



Aplicación en el contexto nacional

Métodos probabilísticos para determinar la contribución a la suficiencia

El uso de modelos probabilísticos para la determinación de créditos de capacidad es una tendencia internacional en mercados con altos niveles de penetración renovable. Su implementación presentará desafíos tanto técnicos como regulatorios y corresponde sólo a una parte de las mejoras necesarias para facilitar la transición hacia un sistema bajo en emisiones.

Carlos Suazo-Martínez, Eduardo Pereira, Héctor Otárola y Ricardo Haro

JULIO 2021



Métodos probabilísticos para determinar la contribución a la suficiencia

Carlos Suazo M.
SPEC
csuazo@spec.cl

Eduardo Pereira
SPEC
epereira@spec.cl

Héctor Otárola
SPEC
hotarola@spec.cl

Ricardo Haro
SPEC
rharo@spec.cl

Introducción

El documento “Estrategia de flexibilidad para el mercado eléctrico nacional” publicado por el Ministerio de Energía [1], da lineamientos sobre las modificaciones necesarias a la regulación del mercado eléctrico y a los distintos procesos operativos, relacionados con los requerimientos futuros de flexibilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Se visualiza en el mediano y largo plazo que, dado el volumen de energías renovables en la matriz eléctrica nacional, se requiera de mayor capacidad para responder a la variabilidad e incertidumbre de la generación y demanda, de manera segura y económica, en distintas escalas de tiempo. Por su parte, la última propuesta de la autoridad en la materia introduce distintas modificaciones¹ al actual régimen de transferencias de potencia entre empresas generadoras.

Dentro de las distintas medidas incluidas en la propuesta, se encuentran las mejoras al mecanismo de remuneración por Potencia de Suficiencia. En este sentido, se propone entre otros: i) revisar el concepto de potencia en función de criterios como la probabilidad de pérdida de carga (“Loss of Load Probability” o LOLP), probabilidad de pérdida de carga esperada (“Loss of Load Expectation” o LOLE), entre otros; ii) analizar el uso de métodos probabilísticos para la determinación del crédito de capacidad de las distintas tecnologías que aportan a la suficiencia del sistema, y; iii) revisión del concepto de indisponibilidad forzada para representar de mejor forma los distintos estados operativos de las unidades del sistema.

La normativa nacional establece una serie de heurísticas para la determinación a la contribución de cada tecnología a la suficiencia del sistema. Para el caso de las tecnologías eólica y fotovoltaica, la regla consiste en calcular el mínimo entre el menor factor de planta anual de los últimos 5 años y la contribución promedio en las 52 horas punta del año en curso. Como se observa en el ejemplo de la Figura 1 (a), la coincidencia de la generación fotovoltaica con la demanda punta provoca que el reconocimiento sea similar a la capacidad nominal de la planta fotovoltaica (FV). Dada la mecánica de cálculo vigente, el reconocimiento a la contribución de la suficiencia por parte de una central en estas condiciones correspondería al menor factor de planta de los últimos 5 años.

En este contexto, supongamos que el propietario de dicha planta incorpora un sistema de almacenamiento (SAE). El despacho del conjunto se ilustra en la Figura 1 (b), donde para propósitos del ejemplo, se acopla de mejor forma con el perfil de demanda neta. En este caso, el reconocimiento de potencia para el conjunto FV+SAE sería 0 MW dado que el SAE se carga con la energía producida por el sistema FV justamente en horas punta. Así, y a pesar de que el conjunto FV+SAE presenta un nivel de flexibilidad mayor para responder ante eventos de escasez (y por lo tanto podría incrementar el aporte a la suficiencia del sistema de la planta FV), se induce que la heurística actual vigente no genera los incentivos apropiados para este tipo de soluciones tecnológicas.

La propuesta regulatoria presentada recientemente por el Ejecutivo incorpora algunos lineamientos para corregir esta situación, indicando que para este tipo de centrales², “la Potencia Inicial deberá reconocer el aporte a la suficiencia de dichas unidades a propósito de la capacidad de gestión temporal de energía con la que cuentan”³. A pesar de que no

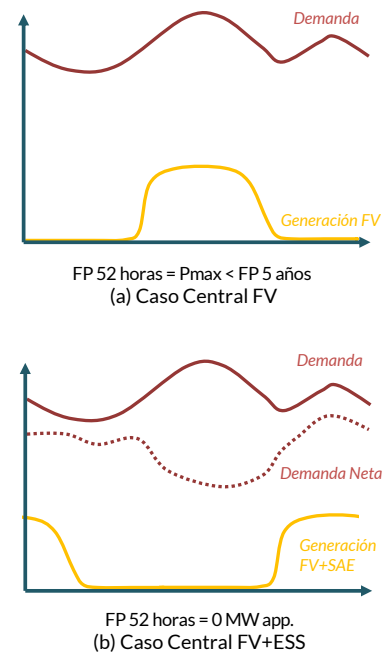


Figura 1: Coincidencia de generación y demanda para (a) Central Fotovoltaica y (b) Conjunto Fotovoltaico y Sistema de Almacenamiento.

