MESA ERNC

UNA MIRADA PARTICIPATIVA DEL ROL Y LOS IMPACTOS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA MATRIZ ELÉCTRICA FUTURA

ENERGÍA 2050
PROCESO PARTICIPATIVO POLITICA ENERGÉTICA

Mesa ERNC

UNA MIRADA PARTICIPATIVA DEL ROL Y LOS IMPACTOS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA MATRIZ ELÉCTRICA FUTURA

giz Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

ENERGÍA 2050
PROCESO PARTICIPATIVO POLITICA ENERGÉTICA

Mesa ERNC

UNA MIRARA PARTICIPATIVA DEL ROL Y LOS IMPACTOS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA MATRIZ ELÉCTRICA FUTURA

El presente documento resume las actividades y resultados de la Mesa ERNC y forma parte del proceso participativo Energía 2050 que es liderado por el Ministerio de Energía. La Mesa ERNC tuvo lugar entre octubre de 2014 y agosto de 2015 con el objetivo de generar evidencia sobre las implicancias operacionales y económicas de una mayor participación de energías renovables no convencionales (ERNC) en la matriz eléctrica.

El Equipo Organizador agradece la excelente disposición, el compromiso y el activo involucramiento de los participantes de la Mesa y especialmente a los asistentes de las Rondas Técnicas durante todo el proceso.

Aclaración:
Esta publicación ha sido preparada por encargo del proyecto "Fomento de la energía solar en Chile" implementado por el Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco de la cooperación intergubernamental entre Chile y Alemania. El proyecto se financia a través de la Iniciativa Alemana por el clima y la tecnología (DKTI) del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza, Obras Públicas y Seguridad Nuclear (BMUB) de Alemania. Sin perjuicio de ello, las conclusiones y opiniones de los autores no necesariamente reflejan la posición del Gobierno de Chile o de GIZ. Además, cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar en ningún caso constituye una recomendación por parte del Gobierno de Chile o de GIZ.

Se autoriza la reproducción parcial o total del presente documento, siempre que se cite la fuente de referencia.

PUBLICACIÓN DICIEMBRE 2015

En cooperación con:

giz Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Por encargo de:
Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza, Obras Públicas y Seguridad Nuclear de la República Federal de Alemania

Mesa ERNC

UNA MIRADA PARTICIPATIVA DEL ROL Y LOS IMPACTOS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA MATRIZ ELÉCTRICA FUTURA

Ministerio de Energía
Gobierno de Chile

ENERGÍA 2050
PROCESO PARTICIPATIVO POLÍTICA ENERGÉTICA

Contenido del documento

1. INTRODUCCIÓN Y MOTIVACIÓN 5

2. METODOLOGÍA 6

2.1. Descripción del proceso participativo 6
2.2. Descripción de los análisis realizados 7
2.3. Planificación: escenarios analizados en etapa de expansión 8
2.4. Desempeño Operacional: escenarios analizados en- etapa de operación 10
2.5. Otros supuestos y simplificaciones 12

3. PRINCIPALES RESULTADO 13

3.1. El rol de las ERNC en la composición de la matriz eléctrica futura 13
3.2. El rol de la flexibilidad en los sistemas eléctricos nacionales 15
3.3. Impactos operativos derivados de una mayor incorporación de renovables 17

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 20

4.1 Información Adicional 21

5. ACRÓNIMOS 22

6. PARTICIPANTES 23

1. Introducción y motivación

El Ministerio de Energía ha desarrollado un profundo trabajo participativo con la finalidad de generar una política energética de largo plazo en el país, que permita obtener energía sustentable e inclusiva para Chile al año 2050. El proceso liderado por el Ministerio de Energía denominado Energía 2050, una iniciativa inédita en Chile, busca a través de diversas instancias de discusión y participación, construir una visión compartida para el desarrollo futuro del sector energía con la validación social, política y técnica requerida para transformarse en la política energética que el país necesita.

Como parte del proceso de Energía 2050 se conformaron Grupos Expertos Temáticos, donde la Mesa de Integración de las ERNC, o simplemente Mesa ERNC, llevó a cabo una evaluación técnica y económica de escenarios plausibles de penetración de energía renovable no convencional (ERNC). Los análisis se basaron en la información técnica-científica de mejor calidad disponible, donde se estudiaron las implicancias operacionales y económicas producto de una mayor participación de energías renovables de carácter variable. En ella se generó evidencia científica para el proceso de discusión de la política energética nacional.

La Mesa ERNC, liderada por la División de Energías Renovables del Ministerio de Energía, inició sus actividades en octubre de 2014 y finalizó en agosto de 2015, surgiendo de un importante trabajo previo, dado la larga y permanente relación entre el Centro de Energía de la Universidad de Chile y la instancia de cooperación chileno-alemana, financiada por el Ministerio de Medio Ambiente de Alemania, GIZ y el Ministerio de Energía. Este reporte resume 10 meses de intenso trabajo, en donde se desarrollaron: talleres plenarios, rondas de trabajo técnico, reuniones con instituciones gubernamentales e internacionales de interés para el estudio y trabajos técnicos de revisión de información y modelación. Dado la gran cantidad de información generada, y con la finalidad de que ésta sea de fácil comprensión y difusión, este reporte expone por una parte el proceso participativo desarrollado con distintos actores del sector, y por otra, los resultados obtenidos del trabajo técnico llevado a cabo durante ese periodo.

2. Metodología

2.1. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO PARTICIPATIVO

El proceso participativo de la Mesa ERNC se diseñó contemplando dos instancias de participación: en primer lugar se llevaron a cabo Talleres, con participación ampliada, como instancia informativa-participativa y en segundo orden, Rondas de Trabajo Técnico, con participación de expertos del sector, orientadas a capturar insumos de datos y criterios para la definición de la metodología de análisis y evaluación de escenarios. Ambas instancias se ejecutaron con la finalidad común de generar evidencia para el proceso de discusión de la política energética nacional. En estas instancias se buscó la participación de una amplia gama de actores, que aunó esfuerzos de la comunidad científica, del sector público, del sector privado, del sector público-privado y de la sociedad civil.

Se definieron dos fases de trabajo: la primera orientada a llevar a cabo una Planificación de Largo Plazo y la segunda focalizada a verificar aspectos de Desempeño Operacional, las cuales se detallan en los capítulos siguientes. Para ello se convocaron en total 3 Talleres y 4 Rondas de Trabajo Técnico, estas últimas desarrolladas en 4 sesiones durante la primera fase y en 2 sesiones en la segunda fase. La estructura de las sesiones cubrió desde la determinación de fuentes de información hasta la discusión de herramientas de simulación, criterios de modelación y supuestos generales. Adicionalmente se dio espacios de consultas, comentarios y opinión de los asistentes, recopilación de antecedentes, votación y encuestas complementarias.

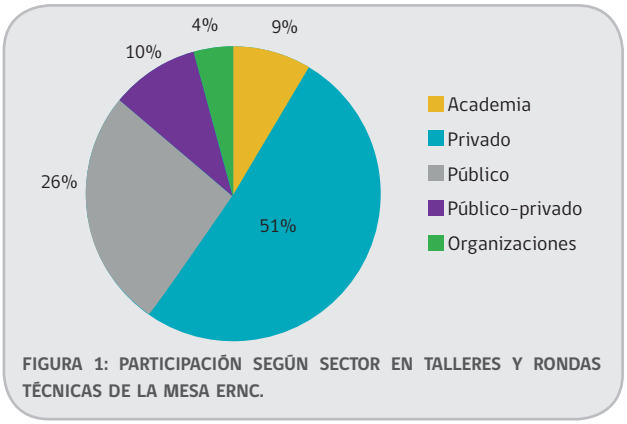


FIGURA 1: PARTICIPACIÓN SEGÚN SECTOR EN TALLERES Y RONDAS TÉCNICAS DE LA MESA ERNC.

En los Talleres se contó con un promedio de asistencia de 62 personas y las Rondas Técnicas lograron una concurrencia de entre 20 y 30 personas en cada sesión de trabajo. En total participaron 142 actores, representando a los distintos sectores, según la distribución de la Figura 1.

El desarrollo del proceso participativo fue favorecido por una colaboración constante de los asistentes, así como también por la seriedad y el respeto asumido por los participantes. A pesar de existir diferencias importantes en las perspectivas y visiones por parte de los asistentes en relación al desarrollo de las ERNC a futuro, dichas divergencias se basaron en argumentos e información técnica validada por la Mesa, siendo muchas incorporadas en los análisis llevados a cabo.

