



**CEDS. CENTRO DE
ENERGIA Y DESARROLLO
SUSTENTABLE **udp****
FACULTAD DE INGENIERÍA

Mejoramiento de la Seguridad Eléctrica en Transmisión: Política Pública y Opciones Regulatorias para Chile.

Marcelo Tokman - Claudio Huepe Minoletti

Marzo, 2013

Documento de Trabajo N°:04

Mejoramiento de la Seguridad Eléctrica en Transmisión: Política Pública y Opciones Regulatorias para Chile

Claudio Huepe Minoletti ¹ - Marcelo Tokman Ramos ²

Marzo, 2013

Documento de Trabajo n°4

Resumen: El presente trabajo presenta un análisis conceptual del problema de la seguridad en la regulación eléctrica nacional, específicamente en lo relativo a transmisión, estableciendo el análisis del problema en el marco de una política energética coherente. Se revisa los aspectos regulatorios manteniendo presente los elementos fundamentales de política pública energética subyacentes. En particular, se explora la posibilidad de mejorar la seguridad eléctrica en transmisión, estudiando sus fundamentos y las opciones para lograr los objetivos.

¹ Claudio Huepe Minoletti. Coordinador del Centro de Energía y Desarrollo Sustentable, Facultad de Ingeniería, Universidad Diego Portales. Ingeniero Comercial, Economista y Magister en Economía PUC. MSc en Economía de los Recursos Naturales y del Medio Ambiente (UCL, Londres).

² Ex - Ministro de Energía (2007-2010). Ingeniero Comercial PUC, MA y PhD en Economía (UC Berkeley).

Los autores agradecen el apoyo de TRANSELEC para la elaboración del documento y los comentarios de un revisor anónimo. *Las opiniones* y juicios vertidos en este documento reflejan exclusivamente la posición de los autores. Asimismo, todos los errores u omisiones son de su responsabilidad.

Citar documento como:

Huepe, C., y Tokman, M. (2013). *Mejoramiento de la Seguridad Eléctrica en Transmisión: Política Pública y Opciones Regulatorias para Chile* (Documento de Trabajo n°4). Santiago de Chile: Centro de Energía y Desarrollo Sustentable



Centro de Energía y Desarrollo Sustentable

Facultad de Ingeniería, Universidad Diego Portales

Ejército 441, Santiago.

www.energiaydesarrollo.udp.cl

Índice

1. Introducción	1
2. Seguridad y Política Energética	2
3. Seguridad Eléctrica y Transmisión	6
4. Mayor Seguridad en Transmisión: Argumentos y Opciones	10
5. Síntesis y Conclusiones	16
6. Referencias	20

1. Introducción

En los últimos años, la seguridad energética ha ido ganando importancia de manera creciente, hasta colocarse en el centro de buena parte de la discusión sobre el desarrollo energético de los países. En particular, la vinculación entre la seguridad de la infraestructura crítica con la seguridad global del país, incluyendo en particular la de energía, se ha hecho cada vez más estrecha.

El tema de la seguridad energética aparece con fuerza durante la crisis del petróleo de los años setenta. Ante esa crisis, los países desarrollados tomaron consciencia de la vulnerabilidad de sus economías en materia energética y desarrollaron un conjunto de acciones que buscaban resguardar su capacidad de crecimiento económico y desarrollo social. Una de las respuestas institucionales más fuertes fue la creación de la Agencia Internacional de Energía (AIE)¹, esencialmente para ayudar a desarrollar respuestas conjuntas de los países industrializados (de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE) que mejoraran la seguridad energética ante disrupciones de corto plazo en el suministro de petróleo.

El tema volvió con fuerza ante las crisis de suministro de gas natural desde Rusia a Europa y los conflictos en zonas productoras de petróleo. La respuesta alemana consistió en la promoción agresiva de la eficiencia energética y las energías renovables para reducir esta fuente de dependencia y vulnerabilidad. La importancia que adquiere el tema en Europa llevó, en el año 2002, al entonces Primer Ministro del Reino Unido, Tony Blair, a señalar que en el futuro la seguridad energética sería casi tan importante como la seguridad nacional². Sólo un año después el Centro de Coordinación de Seguridad de Infraestructura Nacional del Reino Unido se fusionó con el Centro de Asesoría de Seguridad Nacional, para conformar un organismo encargado de la infraestructura y su vinculación con las distintas dimensiones de la seguridad nacional, incluyendo a la infraestructura energética.

En Estados Unidos, los atentados terroristas del 11 de septiembre de 2001, sumados a una seguidilla de desastres naturales, han vinculado la seguridad energética estrechamente con la protección contra el terrorismo y ante eventos catastróficos. Recientemente, el Director de Inteligencia de los EEUU indicó que un “ciberataque” sobre la infraestructura energética sería una amenaza aún mayor que el terrorismo convencional³. En Australia, el año 2003 se creó la Red Confiable de Información Compartida para la Resiliencia de Infraestructura Crítica⁴ que incluye al sector energético y un Consejo Asesor Sobre Infraestructura Crítica para compartir información sobre amenazas y vulnerabilidades, y también identificar estrategias para aumentar la resiliencia del sector energético.

Chile no escapa a esta tendencia internacional. La vulnerabilidad del sistema eléctrico a las interrupciones en los envíos de gas desde Argentina, el efecto de las sequías y la experiencia del terremoto del año 2010, han relevado la importancia de contar con un suministro energético

¹ La AIE es una organización autónoma conformada actualmente por 28 miembros y su misión es trabajar para que sus países miembros cuenten con energía confiable, asequible y limpia. Se requiere ser miembro de la OCDE para acceder a esta organización. Actualmente, México e Islandia, no son miembros de la AIE, por decisión propia, mientras que Chile es candidato. Además de su rol en la gestión conjunta de los inventarios de petróleo ante emergencias, se ha convertido en el principal organismo dedicado al análisis y diálogos sobre temas energéticos del mundo, gestionando además estadísticas e investigación sobre temas clave para el desarrollo energético.

² *Discurso de inauguración del gasoducto Langeled (entre el Reino Unido y Noruega).*

³ El Mercurio, 13 de marzo 2013, A6

⁴ *Trusted Information Sharing Network for Critical Infrastructure Resilience*

seguro. Es así como la seguridad energética constituye, en los diversos documentos oficiales de política energética, uno de sus pilares principales⁵.

La seguridad no es el único valor relevante en la definición de políticas por lo cual debe articularse con otros criterios para la definición de las orientaciones, acciones y articulación de política así como de las regulaciones específicas que dan forma a la política. No obstante, lo que muestran los casos internacionales es el significativo cambio en la relevancia del tema de seguridad energética que se ha producido en los últimos años. Si bien existen matices en las definiciones, diversos enfoques y alcances para la seguridad energética, lo esencial es que en todos los países se reconoce que la confiabilidad en el acceso a la energía es crucial para la continuidad y desarrollo de los países y, por lo tanto, un elemento fundamental de la política energética, no un aspectos secundario frente a otros objetivos.

Este documento revisa en primer lugar el concepto de seguridad y su rol en la política energética. Luego, se examina la seguridad energética específicamente en su relación con el tema eléctrico y en particular de transmisión. Luego, ante un diagnóstico crítico generalizado respecto a la seguridad eléctrica en el segmento de transmisión en Chile, se revisa los posibles argumentos sobre la conveniencia de aumentar el grado de seguridad y los posibles mecanismos regulatorios para hacerlo. Finalmente, se presenta algunas conclusiones que puedan orientar el debate posterior para implementar efectivamente ajustes regulatorios en el ámbito de la seguridad en transmisión, incluyendo algunas consideraciones institucionales adicionales.

2. Seguridad y Política Energética

La política energética de todos los países reconoce normalmente cuatro objetivos fundamentales, con mayor o menor énfasis en uno u otro: seguridad, eficiencia, sustentabilidad ambiental y equidad. La interpretación de estos objetivos, así como su orden y prioridad varía entre los países, pero conforman el núcleo orientador de toda política energética. A menudo, las legislaciones nacionales u otros documentos oficiales han intentado traducir estos conceptos para hacerlos operativos.

La Unión Europea, considera que los objetivos de su política energética son lograr una energía segura, sustentable y asequible⁶. En ese marco, ha enfatizado los aspectos climáticos (reducir en un 20% las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990), pero buscando al mismo tiempo mayor competitividad y seguridad de aprovisionamiento. Por su parte, Japón ha establecido, a través del Ministerio de Economía Comercio e Industria (METI) lo que denominan “las cuatro E” como la base de su política: seguridad energética, protección ambiental, eficiencia económica y crecimiento económico (Scalise, 2004: 159).

