

Proyección de recortes ERNC y efectividad de medidas

Eduardo Pereira-Bonvallet

epereira@spec.cl

Última modificación: 2 de mayo de 2023

1 Introducción

El objetivo del presente documento es presentar una proyección independiente de los recortes o reducciones de generación eólico-solar para el año 2023, así como de la efectividad de distintas medidas hipotéticas que podrían promoverse en el muy corto plazo con el objetivo de reducir los recortes.

La proyección se basa en una simulación de la operación con resolución horaria para el año 2023 mediante los modelos de mediano y corto plazo de la plataforma AMEBA¹, tomando en consideración los proyectos de generación y transmisión que estarían en operación según la programación de la operación del Coordinador Eléctrico Nacional al 1/3/2023, así como las proyecciones de demanda y de costos de combustible, disponibilidad de gas, entre otros parámetros.

Asimismo, la proyección considera dos sensibilidades que apuntan a medir la **efectividad potencial máxima de medidas para reducir recortes**, inspiradas en aspectos que han sido planteados recientemente en la agenda del Ministerio de Energía ²:

- **Sensibilidad 1 – Sin restricciones técnicas y de flexibilidad del parque generador:** En esta sensibilidad se simula el mercado sin restricciones de mínimos técnicos o tiempos mínimos, sin costos de encendido/apagado, sin restricciones de inercia mínima o reservas en giro, etc. Se asume que todos los servicios de red pueden ser provistos por un conjunto de tecnologías habilitadas para estos propósitos.
- **Sensibilidad 2 – Aumento de capacidad de transmisión:** En esta sensibilidad se aumenta el límite del corredor de 500 kV Kimal – Polpaico al máximo posible dado por la capacidad del conductor (límite N) indicado en el Estudio de Restricciones de Transmisión 2022³ emitido por el Coordinador Eléctrico Nacional. En ello, se asume que existen otras medidas que permiten mantener la seguridad y calidad del servicio ante contingencias.

¹ <https://www.spec.cl/AmebaCloud/>

² Agenda Inicial para un Segundo Tiempo de la Transición Energética
https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/agenda_inicial_para_un_segundo_tiempo_de_la_transicion_energetica.pdf

³ Más información en: <https://bit.ly/3p4WHg1>

2 Resultados

En primer lugar, en la Tabla 1 se presentan los resultados del recorte eólico-solar proyectado para el presente 2023, así como para las distintas sensibilidades.

Tabla 1: Resumen de resultados anuales para el caso base y sensibilidades.

	Base	Sensibilidad 1	Sensibilidad 2
Generación eólica GWh	11,216	11,395	11,229
Generación Solar GWh	23,474	24,987	23,754
Recorte eólico GWh	450	271	437
Recorte solar GWh	4,412	2,899	4,131
Nivel de penetración %	40%	42%	41%
Recorte eólico-solar %	12.3%	8.0%	11.5%

Los resultados obtenidos de la simulación del Caso Base indican que el recorte esperado en 2023 llegaría casi a 5000 GWh, lo que representaría un alza de poco más de **3 veces los recortes obtenidos durante 2022**. Por otro lado, lo positivo es que la participación eólico-solar se empujaría hasta el 40%, versus el 28% alcanzado el 2022.

Los resultados de las sensibilidades muestran el potencial de reducción de recortes —y eventos de costo marginal cero— de casos hipotéticos donde se explotan al máximo las condiciones de flexibilidad de la operación de centrales térmicas, así como el uso de la capacidad nominal de transmisión existente. No obstante, los resultados obtenidos **no son alentadores** desde el punto de vista de la efectividad de las medidas, ya que solo consiguen reducir los recortes desde un 12.3 hasta un 8.0% y 11.5% respectivamente.

Aunque no se visualiza un aporte importante en términos de reducciones de recortes eólico-solar, desde el punto de vista del mercado spot, las medidas contribuirían de manera relevante a reducir los desacoples entre zonas. En la figura siguiente se presenta el promedio horario (perfil 24 hrs) de los costos marginales resultantes de las simulaciones, donde se observa que en el Caso Base se tiene una diferencia norte - centro de unos 45 USD/MWh, mientras que esa variación es en torno a 25 USD/MWh en la Sensibilidad 1, y es mínima en el caso de las Sensibilidad 2. Por lo tanto, si bien la expansión de la transmisión no evitaría los recortes, permitiría crear condiciones favorables de mercado común, necesarias para aquellas empresas con contratos donde existe un riesgo de desacople entre inyección y retiros. Aspectos de este tipo deberán por tanto ser considerados en la planificación de la expansión de la red, más allá de los ahorros en costos de operación y falla.