2.2. DESCRIPCIÓN DE LOS ANÁLISIS REALIZADOS

Se realizaron vía online encuestas complementarias al inicio y final de la Mesa, donde de forma voluntaria los asistentes completaron cuestionarios orientados a percibir de mejor forma su visión en torno a las ERNC. Dentro de otros tópicos, se identificó que temas de financiamiento y problemas técnicos asociados a la integración y capacidad para conseguir contratos de suministro de energía, son aquellos de mayor relevancia. Se vislumbra que existe espacio de mejora principalmente en el marco regulatorio y/o normativo, como también en aspectos relacionados con la operación del sistema. Destaca el interés de los asistentes en responder las encuestas con una alta participación, que denota un nivel de motivación creciente en las temáticas abordadas.

En opinión de los asistentes el proceso se describió como necesario y oportuno. Asimismo se propuso su incorporación como proceso periódico de mejoramiento continuo a cargo del Ministerio de Energía.

La determinación de los impactos de la integración de ERNC a los sistemas eléctricos nacionales comienza en la etapa de Planificación, con el objetivo de determinar niveles plausibles de participación renovable mediante el análisis y determinación del mix de generación y transmisión óptimo en el horizonte 2015-2035, mediante la resolución de un problema de planificación centralizada de mínimo costo. Los escenarios analizados siguen las recomendaciones recogidas de las Rondas de Trabajo Técnico de expertos, con quienes se seleccionaron un total de 10 escenarios a analizar (6 elegidos por la Mesa y 4 propuestos por los organizadores). Cada escenario caracterizado mediante supuestos de planificación generaron un plan de expansión, que corresponde al producto de decisiones técnico-económicas de mínimo costo en base a un pool de centrales de generación candidatas.

Al respecto, el objetivo que persigue la planificación centralizada corresponde a encontrar un cronograma de expansión del sistema para abastecer la demanda que minimice el valor presente actualizado de los costos de inversión, operación, mantención, falla y administración de la totalidad de los elementos del sistema eléctrico, tomando en consideración el valor esperado sobre 3 escenarios hidrológicos anuales seleccionados (hidrología húmeda, media y seca).

Una vez determinado niveles plausibles de incorporación de ERNC a los sistemas eléctricos nacionales, se procedió a la etapa de Desempeño Operacional, de modo de evaluar la capacidad del SIC y el SING para absorber niveles importantes de generación ERNC variable (eólico y solar fotovoltaico). Para una condición en que ambos sistemas se encuentren conectados se dimensionó el efecto en costos de integrar tal nivel de ERNC variable siguiendo la metodología de análisis de la Figura 2.

FIGURA 2: METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE IMPACTOS OPERACIONALES DE INCORPORAR ERNC VARIABLE.

2.3. PLANIFICACIÓN: ESCENARIOS ANALIZADOS EN ETAPA DE EXPANSIÓN

Al respecto, se llevó a cabo una evaluación técnica y económica con resolución horaria de ambos sistemas SIC y SING conectados. En primer lugar se evaluaron los impactos en planificación de la operación de largo plazo interanual, con una resolución mensual de 5 bloques, para 51 hidrologías y con un horizonte de estudio de 9 años.

Dado que los análisis de predespacho necesarios para la evaluación se ejecutan con un horizonte semanal, es necesario determinar el correcto uso del agua en dicha escala de tiempo. Para ello se lleva a cabo nuevamente una planificación de la operación, con mayor preponderancia en el estudio de los fenómenos intra-anuales. Tal simulación se ejecuta considerando un horizonte de 5 años, con una resolución semanal para el primer año y una resolución mensual para los 4 años posteriores. A partir de lo anterior, se determinan las cotas de los embalses para todas las semanas de operación del año sujeto al análisis. Posteriormente, se realiza un despacho simplificado de todo el parque SIC-SING a modo de determinar el programa de transferencias entre ambos sistemas. Finalmente, se ejecuta la planificación de la operación de corto plazo a través de la ejecución del predespacho de ambos sistemas de modo de capturar con el mayor nivel de detalle posible los efectos técnicos y económicos de la operación de corto plazo con un alto nivel de penetración de ERNC variable, y respetando las restricciones técnico-económicas tales como limitaciones en la operación de máquinas, provisión de reservas y costos de encendido, entre otros.

Con ello es posible verificar los supuestos del modelo de planificación centralizada, y determinar si los costos operacionales adicionales por incorporación masiva de ERNC variable a la red, producto de una caracterización operacional más detallada, podrían afectar los resultados económicos determinados en la etapa de Planificación. Junto con ello se corrobora la capacidad técnica, desde un punto de vista de análisis estático, de los sistemas SIC y SING para incorporar niveles importantes de energías renovables de carácter variable.

Una parte clave en el proceso de la Mesa ERNC fue la definición de los supuestos para las simulaciones, así como también la selección de los escenarios a analizar. Al respecto, la definición de las condiciones futuras a simular quedó precisada en base a criterios objetivos, y no necesariamente a la visión representativa de alguno de los participantes de la Mesa.

Las proyecciones de costos de tecnologías convencionales se centran principalmente en variaciones en los precios de combustibles fósiles que se proyectan al futuro. Los costos de inversión para estas tecnologías se consideran constantes con el argumento de que son tecnologías maduras y no se observarían grandes cambios en su estructura de costos. Para los costos de los combustibles fósiles se proyectan tres escenarios (alto, medio, bajo) basados en distintas proyecciones del US. Energy Information Administration de Estados Unidos de 2014[1], proyectando precios en Chile a través de la metodología que aplica la CNE.

En cuanto a la proyección de las energías renovables, se observa que éstas son principalmente influenciadas por la calidad del recurso disponible y por el desarrollo futuro de sus costos de inversión. Para lo primero, adicionalmente a la carpeta de proyectos en evaluación ambiental se cuenta con un análisis geo-referenciado de Arica a Chiloé para la disponibilidad de la energía solar, eólica e hidroeléctrica (Minenergía/GIZ, 2014[2]).

En base a esta información se dimensiona tanto el recurso disponible (capacidad instalable, factor de planta) como sus perfiles temporales, lo que permite considerar información diferenciada por zonas del país en las modelaciones.

1 Annual Energy Outlook, EIA, 2014.
2 Energías Renovables en Chile – El potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé, Minenergia/GIZ 2014.

Adicionalmente al recurso, la participación de las energías renovables en el futuro depende de sus costos de inversión. La Mesa estableció tres tendencias (alto, medio, bajo) con el fin de llevar a cabo sensibilizaciones al respecto. Las proyecciones se construyen según fuentes internacionales acordadas por los expertos de la Mesa, donde la proyección media se ajusta en su punto de partida a los costos observados en Chile actualmente y se proyecta a la tendencia internacional durante los primeros años. Los criterios específicos varían entre las tecnologías según las realidades que ellas ven actualmente en Chile. En el caso particular de la geotermia, se utilizó información de costos proveniente del Consejo Geotérmico.

La Figura 3 muestra los costos nivelados para las distintas tecnologías consideradas en el escenario de desarrollo de costos de inversión en ERNC bajos y costos de combustibles medios, correspondiente al escenario seleccionado para el análisis operacional descrito en el capítulo siguiente.

Dado la incertidumbre asociada al crecimiento de la demanda, se consideran dos escenarios para ello (alto y bajo) donde ambos mantienen constantes la tasa de crecimiento establecido en el respectivo informe, después del plazo ahí proyectado:

- **Proyección demanda baja:** Precio de Nudo abril de 2015, CNE, con un crecimiento anual promedio estimado cercano al 4.0%.
- **Proyección demanda alta:** Precio de Nudo octubre de 2013, CNE, con un crecimiento anual promedio de 4.8%.

La definición de varias aristas para los parámetros discutidos abre una gran combinatoria de escenarios posibles a analizar, lo cual resulta inviable por restricciones de tiempo y capacidad de procesamiento durante el proceso de Energía 2050. Por lo tanto, fue tarea de los expertos de la Mesa priorizar los escenarios de mayor relevancia. La metodología aplicada fue un sistema de votos por los participantes, donde se seleccionaron los 6 escenarios más votados. Para garantizar un análisis equilibrado, la organización agregó a esto 4 escenarios adicionales, llevando a un total de 10 escenarios, los que se detallan en la Tabla 1.