⁵ En los *Nuevos Lineamientos para una Política Energética* se señaló que “el énfasis sobre la disponibilidad de energía a mínimo costo se ha visto morigerado por la importancia creciente de los aspectos de seguridad, sustentabilidad y equidad. Estos tres elementos, al incorporarse como objetivos sustantivos para los países, han planteado desafíos considerables a las estrategias de política en el mundo (CNE (2008:11), y en la *Estrategia Nacional de Energía* se recalca “la necesidad creciente de incorporar variables de competencia, transparencia, mayor seguridad y confiabilidad” (Gobierno de Chile, 2012:11).

⁶ “(...) achieving a safe, secure, sustainable and affordable energy” (European Council Factsheet, 2011:1).

Australia, a su vez, señala que sus objetivos son gestionar la transformación del sector energético hacia una energía limpia y con una economía más orientada a la relación con Asia, proveyendo energía segura, confiable, limpia y a precios competitivos, pero además contribuyendo a la riqueza nacional a través de la explotación sustentable de los recursos naturales. En contraste, Estados Unidos en sus últimas orientaciones destaca la necesidad de aumentar la seguridad, con energía más limpia y con menores costos para las empresas y consumidores.

La propia Agencia Internacional de Energía recoge estos objetivos en sus cuatro ámbitos de trabajo: seguridad energética, desarrollo económico, conciencia ambiental (sobre opciones para combatir cambio climático en el ámbito de la energía) e interacción con países no miembros para buscar soluciones a preocupaciones compartidas en materia de energía y medio ambiente.

En Chile, se estableció en los *Nuevos Lineamientos para una Política Energética* que “un desarrollo energético que cumpla con los requerimientos de suficiencia, eficiencia, equidad, seguridad y sustentabilidad, requiere acciones públicas y privadas sostenidas (...) desde una perspectiva de largo plazo” (CNE, 2008:12) y en la Estrategia Nacional de Energía se recalca que sus propuestas están inspiradas “en principios fundamentales tales como la confiabilidad del sistema a largo plazo; el acceso y equidad para todos los chilenos; la visión de las regiones; la promoción de un mercado con mayores grados de competencia y menores precios; la seguridad e independencia energética nacional; la eficiencia y compromiso social; la protección medioambiental; los espacios de integración internacional y la innovación tecnológica, entre otros” (Gobierno de Chile, 2012:13-14). En consecuencia, se observa que los mismos objetivos básicos están presentes.

La *eficiencia económica* se relaciona en su sentido más profundo con una optimización en los procesos de generación, distribución y en el consumo de energía, aun cuando a veces tiene la interpretación más acotada de disponibilidad a mínimo costo. La *equidad* implica normalmente que todas las personas tienen acceso a la energía que requieren (por ejemplo, que todos los que lo desean tienen electricidad), pero a veces se relaciona con ciertos estándares mínimos de energía para actividades básicas como calefacción y cocción. En algunos enfoques, los objetivos de equidad y eficiencia quedan subsumidos en un objetivo más general de desarrollo económico o el objetivo de desarrollo económico se incorpora como un aspecto complementario de estos dos, en particular cuando el sector energético es además un sector económico importante (por disponibilidad de recursos o por desarrollos industriales y tecnológicos). En Chile, la eficiencia ha estado enfocada en la disponibilidad de energía a mínimo costo para la industria y consumidores.

En cuanto a la *sustentabilidad ambiental*, generalmente considera tanto los aspectos del medio ambiente local (incluyendo el uso sustentable de los recursos naturales) como el medio ambiente global (en relación con cambio climático). La sustentabilidad ambiental es considerada de manera más o menos estricta en distintos contextos, pero normalmente se refiere a minimizar los impactos ambientales en general. En nuestro país, la sustentabilidad se ha enfocado en la minimización de todos los impactos.

Tradicionalmente, la *seguridad energética* se ha entendido como el acceso confiable a la energía requerida; es decir, una “disponibilidad confiable” para los sectores que usan la energía⁷. En los

⁷ Desde el punto de vista más técnico, la seguridad es dependiente (inversamente) de los impactos (potenciales) resultantes de los peligros existentes (*amenazas*) para una infraestructura particular (los *riesgos*) y de la capacidad de reponerse de estos impactos (la *resiliencia*). La **seguridad** en este marco, considera, por lo tanto, dos aspectos: **riesgo** y **resiliencia**.

últimos años, se ha añadido un aspecto económico al concepto de acceso, exigiendo que la seguridad considere también que la energía sea asequible. A veces también la confiabilidad considera un aspecto de calidad, especialmente en electricidad, porque finalmente eso tiene que ver con el estándar de servicio requerido por la sociedad⁸.

Por seguridad se entiende normalmente estar protegido de un peligro que afecta el estado “normal” de las cosas. La seguridad es, en consecuencia, un concepto social (finalmente es una percepción de lo que se requiere para continuar con actividades normales, y lo que se acepta como desviación de lo normal, definida por la sociedad). Por lo tanto, la seguridad energética es, finalmente, un concepto social. En ese sentido, se vincula con la “seguridad nacional”, que es la autonomía para llevar adelante los objetivos sociales. No obstante, la seguridad energética está estrechamente vinculada con el aspecto físico, del suministro de la energía.

Por lo tanto, el análisis de seguridad energética tiene dos niveles: el nivel físico (en el caso del presente informe, el suministro eléctrico) y el nivel social (donde la seguridad depende de una infraestructura física, pero no queda completamente definida por ésta). Para efectos de este trabajo la atención está sobre el suministro eléctrico, no sobre su dimensión social, por lo que lo relevante es el funcionamiento de la infraestructura pertinente; sin embargo, este no es el enfoque último de la seguridad, por lo que el presente estudio no abarca todas las dimensiones de la seguridad energética⁹.

Como se observa, existe una cierta amplitud en las definiciones, lo que se suma a las dificultades para fijar además consideraciones temporales y espaciales al concepto de seguridad. En cualquier caso, se suele usar la expresión “seguridad de suministro” para referirse específicamente al aprovisionamiento de algún tipo de energía determinado en la cantidad “normal”.

Para efectos de este trabajo, “seguridad” se refiere normalmente a “seguridad de suministro”, salvo cuando se especifica lo contrario¹⁰ y la seguridad de suministro se entenderá como la “disponibilidad confiable de energía”. De ese modo, aspectos como el análisis de resiliencia (la capacidad de retornar a una situación normal después de ocurrir un evento que afecta la normalidad), no serán considerados mayormente pese a su importancia para la seguridad energética en un sentido amplio.

Se distingue dentro de la seguridad de suministro generalmente dos “tipos”: la seguridad de abastecimiento (de la energía primaria requerida para el funcionamiento de un sistema) y la seguridad física (de la infraestructura). La seguridad física, a su vez, distingue generalmente

⁸ En particular en electricidad, se utiliza el concepto de “confiabilidad” para abarcar las dimensiones de seguridad y de “calidad”. La AIE, basándose en definiciones del *North American Electric Reliability Council (NERC)* y el *Consejo Internacional sobre Grandes Sistemas Eléctricos (CIGRE)*, señala que la confiabilidad abarca la habilidad de la cadena de valor de entregar electricidad a todos los usuarios conectados en las cantidades deseadas. La confiabilidad, tendría dos dimensiones entonces: suficiencia (“adequacy”) y seguridad. La primera dimensión se refiere a la capacidad del sistema de proveer los requerimientos dentro de límites de voltaje y considerando cortes planificados y razonablemente esperados cortes no planificados. La seguridad se refiere a la capacidad del sistema de soportar alteraciones en su operación. Para más detalles, ver AIE (2005).

⁹ Se debe destacar que gran parte de los trabajos actuales tienden a enfatizar el nivel social, pues la seguridad energética se integra dentro de la “seguridad nacional” y a menudo en un contexto más amplio de seguridad social.

¹⁰ En las conclusiones, en particular, se incorporará consideraciones más generales sobre seguridad energética.

seguridad en la operación normal y seguridad ante emergencias (las cuales pueden ser de origen antrópico o natural). El foco histórico de la seguridad energética estuvo en el abastecimiento (de energía primaria, en particular petróleo), pero se ha expandido para abarcar los aspectos de infraestructura “física” que determinan el acceso confiable a la energía¹¹.

Adicionalmente, se suele distinguir en el análisis entre el largo plazo y el corto plazo: mientras que la seguridad en el primer caso se asocia normalmente con la capacidad de responder a los objetivos sociales en términos de desarrollo sustentable (es decir, que el aprovisionamiento sea el adecuado para responder a las necesidades de desarrollo), en el segundo caso se trata de enfrentar desequilibrios puntuales entre oferta y demanda.