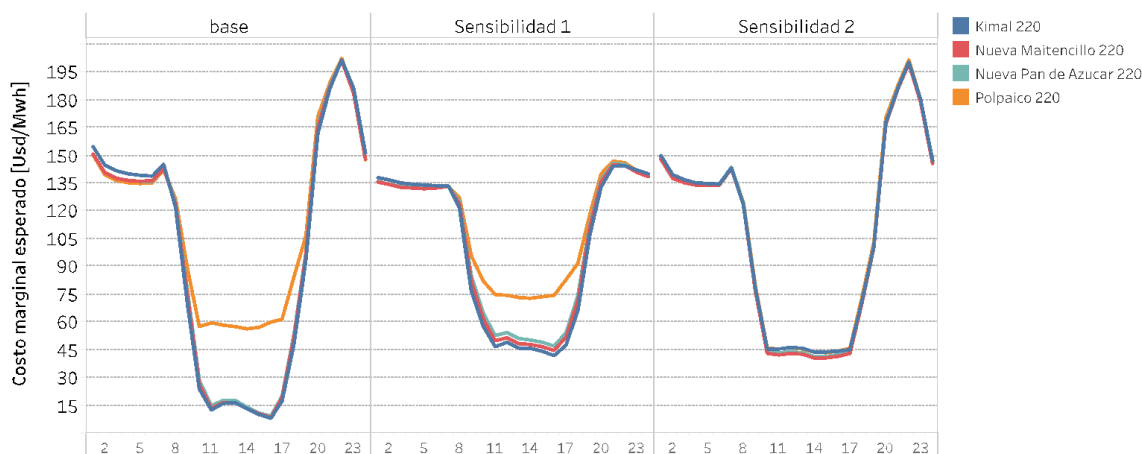


Figura 1: Perfil horario del precio spot proyectado para 2023.

2.1 Análisis oferta-demanda en el SEN

Cabe reiterar que las sensibilidades formuladas apuntan a dimensionar el potencial máximo de medidas pro flexibilidad y uso de infraestructura de transmisión. No obstante, estas medidas estarán sujetas, por un lado, al despliegue de la tecnología necesaria para que el sistema mantenga al menos el nivel de calidad y seguridad de servicio que dicta la normativa vigente, y por otro lado, a los esquemas de asignación de beneficios y costos/riesgos asociados, aspectos que suelen llevar a equilibrios intermedios o conservadores. Así, es esperable que las **medidas aplicadas a la realidad en estas líneas quedarían en rangos de efectividad aún menores.**

Los resultados anteriores llevan a analizar las condiciones de fondo que impiden evitar los recortes en el SEN. En la Figura 2 siguiente se presenta una proyección de la demanda total del SEN a nivel horario (perfil promedio 24 horas) en conjunto con la disponibilidad total renovable hidroeléctrica, eólica y solar en distintos meses del año, así como el despacho de las centrales a carbón resultante bajo los supuestos de la Sensibilidad 1. Se observa como en los meses de octubre y posteriores que, a pesar de que las centrales térmicas a carbón son retiradas de la operación durante las horas diurnas, la disponibilidad renovable supera ampliamente la demanda total del SEN, mientras que en las horas de noche su participación se empina en torno a un 50%.

Lo anterior se debe a que en 2023 se espera que entren en operación cerca de 3.3 GW de energía solar fotovoltaica y 1.4 GW de energía eólica, como PMGDs o plantas de gran escala, y por lo tanto, sumado a la generación hidroeléctrica en horas diurnas, **el SEN se encontrará en condiciones de sobreoferta que serán inevitables, independiente de medidas para explotar el uso de infraestructura de transmisión a su máximo térmico y/o de medidas pro flexibilidad del parque térmico.**