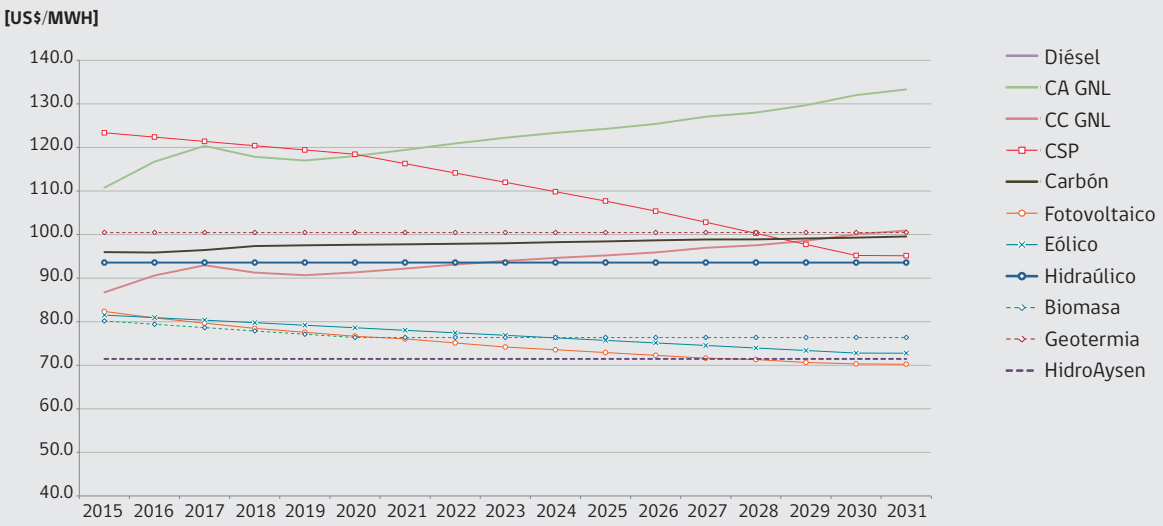


FIGURA 3: COSTOS NIVELADOS PROYECTADOS POR TECNOLOGÍA PARA EL ESCENARIO DE COSTOS DE INVERSIÓN BAJO PARA ERNC Y ESCENARIO MEDIO DE PRECIOS PARA COMBUSTIBLES FÓSILES, CONSIDERANDO UNA TASA DE DESCUENTO DE 10%.

TABLA 1: ESCENARIOS SIMULADOS Y SUS ARISTAS, DONDE ESCENARIOS "E" FUERON VOTADOS POR LOS EXPERTOS Y ESCENARIOS TIPO "O" FUERON SELECCIÓN DE LA ORGANIZACIÓN.

ID ESC	TIPO DE ESCENARIO	VALOR DE INVERSIÓN ERNC	PROY. PRECIO COMBUSTIBLES FÓSILES	COSTO REGASIFICACIÓN GNL, TERMINAL	INTERCONEXIÓN SIC SING	DESARROLLO HIDROELÉCTRICO AYSEN	PROYECCIÓN DE CRECIMIENTO DE DEMANDA	DISPONIBILIDAD DE GNL
		(VI ERNC)	(PREC CF)	(CR GNL)	(IC_x)	(DH AYSÉN)	(C. DEM)	(D.GNL)
1	E6	MEDIO	BAJO	TERRESTRE	OPTIMIZADA	SI	BAJO	PLENA
2	E2	MEDIO	MEDIO	TERRESTRE	OPTIMIZADA	SI	BAJO	PLENA
3	O2	MEDIO	MEDIO	TERRESTRE	OPTIMIZADA	NO	ALTO	ACTUAL
4	E1	MEDIO	MEDIO	TERRESTRE	FIJA*	NO	BAJO	PLENA
5	E4	MEDIO	MEDIO	TERRESTRE	OPTIMIZADA	NO	ALTO	PLENA
6	O1	MEDIO	MEDIO	FLOTANTE	FIJA*	NO	ALTO	PLENA
7	E5	BAJO	MEDIO	TERRESTRE	OPTIMIZADA	NO	BAJO	PLENA
8	O4	MEDIO	MEDIO	TERRESTRE	OPTIMIZADA	NO	BAJO	ACTUAL
9	E3	BAJO	ALTO	TERRESTRE	OPTIMIZADA	NO	BAJO	PLENA
10	O3	BAJO	MEDIO	TERRESTRE	OPTIMIZADA	NO	ALTO	ACTUAL

* CNE, Informe Técnico Definitivo, Precio de Nudo, Octubre 2014.

2.4. DESEMPEÑO OPERACIONAL: ESCENARIOS ANALIZADOS EN ETAPA DE OPERACIÓN

Tomando en consideración el objetivo de analizar desde el punto de vista operativo escenarios con alto nivel de generación renovable variable, se seleccionó en conjunto con los participantes de las Rondas Técnicas un escenario dentro de los 10 definidos previamente para realizar el análisis operacional.

En base a que el objetivo consistía en llevar a cabo un análisis de casos que tengan un alto nivel de participación de generación renovable variable, en particular eólica y fotovoltaica, se tomó la decisión de utilizar el escenario 10, para el año 2029 (Escenario OPT). El escenario utilizado considera proyección baja del valor de inversión de tecnologías renovables no convencionales, proyección media del costo de los combustibles fósiles, costo de regasificación de GNL congruente a un terminal terrestre, interconexión SIC-SING de 1500 MW al 2018, proyección alta del crecimiento de la demanda y disponibilidad 2015 de GNL, esto es, que no se amplía la oferta de GNL. Para el año seleccionado y el escenario escogido, el nivel de participación eólico-fotovoltaico se aproxima al 34% en términos energéticos, con una mayor participación eólica que fotovoltaica.

Considerando que actualmente existe un portafolio de proyectos fotovoltaicos mayor al portafolio de proyectos eólicos, la Mesa acordó equilibrar la participación de ambas tecnologías y equiparar también su participación entre el SIC y el SING. Este equilibrio se logró imponiendo ciertas limitaciones al modelo de planificación, de manera que al año 2029 se alcance un desarrollo de participación simétrica entre eólico y fotovoltaico.

En base a este escenario de referencia, denominado EEF100, se propuso explorar distintos niveles de penetración eólico fotovoltaico ya sea restringiendo o imponiendo la entrada de centrales eólicas y fotovoltaicas bajo los mismos supuestos del escenario EEF100 (EEFXX – donde XX indica el % de limitación sobre el escenario base EEF100). Ello originó el análisis de 5 escenarios, cuyo incremento adicional en capacidad de generación respecto de la capacidad instalada al 2015 se ilustra en la Figura 4.

Esta exploración de distintos niveles de participación eólico fotovoltaico se utilizó para reconstruir los costos de operación, y exponer el rango de incorporación ERNC que optimiza el beneficio sistémico.

A fin de determinar el desempeño operacional del sistema ante distintos niveles de ERNC variable, se consideró la reproducción de procesos operativos actualmente llevados a cabo por los CDEC. Lo anterior sugiere la determinación del costo estratégico del agua mediante herramientas de coordinación hidrotérmica, cuyos resultados alimentan los procesos de planificación de corto plazo (predespacho) mediante la fijación de las cotas de los embalses obtenidas. Este ejercicio, conocido en la literatura como planificación rodante (del inglés rolling planning), permite llevar a cabo las simulaciones de operación con nivel de detalle horario.