¹ https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/2021.07.09_reglamento_de_potencia_vf.pdf

² Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento o con Capacidad de Regulación

³ Numeral 34, Modificación al DS62/2006 del 4 de junio de 2020, ingresado a Contraloría General de la República el 10 de agosto de 2020 por el Ministerio de Energía.

indaga mayormente en los detalles, dicho reconocimiento podría derivarse mediante el uso de métodos probabilísticos tales como ELCC (*Effective Load Carrying Capability*) o ECP (*Equivalent Conventional Power*).

El presente documento discute acerca del uso de métodos probabilísticos para la determinación de la Potencia de Suficiencia, identificando aspectos claves para su implementación en el contexto nacional.

Métricas y metodologías de cuantificación

Métricas de suficiencia

Dentro de industria, existen distintas métricas para determinar el nivel de confiabilidad de un sistema eléctrico. Ellas pueden ser clasificadas en distintas familias: i) determinísticas, o; ii) probabilísticas. El **Margen de Reserva** y el **Margen de Capacidad** son métricas representativas de métodos determinísticos que establecen el nivel de capacidad instalada en exceso respecto de la demanda máxima o de la demanda promedio en horas punta. Ambos indicadores no dependen de simulaciones probabilísticas de, por ejemplo, fallas de unidades generadores o variaciones en la generación renovable, sino tan sólo de disponibilidades promedio de los diferentes activos de generación del sistema. Si bien dichas métricas permiten identificar situaciones de riesgo de abastecimiento en términos esperados, no entregan antecedentes acerca del nivel de confiabilidad ante distintas condiciones de disponibilidad de los activos del sistema.

Para ello, se utilizan métricas tales como la **probabilidad de pérdida de carga LOLP** (*Loss Of Load Probability*, por su acrónimo en inglés), que representa la probabilidad de que un sistema eléctrico no cuente con capacidad de generación para abastecer la demanda en un instante dado t (usualmente en ventanas de 1 hora) producto de indisponibilidades en el parque generación. Esta métrica es particularmente informativa para determinar aquellas horas del año donde el sistema eléctrico se encuentra más expuesto a problemas de confiabilidad. Su cálculo requiere de información relativa a la tasa de falla de las distintas componentes del sistema, la disponibilidad de los distintos recursos energéticos, perfiles de demanda, entre otros. Generalmente su determinación involucra el uso de simulaciones de Monte Carlo para abordar el desafío combinatorial de su cálculo.

Dada la naturaleza de su definición, LOLP sólo declara la probabilidad de que, en un tiempo t , ocurra una falla. En la literatura científica se encuentran otros estadísticos para entender el nivel de confiabilidad de un sistema dentro de una ventana de análisis. Dentro de ellas, la **pérdida de carga esperada LOLE** (*Loss Of Load Expectation*, por su acrónimo en inglés) indica el tiempo esperado de pérdida de carga que un sistema eléctrico presenta para una ventana de tiempo dada. Su definición matemática involucra el uso de LOLP. Por su parte, el indicador de **energía no suministrada esperada EENS** (*Expected Energy Not Supplied*, por su acrónimo en inglés) identifica la energía total esperada con riesgo de abastecimiento para una ventana de tiempo dada.

Se observa que todos los índices anteriores permiten reflejar algún aspecto clave de la confiabilidad de un sistema eléctrico, no existiendo una métrica única que permita abarcarlos todos. Una buena discusión de los indicadores puede encontrarse en [2].

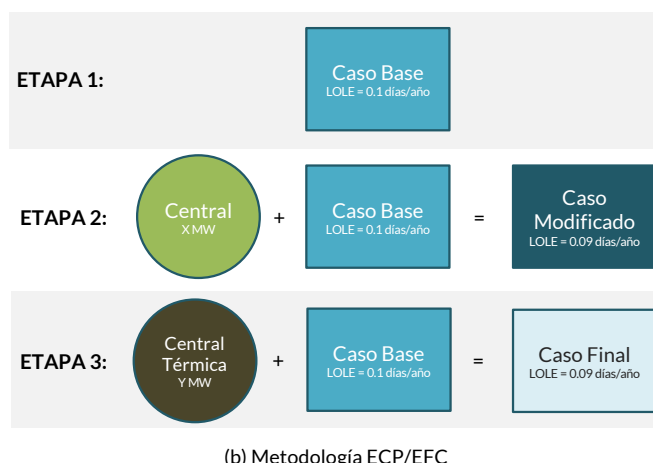
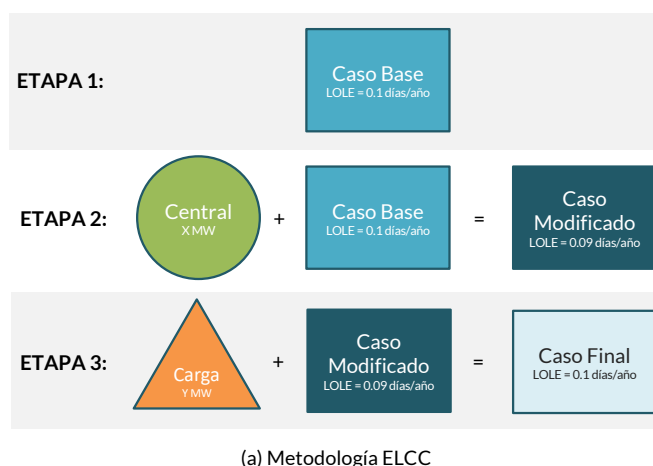


Figura 2. Metodología de cálculo de ELCC.