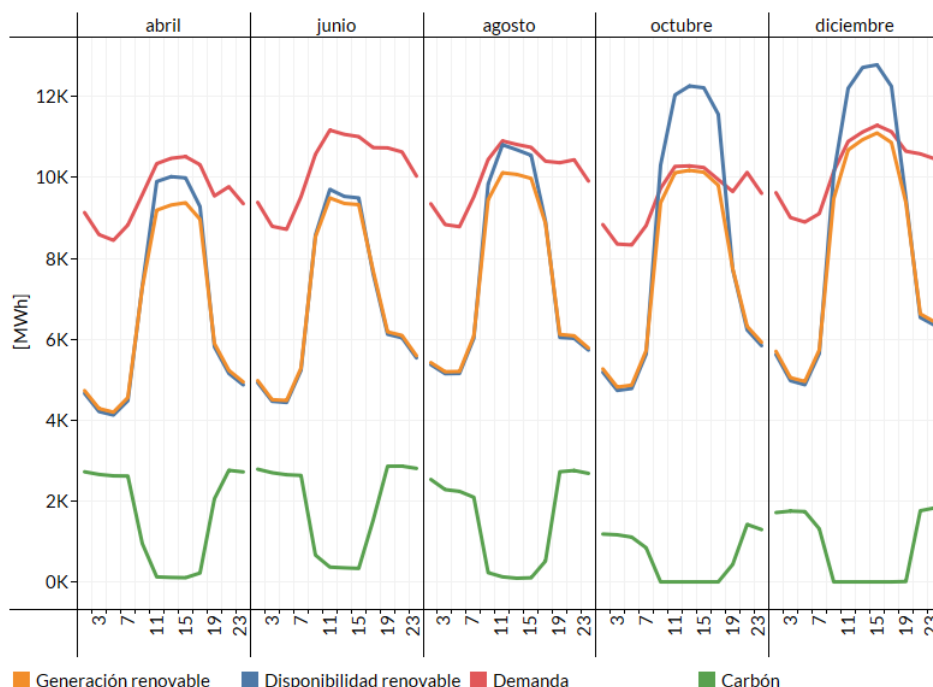


Figura 2: Perfil promedio de demanda horaria, generación renovable total disponible y generación a carbón, para sensibilidad 1 sin restricciones técnicas/flexibilidad.

2.2 Otras medidas: sistemas de almacenamiento

En vista de que existirá en el corto plazo una condición de sobreoferta de energía renovable en horas diurnas, cabe preguntarse cuánta capacidad de sistemas de almacenamiento se requiere desarrollar para permitir que esa energía sea aprovechada íntegramente. Para ello, se han simulado diversas sensibilidades integrando sistemas de almacenamiento de tipo BESS con capacidad de carga/descarga proporcional a los recortes observados en los distintos nodos del SEN, y distintos casos donde la duración del BESS va de 4 a 6 horas. Los resultados se resumen en la Tabla 2 a continuación.

Tabla 2: Resumen de resultados anuales para sensibilidades con almacenamiento.

	Capacidad Almacenamiento (hrs / GW)				
	4hrs				6 hrs
	1.6 GW	2.4 GW	3.2 GW	4.8 GW	4.8 GW
Recorte total GWh	2,950	1,755	1,221	539	179
Recorte total %	7.5%	4.4%	3.1%	1.4%	0.5%
Precio capturado almacenamiento USD/MWh	97.3	75.5	58.6	34.0	12.9

En vista de los resultados anteriores, los sistemas de almacenamiento, incluso en condiciones actuales de inflexibilidad del parque térmico y de congestión de los sistemas de transmisión, permitirán de manera efectiva reducir los recortes sistémicos; para tener recortes de menos de un 1%, se requerirían **al menos sistemas de almacenamiento de un total de 4.8 GW / 6 hrs de capacidad.**

No obstante, se observa que el precio capturado por los sistemas de almacenamiento en el mercado de energía tiende a disminuir rápidamente, toda vez que dichos volúmenes de almacenamiento no se comportan como tomadores de precio, alterando la brecha día-noche de costo marginal que existe en el caso base y con ello las oportunidades de arbitraje. De acuerdo con proyecciones de costos de tecnología recientes, la barrera de precio para el costo de sistemas de almacenamiento de 4 horas (LCOS en USD/MWh)⁴ se encuentra por sobre los 100 USD/MWh, y por lo tanto el equilibrio final dependerá fuertemente de los incentivos que puedan provenir de otras fuentes de ingresos, tales como el mercado de potencia y servicios complementarios.

2.3 Conclusiones

En vista de los resultados obtenidos de las simulaciones, se puede concluir lo siguiente:

- Los distintos agentes del sector que promueven revisiones de la flexibilidad y los límites de transmisión tendrán que ajustar las expectativas respecto de la efectividad de estas medidas, en lo que respecta a la reducción de recortes. Esto principalmente porque la expansión de energías renovables eólica y solar en curso seguirá acrecentando las situaciones de sobreoferta en horas diurnas.
- El almacenamiento de energía a gran escala es altamente efectivo para reducir los recortes. No obstante, en vista de los costos de la tecnología y las rentas decrecientes por arbitraje de energía, es probable que su despliegue no sea hasta capacidades que reduzcan a cero los recortes. Esto hace necesaria la discusión respecto de los incentivos adicionales necesarios para su desarrollo.
- Con todo, los recortes de energía renovable y la correspondiente ocurrencia de costos marginales cero será una condición de equilibrio permanente en nuestro mercado, tal como está ocurriendo en diversos mercados a nivel mundial con alta penetración de energía eólica y solar. Si bien estos aspectos son percibidos como negativos por la industria, pueden al mismo tiempo ser una oportunidad para la innovación, nuevos modelos de negocio o de desarrollo de sectores productivos, así como para la integración de nuevas tecnologías.

⁴ <https://www.lazard.com/research-insights/2023-levelized-cost-of-energyplus/>