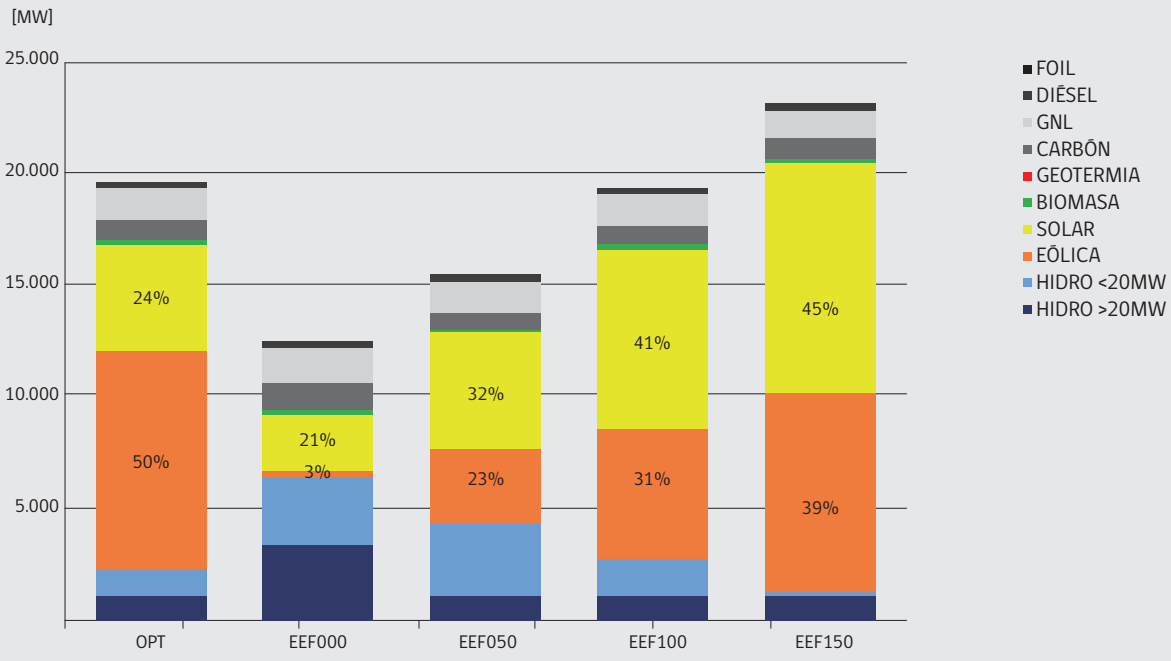


FIGURA 4: MATRIZ INCREMENTAL RESPECTO DE 2015 DE CAPACIDAD INSTALADA DE LOS ESCENARIOS DE EXPANSIÓN EÓLICO FOTOVOLTAICO AL AÑO 2029.

2.5. OTROS SUPUESTOS Y SIMPLIFICACIONES

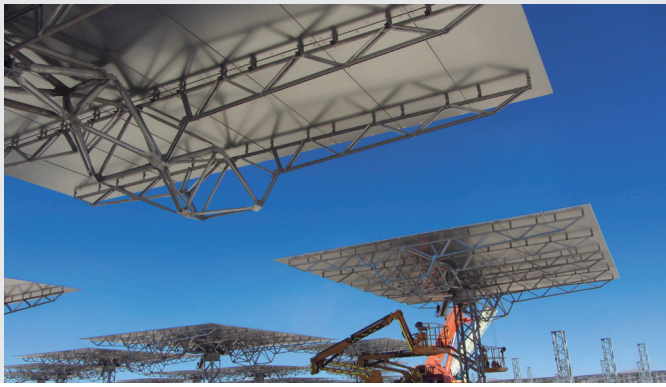
El enfoque considerado durante la ejecución de la etapa de Planificación es determinístico. Se utiliza un modelo de optimización que minimiza en forma conjunta un plan de inversiones en generación y transmisión, sujeto a una operación de mínimo costo, para un escenario predeterminado de todas las series de tiempo de parámetros que intervienen en el proceso. Entre estos parámetros se encuentran típicamente la evolución de los costos de inversión y operación de las unidades de generación, demanda eléctrica, disponibilidad de unidades y entrada de proyectos específicos. Desde el punto de vista de la planificación de las decisiones de inversión, las características de la modelación se resumen como sigue:

- Planificación centralizada determinística conjunta del SIC y del SING interconectados, representado por 9 nodos (3 en el SING y 6 en el SIC).
- Horizonte de evaluación de 20 años con periodos de decisión de inversión trimestrales.
- Caracterización temporal trimestral, de 5 bloques de demanda (con separación de bloques diurnos/nocturnos, punta y valle), 3 escenarios de viento y 3 escenarios hidrológicos anuales.
- Decisiones de expansión de la generación en la forma de fecha de entrada de proyectos específicos (representación binaria) e incrementos anuales de capacidad asociada a potenciales tecnológicos de expansión en variable continua.
- Decisiones de expansión de la transmisión en la forma de fecha de entrada de proyectos específicos (representación binaria).
- No se consideran nuevas tecnologías en transmisión (FACTS) ni en generación (sistemas de almacenamiento tipo centrales hidráulicas de bombeo o baterías).
- Se asumen ciertos los proyectos asociados al proceso de licitación de suministro 2013-02 segundo llamado.

Por otra parte, las simplificaciones realizadas en la etapa de Desempeño Operacional son las siguientes:

- Operación con predespacho determinístico de resolución horaria análogo al modelo CDEC PLP (PCP), con mayor capacidad para abordar restricciones del parque generador.
- Modelación detallada del parque según parámetros enviados por CDEC-SIC y el CDEC-SING, y relleno estadístico de datos por criterio comparativo.
- Modelación de potencia mínima y tiempos mínimos de operación, aporte máximo a reservas (Control Primario de Frecuencia CPF y Control Secundario de Frecuencia CSF) y costos de partida/detención.
- No se optimiza pero se contabilizan mayores costos de operación en máquinas térmicas por pérdida de eficiencia.
- Se modelan explícitamente embalses pequeños (regulación diaria e intradiaria) y cuencas más pequeñas que hoy en día suelen autodespacharse.
- Supone AGC, reservas distribuidas y dimensionamiento dinámico de reserva secundaria.
- Participación CPF y CSF sólo unidades hidro de embalse grande y unidades térmicas mayores.
- Restricción de reserva en giro mínima: histórica CPF + CSF con adición de reserva secundaria adicional para absorber error de pronóstico eólico y fotovoltaico y variación intrahoraria eólica.
- Monto de reserva secundaria asociado a la incertidumbre eólica cubre el 99.87% de las variaciones intrahorarias. En un primer caso las necesidades de reserva en giro es cubierta en cada sistema por separado, mientras en los análisis de sensibilidad la reserva total de ambos sistemas se cubre de forma conjunta.

3. Principales resultados



3.1. EL ROL DE LAS ERNC EN LA COMPOSICIÓN DE LA MATRIZ ELÉCTRICA FUTURA

Para todos los escenarios analizados, se observa un importante incremento en la participación de ERNC en la matriz eléctrica, verificándose que en virtud de las hipótesis las proyecciones muestran un cumplimiento de la cuota ERNC establecida por las leyes N°20.257 y N° 20.698. La Figura 5 muestra la evolución de la participación ERNC (ver descripción de escenarios en Tabla 1). Se presenta adicionalmente la proyección de las cuotas legales en condiciones de demanda alta y baja. En la gráfica es posible notar que todos los escenarios simulados se encuentran por sobre dicha cuota, resultando económicamente óptimo alcanzar niveles de participación que están por sobre la cuota.