El Sistema Eléctrico Nacional se caracteriza por presentar restricciones relevantes para la operación del sistema, que deben ser adecuadamente abordadas por los modelos de confiabilidad

Metodologías de cuantificación del aporte a la suficiencia de centrales generadoras

En la actualidad existen distintas metodologías para calcular el aporte de una central a la confiabilidad de un sistema eléctrico. La tendencia actual en sistemas como CAISO [3], SPP [4], PJM [5] o en algunos sistemas de Europa [6] apunta al uso de métodos probabilísticos mediante el uso de métricas como LOLE, EENS u otra. Entre ellas destacan el método ELCC (*Effective Load Carrying Capability*, por su acrónimo en inglés), ECP (*Equivalent Conventional Power*) y EFC (*Equivalent Firm Capacity*)

ELCC corresponde a una metodología desarrollada en la década de los 60's [8], con enfoque probabilístico, para determinar el aporte a la suficiencia que realiza una central al sistema. El método busca determinar la demanda adicional (**Y MW**) que se puede agregar al sistema, manteniendo el nivel de confiabilidad (por ejemplo, LOLE) que se tenía antes de que entrara en operación la central en evaluación, tal como se ilustra en la Figura 2 (a). De esta forma, el ELCC es derivado de un sofisticado proceso de simulación para determinar la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) del sistema ante un elevado número de condiciones operativas tanto de la oferta como de la demanda.

Por su parte, las metodologías ECP/EFC (Figura 2 (b)) intentan determinar la planta térmica equivalente que permite reemplazar a una central dada para mantener el nivel de confiabilidad del sistema.

En este sentido, ambos enfoques permiten calcular la contribución individual a la suficiencia por parte del parque generador. A pesar de lo complejo que puede resultar su determinación, las metodologías presentadas anteriormente permiten capturar de forma intuitiva los desafíos desde el punto de vista de la confiabilidad en sistemas eléctricos con altos niveles de energías renovables, almacenamiento y otros recursos. Sólo para fijar ideas, la determinación del LOLP de forma extensiva para 1 hora de operación, considerando un sistema de 30 unidades, requiere la evaluación de más de 1.000 millones de combinaciones. Dado que la metodología ELCC busca encontrar la demanda adicional **Y MW**, el desafío se aborda mediante un algoritmo que debe evaluar miles de horas de operación hasta encontrar la solución deseada. Aquí radica la altísima carga computacional para su resolución. No obstante, un adecuado enfoque computacional y los avances en la potencia de cálculo han permitido abordar estos desafíos de forma exitosa durante los últimos años [9] manteniendo los tiempos de cómputo en rangos aceptables.

Aspectos requeridos para su aplicación

Si bien, desde un punto de vista teórico la aplicación de la metodología ELCC⁴ pareciera ser directa, existen algunos aspectos prácticos que deben definirse al momento de aplicarse a un sistema como el chileno.

En primer lugar, se requiere la definición conjunta de una métrica y un objetivo de confiabilidad. En gran parte de jurisdicciones tanto en Europa como en Estados Unidos la métrica seleccionada corresponde a LOLE, mientras que el objetivo ha sido definido de dos formas:

- La primera alternativa obedece a una lógica de establecer un objetivo político/regulatorio a través de la autoridad regulatoria. A modo de ejemplo, en Estados Unidos predomina el criterio denominado “one-in-ten” donde el objetivo de confiabilidad mínimo aceptado corresponde a 1 día de falla en 10 años (LOLE = 2.4 horas/año). Si bien, la primera aparición de este criterio en la literatura data de los años 40's [10], estas fuentes dan por sentado —sin justificación— que dicho nivel de confiabilidad corresponde al cual los consumidores ya estaban acostumbrados [11]. Por ello, se han levantado una serie de preocupaciones sobre si dicho criterio es aceptable para la confiabilidad, en parte por los conflictos con el diseño de mercado y aspectos económicos de su implicancia [12].

⁴ Si bien los análisis realizados se basan en la metodología ELCC, los resultados expuestos resultan similares al aplicar la metodología ECP.