La articulación de la seguridad con los otros objetivos orientadores de la política genera siempre desafíos complejos. La seguridad es a menudo costosa, por lo que se debe buscar un cierto equilibrio en las políticas para cumplir con todos los objetivos. Se suele argumentar que mayor seguridad es siempre más costosa (Rudnick van de Wyngard, 2006); sin embargo, también hay una cierta imbricación entre los objetivos en el largo plazo: mayor seguridad, por ejemplo, puede implicar un menor impacto económico ante eventos catastróficos¹², además de reducir los costos sociales de dichos eventos¹³. Por lo tanto, hay aspectos de conflicto, pero también sinergias entre los objetivos. En la aplicación práctica de las políticas se buscará maximizar las sinergias y minimizar los conflictos entre objetivos. Por ejemplo, se argumenta que una mayor incorporación de energías renovables puede traer más seguridad (de abastecimiento) y mayor sustentabilidad ambiental, pero con un mayor costo final para los usuarios

El mayor énfasis en el ámbito de seguridad energética, estuvo tradicionalmente en el aprovisionamiento de combustibles fósiles, en particular de petróleo, pero ha habido un progresivo desplazamiento de este foco para darle más importancia a otros aspectos, en particular a la electricidad. Incluso la Agencia Internacional de Energía, cuyo origen estuvo marcado por la seguridad de corto plazo en el abastecimiento de petróleo, releva actualmente la necesidad de un enfoque más inclusivo, en particular considerando el gas natural y la generación eléctrica¹⁴.

En electricidad, la seguridad se relaciona con todos los segmentos del sistema eléctrico: generación, transmisión, distribución y consumo. La principal particularidad de la seguridad eléctrica es que se vincula normalmente a un sistema integrado de operación que, por lo tanto, no tiene abiertas tantas opciones a nivel final (en contraste, si bien la seguridad de suministro de combustibles también es dependiente de todos sus segmentos, la existencia de alternativas hace que la seguridad final sea menos dependiente de un combustible particular). Es decir, la seguridad del sistema está más integrada que en otros ámbitos de la energía.

Se debe considerar además que la electricidad tiene dos dimensiones particulares que deben destacarse: La primera es la dimensión de potencia o capacidad eléctrica (la energía “instantánea”) y la segunda es la dimensión de flujo, la energía eléctrica (energía “en un período de tiempo”). Si bien toda la energía incluye características de flujo y *stock*, en la electricidad es una consideración particular para efectos del dimensionamiento de largo plazo y para la seguridad de corto plazo de los sistemas.

¹¹ En el presente documento, el énfasis está en el ámbito de la seguridad física.

¹² Para dimensionar la magnitud de los impactos económicos potenciales de un desastre natural sobre un sistema energético, se puede tomar como referencia las estimaciones del costo económico para la operadora eléctrica más grande Japón como consecuencia del terremoto y maremoto de 2011: se estimó en 100 mil millones de dólares.

¹³ Respecto a la relación entre seguridad y cambio climático, se puede ver por ejemplo IEA (2007)

¹⁴ International Energy Agency. (2013). Energy Security [En línea]. Revisado en marzo, 2013. Recuperado de: <http://www.iea.org/topics/energysecurity/>

3. Seguridad Eléctrica y Transmisión

Los sistemas eléctricos tienen, inevitablemente, fallas en su operación. Estas fallas pueden ser estrictamente operacionales (fallas de parte o piezas, errores humanos, etc.) o causadas por fenómenos exógenos (catástrofes naturales o terrorismo, por ejemplo) pero, en cualquier caso, son parte de la realidad de los sistemas. Por ello, los sistemas se planifican, diseñan y operan con ciertos criterios respecto de las posibles fallas, criterios cuyo objetivo es aumentar la confiabilidad del suministro.

Esta consideración de criterios respecto de las fallas, reconoce que la indisponibilidad de suministro eléctrico ante contingencias (cortes o apagones) tiene costos para el país, por lo cual se busca un suministro más confiable. La pregunta que queda pendiente es cómo se compara entre el costo de la mayor confiabilidad con los costos de la indisponibilidad. Se profundizará en este tema más adelante.

Se distingue dos tipos de criterios temporales para aumentar la confiabilidad de los sistemas. Los criterios de largo plazo, o de planificación, buscan que la evolución global del sistema pueda enfrentar las demandas de energía y potencia agregadas (suficiencia). Los criterios de mediano y corto plazo, de diseño y de operación, por otra parte, se aplican al sistema específico, con sus restricciones concretas, y buscan que se pueda satisfacer la demanda de energía y potencia en cada instante particular, dadas las condiciones particulares de dichos sistema¹⁵.

Los criterios de seguridad buscan hacerse cargo de tres dimensiones de las “fallas”; a saber: magnitud, duración y frecuencia. Sin embargo, no todos criterios de seguridad enfrentan estas tres dimensiones de igual manera.

Lo que más se destaca de las fallas es usualmente la magnitud de los eventos (qué porcentaje o zona del sistema no recibió suministro), por lo que el foco de buena parte de los criterios desarrollados se encuentra en la magnitud de los eventos, pero evidentemente también hay consideraciones de duración y frecuencia en éstos¹⁶. Los criterios de seguridad buscan una forma de establecer un equilibrio entre una mayor seguridad y los mayores costos asociados a las inversiones necesarias para proveer dicha seguridad.

¿Por qué se desarrolla criterios de seguridad (un criterio de política) y no se adopta una evaluación caso a caso de los costos y beneficios de la infraestructura para mejorar la seguridad? Por una parte, el costo y la complejidad administrativa de realizar una evaluación para cada caso sería extremadamente grande para el sistema, por otra, la evaluación misma enfrenta dificultades conceptuales y metodológicas.

Comparar los mayores costos de inversión asociados a mayor seguridad con los beneficios de la mayor seguridad (que equivalen a los menores costos producto de las fallas que no ocurren dada la mayor seguridad) requiere valorizar con un criterio equivalente ambos aspectos. Sin embargo, la medición del costo real de las fallas no es un ejercicio simple ni directo.

Como es normal en los análisis de costos y beneficios de situaciones complejas, definir exactamente la pérdida que produce una falla tiene la dificultad de identificar con cierta precisión quienes serían los afectados, de qué magnitud es el impacto, en función de qué variables y todo esto considerando tanto los impactos directos como los indirectos y las

¹⁵ El sentido del término “planificación” no es siempre preciso en todos los documentos que tratan el tema, pero se mantiene este uso en el presente documento para claridad conceptual.

¹⁶ Los tres aspectos tienen algún grado de interrelación: un evento de gran magnitud pero de muy corta duración, puede ser de muy baja importancia.

relaciones entre ellos, lo cual resulta altamente complejo. Por ello, los valores que se utilizan para cuantificar las fallas son a menudo muy discutibles, sobre todo utilizando impactos estándar que a menudo no se asocian al real impacto del momento preciso en que se produce una falla. Por lo demás, el ejercicio para efectos de comparación con las inversiones es de valorizar fallas “que podrían ocurrir”, con lo cual se vuelve aun más complejo.

Por otra parte, la evaluación de las condiciones que generan mayor seguridad es también un ejercicio que no resulta simple. Los sistemas eléctricos son sistemas complejos, en cuanto su funcionamiento no es una simple suma de las características y condiciones de las partes, sino que resulta de la interacción entre dichas partes por lo cual el análisis de los factores que determinan que el sistema como un todo sea más seguro también es complejo. Si a esto se añade que las condiciones de demanda y de desarrollo natural del sistema lo someten a un constante cambio, se puede ver que la dificultad aumenta¹⁷.

En consecuencia, tiene sentido buscar criterios generales que ayuden a evaluar y mejorar la seguridad de los sistemas que resulten coherentes con el objetivo de equilibrar la mayor seguridad con los costos de la mayor seguridad, sin tener que realizar una evaluación “distinta” para cada componente de la infraestructura.

Se distingue dos grandes enfoques respecto al diseño de seguridad: el enfoque determinístico y el enfoque probabilístico. Estos enfoques pueden usarse en cualquiera de las cuatro etapas de un sistema eléctrico, si bien el eje de la aplicación a la cual se hará referencia en este documento es en los criterios aplicados a la transmisión.

Los enfoques determinísticos se concentran esencialmente en la magnitud de los eventos, o más precisamente en el impacto de los eventos. En particular, se trata de evitar eventos de magnitud indeseada, por ejemplo grandes apagones. Se define el tipo de eventos (de cierta magnitud de impacto) que no se desea que ocurran y luego se define cuáles son los elementos críticos (de la infraestructura) que pueden determinar la ocurrencia de dicho evento y se establece, entonces, criterios de redundancia en la infraestructura que aseguren que se pueda continuar la operación de esta última sin que sea afectada por el evento.

Dentro de los criterios determinísticos aplicados al caso de la transmisión se encuentran criterios de diseño conocidos como “N-1” y “N-2”. Estos criterios indican que en el caso que se produzca la falla de un componente crítico (criterio N-1) no se debería producir un evento no deseado o que en el caso que fallen dos componentes críticos (criterio N-2) no debería producirse el evento no deseado. En consecuencia, con este tipo de criterios no se busca proteger al sistema de todas y cada uno de las posibles fallas que pueden ocurrir, sino simplemente establecer la capacidad del sistema de resistir un conjunto de fallas posibles sobre la infraestructura, sin afectar el suministro a los consumidores.