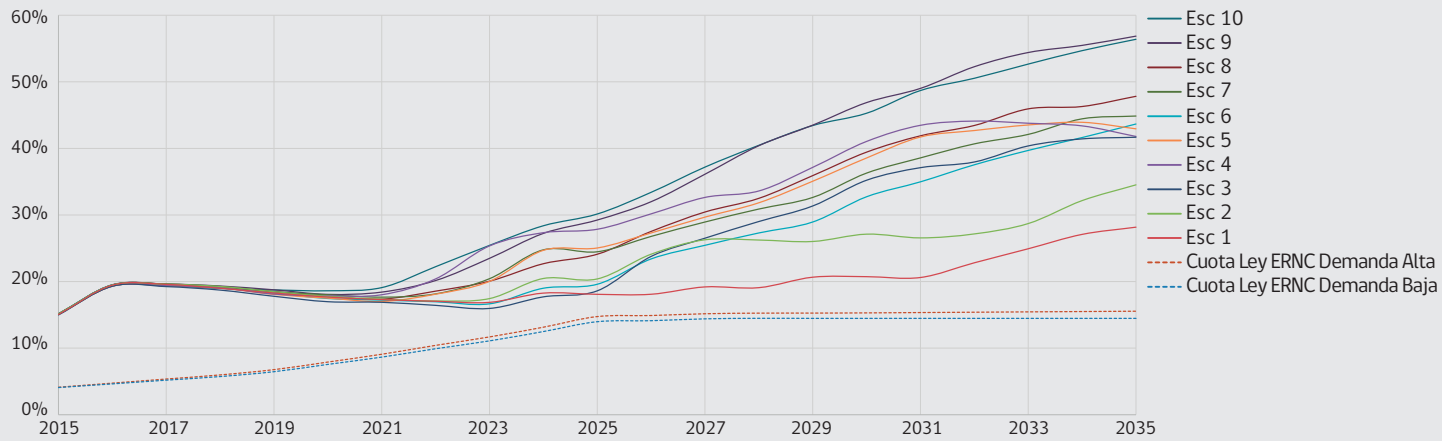


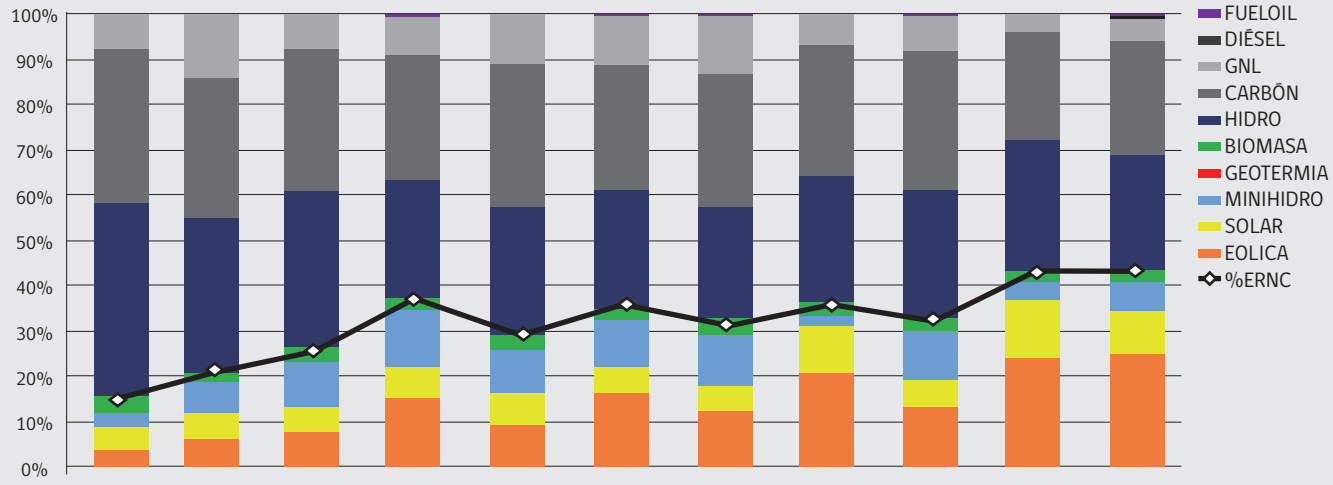
FIGURA 5: PROYECCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN SIC+SING.

Los análisis indican que las energías renovables seguirán jugando un rol preponderante en el desarrollo de la matriz eléctrica actual. En efecto, los resultados obtenidos en la Mesa ERNC posicionan a las energías renovables como el motor principal del desarrollo energético futuro en los sistemas eléctricos nacionales. De los 10 escenarios de desarrollo futuro estudiados, se vislumbra una tendencia creciente a la incorporación de fuentes renovables. Los resultados ilustrados en la Figura 6 muestran que para el año 2029 más del 60% de la energía eléctrica producida en el país podría provenir de fuentes renovables y sobre el 30% de fuentes de energías renovables no convencionales[3].

Asimismo, los resultados indican que en términos de capacidad instalada y en virtud de los resultados del último proceso de licitación de suministro (2013-02 2do llamado), no se requeriría invertir en capacidad de generación adicional de forma de resolver el problema de abastecimiento eléctrico hasta el año 2020. A partir del año 2021 es cuando los proyectos de expansión por decisión del modelo de planificación se comienzan a desarrollar, y es a partir del mismo año que los distintos escenarios de supuestos se diferencian entre sí, ya que cada conjunto de supuestos gatilla distintas soluciones de expansión en generación.

En términos de la expansión de transmisión, es posible señalar que para aquellos escenarios en los cuales se gatilla un mayor nivel de entrada de ERNC al sistema, se provoca de manera consecuente una mayor expansión en la transmisión. En particular, dicho fenómeno se observa en aquellos tramos que sirven para conectar los polos de generación ERNC más relevantes del sistema, como aquellos tramos al sur del sistema para incorporar potenciales eólicos e hidroeléctricos, o los observados entre la zona Norte y Centro Norte del SIC,. Esto por cuanto es en la zona Norte del SIC donde se vislumbra un desarrollo importante de los potenciales eólicos y fotovoltaicos. Por otro lado, se debe tomar en consideración que los costos asociados a la expansión de la transmisión, dentro del costo global del problema de expansión del sistema, son en general de un orden de magnitud menor que los costos asociados a la expansión de la generación y que los costos asociados a la operación. Por lo tanto resulta difícil extraer conclusiones respecto al resultado de la expansión de la transmisión cuando en realidad corresponden a un porcentaje menor dentro del problema global que se pretende optimizar.

3 En aquellos casos donde no se considera el desarrollo de la gran hidroelectricidad en la región de Aysén.



ESCENARIO	2015	ESC 1	ESC 2	ESC 3	ESC 4	ESC 5	ESC 6	ESC 7	ESC 8	ESC 9	ESC 10
VI ERNC	-	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio	Bajo	Medio	Bajo	Bajo
$ Comb	-	Bajo	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio	Alto	Medio
GNL	-	Terres	Terres	Terres	Terres	Terres	Flota	Terres	Terres	Terres	Terres
ICx	-	Optim	Optim	Optim	Fija	Optim	Fija	Optim	Optim	Optim	Optim
HAysén	-	Si	Si	No	No	No	No	No	No	No	No
Demanda	-	Bajo	Bajo	Alto	Bajo	Alto	Alto	Bajo	Bajo	Bajo	Alto
Disp GNL	-	Plena	Plena	Actual	Plena	Plena	Plena	Plena	Actual	Plena	Actual

FIGURA 6: PORCENTAJE DE GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA EN ESCENARIOS ESTUDIADOS AL 2029 Y EL AÑO DE REFERENCIA (2015).

3.2. EL ROL DE LA FLEXIBILIDAD EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS NACIONALES

Luego de obtener los resultados de costos de operación, inversión y costos globales resultantes del proceso de planificación de la expansión, se pretende mejorar la resolución con la cual se calculan los costos de operación para determinar si efectos derivados de la operación de corto plazo podrían modificar las decisiones en la etapa de inversión. Lo anterior se llevó a cabo evaluando con mayor detalle el desempeño de los sistemas eléctricos con una alta participación de ERNC variable y sus implicancias en los costos globales. En la Figura 7 se puede apreciar un esquema del encadenamiento de los modelos utilizados para mejorar el cálculo del costo de operación del sistema.

FIGURA 7: ENCADENAMIENTO DE MODELOS PARA MEJORAR LAS ESTIMACIONES DEL COSTO DE OPERACIÓN.

Los resultados que se muestran a continuación consideran aquellos costos derivados al resolver el problema de Nivel 4, en cuanto dichos resultados representan con mayor exactitud los costos operacionales del sistema eléctrico. Al respecto, la Figura 8 ilustra en la parte inferior, el punto correspondiente al óptimo original del modelo de planificación. Sobre él se visualiza la curva de costos globales obtenida con el modelo de planificación de inversión y operación (Nivel 1), el de operación de largo plazo (Nivel 2), la curva obtenida con el modelo de despacho sin restricciones (Nivel 3) y con restricciones técnicas (Nivel 4). En la figura, solo la componente de costo de operación se modifica a medida que se cambia el nivel de detalle con el cuál se calcula dicha componente, concluyéndose que a medida que se aumenta el nivel de detalle se obtienen mayores costos operativos, resultado independiente del nivel de generación renovable variable que se considere en los sistemas.

Tanto la curva resultante de la operación de largo plazo (Nivel 2) como también del despacho sin restricciones (Nivel 3) mantienen la misma forma de la curva obtenida en la planificación de la expansión (Nivel 1), indicando que el nivel óptimo de participación eólica y fotovoltaica, de acuerdo a los supuestos de planificación utilizados, se encuentra en torno al 32%. Sin embargo, al incluir las restricciones del parque térmico en el modelo de despacho horario (Nivel 4), la curva cambia su forma, indicando que bajo los mismos supuestos el nivel óptimo de generación renovable variable se encontraría en torno al 20%. Este resultado tiene directa relación con el nivel de flexibilidad que tienen los sistemas interconectados, flexibilidad que permite manejar altos niveles de generación variable. De todos modos, es importante notar que prácticamente todas las curvas se mueven dentro de una banda de ±10% del costo total de desarrollo del sistema en torno a los 8000 [MMUS$/año].