- La otra alternativa sigue lineamientos establecidos por el Parlamento Europeo⁵, que establece un marco de referencia para evaluar la confiabilidad de los sistemas eléctricos europeos. Al respecto, ENTSO-E desarrolló una metodología bajo una óptica económica sobre el objetivo de confiabilidad, combinando el *Value of Lost Load* (VOLL) y el *Cost of New Entry* (CONE) para determinar el *Reliability Standard* (RS) [13].

Por otro lado, el Sistema Eléctrico Nacional se caracteriza por presentar restricciones relevantes para la operación del sistema que deben ser adecuadamente abordadas por los modelos de confiabilidad. Destacan por ejemplo, la gran capacidad de acumulación de los embalses existentes, junto con la conectividad de las centrales hidroeléctricas pertenecientes a series hidrográficas, además de particularidades propias como los convenios de riego o los acuerdos de navegación y explotación turística de los embalses. Su correcta representación permitirá capturar la contribución efectiva de los embalses en la confiabilidad del sistema eléctrico, y se convierte en una característica básica para una correcta determinación de la métrica ELCC u otra similar en el sistema eléctrico chileno.

En este escenario, con múltiples sistemas de almacenamiento, el uso de modelos basados en funciones de convolución u otros métodos analíticos no tiene sustento teórico, al no incorporar la dependencia temporal inherente de dichas fuentes. Los métodos tradicionales modelan dispositivos con capacidad de acumulación de forma estática, predefiniendo los niveles de carga/descarga, sin reconocer la flexibilidad de éstos para contribuir a la provisión de energía en momentos de escasez. Esta es una característica de suma importancia para entender las dinámicas que se puedan ocurrir en el futuro sobre las asignaciones de potencia bajo este nuevo esquema.

Dada la necesidad de utilizar métodos aproximados cronológicos (basados por ejemplo en simulaciones de Monte Carlo) para determinar el nivel de confiabilidad de un sistema con capacidad de almacenamiento (embalses, baterías, CSP, entre otros), resulta importante evaluar centrales con un tamaño relevante que generen variaciones de la métrica de confiabilidad por sobre el error estadístico de las simulaciones. En el contexto nacional, ello puede lograrse mediante la clusterización de unidades de similares características. Por ello, la aplicación de metodologías probabilísticas en el contexto nacional requiere la definición de estrategias para dicha clusterización, montos máximos de agrupamiento, límites de convergencia para las simulaciones de Monte Carlo, entre otros requisitos.

Los métodos tradicionales modelan dispositivos con capacidad de acumulación de forma estática, predefiniendo los niveles de carga y descarga, sin reconocer la flexibilidad de éstos en la provisión de energía en momentos de escasez.

Estimaciones en el sector eléctrico chileno

Si bien en la actualidad no existe una definición regulatoria sobre los aspectos identificados en la sección anterior, SPEC realizó estimaciones de la aplicación de la metodología ELCC hacia el año 2025 considerando un LOLE objetivo de 7.6 horas/año, condiciones hidrológicas según registros históricos de los últimos 60 años, uso de los embalses según estimaciones realizadas por el Coordinador a principios del año 2020 obtenidos desde el programa de operación, perfiles renovables según la información estadística horaria disponible de los últimos 5 años y un agrupamiento de centrales⁶ con una potencia acumulada mínima

Tabla 1. Potencia inicial por tecnología año 2019 y proyectada al 2025

Tecnología	Potencia Preliminar/ Pmax [%]		Capacidad instalada 2025 [MW]
	2019 ^a (Referencial)	2025 ^b (Proyección)	
CSP	-	90%	110
Embalse-Serie	49%	89%	6291
Eólica	15%	22%	5269
Pasada	48%	59%	1512
Solar FV	16%	1.7%	6382
Térmico	77%	77%	11958

^a Según metodología vigente

^b Según metodología ELCC marginal adaptada al mercado chileno

⁵ Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity

⁶ Obtenido mediante técnicas de reducción de dimensionalidad utilizando el algoritmo de machine-learning llamado *T-distributed Stochastic Neighbor Embedding* (t-SNE).

de 300 MW. Las simulaciones computacionales fueron ejecutadas utilizando el modelo de suficiencia de generación desarrollado por SPEC⁷ con el apoyo del ISCI, modelo de simulación secuencial probabilístico que utiliza técnicas de Monte Carlo para determinar las métricas ELCC y ECP.

La Tabla 1 muestra una proyección de reconocimiento promedio por tecnología (en términos de Potencia Preliminar) hacia el año 2025 mediante la metodología ELCC, según estimaciones de SPEC acerca de la capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en dicho año. Asimismo, se muestran los valores referenciales obtenidos en el Balance de Transferencias de Potencia publicados por el Coordinador Eléctrico Nacional el año 2019. Según las estimaciones realizadas, la aplicación de la metodología ELCC otorgaría reconocimientos marginales a la tecnología fotovoltaica cercanos al 2% respecto a la potencia máxima individual de cada central. Por su parte, el reconocimiento para unidades de embalse y unidades de pasada ubicadas en las distintas series hidráulicas se empinaría hacia el 89%

Los resultados para el año 2025 muestran una concentración de la probabilidad de pérdida de carga durante los meses de mayo-agosto en el horario comprendido entre las 19-23 horas, como se ilustra en la Figura 3 (a). Esto principalmente justificado por una disminución del agua embalsada en dichos meses, junto con una baja de la generación solar, lo que da como resultado una mayor probabilidad de enfrentar condiciones de escasez. Asimismo, es posible observar una muy baja probabilidad de pérdida de carga en horas diurnas, justificado por menores niveles de demanda neta en tales horas de operación como se muestra en la Figura 3 (b).