Estos criterios son simples y transparentes por lo que son de aplicación directa. Los criterios determinísticos son “binarios” (cumple o no cumple), lo que los hace también fácilmente comprensibles. La contrapartida es que no existe ninguna relación explícita con la naturaleza estocástica de la operación del sistema (tanto en las variaciones de la demanda, como en el funcionamiento de los componentes físicos) y los costos de las mayores inversiones: los criterios determinísticos asumen que hay ciertos eventos que no son “aceptables” y se preparan para que

¹⁷ Los análisis de ingeniería eléctrica se han vuelto más sofisticados y pueden abordar de mejor manera las complejidades técnicas, aunque el ejercicio continúa siendo complejo.

ellos no puedan ocurrir en ninguna ocasión¹⁸. En ese sentido, no consideran completamente diferencias en la confiabilidad entre diferentes componentes de los sistemas, aplicando una regla “única”.

En contraste, los enfoques probabilísticos ponen mayor atención a las varias dimensiones de las fallas, en particular en lo que concierne a duración y frecuencia. En un criterio probabilístico aplicado a la transmisión se considerará, entonces, diversos aspectos para tener valores “esperados” (es decir valores que consideran las probabilidades) de las fallas, no simplemente consideraciones de falla/no falla. Estos valores esperados pueden ser netamente técnicos (por ejemplo, la energía no servida esperada) o considerar valores económicos (por ejemplo, valor esperado de la energía no servida).

Los criterios probabilísticos aplicados limitan, en consecuencia, algún tipo de valor esperado, considerando información real sobre fallas disponibles y estimaciones de diversos tipos de fallas de los componentes de la infraestructura de un sistema.

Resulta bastante evidente que la complejidad de los enfoques probabilísticos es mucho mayor que la de los enfoques determinísticos, lo que dificulta su aplicación. Se requiere mayor cantidad de información (y de buena calidad), mayor capacidad computacional y es menos transparente para el público en general ya que pasa por un proceso de modelación que resulta, generalmente, accesible sólo a expertos. Además, los criterios probabilísticos, al considerar un valor esperado, pueden no considerar adecuadamente eventos “extremos”, pero poco probables. Sin embargo, la relación entre un criterio probabilístico aplicado y el costo económico del criterio es, en principio, mucho más directa.

Si bien los criterios probabilísticos tienen un atractivo conceptual importante desde la lógica del equilibrio entre costos y beneficios esperados, los criterios más usados en el mundo son determinísticos. Esto puede deberse en parte a la simplicidad de los criterios determinísticos para los tomadores de decisiones y a que las capacidades computacionales para este tipo de criterios es relativamente reciente; sin embargo, hay razones para argumentar que evitar cierta magnitud de impactos tiene un valor difícilmente mensurable y comparable con costos económicos de las inversiones, por lo cual los criterios determinísticos pueden tener una justificación conceptual.

En todos los ámbitos en que se aplica análisis de riesgo, el enfoque probabilístico normalmente presta poca atención aquellos eventos de muy baja probabilidad pero de alto impacto final¹⁹. Cuando se aplica este enfoque a eventos catastróficos (aquellos con potencial de causar un daño “mayor”), existe la posibilidad de dejar fuera del análisis eventos muy importantes²⁰. Un buen ejemplo puede ser el terremoto de 2010 en Chile, en el cual un evento poco probable tuvo un alto impacto y un alto costo por la concatenación de fallas (sistema eléctrico, sistemas de comunicación -antenas celulares- y transporte terrestre -ante la imposibilidad de

¹⁸ Debe señalarse que aunque el diseño y operación sean con el objetivo de no admitir cierto tipo de impactos, siempre puede darse una combinación de eventos no previstos que resulten en eventos no deseados.

¹⁹ Llamados a veces, *black swans*, por una expresión inglesa antigua que se refería a algo imposible...hasta que un explorador holandés encontró cisnes negros en Australia en 1697.

²⁰ El análisis de riesgo tradicionalmente era probabilístico y no tomaba en cuenta aquellos eventos que se consideraba muy poco probables, dado que el “valor esperado” del impacto (la probabilidad de que el evento ocurriera multiplicada por el impacto potencial daba un número muy bajo) resultaba insignificante. Sin embargo, experiencias de los últimos años en distintos sectores (financiero, aeronáutico y climático, por ejemplo) han llevado a que actualmente se suela incorporar todos los impactos relevantes al análisis, pues aunque la probabilidad sea baja, ellos se manifiestan en algún momento y, cuando lo hacen, pueden ser devastadores.

funcionamiento de las estaciones de servicio). Aunque tengan baja *probabilidad*, no deja de ser *posible* cierta combinación de eventos que lleven a resultados catastróficos.

Para efectos de la seguridad de la transmisión, los criterios más utilizados en el mundo son determinísticos. La preocupación implícita es evitar ciertos eventos de magnitud “mayor”. Un informe que compara un conjunto relevante de casos internacionales de sistemas de transmisión en países desarrollados señala²¹ que todos ellos usan criterios determinísticos en la planificación y la operación. Los criterios de operación utilizados son normalmente N-1 (o más exigentes) y se establece mínimos válidos para todo el sistema, aunque se admite criterios más estrictos en algunas zonas o sistemas específicos.

En términos relativos, la transmisión es quizás el punto crítico de toda la seguridad eléctrica pues articula el sistema eléctrico. En el mundo desarrollado, la atención sobre el sistema de transmisión se acentuó después de los grandes apagones del año 2003 en América del Norte. La *Electric Power Research Institute* estimó que el costo total de los apagones del año 2003 fue del orden de 100 mil millones de dólares para toda la economía (International Energy Agency, 2005), lo que equivale a cerca de un 1% del PIB anual de los Estados Unidos de Norteamérica.

La importancia creciente de la transmisión se refleja en ciertos cambios significativos que han ocurrido en los últimos años.

En Estados Unidos, por ejemplo, el *Energy Policy Act* de 2005 estableció que la *Federal Energy Regulatory Commission*, supervisa la confiabilidad del sistema de transmisión (lo que antes era parte de un acuerdo voluntario de la industria). Poco después, en el año 2008, la *North American Electric Reliability Council* (una organización ligada a la industria) inició un proyecto para obtener la información necesaria para mejorar la confiabilidad de la transmisión, al estimar que los antecedentes disponibles para un análisis sistémico eran insuficientes.

En la Unión Europea, desde el año 2006 está vigente una directiva (que debió incorporarse en las legislaciones nacionales en 2008), referida a seguridad y en la cual la transmisión es un aspecto destacado. Se establece que garantizar “un alto grado de seguridad del abastecimiento de electricidad es un objetivo fundamental para el correcto funcionamiento del mercado interior” (Diario oficial de la Unión Europea, 2006:22) y se indica que los Estados miembros o las autoridades competentes velarán por que las redes de transporte eléctrico cuenten y cumplan con “normas y obligaciones operativas mínimas de seguridad de la red”(…) y “mantengan un nivel adecuado de seguridad operativa de la red” (Diario oficial de la Unión Europea, 2006:25).

En condiciones cambiantes del mercado, en particular ante cambios en la estructura de la generación, la transmisión también se ha reconocido como crítica. El caso de Alemania es un ejemplo: la introducción masiva de energías renovables ha aumentado el grado de estrés sobre el sistema y ha llevado a proponer un amplio plan de inversiones. Este plan es crítico para permitir el cierre efectivo de las plantas nucleares. Por lo tanto, existe un esfuerzo concentrado

²¹ El informe compara seis sistemas en países desarrollados; a saber: Alemania, Gran Bretaña, Nordel (Noruega, Suecia, Finlandia y Dinamarca) , Alberta (Canadá), PJM (que incluye todo o parte de 14 estados de los Estados Unidos - Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia y Washington DC). Ver más en: Korinek, D., Palermo, J., y Wilks, M. (2008). International Review of Transmission Reliability Standards, Summary Report, preparado para el *Australian Energy Market Commission Reliability Panel*. KEMA.

en un mejoramiento de la red para permitir un cambio seguro en la forma de generación que sumará del orden de 25 mil millones de dólares en inversiones en los sistemas de transmisión.

En síntesis, las condiciones de desarrollo actual del sector eléctrico en todo el mundo, destacan la función fundamental y la importancia creciente de la seguridad en transmisión para la seguridad eléctrica y energética como un todo.

Chile también está inmerso en la tendencia que le asigna una importancia creciente a la seguridad energética y en ese marco, se ha reconocido la importancia capital de la transmisión para una seguridad eléctrica efectiva. En efecto, un conjunto de trabajos recientes han relevado la importancia de la transmisión para la seguridad eléctrica en Chile.

