar alguna de estas nuevas limitaciones, podría ser necesaria una expansión de la flota de generación. Esta puede consistir en una optimización del nivel de planificación del sistema, inversión en mejores programas de pronóstico de demanda o un aumento en la capacidad de generación. La falta de recursos flexibles que sean capaces de enfrentar la variabilidad de la GV puede obligar al operador central a buscar controlar la demanda, a través de regulaciones (por ejemplo, aumento de precios en horarios de mayor consumo), o a recortar la GV. Esto último nuevamente atenta contra los objetivos medioambientales de reducción de emisiones, ya que la energía restante sería generada por plantas convencionales

que son más contaminantes. El objetivo sería proponer un modelo de expansión de capacidad que, mediante el uso de métricas de flexibilidad, busque el balance entre estabilidad operacional y la integración de una alta capacidad de GV.

Para poder saber a ciencia cierta si una expansión de capacidad es la respuesta para cumplir los objetivos del sistema, se puede ir a la formulación de los indicadores en la metodología. Esta le entrega al operador central la capacidad de trazar el origen de los resultados y poder llegar a la raíz de porque no se cumplieron los objetivos. Si se toma, por ejemplo, el indicador de déficit de flexibilidad, este tiene dos componentes claros para su cálculo; el requerimiento de flexibilidad y la flexibilidad disponible. En caso de existir un déficit positivo habría que preguntarse si esto se dio por falta de disponibilidad de flexibilidad en el sistema o por un exceso de requerimiento de flexibilidad por parte de la demanda neta. Esto se traduce en la pregunta: ¿Hubo mucha volatilidad en la GV o la demanda excedió lo esperado? Cualquiera de estas opciones puede llevar a diversos escenarios de riesgo como, por ejemplo, precios negativos o volátiles en el mercado, demanda insatisfecha o recortes en la GV, los que deben ser evitados a toda costa. La inclusión de las nuevas variables mencionadas anteriormente puede dejar en evidencia los efectos de estos escenarios, principalmente a través de los costos.

Por un lado, el efecto económico de la demanda insatisfecha, debido a un exceso inesperado de demanda, se vería a través de la variable de demanda insatisfecha y podría incrementar el costo hasta un nivel que haría inviable la solución, lo que, además, podría perjudicar directamente a la confiabilidad del suministro. Por otro lado, los recortes de GV, y por ende un aumento en la generación convencional que conlleva a un aumento en las emisiones de GEI, se traducirían en un alto costo por la penalización a estas emisiones. Si se

realiza un análisis histórico para trazar las causas exactas de estos resultados, evidenciadas en los costos, se podría buscar cómo se trató de resolver en cada instante y de esta manera buscar soluciones más efectivas, que permitan reducir los costos a un valor viable.

Tanto en el caso de recortes en la GV como en el de manejo de la demanda, una de estas soluciones efectivas podría ser la expansión de capacidad flexible, que aseguraría la confiabilidad del suministro. Sin embargo, debe ser analizada económica y ambientalmente, de manera que entregue resultados factibles. Para analizar esto último, deben ser utilizadas nuevamente las variables ambientales y económicas mencionadas anteriormente.

Por otro lado, la metodología no solo se podría utilizar en sistemas eléctricos ya instalados, sino que también en la evaluación de nuevos proyectos, donde con esta se puede modelar si el proyecto podrá cumplir con los objetivos que se le están imponiendo a un costo factible.

Es importante recalcar que, para simplificar el análisis, la metodología propuesta anteriormente solo consideró la parte de la generación en los sistemas eléctricos como la herramienta para entregar flexibilidad. Esto podría ser extendido para incluir restricciones en la transmisión y en la distribución. Por ejemplo, el modelo supone que no existen pérdidas en la transmisión lo que afectaría a la potencia necesaria para cubrir la demanda. Por otro lado, como fue mencionado anteriormente, el modelo podría incluir restricciones para el cálculo de emisiones o penalización en caso de demanda insatisfecha junto a otras variables, como, por ejemplo, de almacenamiento y variables de respuesta a la demanda.