En este contexto, la aplicación de la metodología ELCC muestra variaciones relevantes para las unidades solares en comparación al reconocimiento del año 2019 como se indicaba anteriormente, dado el alto nivel de confiabilidad del sistema en horas solares. En vista del nivel de penetración analizado de la tecnología fotovoltaica hacia el año 2025, que bordea los 6400 MW de capacidad instalada, se espera un alto nivel de confiabilidad en horas solares y, por ende, una baja contribución marginal de unidades fotovoltaicas a la suficiencia sistémica (dada la baja coincidencia con las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga). Por su parte, las unidades hidráulicas de embalse (con un nivel similar de capacidad instalada) muestran altos niveles de reconocimiento debido a la flexibilidad para apoyar al sistema en condiciones de escasez en la ventana de 19-23 horas.



(a) LOLP promedio

(b) Demanda Neta [MW]

Figura 3. (a) LOLP promedio para cada mes y hora del día y (b) Demanda neta del SEN.

⁷ Más información: https://www.spec.cl/SPEC-ISCI-Modelo_Confiabilidad.pdf

A partir de este tipo de ejercicios hemos detectado complejas interacciones que levantan interrogantes regulatorias abordadas más adelante. En condiciones de saturación como las evidenciadas hacia el año 2025, como hemos señalado anteriormente, la contribución marginal a la suficiencia de un parque fotovoltaico es casi nula. Esto quiere decir que el incorporar una unidad solar fotovoltaica a la red no genera cambios perceptibles en la confiabilidad del sistema en términos de suficiencia de generación (la literatura denomina este tipo de cálculo como *Marginal ELCC*). Esto no quiere decir que la contribución total del parque fotovoltaico sea nula. Es más, al calcular el efecto completo del parque en la confiabilidad (cálculo denominado *Average ELCC*) se determina que hacia el año 2025 el aporte del parque bordea el 13% de la capacidad instalada.

La interrogante de cómo acreditar los recursos en el marco de la suficiencia utilizando la metodología ELCC se ha planteado a menudo como una elección entre acreditar los recursos basándose en el ELCC "*marginal*" o en el "*promedio* (*average*)"⁸: el primero proporciona la señal correcta al mercado sobre la necesidad de nueva capacidad, mientras que el segundo garantiza que la acreditación represente el valor de capacidad total correcto para la cartera.

Por otro lado, también hemos identificado interacciones importantes entre el nivel de penetración de sistemas de almacenamiento (SAE) y el reconocimiento de fuentes renovables como se ilustra en la Figura 4. Observamos rendimientos decrecientes para el cálculo de ELCC a medida que aumenta la penetración de los SAE. Por otro lado, se desprende que el reconocimiento se maximiza en ocasiones que existan pocos activos de este tipo en el sistema. Nuestros hallazgos muestran que al agregar mayores niveles de SAE, el reconocimiento mediante la metodología ELCC marginal (contribución individual) comienza a converger a valores muy pequeños (cerca de cero), dado que la suficiencia del sistema no se ve mejorada con la inclusión de nuevos módulos BESS. Este rendimiento decreciente de los SAE en la contribución de la suficiencia ha sido reportado recientemente por la comunidad científica [14]-[17] (similar a PV en sistema térmico). Los análisis muestran que en este contexto existe una interacción entre el reconocimiento del aporte individual a la suficiencia de los SAE y, por ejemplo, las unidades fotovoltaicas. A mayores niveles de almacenamiento en el sistema, el reconocimiento al aporte a la suficiencia de proyectos fotovoltaicos aumentaría hasta alcanzar niveles en torno al 10%.

Otros hallazgos realizados muestran una sensibilidad importante entre los reconocimientos a la suficiencia de las unidades y la disponibilidad de agua embalsada a lo largo de año. Lo anterior, principalmente justificado por la estricta relación entre eventos de agotamiento de los principales embalses y los periodos de mayor probabilidad en condiciones hidrológicas secas. Existiría aquí una dependencia entre el reconocimiento a la suficiencia y las decisiones del Coordinador relativas a la operación del sistema, en cuanto el manejo del agua embalsada impacta directamente en la capacidad del sistema para abastecer la demanda en condiciones críticas de indisponibilidad forzada de las instalaciones de generación.