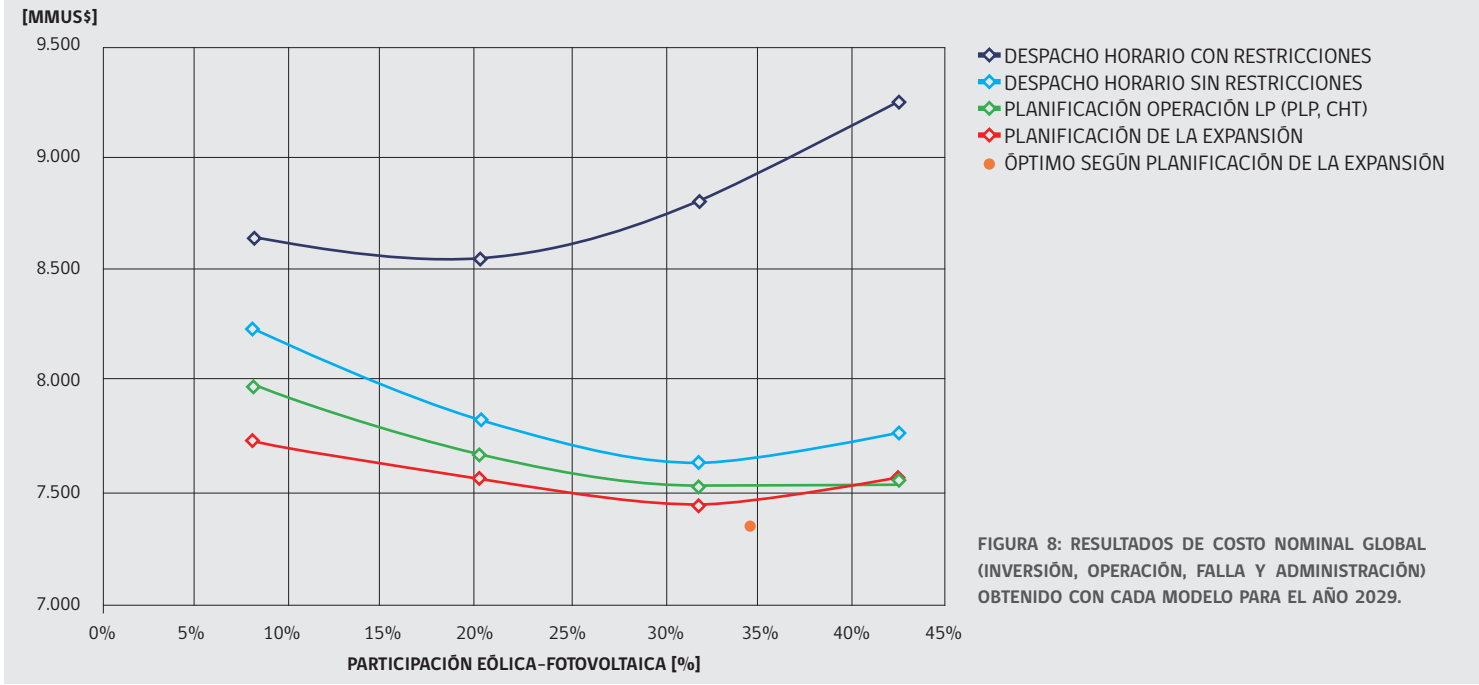


FIGURA 8: RESULTADOS DE COSTO NOMINAL GLOBAL (INVERSIÓN, OPERACIÓN, FALLA Y ADMINISTRACIÓN) OBTENIDO CON CADA MODELO PARA EL AÑO 2029.

Detección de eventuales espacios de mejora

Con el objetivo de analizar cuáles restricciones operativas son las que provocan el aumento del costo operativo en el modelo de despacho con restricciones, se realizó un ejercicio de sensibilización utilizando como referencia parámetros internacionales para el parque térmico actual de generación. En particular se realizaron los siguientes ejercicios de sensibilización:

- Reducción de tiempos mínimos de operación[4] y reducción de potencias mínimas en base a información recopilada por la Agencia Internacional de Energía[5].
- De forma adicional se procedió a modificar la reserva en giro por error de pronóstico solar, modificación que consistió en no utilizar el error de pronóstico para aquellas horas de salida y entrada del sol, en las cuales se genera un error importante de pronóstico ya que se trata de dos instantes del día con una fuerte rampa de aumento y disminución del potencial solar que es propia del fenómeno de salida y entrada del sol.
- En conjunto con las dos sensibilizaciones anteriores, se incorporó una reducción de los costos de partida, en base a información del laboratorio NREL[6].
- Planificación de la operación conjunta de SIC y SING interconectados.
- Y finalmente, de forma independiente, se realizó una simulación sin incorporar límites en el sistema de transmisión.

En virtud de los resultados obtenidos, es posible indicar que las restricciones impuestas por el sistema de transmisión no afecta de forma relevante el costo operativo para el escenario analizado al 2029. Por otro lado, la modificación de los parámetros como: tiempo mínimo de operación, potencia mínima, la modificación de la reserva en giro asociada al error de pronóstico en las horas de salida y entrada del sol y los costos de partida (en orden de mayor incidencia a menor) afectan de manera relevante los costos de ambos sistemas, particularmente en el SING donde la reducción del costo operativo es de hasta un 37%, y en el caso de ambos sistemas en conjunto es hasta de un 22%.

La Figura 9 da cuenta el impacto de la flexibilidad del sistema en los costos nominales globales, incluyendo costos de inversión, operación, falla y administración. Se observa que en la medida en que el sistema de cuenta de un mayor grado de flexibilidad operativo del parque térmico, entonces podrían lograrse niveles eficientes de participación eólica-fotovoltaico en rangos más altos a los aquí expuestos.

4 PJM Market Monitoring Unit, 2006
5 IEA - The Power of Transformation, 2014.
6 NREL - Power Plant Cycling Cost, 2012.

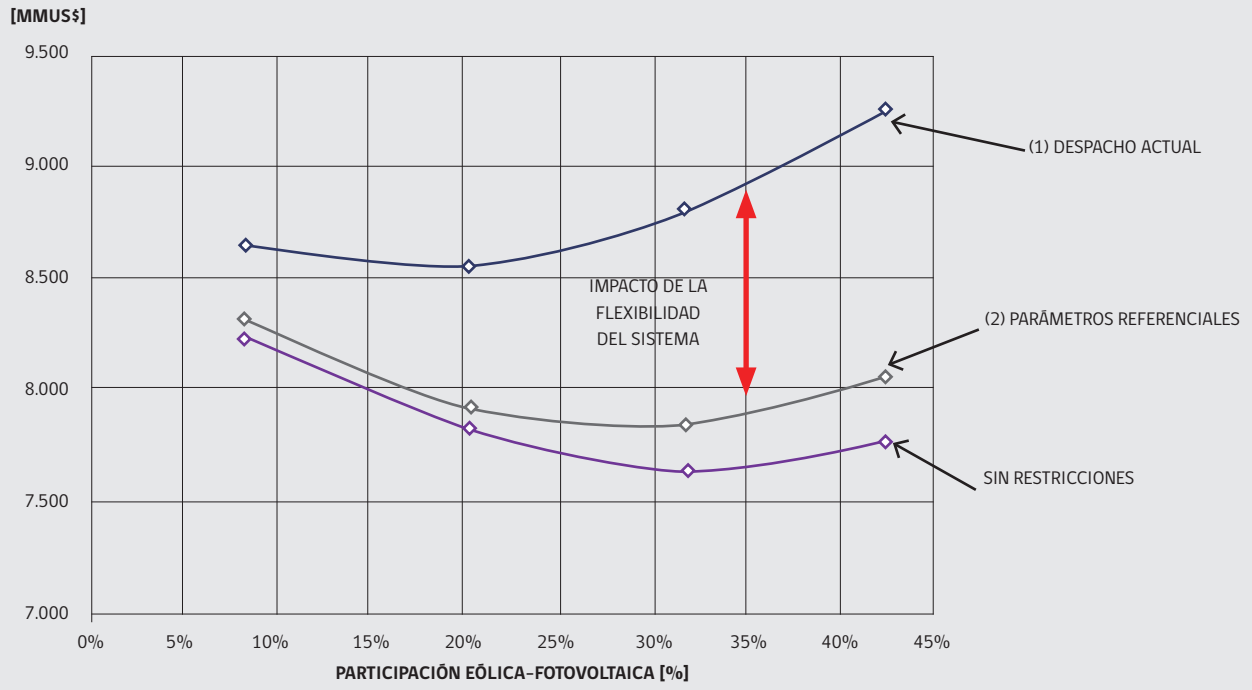


FIGURA 9: RESULTADOS DE COSTO NOMINAL GLOBAL (INVERSIÓN, OPERACIÓN, FALLA Y ADMINISTRACIÓN) UTILIZANDO PARÁMETROS INTERNACIONALES.