El estudio de la política energética desarrollado por la AIE durante los años 2008 y 2009 incluyó el análisis de la red de transmisión y fue complementado por un estudio específico sobre seguridad eléctrica, en el cual la transmisión fue objeto de una crítica concreta, realizada por la misma AIE en los años 2010 y 2011 (International Energy Agency, 2010; 2012).

Posteriormente, el trabajo de la Comisión Asesora (Presidencial) para el Desarrollo Eléctrico, recalcó que “se han producido algunas fallas de operación en el sistema troncal que han derivado en *black-out*. Si bien tales situaciones han sido muy poco frecuentes, su impacto es relevante (...)” (Comisión Asesora Presidencial para el Desarrollo Eléctrico, 2011:41).

La Estrategia Nacional de Energía, recalcó la importancia de la transmisión al señalar que la “infraestructura de transmisión eléctrica es fundamental en el desarrollo energético, tanto para la confiabilidad del suministro eléctrico como para la competencia y acceso a las diversas fuentes de generación” (Gobierno de Chile, 2012:28). Esto fue reiterado en el Mensaje Presidencial para el proyecto de ley de Carretera Eléctrica, en el cual se enfatiza la seguridad del sistema eléctrico como una de las razones fundamentales para dicho proyecto (Presidencia de la República de Chile, 2012).

Resulta evidente a partir de los ejemplos presentados, que la seguridad en la transmisión es hoy en día un aspecto crucial de la seguridad eléctrica. La pregunta pendiente para las políticas públicas nacionales es si es necesario mejorar la seguridad de la transmisión y, de ser el caso, qué mecanismos utilizar.

4. Mayor Seguridad en Transmisión: Argumentos y Opciones

La relevancia del tema de transmisión evidencia la necesidad de una evaluación regular de la seguridad en este segmento para tomar decisiones de política pública o regulatorias pertinentes. Lo que no es evidente es si la seguridad se encuentra en un nivel adecuado y cuál es el mejor mecanismo para llegar al nivel adecuado de transmisión.

En los últimos años Chile ha experimentado varios apagones (*blackouts*) generalizados, en particular en el Sistema Interconectado Central producto de diversos tipos de fallas de origen operacional o exógeno. El diagnóstico de debilidad en la seguridad del sistema eléctrico ha sido compartido por diversos expertos y organizaciones, nacionales e internacionales.

Un reciente trabajo del Consejo de las Américas señaló que “el sistema de transmisión chileno es quizás uno de los más grandes obstáculos para la seguridad energética de Chile” (Americas Society y Council of the Americas Energy Action Group, 2012:13). Por su parte, la Agencia Internacional de Energía señaló en su evaluación de seguridad del sistema eléctrico que “la generación ha probado ser bastante resiliente frente a varios tipos de interrupciones” (...) pero que

“las redes de transmisión y distribución pueden ser más frágiles, reflejando el carácter radial de gran parte del sistema eléctrico” (International Energy Agency, 2012:26)²².

Las reflexiones que se han generado entre expertos nacionales también apuntan en la misma dirección. El Informe de la Comisión Asesora (Presidencial) para el Desarrollo Eléctrico señala que “en los últimos dos años, el sistema troncal del SIC ha mostrado una baja notable de confiabilidad debido a fallas con desmembramiento parcial o total (apagón) que ha experimentado el SIC en 2010 (2 episodios) y recientemente el 2011” (Comisión Asesora Presidencial para el Desarrollo Eléctrico, 2011: 91). La Estrategia Nacional de Energía reitera este punto al señalar que actualmente, “la transmisión eléctrica presenta significativos niveles de fragilidad (...)” (Gobierno de Chile, 2012: 28).

En el caso del terremoto, en particular, quedaron en evidencias ciertas debilidades significativas en el segmento de transmisión. Un informe del Comité Especial de Estudio CIGRÉ-Chile²³ mostró las debilidades del sistema eléctrico ante eventos catastróficos.

El diagnóstico ampliamente compartido, apunta entonces a la necesidad de aumentar la seguridad del segmento de transmisión eléctrica para darle mayor confiabilidad al sistema eléctrico de Chile.

Para llevar adelante este mejoramiento en la seguridad, se debe actuar sobre el marco regulatorio vigente, incorporando las exigencias debidamente. Esto se desprende del modelo chileno, el cual conceptualmente se basa en un rol muy activo del sector privado, donde el Estado entrega ciertas señales orientadoras y el sector privado actúa en función de esas orientaciones y de los objetivos propios de su acción. Por ello, la regulación es básica para determinar la seguridad de suministro y esto será fundamental, especialmente, en el sistema denominado *troncal*, que constituye la columna vertebral de nuestro sistema eléctrico²⁴.

La base legal de la regulación chilena está dada por la Ley General de Servicios Eléctricos (en adelante, también, “la Ley”).

La Ley en su forma actual distingue dos ámbitos de regulación: las características físicas (técnicas) de la infraestructura y su operación y las características económicas de éstos, diferenciando según segmentos (generación, transmisión y distribución). La distinción entre segmentos está dada básicamente por la caracterización conceptual que se hace sobre la naturaleza de los mercados de cada segmento. Se considera que el segmento de generación carece de economías de escala, y por lo tanto es apto para funcionar como un mercado competitivo, mientras que en los segmentos de transmisión y distribución existen economías de escala y economías de densidad (respectivamente) con lo cual tienen características de lo que se suele denominar “monopolio natural”²⁵. Dadas estas diferencias de características, la regulación

²² Traducción de los autores.

²³ Destaca en particular la necesidad de generar especificaciones de diseño sísmico para las instalaciones de alta tensión (CIGRE, 2011).

²⁴ Como se mencionó inicialmente, la seguridad del suministro no delimita el problema de la seguridad energética, por lo que hay espacios para otro tipo de acciones de política en otros ámbitos para mejorar la seguridad energética. Se presenta algunas ideas sobre este punto en las conclusiones, pues el documento se mantiene enfocado en seguridad de suministro.

²⁵ Un monopolio natural existe cuando una sola empresa productora puede generar todo el producto de un mercado a un costo menor que si hubiera varias empresas compitiendo.

de los segmentos de transmisión y distribución también regula los precios (Subsecretaría de Economía, Fomento y Reconstrucción, 2007)²⁶.

Dentro de la transmisión, la legislación chilena distingue un *sistema troncal* (o principal), el cual es el “sistema de transmisión que soporta un mayor uso compartido” (Comisión Nacional de Energía, 2005:14), mientras que los *sistemas de subtransmisión* (secundarios) son las porciones del sistema de transmisión que permiten el transporte desde los sistemas principales y hasta los centros de consumo o de distribución (Ibíd.). Además, existen los llamados sistemas *adicionales*, correspondientes a instalaciones de uso restringido al servicio de los clientes “libres” (es decir, no sometidos a regulación de precios)²⁷ y a la inyección de centrales de generación.

Cabe destacar que desde el año 2004, la regulación de transmisión cambió significativamente, al establecer que la transmisión troncal y de subtransmisión son un servicio público²⁸, es decir, un servicio de interés para toda la comunidad asociado a una prestación continua, regular, uniforme y permanente, y que, en consecuencia debe ser de acceso abierto y con una obligación de servicio y de inversión.

Considerando esta característica de servicio público, la configuración física del sistema de transmisión, en particular el sistema troncal, es determinada por medio de un procedimiento centralizado²⁹. Este procedimiento tiene la particularidad de que no involucra exclusivamente a la acción pública, sino que admite la participación de los diversos actores relacionados con la transmisión (sector público, generadores, clientes libre, distribuidores y transmisión). La planificación se realiza por medio de un Estudio de Planificación Troncal (ETT), el cual, según se indica en la Ley (artículo 84) se realiza cada cuatro años “para distintos escenarios de expansión de la generación y de interconexiones con otros sistemas eléctricos, cuyo proceso de elaboración será dirigido y coordinado por la Comisión Nacional de Energía (CNE)” (DLF 4/20018, 2006).

El ETT es encargado a un consultor, quien debe realizarlo de acuerdo con bases elaboradas por la CNE, las cuales pueden recibir comentarios u observaciones de los agentes interesados ya mencionados³⁰. Como resultado de los estudios, se obtiene planes de expansión propuestos por el consultor experto para diferentes escenarios de desarrollo de generación. Los operadores de las instalaciones del segmento de transmisión troncal están obligados a llevar adelante las obras de ampliación. Los contenidos esenciales del ETT están definidos en la legislación así como una serie de criterios técnicos que deben ser aplicados, tales como los criterios de seguridad y calidad de servicio establecidos en la Norma Técnica respectiva.

Anualmente, los CDEC deben analizar los planes de expansión propuestos por el ETT para diversos escenarios en términos de su consistencia con el desarrollo efectivo de centrales generadoras, proyectos de interconexión y la demanda, de modo proponer a la CNE las obras

²⁶ Una explicación más completa, pero relativamente simple, sobre la regulación eléctrica en Chile, se encuentra en CNE 2005), Capítulo 2.