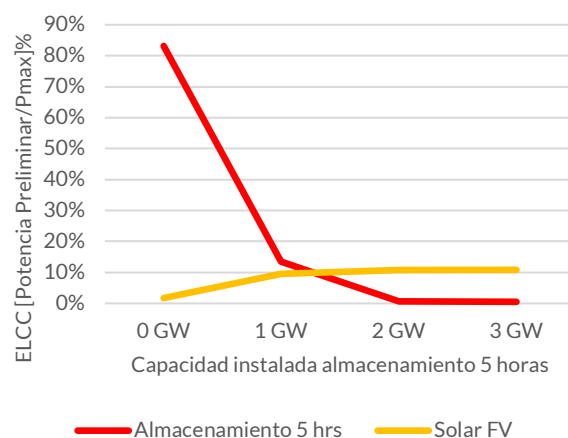


Figura 4. Interacción entre reconocimiento de sistemas de almacenamiento y otras fuentes de generación para año 2025.

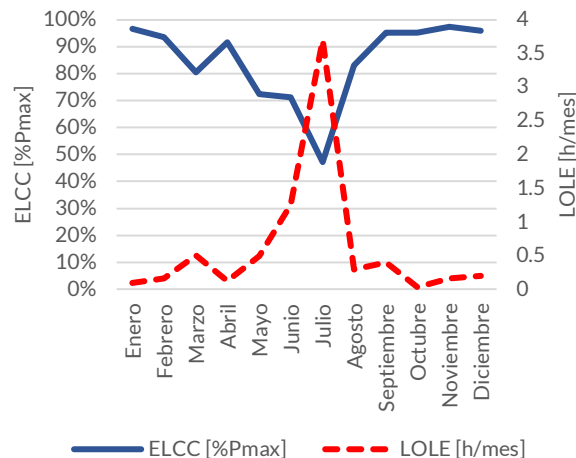


Figura 5. Efecto de mantenimiento en cálculo ELCC

⁸ Existen distintas variaciones surgidas a partir de tales definiciones, entre otras el llamado "*Delta Method*" actualmente discutido en PJM.

Algo similar ocurre con el periodo de mantenimiento de las unidades del sistema. Para ilustrar este efecto, simulamos el mantenimiento de una unidad térmica, considerándola fuera de servicio durante 1 mes. Así, examinamos el impacto en el reconocimiento del aporte a la suficiencia dependiendo del mes del año en que la unidad se encuentra indisponible. Los resultados ilustrados en la Figura 5 dan cuenta de la relación existente entre los meses de mayor probabilidad de pérdida carga y un menor reconocimiento de la central en evaluación. Así, en caso que se considere el mantenimiento de las unidades dentro del cálculo de ELCC, aquellas unidades que se consideren fuera de servicio en condiciones de máximo LOLP podrían verse mayormente afectadas.

Desafíos futuros de la implementación

La utilización métodos probabilísticos para la asignación de créditos de capacidad, como ELCC, apunta técnicamente en la dirección correcta, dado el enfoque agnóstico de la técnica para determinar el aporte efectivo de las distintas tecnologías a la suficiencia del sistema, y su estrecha relación con métricas de confiabilidad tipo LOLP, LOLE o EENS. No obstante, impone desafíos tanto técnicos como regulatorios de forma de aplicarlo a la realidad nacional.

Desafíos Técnicos

Estos abarcan aspectos sobre la incorporación de detalles en la modelación del sistema eléctrico e hidráulico, una identificación adecuada de los sub-sistemas de potencia que esté fundada en criterios de confiabilidad, la selección del conjunto mínimo de datos a considerar, directrices para el agrupamiento de centrales de una misma tecnología de generación, y la implementación de simplificaciones y supuestos para aliviar la carga computacional. Hay otras características básicas que la modelación de esta metodología debe incorporar, tal como la representatividad de la variabilidad estacional, diaria e intradiaria a fin de capturar de forma correcta la distinta naturaleza de recursos disponibles, la capacidad de representar la gestión del almacenamiento, entre otros. En esta línea, existe un nivel de granularidad óptimo para la determinación de los créditos de capacidad mediante la metodología ELCC que entrega un balance entre la precisión, límites computacionales y simplicidad administrativa que debe estudiarse.

Desafíos Regulatorios

Formas de aplicación del enfoque ELCC

En términos regulatorios, uno de los puntos fuertes del enfoque ELCC es que captura cómo los recursos intermitentes y sistemas con capacidad de almacenamiento pueden interactuar para satisfacer las necesidades de suficiencia. Por ejemplo, está claro que un sistema eléctrico no puede abastecer la demanda de forma confiable sólo con energía solar (no habría energía por la noche), ni tampoco sólo con almacenamiento en baterías (no habría energía para cargar las baterías). Sin embargo, un sistema eléctrico con ambos recursos puede suministrar a la demanda en las más amplias condiciones. Debido a que este tipo de interacciones son reconocidas en distinta magnitud según la variante aplicada de ELCC, se da origen a la discusión acerca si la señal regulatoria debe realizarse mediante un cálculo individual de cada recurso del sistema (*ELCC Marginal*) o a través de una cartera mucho más amplia de recursos intermitentes y sistemas con capacidad de almacenamiento (*ELCC Promedio* u otros métodos).