Por parte de la GV, también se podrían considerar las características de variabilidad e incertidumbre de cada tipo de GV por separado, lo que podría ayudar a integrar más de este

tipo de generación de acuerdo al contexto de cada sistema eléctrico. Por ejemplo, fuera de su comportamiento estocástico intrínseco, la energía fotovoltaica tiene un patrón claro que consisten en el día y la noche mientras que el de la energía eólica depende directamente del clima, lo que lo hace más impredecible, ya que a veces puede dar gran cantidad de energía por horas o podría no generar por días. El reconocer y comprender las características de cada tipo GV le entrega más robustez al modelamiento del sistema, aunque dificulta la resolución del problema. Por último, en la planificación a largo plazo, existen factores externos a la generación que pueden afectar su robustez, como, por ejemplo, cambios en el costo de los combustibles o en las regulaciones gubernamentales que tampoco son consideradas en la modelación.

Sin embargo, existe la interrogante: ¿Cuántos aspectos de la operación deben ser incluidos en el modelamiento? Incluir todas las variables mencionadas anteriormente podrían dar gran precisión a la modelación, pero a un gran costo computacional. La cantidad de información necesaria para poder abarcar cada caso sería comúnmente impracticable. Es necesario hacer un trade-off entre la precisión que se está buscando, y el tiempo y la capacidad humana y computacional que se va a invertir. El incluir gran cantidad de información podría permitir tener pocos casos muy precisos pero el resto con grandes errores. Es necesario incluir enfoques más simples, como el que se presenta, para que entreguen soluciones aceptables, dándole importancia a los diversos puntos de acuerdo al contexto en el que se esté aplicando.

6. CONCLUSIONES

En este trabajo se presenta un marco metodológico para evaluar la flexibilidad en sistemas eléctricos. Esto mediante el uso de un modelo matemático que representa la operación del sistema e incluye las dinámicas operacionales que genera la presencia de GV, el comportamiento de la demanda y las características técnicas de los generadores flexibles. La metodología consiste, en primer lugar, en resolver un modelo de programación matemática basada en el modelo de UC para luego evaluar la flexibilidad del sistema siguiendo tres etapas: la flexibilidad que requiere el sistema para satisfacer la variabilidad en la demanda neta, la flexibilidad disponible en los generadores eléctricos flexibles y finalmente, el balance entre flexibilidad requerida y disponible. Para esto se cumplieron distintos objetivos planteados al inicio del trabajo.

En primer lugar, se estudió distintos modelos de programación matemática que representan la operación de los sistemas eléctricos, tales como el ELD, OPF y el UC. Tras un análisis de cómo las dinámicas operacionales introducidas por la generación variable y su interacción con la generación convencional son representadas por cada modelo, se decidió optar por el modelo de UC que, a diferencia de los otros, es un modelo dinámico y permite considerar el ágil comportamiento de la demanda y la GV.

A partir del UC, se propuso un modelo de programación matemática para la operación de un sistema eléctrico, que considera diversas tecnologías de generación renovable variable y convencionales, tales como la hidráulica y la térmica, teniendo en cuenta dinámicas operacionales secuenciales en el tiempo, necesarias para la evaluación de los requerimientos y la disponibilidad de flexibilidad en el sistema.

Finalmente, desde la literatura científica, se estudió, identificó e integró métricas de flexibilidad en sistemas eléctricos al modelo propuesto y se analizó los alcances operacionales de tener insuficiencia de capacidad flexible y las oportunidades decisionales asociadas.

Es importante considerar que la metodología se encuentra limitada por varios supuestos y consideración para simplificar su entendimiento. Se requiere mayor investigación para incluir más aspectos en el marco metodológico. Principalmente se puede identificar que es necesario analizar e integrar la qué rol juega la transmisión y la distribución en la flexibilidad de un sistema eléctrico, para tener una visión completa de las dificultades que genera la integración de GV renovable desde un punto de vista más amplio y proponer alternativas de modelamiento.