²⁷ Una descripción más completa y estructurada de la regulación de transmisión se encuentra en CNE (2005), Capítulo 4.

²⁸ Concepto introducido al sistema de transmisión con la promulgación de la Ley 19.940.

²⁹ Por supuesto, esto se refiere a la “expansión” o cambios al sistema, ya que la configuración inicial está dada.

³⁰ En caso de discrepancias, se puede acudir al Panel de Expertos.

que deberán iniciar su construcción en los 12 meses siguientes. La CNE debe formalizar los planes de expansión a doce meses mediante un informe³¹.

Se destacan dos aspectos clave de la normativa respecto a la determinación de la configuración física de la infraestructura. En primer lugar, la transmisión es secundaria a la generación³² y, por lo tanto, debe adaptarse a las previsiones esperadas de generación. En segundo lugar, en lo que concierne al nivel de seguridad, esto no es decisión exclusiva ni del poder público ni del transmisor, sino que surge de la interacción de los agentes interesados y la regulación técnica contenida en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (en adelante, también, NTSCS). El sector público tiene una función predominante en el proceso, pero está sometido a las observaciones de los agentes interesados y a lo que se establece específicamente en la regulación, quedando abiertos espacios de interpretación.

En términos de las exigencias específicas de seguridad, la ley establece que están comprendidas en las disposiciones de la presente ley las “condiciones de seguridad a que deben someterse las instalaciones, maquinarias, instrumentos, aparatos, equipos, artefactos y materiales eléctricos de toda naturaleza...” (DLF 4/20018, 2006).

En el Título 3, capítulo I, de la Ley, se detalla el tema relativo a transmisión distinguiendo (artículo 73) entre “sistema de transmisión troncal”, “sistema de subtransmisión” y “sistema de transmisión adicional”. Se establece en la Ley (Título I, artículo 7) que es “servicio público eléctrico el transporte de electricidad por sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión” (Subsecretaría de Economía, Fomento y Reconstrucción, 2007: 3).

En el artículo 74 se especifica luego que cada sistema de transmisión troncal “estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que sean económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico respectivo, bajo los diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la presente ley, los reglamentos y las normas técnicas” (DLF 4/20018, 2006).

La Ley luego define seguridad de servicio como la “capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos y de servicios complementarios” (Subsecretaría de Economía, Fomento y Reconstrucción, 2007:65)³³. Finalmente, la Ley señala que “las exigencias de seguridad y calidad de servicio para cada sistema serán establecidas en la norma técnica que al efecto dicte el Ministerio de Energía, con informe de la Comisión³⁴” (Subsecretaría de Economía, Fomento y Reconstrucción, 2007:41).

³¹ Cabe notar que si alguna empresa, usuario o institución interesada cualquiera (no necesariamente en el comité de supervisión del ETT) discrepa del plan, puede acudir al Panel de Expertos.

³² También, en consecuencia, a la demanda.

³³ Referente a los servicios complementarios, la ley indica (artículo 225, z) que son “recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión, distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema (...). Son servicios complementarios aquellas prestaciones que permiten efectuar, a lo menos, un adecuado control de frecuencia, control de tensión y plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias”.

³⁴ Comisión Nacional de Energía

Por otra parte, la ley también hace referencia a la “contrapartida” de la seguridad, las fallas, en un “costo de falla”, ó “costo de racionamiento” que se entiende como el “costo por kilowattthora incurrido, en promedio, por los usuarios al no disponer de energía, y tener que generarla con generadores de emergencia, si así conviniera. Este costo de racionamiento se calculará como valor único y será representativo de los déficits más frecuentes que pueden presentarse en el sistema eléctrico” (Subsecretaría de Economía, Fomento y Reconstrucción, 2007:45).

En resumen, la Ley considera tanto los costos como los beneficios de la seguridad en términos generales. Se reconoce en la Ley que existe la necesidad de un cierto nivel de seguridad (el cual es precisado por medio de exigencias establecidas en la norma técnica, según se verá), pero también reconoce que las fallas son admisibles en alguna medida, dejando abierta la opción de buscar equilibrios más o menos exigentes.

En la NTSCS³⁵ se especifica con mayor detalle los aspectos técnicos relacionados con las exigencias de seguridad que indica la Ley. En efecto, el artículo 1-1 de la NTSCS, indica que “Según lo establece la Ley General de Servicios Eléctricos y su reglamentación vigente, el objetivo general de la presente norma técnica es establecer las exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio de los sistemas interconectados” (Comisión Nacional de Energía, 2009:2).

En el capítulo 5 de dicha norma, se establece los estándares de seguridad y calidad de servicio que permiten calificar los estados de operación del sistema interconectado (SI) y discriminar los estados aceptables de aquellos que no lo son, a partir de la definición de un conjunto de indicadores característicos de la operación del SI y se establece las exigencias mediante las cuales se definen las capacidades y condiciones de operación de las instalaciones del SI, definiendo las especificaciones y requerimientos de los Estudios Específicos que debe realizar la Dirección de Operaciones del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) para la determinación de los límites o márgenes operacionales (Comisión Nacional de Energía, 2009)³⁶. Luego señala, que los “límites y márgenes de operación de seguridad y calidad de servicio serán determinados en base a consideraciones técnicas y económicas debidamente justificadas, estas últimas entendidas como el compromiso entre los costos y beneficios obtenidos para el conjunto del SI”, conforme a los estándares de la Norma Técnica” (Comisión Nacional de Energía, 2009:53).

En decir, la Norma Técnica reconoce que los criterios deben analizarse de acuerdo con “consideraciones técnicas y económicas”, por lo cual eventuales exigencias específicas más estrictas que se considere esenciales deben quedar detalladas y justificadas. La Norma Técnica establece claramente que el sistema de transmisión eléctrico chileno debe planificarse y operarse bajo estándares de seguridad que permitan evitar que una contingencia simple se propague al resto del sistema, de manera de evitar una caída general de los servicios eléctricos. Ese es el criterio de seguridad de base que justifica decisiones más específicas.

En efecto, la NTSCS señala (artículos 5-5) para la planificación del desarrollo del sistema interconectado que este “deberá ser tal que permita conservar los márgenes y reservas operacionales necesarios para garantizar que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del SI y puedan provocar la salida incontrolada de las mismas” (Comisión Nacional de Energía, 2009:54). Para esto se considera la necesidad de que las alternativas de ampliación recomendadas en los estudios de transmisión

³⁵ Ver más en Comisión Nacional de Energía. (2009). Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Santiago de Chile

³⁶ NTSCS, artículo 5-2

troncal apliquen “el Criterio N-1³⁷, en todos los tramos del Sistema de Transmisión Troncal, que permitan dar cumplimiento a las exigencias de seguridad y calidad de servicio” (Comisión Nacional de Energía, 2009:54). Para la subtransmisión no se especifica el criterio N-1, pero se indica que se debe cumplir lo señalado para la transmisión troncal³⁸.

De igual modo, la NTSCS establece (artículo 5-6) que para la operación de los sistemas interconectados se deberá permitir “conservar los márgenes y reservas operacionales necesarias para garantizar que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del SI y puedan provocar la salida incontrolada de las mismas” (Comisión Nacional de Energía, 2009:56). Y añade que se “coordinarán la operación de las instalaciones del SI de modo que se asegure en todo momento lo señalado en el inciso anterior, debiendo aplicar un Criterio N-1, en todas aquellas instalaciones del Sistema de Transmisión que permitan dar cumplimiento a las exigencias de SyCS [seguridad y calidad de servicio] (...)” (Comisión Nacional de Energía, 2009:54).

En consecuencia, la Norma Técnica podría ser más precisa y directa sobre el grado de seguridad y la forma de enfrentar el problema de la seguridad de suministro. Asimismo, no da un espacio específico para incorporar más seguridad de suministro que el criterio N-1. Al respecto, el estudio sobre seguridad eléctrica de la AIE, señaló la necesidad de revisar la aplicación de los criterios técnicos, específicamente el criterio N-1. Específicamente, la AIE señaló que las restricciones de infraestructura en el sistema, especialmente en el SIC, implican que no necesariamente se opera de manera que se asegure un nivel de seguridad N-1 para todas las posibles contingencias (creíbles). En particular indicó que “N-1 no se aplica plenamente a los transformadores, los cuales son componentes críticos de cualquier sistema eléctrico”, y además que la planificación de contingencias “no siempre toma en cuenta la posibilidad de operación anormal de los sistemas de protección y control” (International Energy Agency, 2012:29). Luego añade que las inversiones que están en camino “facilitarán la plena aplicación del criterio N-1 a las principales vías de transmisión dentro del SIC. Sin embargo, la aplicación del criterio N-1 hasta el momento genera preocupaciones sobre la naturaleza y alcance de su aplicación. Pueden existir otros elementos que no cumplen, en otras contingencias creíbles que no han sido apropiadamente enfrentadas” (*Ibíd.*)³⁹.