3.3. IMPACTOS OPERATIVOS DERIVADOS DE UNA MAYOR INCORPORACIÓN DE RENOVABLES

Para comprender de mejor manera los resultados obtenidos a partir de las simulaciones computacionales, se muestran a continuación algunos aspectos claves de los impactos operativos derivados de una mayor incorporación de energías renovables variables. Dada la cantidad de variables involucradas y la cantidad de escenarios simulados, esta sección no pretende hacer un análisis extensivo de la materia sino abordar algunas variables que suelen ser de interés en la discusión técnica.

Vertimientos y recortes de generación renovable

-sistemas de aprovechar los recursos renovables de bajo costo se observa al verificar los niveles de recorte o vertimiento de estos recursos durante la operación del sistema. La Figura 10 presenta el recorte de generación eólica (a) y el recorte de energía solar (b) como porcentaje del recurso disponible. Notar que a medida que se aumenta el nivel de participación eólico y solar, aumentan los recortes. El efecto de contar con unidades térmicas con parámetros técnicos comparables a los de instalaciones a nivel internacional, repercute en una disminución dramática tanto de los recortes eólicos como solares.

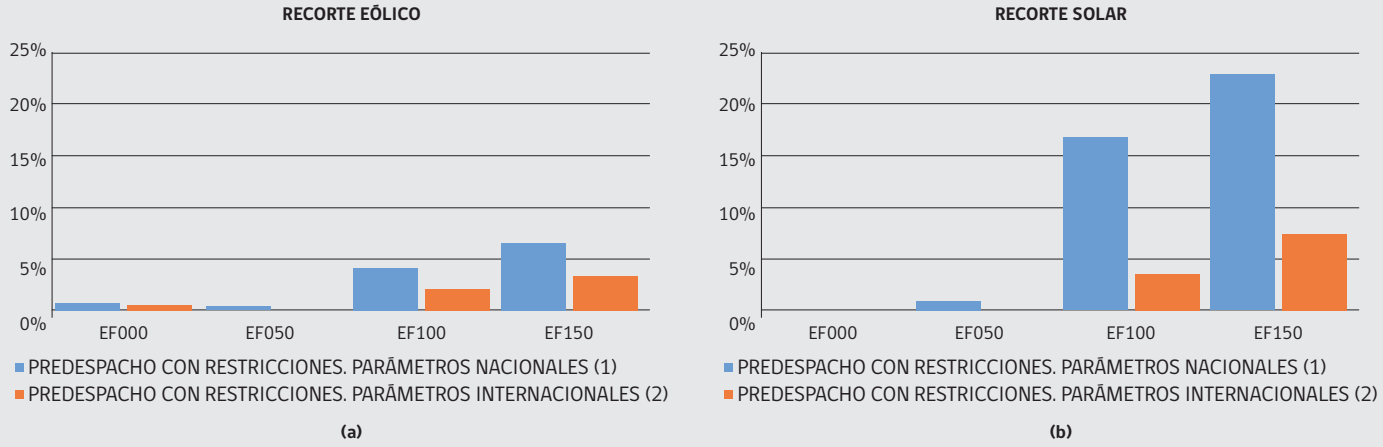


FIGURA 10: RECORTE DE GENERACIÓN EÓLICA Y SOLAR COMO PORCENTAJE DEL RECURSO DISPONIBLE.

Asimismo, se verificó que el vertimiento esperado en centrales hidroeléctricas de pasada es casi inexistente en ambas simulaciones.

Ciclaje de unidades térmicas e hidráulicas

Una de las preocupaciones más relevantes en torno a la operación del sistema con altos niveles de generación variable tiene relación con el ciclaje de las unidades térmicas. En la Tabla 2 se muestra el número de ciclos semanales promedio obtenidos como resultado del despacho horario en consideración de las restricciones técnicas del actual parque térmico. Se presenta como referencia internacional la recomendación realizada a la unidad de mercado de PJM (2006).

TABLA 2. NÚMERO DE CICLOS SEMANALES PROMEDIO PARA UNIDADES TÉRMICAS.

TECNOLOGÍA	EF000	EF050	EF100	EF150	REF PJM
CARBÓN	0.04	0.10	0.12	0.08	2.00-5.00
GNL-TL	0.45	0.45	1.08	2.41	14.00-21.00
GNL-CCTG	1.13	2.23	3.08	3.76	11.00
GNL-CCTV	1.28	2.51	3.73	4.05	11.00
GNL-CC	0.66	0.83	0.95	1.17	11.00
DIÉSEL-TG	2.53	3.34	4.12	4.93	14.00-21.00
DIÉSEL-CCTG	1.10	1.52	1.94	2.16	11.00
DIÉSEL-CCTV	0.57	0.69	0.88	1.06	11.00
DIÉSEL-CC	0.02	0.02	0.03	0.06	11.00
DIÉSEL_FO	0.02	0.02	0.03	0.06	8.00
DIÉSEL_EMB	11.54	11.70	12.04	11.14	-

De los resultados obtenidos, y en virtud de los niveles de penetración de ERNC explorados, se observa que las unidades de vapor-carbón continúan con el número de ciclos promedios experimentados actualmente en la operación de los sistemas eléctricos nacionales. Asimismo, se observa que con una incorporación masiva de fuentes variables como eólica y solar fotovoltaica, el número de ciclos promedio de turbinas asociadas a ciclos combinados operando con GNL podría triplicarse. Dicha condición no dista de ciclos operativos que unidades de estas características han experimentado en la operación normal de los sistemas nacionales, y están muy por debajo de operaciones típicas en sistemas eléctricos internacionales. Los resultados muestran que en el peor de los casos no se superarían 3 partidas semanales para unidades de ciclo combinado.

Si las características técnicas de nuestro parque térmico se acercaran a parámetros internacionales, que permitirían una mejor integración de energía variable, se observa un aumento en el número de ciclos de varias tecnologías térmicas a medida que aumenta el nivel de participación eólico-fotovoltaico. Particularmente se aprecia un aumento en los ciclos de las unidades de carbón y de los ciclos combinados que operan con GNL. Lo anterior se deduce de una disminución en el costo de ciclaje con unidades de carbón y GNL en desmedro de realizar dicha tarea con unidades diésel. A pesar de observar una operación más agresiva, los resultados muestran que en ningún caso se obtienen valores de ciclos promedio por sobre la referencia internacional.

Reservas operativas

Para hacer frente a la variabilidad de los recursos energéticos, la operación segura de los sistemas eléctricos requiere de un dimensionamiento eficiente de sus reservas para atender desviaciones sobre lo planificado. Se entiende que la incorporación masiva de fuentes energéticas variables (eólico y fotovoltaico) incrementará los requerimientos de reserva de los sistemas nacionales, en adición a las necesidades de dicha componente para atender la variabilidad e incertidumbre inherente de la demanda.

Al respecto, los resultados obtenidos muestran un incremento relevante de los niveles de reservas exigidos para llevar a cabo una operación segura a medida que aumenta la participación eólica-fotovoltaica. No obstante, las simulaciones indican que los niveles de reserva exigidos se cumplen muy por sobre la exigencia, indicando que el sistema es capaz de entregar dichos niveles de reserva de forma costo-eficiente. Esto se debe en parte importante a la creación natural de reservas en giro vinculada a la generación renovable: en horas con mayor participación de generación variable, y que por lo tanto requieren mayores reservas en el sistema, más máquinas térmicas se encuentran operando en sus mínimos técnicos debido a la gran inyección de la energía renovable barata según orden de mérito. Por lo tanto estas unidades térmicas poseen la posibilidad de aumentar su producción al ser requerido y pudiendo formar parte de las reservas del sistema.