7. REFERENCIAS

- Alizadeh, M., Parsa Moghaddam, M., Amjady, N., Siano, P., & Sheikh-El-Eslami, M. (2016). Flexibility in future power systems with high renewable penetration: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 1186-1193.
- Anjos, M., & Conejo, A. J. (2017). *Unit Commitment in Electric Energy Systems*. Foundations and Trends® in Electric Energy Systems.
- Blume, S. W. (2017). *Electric Power System Basics For The Nonelectrical Professional*. Hoboken: John Wiley & Sons, Inc.
- Bucher, M. A. (2015). On Quantification of Flexibility in Power Systems. *Proceedings of PowerTech Eindhoven 2015*.
- Cochran, J., Miller, M., Zinaman, O., Milligan, M., Arent, D., Palmintier, B., & ... & Kujala, B. (2014). *Flexibility in 21st Century Power System*. Golden: NREL.
- Colbún. (16 de Julio de 2017). Obtenido de <https://www.colbun.cl/la-flexibilidad-del-sistema-electrico-sera-clave-para-un-futuro-mas-renovable/>
- Daly, P., Lannoye, E., Tuohy, A., Flynn, D., & O'Malley, M. (2015). Assessing Power System Flexibility for Variable Renewable Integration: A Flexibility Metric for Long-Term System Planning. *CIGRE Science and Engineering Journal*, 26-39.
- Dotzauer, M., Pfeiffer, D., Lauer, M., Pohl, M., Mauky, E., Bär, K., & ... & Faßauer, B. (2019). How to measure flexibility e Performance indicators for demand driven power generation from biogas plants. *Renewable Energy*, 135-146.

- EOLICCAT. (22 de 4 de 2019). *EOLICCAT*. Obtenido de <http://eoliccat.net/beneficios-ambientales-del-viento-la-eolica-evito-la-emision-de-25-millones-de-toneladas-de-co2-en-2017/?lang=es>
- EPRI. (July de 2014). Metrics for Quantifying Flexibility in Power System Planning.
- EPRI. (2016). *Electric Power System Flexibility, Challenges and Opportunities*. Electric Power Research Institute.
- Finardi, E. C., Silva, E. L., & Sagastizábal, C. (2005). Solving the unit commitment problem of hydropower plants via Lagrangian Relaxation and Sequential Quadratic Programming. *SBMAC*, 317-341.
- Gao, Y. (2016). China's response to climate change issues after Paris Climate Change Conference. *Advances in Climate Change Research*, 235-240.
- Gaurav, G., & Shrivastava, J. (2015). Analysis of Economic Load Dispatch & Unit Commitment Using Dynamic Programming. *IJAREEIE*, 2278-8875.
- Gentile, C., Morales-España, G., & Ramos, A. (2017). A Tight MIP Formulation of the Unit Commitment Problem with Start-up and Shut-down Constraints. *EURO Journal on Computational Optimization*, 177-201.
- Gonzalez-Salazar, M. A., Kirsten, T., & Prchlik, L. (2018). Review of the operational flexibility and emissions of gas- and coal-fired power plants in a future with growing renewables. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 1497-1513.
- Harper, G. E. (2004). *El Libro Práctico de los Generadores, Transformadores y Motores Eléctricos*. Mexico: Limusa.

- IEA. (2016). *World energy outlook 2016*.
- IEA. (2017). *CO2 Emissions from Fuel Combustion Highlights 2017*.
- IEA. (2018). *Renewables 2018*.
- IRENA. (31 de Marzo de 2018). *International Renewable Energy Agency*. Obtenido de http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Mar/RE_capacity_highlights_2018.pdf?la=en&hash=21795787DA9BB41A32D2FF3A9C0702C43857B39C
- IRENA. (2018). La energía eólica terrestre es ahora tan barata. *Octava Asamblea de IRENA*.
- Joskow, P. (2006). Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity. *AEI-Brookings Joint Center Working Paper*.
- Kundur, P., Paserba, J., Ajarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Canizares, C., & ... Van Cutsem, T. (2004). Definition and Classification of Power System Stability. *IEEE*.
- Kwon, H., Park, J. K., Kim, D., Yi, J., & Park, H. (2016). A Flexible Ramping Capacity Model for Generation Scheduling with High Levels of Wind Energy Penetration. *Energies*, 1040-1057.
- Lannoye, E., Flynn, D., & O'Malley, M. (2012). Evaluation of Power System Flexibility. *IEEE Transactions on Power Systems*, 922-931.
- Ma, J., Silva, V., Belhomme, R., Kirschen, D. S., & Ochoa, L. F. (2013). Evaluating and Planning Flexibility in Sustainable Power Systems.