La revisión de la regulación muestra que para aumentar la seguridad de suministro se requiere como punto de partida que la regulación oriente con más claridad y precisión los ámbitos, alcances y criterios de seguridad. La ausencia de mayor precisión sobre aplicación de criterios, junto con la admisión explícita de la posibilidad de falla bajo ciertas condiciones (cuando las

³⁷ El criterio N-1 se define (artículo 1-6, 26) como un “criterio de planificación para el desarrollo y operación del SI [Sistema interconectado], con el fin de enfrentar la ocurrencia de una Contingencia Simple sin que ésta se propague a las restantes instalaciones del SI” (Comisión Nacional de Energía, 2009:6). La contingencia simple es definida (artículo 1-6, 18) como la “falla intempestiva de un elemento del SI, pudiendo ser éste una unidad generadora, un consumo o un Elemento Serie del Sistema de Transmisión, que puede ser controlada con los Recursos Generales de Control de Contingencias” (Comisión Nacional de Energía, 2009:5).

³⁸ La NTSCS añade (artículo 5-5) que “la aplicación del Criterio N-1 para efectos de la planificación a que se refiere el presente artículo, no deberá considerar la utilización de los recursos EDAC, EDAG, y/o ERAG [de los esquemas de desconexión automática de carga, esquemas de desconexión automática de generación y/o esquemas de reducción automática de generación] activados por señal específica”(Comisión Nacional de Energía, 2009:54). Estos esquemas se definen de acuerdo con criterios de optimización (minimizar el valor esperado de la suma de los costos de operación y de los costos de la energía no suministrada).

³⁹ Traducción de los autores.

inversiones requeridas son más costosas que el beneficio de evitar eventos de falla de baja probabilidad teórica), abre un espacio importante en la regulación para admitir fallas que en realidad, no serían socialmente aceptables, pero que se encuentran fuera del cálculo de costos y beneficios.

El marco regulatorio vigente busca una “equilibrio” de intereses con exigencias de seguridad de suministro que no siempre son completamente coherentes, por lo que no se enfrenta definiciones sobre el problema de la seguridad energética de manera completamente clara. Se requiere precisar en la regulación los espacios de aplicación de criterios determinísticos y de análisis costo-beneficio y revisar con mayor precisión la aplicación de ambos mecanismos.

5. Síntesis y Conclusiones

El documento presentado ha mostrado que la seguridad energética es hoy un aspecto central de la política energética de todos los países del mundo, imbricada fuertemente con los conceptos de seguridad nacional. Dentro de la seguridad energética la seguridad de suministro es un elemento clave aunque no lo único, pues, también son cruciales la manera en que la sociedad es impactada (según su preparación y protección) y la manera en que se recupera de fallas en el suministro energético.

Para efectos de los sistemas eléctricos, la seguridad en la transmisión es el eje de la seguridad eléctrica, como lo reconoce la experiencia internacional. La tendencia mundial es hacia un aumento de la seguridad, en particular para evitar eventos extremos. En Alemania, se ha simulado el impacto de una falla en transmisión que genera un apagón masivo y se determinó que, en tan sólo unos días, no se puede garantizar que los bienes y servicios básicos sean provistos a los ciudadanos (Peterman *et al.*, 2010). El resultado de estos análisis ha llevado a esfuerzos concentrados en aumentar la seguridad de suministro (y a analizar opciones para una mayor resiliencia).

De igual modo, las visiones de todos los expertos nacionales coinciden en que es necesario aumentar la seguridad de la transmisión en Chile, en particular en el sistema troncal. La atención particular sobre la transmisión (y sobre todo la transmisión troncal) es que se trata de un segmento particularmente sensible para la seguridad eléctrica y que es un foco crucial para determinar el riesgo del sistema eléctrico como un todo. Para ello, se requiere definir criterios técnicos claros y definir el grado de seguridad objetivo.

Según lo revisado, hay dos vías por las cuales la regulación podría incentivar un mayor grado de seguridad de suministro en la transmisión, sin alteraciones mayores en el marco regulatorio general. La estructura regulatoria chilena, como se ha visto no admite demasiados espacios para intervenciones en materia de seguridad de servicio, admitiendo incentivos o exigencias técnicas acotadas.

Una opción es establecer mayor precisión en el alcance de los criterios técnicos de seguridad. Estos son determinísticos y, por lo tanto, implican acciones concretas que las empresas deben tomar, exigiendo, por norma técnica, aplicar un criterio N-1 o N-2 a los diferentes componentes del sistema. La alternativa es modificar el valor del costo de falla de modo que al comparar

costos con beneficios de mayor seguridad, los beneficios suban y así también el margen para inversiones⁴⁰.

Ambas opciones tienen ventajas y desventajas que se han esbozado y ajustar cualquiera de ellas o ambas cabe dentro del marco legal. El objetivo último es tener mayor seguridad, evitando los costos mayores de una falla grave o de un alcance que no es posible de evaluar, pero sin generar una restricción absoluta en las decisiones económicas de las empresas que puedan propender a una mayor eficiencia del sistema.

Un cierto pragmatismo indica, entonces, que el camino más eficaz para ajustar el marco regulatorio sería una combinación de ambas que considere los balances adecuados (mayores exigencias del tipo N-1 o N-2 y un aumento en el costo de falla).

¿Cuáles deben ser las consideraciones para los ajustes en regulación? La experiencia internacional reciente muestra que la seguridad debe orientarse con dos criterios:

- Evitar impactos “catastróficos” (por magnitud y duración). Esto remarca la importancia de clarificar la aplicación de las normas determinísticas tipo N-1 o N-2 en ciertos componentes y para ciertas contingencias “creíbles”. Sólo este tipo de normas está pensada para realmente evitar eventos catastróficos⁴¹; por ello, se debe definir las circunstancias que pueden causar estos eventos catastróficos y revisar y precisar los componentes que deben ser protegidos con este tipo de criterio. En ausencia de una definición clara en tal sentido, no es evidente cuál es el nivel de seguridad que se está admitiendo como país. Las recomendaciones sobre diseño de transformadores de poder en Chile, por ejemplo, fueron hechas por la AIE en el año 2012.
- Admitir impactos menores, pero con un adecuado balance de los costos para la sociedad. La gestión del sistema de transmisión es relativamente “ajustada”, como se ha reconocido por todos los actores, lo cual aumenta la probabilidad de fallas. Un equilibrio entre costos y beneficios es necesario, pero debe adecuarse la evaluación correcta de los costos sociales para evitar que el incentivo a optimizar el uso de la infraestructura existente aumente el riesgo para el suministro (fallas). En ese sentido va el estudio realizado por la Facultad de Economía y Negocios de la Universidad de Chile.

Realizar estos ajustes requiere establecer con cierta claridad una definición de los *impactos catastróficos* que se desea evitar, y que finalmente tendrá que basarse en algún criterio social (que incluye consideraciones económicas), para luego poder derivar de esos criterios las implicancias de seguridad de suministro. No es posible separar ambos tipos de impactos sin un criterio social adecuado. En consecuencia, no es posible separar completamente las decisiones regulatorias de las otras acciones de política pública en materia de seguridad energética.

⁴⁰ Existen ya iniciativas que van en este sentido. Se encargó, por parte de la CNE, a la Facultad de Economía y Negocios, en conjunto con Intelis-Centro de Análisis, de la Universidad de Chile, un estudio orientado a definir una propuesta de cálculo para el costo de falla de larga duración y de corta duración, así como también una propuesta de fórmulas de indexación para evaluar su incorporación en la Norma. Ver Facultad de Economía y Negocios - Intelis Centro de Análisis, Universidad de Chile (2012).

⁴¹ Sin embargo, la existencia de normas determinísticas no **garantiza** que no se producirán eventos catastróficos, pues la aplicación del criterio N-1 o N-2 se relaciona con contingencias identificadas como “creíbles”. Siempre es posible que un evento completamente inesperado, no considerado inicialmente creíble ocurra.

Considerando lo anterior, se debe enfatizar un punto que no se encuentra incorporado de forma explícita en nuestro marco legal y regulatorio; a saber, que la seguridad de suministro no abarca todo el problema de la seguridad energética. Si bien la seguridad de suministro es un elemento *necesario* de la seguridad energética, no es *suficiente*, pues no considera los efectos sociales de una falla de suministro ni la capacidad de la sociedad de enfrentarse y recuperarse frente a la indisponibilidad de suministro eléctrico.

En ese sentido, la regulación de seguridad en diseño y operación no es el único elemento a considerar para mejorar la seguridad eléctrica, también es necesario revisar la institucionalidad que permite mantener seguridad en ciertas instalaciones básicas y ayudar al sistema a recuperarse.