Ciertas jurisdicciones han tomado definiciones en esta línea. Por ejemplo, en MISO los créditos de capacidad se determinan de forma conjunta para todo el portafolio eólico y se asigna posteriormente a las unidades según su localización y perfil de producción [18]. En PJM se ha propuesto un método que, basado en cálculos de ELCC marginales y promedio, rescate las interacciones existentes entre tecnologías para la provisión de confiabilidad [19]. Parte de estos diseños se han originado para abordar la volatilidad de la señal de ELCC marginal ante modificaciones relevantes en la composición de la matriz eléctrica (por ejemplo, incrementos en la penetración de energía solar). En la mayoría de los casos analizados, el uso de ELCC marginal demuestra una rápida caída del reconocimiento de tecnologías renovables, sin capacidad de gestión y marcada generación en horas específicas [16][20][21].

Si bien la señal ELCC promedio podría ser más estable para este tipo de tecnologías, se sugiere que su uso podría sobre valorarlas y sobre compensarlas, por lo que generaría una señal incorrecta e ineficiente para el desarrollo del sistema [22]. En esta línea, el diseño del método más adecuado para la acreditación de recursos exigirá al regulador identificar, evaluar y equilibrar varios principios rectores, como la eficiencia, estabilidad, predictibilidad, transparencia, simplicidad, entre otros. Estos principios, si bien deseables, no necesariamente podrán cumplirse de forma simultánea [23].

La implementación de una metodología como ELCC para definir los créditos de capacidad podría reducir la predictibilidad en los pagos hacia las distintas unidades generadoras por las complejidades propias del método de cálculo, por ejemplo, por el banco de datos o criterios adoptados para las simulaciones. Desde nuestra experiencia, la ejecución de este tipo de análisis requiere una capacidad computacional no menor y tiempos de simulación prolongados al momento de pronosticar el reconocimiento de potencia para los próximos años. Existen alternativas para paliar estos efectos que han sido propuestas en otras jurisdicciones, tales como: la publicación de pronósticos sobre el comportamiento de la aplicación de la metodología ELCC en distintos escenarios futuros, el congelamiento del reconocimiento por un periodo de tiempo mínimo (denominado *Vintaged ELCC*), la aplicación de un piso mínimo de reconocimiento [24] durante un periodo de transición, entre otros.

Aspectos relacionados con la sobre-instalación

Perfeccionar el marco regulatorio para una correcta determinación de los créditos de capacidad es una de las múltiples medidas que apuntan a mejorar el diseño de nuestro mercado hacia un sistema profundamente descarbonizado [25]. De la experiencia internacional, en países como Estados Unidos, Canadá y UK, adicionalmente a la metodología de asignación de créditos de capacidad, se discute sobre el nivel de confiabilidad buscado, ya que este está directamente relacionado con los requerimientos de capacidad del sistema y el nivel de precios definido para el servicio [26]. En este sentido, los montos requeridos dependen de la confiabilidad objetivo propuesta, y se define adicionalmente un nivel de sobre-instalación/confiabilidad a partir del cual la máxima disponibilidad a pagar por capacidad es cero.

Desde una mirada local, el mercado chileno no incorpora ese tipo de diseño, donde se observan variaciones menores del precio de la potencia ante niveles de sobre-instalación relevantes. Así, si bien existen reajustes de los montos totales a pagar por parte de los consumidores⁹, es posible que el mecanismo actual presente distorsiones derivadas de este diseño. Esta situación podría estar incentivando la sobre-instalación del parque, por ejemplo, en unidades de punta. Asimismo, si estas unidades de punta presentan costos más bajos que lo indicado en el estudio de costos de la autoridad, existiría un sobre pago por parte de los consumidores, en conjunto con ineficiencias de asignación hacia las restantes unidades del sistema.

No obstante, la discusión obliga recordar que la confiabilidad del suministro eléctrico a nivel generación/transmisión es una característica local y no sistémica, por lo que pueden existir unidades que desde una perspectiva sistémica no se consideren necesarias, pero que a nivel local jueguen un papel relevante en términos de la confiabilidad de distintos puntos de la red. En este sentido, el diseño regulatorio que intente corregir las distorsiones identificadas debe procurar incorporar al mismo tiempo tales consideraciones para entregar señales correctas a los distintos agentes del mercado, como por ejemplo, considerar una definición clara de las reglas para establecer los sub-sistemas de potencia y un nivel de confiabilidad mínimo de diseño para cada uno de ellos.