- Makarov, Y. V., Loutan, C., Ma, J., & De Mello, P. (2009). Operational Impacts of Wind Generation on California Power Systems. *Power Systems*, 1039-1050.
- Mena, R., Escobar, R., Lorca, Á., Negrete-Pincetic, M., & Olivares, D. (2019). The impact of concentrated solar power in electric power systems: A Chilean case study. *Applied Energy*, 258-283.
- Menemenlis, N., Huneault, M., & Robitaille, A. (2011). Thoughts on Power System Flexibility Quantification for the Short-Term Horizon. *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*.
- Ministerio de Economía. (17 de Noviembre de 2018). *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile*. Obtenido de BCN:
<https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=258171&idParte=0>
- Morgan, E. A., Nalau, J., & Mackey, B. (2019). Assessing the alignment of national-level adaptation plans to the Paris Agreement. *Environmental Science and Policy*, 208-220.
- NAERC. (2009). *Flexibility requirement and potential metrics for variable generation*.
- Navarro, M. F. (2017). ¿En qué consisten los objetivos del Acuerdo de París? *Forbes Mexico*. Obtenido de <https://www.forbes.com.mx/estos-los-objetivos-del-acuerdo-paris/>
- Navid, N., & Rosenwald, G. (22 de Diciembre de 2013). Ramp Capability Product Design for MISO Markets.

- Nosair, H., & Bouffard, F. (2015). Flexibility Envelopes for Power System Operational Planning. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 800-809.
- Palmitier, B., & Webster, M. (2011). Impact of Unit Commitment Constraints on Generation Expansion Planning with Renewables. *IEEE*, 1-7.
- Purchala, K., Meeus, L., Van Dommelen, D., & Belmans, R. (2005). Usefulness of DC Power Flow for Active Power Flow Analysis. *IEEE*.
- Rudnick, H. (2007). *Aplicación de FACTS en el Sistema Eléctrico Chileno*.
- Rudnick, H. (10 de 04 de 2019). *Costos Variables No Combustibles de Plantas Termoeléctricas*. Obtenido de <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno15/termo/Introduccion.html>
- Santos, M. (Julio de 2016). Análisis y Predicción del Consumo Eléctrico en Baleares. Politécnico de Madrid, Madrid, España.
- Serrano-Guzmán, M. F., Pérez-Ruiz, D. D., Galvis-Martínez, J. F., & Rodríguez Sierra, M. L. (2017). Análisis prospectivo del uso de energía solar: Caso Colombia. *Investigación y Ciencia de la Universidad Autónoma de Aguascalientes*, 85-93.
- Soria, R., Lucena, A. F., Tomaschek, J., Fichter, T., Haasz, T., Szklo, A., & ... & Kern, J. (2016). Modelling concentrated solar power (CSP) in the Brazilian energy system: A soft-linked model coupling approach. *Energy*, 265-280.
- Tamayo, D. A., Ruiz, A. G., & Ocampo, D. G. (2017). Despacho económico en sistemas de potencia considerando estabilidad transitoria. *Tecnura*, 27-41.

- Temple, J. (Junio de 2018). *MIT Technology Review*. Obtenido de <https://www.technologyreview.es/s/10286/el-lado-oscuro-del-aumento-de-produccion-de-las-energias-renovables>
- Ulbig, A., & Andersson, G. (2012). On Operational Flexibility in Power Systems. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 1-8.
- Ulbig, A., & Andersson, G. (2015). Analyzing operational flexibility of electric power systems. *Electrical Power and Energy Systems*, 155-164.
- Van den Bergh, K., Bruninx, K., Delarue, E., & D'haeseleer, W. (2014). A Mixed-Integer Linear Formulation of the Unit Commitment Problem.
- Velasco, J. G. (2009). *Energías renovables*. Reverté.
- Western Governors' Association. (2012). *Meeting renewable energy targets in the west at least cost: the integration challenge*.