Por lo tanto, ajustes en la regulación deberían ser complementadas con ajustes institucionales. En la mayor parte de los países OCDE se ha desarrollado instituciones encargadas de la infraestructura crítica con poderes más o menos amplios, que van desde intercambio de información, supervisión, regulación o capacidad de coordinación. Dentro de la infraestructura crítica siempre se encuentra la infraestructura eléctrica.

Chile carece de una institucionalidad que se ocupe de esta materia. Una institucionalidad de ese tipo debería estar imbricada con la regulación de seguridad eléctrica, considerando, por ejemplo, participación en los ETT, en la definición de las contingencias “creíbles” y en la definición del nivel de seguridad de servicio que se debe exigir, de modo de mantener actualizado el nivel de seguridad a las expectativas de la ciudadanía.

En las discrepancias en torno al reciente plan de expansión del sistema de transmisión troncal (2012-2013)⁴², se refleja la “tensión” entre criterios (estándares) de seguridad y consideraciones de costo-beneficio en la operación del sistema. La empresa TRANSELEC solicitó al CDEC-SIC considerar algunas obras en la Revisión 2012 del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal del SIC⁴³, algunas de las cuales se justificaban, de acuerdo con TRANSELEC, al aplicar el límite de transferencia del criterio N-1. Sin embargo, el CDEC-SIC argumentó, en el caso de Alto Jahuel en particular, que era más costoso aplicar el criterio N-1 con transformador de respaldo que postergar la obra y ajustar la gestión del flujo para satisfacer el criterio sin nuevas inversiones.

La discusión de fondo no es el reconocimiento del criterio, el cual queda explícitamente reconocido por el Panel de Expertos, sino la forma más económica de aplicarlo (es decir, si se debe optar por más capacidad de transformación en el corto plazo o por una gestión operativa que mantenga el criterio sin aumentar la capacidad de transformación). Como lo indica el Panel la “decisión entre una u otra opción es necesariamente de naturaleza económica toda vez que ambas opciones ya apuntan a lograr una operación segura” (Panel de Expertos, 2013:272). En este caso, el Panel de Expertos aceptó la postura de TRANSELEC, al considerar que la evaluación de la CNE evidenciaba problemas para cumplir el criterio N-1 sin obras adicionales (Panel de Expertos, 2013).

⁴² Las discrepancias relacionadas “con obras no consideradas por la CNE en el plan de expansión” (Panel de Expertos, 2013).

⁴³ Las obras solicitadas en consideración fueron: Cuarto y Quinto Transformador 500/220 kV, 750 MVA en S/E Charrúa; Tercer Banco de Autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA en S/E Alto Jahuel; Tercer Banco de Autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA en S/E Ancoa. La discrepancia en particular se centra en la S/E Alto Jahuel. Los detalles de la argumentación se encuentran en el informe del Panel de Expertos (2013).

Lo que se releva en esta discrepancia es la necesidad de avanzar en precisiones en las regulaciones que determinen con mayor claridad la aplicación del criterio N-1. El rol y la importancia de este criterio en la regulación no están en discusión, son claros como se ha mostrado en los capítulos precedentes y como lo expresa también el dictamen del Panel de Expertos. No obstante, como se ha señalado reiteradamente, se requiere un equilibrio entre criterios de seguridad estrictos y otros que consideren los costos y beneficios de cada caso.

Las necesidades de expansión del sistema y el hecho de que se tiene una transmisión que está cada vez más exigida, como lo han reconocido múltiples actores, además de la necesidad de optimizar económicamente la transmisión, hacen cada vez más urgente una mayor precisión en los criterios de seguridad estrictos. Estos criterios deberían reflejar una decisión social sobre la seguridad aceptable en el sistema eléctrico, considerando no sólo la falla del sistema eléctrico en sí misma sino también sus impactos finales, incluyendo aspectos económicos y sociales.

6. Referencias

- Americas Society y Council of the Americas Energy Action Group .(2012). *Toward Energy Security in Chile* (Working Paper). Washington DC: Americas Society
- Benavente, J., et al. (2012). Informe Final Consultoría Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SIC, SING y SSMM. Santiago de Chile: Intelis Centro de Análisis y Facultad de Economía y Negocios Universidad de Chile
- Bradke, H., et al. *Hazards and vulnerability in modern societies – using the example of a large-scale outage in the electricity supply* (TAB report N°141). Berlin. Resumen:<http://www.tab-beim-bundestag.de/en/publications/reports/index.html>
- Brown, M., Rewey, C., y Gagliano, T .(2003). Energy Security. Documento elaborado para la *National Conference of State Legislatures* (EEUU)
- Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas [CIGRE] .(2011). *Lecciones y recomendaciones para el sector eléctrico derivadas del terremoto del 27 Febrero de 2010 en Chile*, (Informe el Comité Especial de Estudio CIGRE – Chile)
- Comisión Asesora Presidencial para el Desarrollo Eléctrico. (2011). Informe Final
- Comisión Nacional de Energía. (2005). *La Regulación del Segmento Transmisión en Chile*, (Documento de Trabajo). Santiago de Chile
- Comisión Nacional de Energía. (2008). Nuevos lineamientos para una política energética.
- Comisión Nacional de Energía. (2009): Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Santiago de Chile
- DFL 4/20018, Fija texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley n°1, de minería, de 1982, Ley general de servicios eléctricos, en materia de energía eléctrica. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. Santiago, 12 mayo 2006.
- Diario Oficial de la Unión Europea. (2006). Directiva 2005/89/CE Del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de enero de 2006 sobre las medidas de salvaguardia de la seguridad del abastecimiento de electricidad y la inversión en infraestructura. Diario Oficial de la Unión Europea, 22-27
- European Council Factsheet .(2011). EU Energy Policy (http://www.european-council.europa.eu/media/171257/ec04.02.2011-factsheet-energy-pol_finaldg.en.pdf)
- Gallis, P. (2007). *NATO and Energy Security*, Congressional Report Services, EEUU (Order Code RS22409)
- International Energy Agency [AIE]. (2005). *Learning from the Blackouts: Transmission System Security in Competitive Electricity Markets*. Paris: IEA Publications
- International Energy Agency [AIE]. (2007). *Energy Security and Climate Policy: Assessing Interactions*. Paris: IEA Publications

- International Energy Agency [AIE]. (2009). Chile Energy Policy Review. Paris: IEA Publications
- International Energy Agency [AIE] (2011): Emergency Response Assessment of Chile
- International Energy Agency [AIE] (2012): Oil & Gas Security: Emergency response of IEA countries, Chile. Paris: IEA Publications
- Kaplan, S. (2009). *Electric Power Transmission: Background and Policy Issues*, Congressional Report Services, EEUU (R40511)
- Kirschen, D., y Strbac, G. (2003). “Why investments do not prevent blackouts”, *The Electricity Journal*, 17 (2), 29–36
- Korinek, D., Palermo, J., y Wilks, M. (2008). International Review of Transmission Reliability Standards, Summary Report, preparado para el *Australian Energy Market Commission Reliability Panel*. KEMA⁴⁴.
- Ministerio de Energía. (2012). Estrategia Nacional de Energía 2012-2030: Energía para el futuro: limpia, segura y económica.
- Ministerio de Energía (2011): Estrategia Nacional de Energía
- Panel de Expertos, Ley General de Servicios Eléctricos. (2013). Dictamen N°1-2013: Discrepancia Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal. Período 2012-2013”.
- Parsons Brinckerhoff. (2006). *Study On The Technical Security Rules of the European Electricity Network*, (Final Report), para European Commission Directorate-General For Energy And Transport
- Presidencia de la República. (2012). Mensaje de S.E. el Presidente de la República, con el que inicia un proyecto de ley que regula la carretera eléctrica, 30 de agosto
- Rudnick Van de Wyngard, H. (2006). “Seguridad energética en Chile: dilemas, oportunidades y peligros”, *Temas de la Agenda Pública Facultad de Ingeniería UC*, 1 (4), 3-11.
- Scalise, P. (2004). “National Energy Policy: Japan”, *Encyclopedia of Energy*, 4, 159-171.
- Subsecretaría de Economía, Fomento y Reconstrucción, Chile . (2007). D.F.L. N° 4, Fija texto refundido, cordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley n°1, de minería, de 1982, ley general de servicios eléctricos, en materia de energía eléctrica. Santiago, 5 de febrero 2007.
- Subsecretaría de Economía, Fomento y Reconstrucción, Chile .(2004). Ley 19.940 - regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la Ley General de Servicios Eléctricos (13 de marzo)
- The White House. (2011). Blueprint for a Secure Energy Future. Washington: The White house

⁴⁴ Actualmente DNV-KEMA

Tokman, M., et al. (2008). Política Energética: Nuevos Lineamientos, transformando la crisis energética en una oportunidad. Comisión Nacional de Energía