Otros temas

De forma adicional a lo anterior, se debe profundizar en establecer una definición del producto potencia, que instaure aspectos relacionados con la anticipación y la disponibilidad de los activos para enfrentar condiciones de escasez. Asimismo, se debe ampliar la elegibilidad para incluir a tecnologías como el almacenamiento y considerar eventualmente el aporte de la demanda. Otros tópicos que consideramos relevantes de abordar en el corto y mediano plazo, se relacionan con estudiar el volumen real del “*missing-money*” considerando las adecuaciones en curso de los mercados de corto plazo (energía y servicios complementarios) y los equilibrios de largo plazo que puedan originarse, junto con discutir sobre las señales que el mercado de potencia entrega en el marco de una política energética que impulsa la descarbonización de los sistemas eléctricos, entre otros.

Perfeccionar el marco regulatorio para una correcta determinación de los créditos de capacidad es una de las múltiples medidas que apuntan a mejorar el diseño de nuestro mercado hacia un sistema profundamente descarbonizado.

⁹ Asociados a los niveles de demanda en las 52 horas de demanda punta.

Referencias

- [1] Ministerio de Energía. “Estrategia de flexibilidad para el mercado eléctrico nacional”. https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_de_flexibilidad_0.pdf. Septiembre 2020.
- [2] AF Mercados, E-Bridge, REF-E; “Identification of Appropriate Generation and System Adequacy Standards for the Internal Electricity Market”; Brussels, 2016.
- [3] CAISO; “Deliverability Assessment Methodology – Issue Paper”, 2019
- [4] NERC; “NERC and Regional Probabilistic Studies – Highlights and Direction”; 2019
- [5] Rocha, P.; “Effective Load Carrying Capability (ELCC)”; PJM, 2020
- [6] Söder, L., et al; “Review of wind generation within adequacy calculations and capacity markets for different power systems”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2020.
- [7] Madaeni, S.H., Sioshansi, R., Denholm, P.; “Comparison of Capacity Value Methods for Photovoltaics in the Western United States”; NREL; 2021
- [8] Garver, LL; “Effective Load Carrying Capability of Generating Units.” IEEE Trans. on PAS (PAS-85), August 1966; pp. 910–919.
- [9] Mills, A. and Rodriguez, P.; “A Simple and Fast Algorithm for Estimating the Capacity Credit of Solar and Storage”; Energy Analysis and Environmental Impacts Division at Lawrence Berkeley National Laboratory; July 2020.
- [10] G. Calabrese, “Determination of Reserve Capacity by the Probability Method,” Transactions of the AIEE, Vol. 69, No. 2, pp. 1681–1689, January 1950.
- [11] NERC, “Methods to Model and Calculate Capacity Contributions of Variable Generation for Resource Adequacy Planning”, March 2011
- [12] Charles River Associates, “The Economic Foundations of Capacity Markets”, 2017
- [13] ACER, “Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry and the reliability standard,” October 2020.
- [14] Parks, K; “Declining Capacity Credit for Energy Storage and Demand Response with Increased Penetration”; IEEE Transactions on Power Systems; November 2019
- [15] Stenlik, D.; Zhang, B.; Rocheleau, R.; Cole, J.; “Energy storage as a peaker replacement”, IEEE Electrification Magazine, September 2018.
- [16] Hall, W.; Zhang, B.; Legnard, T.; “Valuing Capacity for Resources with Energy Limitations”, GE Energy Consulting, January 2019.
- [17] P. Denholm y R. Margolis, “The Potential for Energy Storage to Provide Peaking Capacity in California under Increased Penetration of Solar Photovoltaics,” NREL, 2018.
- [18] MISO; “Planning year 2019 - 2020: Wind & Solar Capacity Credit”; 2018.
- [19] FERC; “Response of PJM to FERC Staff’s December 22, 2020 Information Request – Attachment 1”; Docket No. ER21-278-001; 2021.
- [20] ISCI; “Metodología para la Determinación de Potencia de Suficiencia en el Sistema Eléctrico Chileno vía ELCC/ECP”; 2020.
- [21] Astrape Consulting; “2020 Joint IOU ELCC Study – Report 1”; June 2020.
- [22] Independent Market Monitor for PJM; “Answer and motion for leave to answer of the Independent Market Monitor for PJM”; Docket No. ER21-278-000; 2020.
- [23] Perez-Arriaga, I.; “Regulation of the Power Sector”; Springer; 2013.
- [24] Docket No. ER21-278-001, et. al; “Motion for leave to answer and answer of PJM Interconnection, L.L.C.”; FERC, 2021. Link: <https://www.pjm.com/-/media/documents/ferc/orders/2021/20210430-er21-278-001.ashx>
- [25] Muñoz, F.; Suazo-Martinez, C.; Pereira, E.; Moreno, R., “Electricity market design for low carbon and flexible systems: Room for improvement in Chile”, Energy Policy, 2021
- [26] McNamara, F.; “Capacity Market”; UK Department of Energy & Climate Change; 2014

(ESTA PÁGINA HA SIDO DEJADA EN BLANCO INTENCIONALMENTE)



Américo Vespucio Norte 2700/404
Vitacura, RM, Chile
+56 22944 4636
www.spec.cl
www.ameba.cloud