Congestión en líneas de transmisión

La Tabla 3 muestra el porcentaje de horas en el año en que cada línea utiliza por sobre el 90% de su capacidad. Se observa un alto nivel de congestión en la interconexión SIC-SING en presencia de altos nivel de participación eólica-fotovoltaica. Lo anterior podría sugerir la necesidad de ampliación futura de la capacidad de transferencia entre el SIC y el SING a fin de transportar importantes volúmenes de generación renovable principalmente localizadas en el norte del país al SIC.

Adicionalmente, se aprecia que el resto de las líneas no sufren altos niveles de congestión para los distintos casos estudiados, recordando que la expansión de la transmisión fue optimizada en el problema de planificación de la expansión, resultando menos costoso experimentar congestiones de carácter menor en lugar de ampliar algunos circuitos de transmisión.

TABLA 3. PORCENTAJE DE HORAS DE CONGESTIÓN DE CADA LÍNEA.

OPERACIÓN SIN RESTRICCIONES				
LÍNEA	EF000	EF050	EF100	EF150
SING_NORTE -› SING_CENTRO	1%	5%	10%	25%
SING_CENTRO -› SING_SUR	9%	3%	8%	3%
SIC_NORTE -› SING_CENTRO	0%	40%	53%	46%
SIC_NORTE -› SIC_CENTRONORTE	61%	0%	0%	0%
SIC_CENTRONORTE -› SIC_CENTRO	0%	1%	1%	8%
SIC_CENTRO -› SIC_CENTROSURA	38%	8%	3%	17%
SIC_CENTROSURA -› SIC_CENTROSURC	8%	0%	0%	6%
SIC_CENTROSURC -› SIC_SUR	13%	0%	10%	0%

4. Conclusiones y recomendaciones

A fin de determinar los impactos técnicos y económicos que podría conllevar una penetración masiva de ERNC variable en la operación de corto plazo, no previstos en análisis de largo plazo, se llevaron a cabo diversas simulaciones computacionales replicando el proceso actual de operación de los sistemas eléctricos nacionales bajo condiciones y supuestos conservadores.

En primer lugar se corroboró que bajo las condiciones estudiadas es factible técnicamente gestionar por sobre un 68% de energías renovables en la generación anual, donde las ERNC representarían más del 42% de esa generación, y las fuentes variables eólica-fotovoltaica podría alcanzar niveles en torno a 30% de participación.

No obstante, la incorporación masiva de energía renovable variable generará un uso más intensivo del parque térmico e hidroeléctrico con el objetivo de gestionar eficientemente niveles crecientes de variabilidad e incertidumbre en la operación. A fin que las ERNC de generación variable no generen alzas en los costos operacionales tendientes a incrementar los costos globales de expansión de los sistemas eléctricos, es preciso profundizar en las posibilidades de flexibilizar el actual parque térmico producto de la declaración de los parámetros técnicos y económicos que agentes realizan de sus instalaciones. A la vista de los resultados obtenidos, se concluye que los parámetros operacionales de las plantas térmicas son de suma importancia a la hora de otorgar la flexibilidad al sistema eléctrico. Ellos tienen una incidencia significativa en la operación del sistema y sus costos, de forma creciente con los niveles de participación ERNC variable. Por tanto, su esclarecimiento y validación son necesarios para conocer el nivel real de flexibilidad del sistema y su capacidad de integrar ERNC variable de forma eficiente en lo técnico y económico.

De una mirada sistémica, los resultados indican que la energía eólica posee mejores condiciones para su integración en comparación a la energía solar fotovoltaica. En particular dado que la primera puede aportar energía en todas las horas del día, donde su variabilidad e incertidumbre puede verse disminuida en consideración de una distribución regional a lo largo del país. La energía solar fotovoltaica por su parte, sería algo más compleja de integrar, por estar perfectamente correlacionada en las regiones del país con mayor potencial.

Es importante señalar que dotar de flexibilidad al sistema pareciera ser una necesidad relevante a la hora de dar espacio a una penetración masiva de fuentes renovables de carácter variable en los sistemas eléctricos nacionales. Entre otros, es importante asegurar que la gestión de la futura interconexión SIC-SING se lleve a cabo de manera eficiente a través de la gestión conjunta de ambos sistemas. Asimismo, dicha flexibilidad podrá ser alcanzada explotando diferentes temáticas: mejora en la calidad de pronósticos, perfeccionamiento de procedimientos operativos, incorporación de nuevas tecnologías y aumentar la disponibilidad de gas para instalaciones existentes, entre otros.

El proceso llevado a cabo ha profundizado diversas áreas hasta ahora inexploradas en la discusión nacional sobre los impactos que las energías renovables variables generarán en la operación futura de los sistemas nacionales. Al respecto, entre los integrantes de la Mesa ERNC se ha reconocido la necesidad de continuar el proceso de discusión a fin de responder diversas interrogantes que se generaron en los paneles de discusión, como también nuevas incertidumbres que

puedan emanar en el futuro. Entre otras, sería relevante estudiar el impacto que podrían tener la incorporación de nuevas tecnologías como el almacenamiento en baterías o sistemas de bombeo, o bien analizar el impacto que podría generar la incorporación de generación hidroeléctrica de embalse en condiciones que se dificulte el desarrollo termoeléctrico, o evaluar los impactos que podrían conllevar las interconexiones con países vecinos. Asimismo, se reconoce la necesidad de dotar al Ministerio de Energía con las herramientas para poder llevar adelante un proceso continuo a fin de mejorar constantemente los análisis en la materia.

En dicha línea, el Ministerio de Energía en conjunto con la Comisión Nacional de Energía ha dado curso a mejoras tendientes a armonizar la incorporación de energías renovables. Entre ellas están:

- Proyecto de Ley de Transmisión, que incorpora conceptos como transmisión proactiva, desarrollo de polos de generación, operador de sistema más independiente, entre otros.
- Actualización de normas técnicas, que den cuenta de una penetración masiva de energías renovables.
- Formación de comités específicos para abordar eficientemente desafíos metodológicos para proyección de demanda, precios de combustibles y costos de tecnologías a fin de incorporarlos en los ejercicios de Precio Nudo.
- Mejoramiento de herramientas y procesos relacionados con pronóstico de energía renovable, trabajo llevado a cabo en conjunto con los CDECs.

Los resultados obtenidos dan cuenta de un cambio de paradigma en la política operacional de los sistemas nacionales. En el futuro será necesario contar con un sistema más flexible que pueda manejar mayores niveles de variabilidad e incertidumbre. De esta forma, resulta necesario profundizar en aspectos regulatorios a fin generar las señales económicas suficientes para generar un ambiente propicio para el desarrollo y la puesta en servicio de dicha flexibilidad.

4.1 INFORMACIÓN ADICIONAL

- La Mesa ERNC forma parte del proceso Energía 2050. Mayor información se encuentra disponible en el sitio web: www.energia2050.cl
- Mayor información sobre el proceso y los resultados de la Mesa ERNC está disponible en el siguiente link: https://goo.gl/VI900R

5. Acrónimos

- AGC : Control Automático de Generación
- CDEC : Centro de Despacho Económico de Carga
- CNE : Comisión Nacional de Energía
- CHT : Coordinación Hidrotérmica
- CPF : Control Primario de Frecuencia
- CSF : Control Secundario de Frencuencia
- DOE : Departamento de Energía de Estados Unidos
- ERNC : Energías Renovables No Convencionales
- FACTS : Flexible Alternating Current Transmission System
- GIZ : Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit
- GNL : Gas Natural Licuado
- IEA : Agencia Internacional de Energía
- LP : Largo plazo
- MINENERGIA : Ministerio de Energía
- NREL : National Renewable Energy Laboratory
- PCP : Programación de corto plazo
- PJM : Pennsylvania, Jersey, Maryland Power Pool
- PLP : Programación de largo plazo
- SIC : Sistema Interconectado Central
- SING : Sistema Interconectado del Norte Grande

6. Participantes

Asistentes de las Rondas Técnicas

NOMBRE	INSTITUCIÓN
Alvaro Silva	ACERA (Asociación Chilena de Energías Renovables a.g)
Andrés Salgado	CDEC-SIC
Andrés Vincent	COLBUN
Bruno Guarini	AES Gener
Carlos Aguirre	AES Gener
Carlos Düring	Cadue Ltda.
Carlos Finat	ACERA (Asociación Chilena de Energías Renovables a.g)
Carlos García	CNE
Carlos Jorquera	Consejo Geotermia
Claudio Espinoza	Enersis S.A.
Cristian Hermansen	Colegio de Ingenieros de Chile A.G.
Cristián Muñoz	AES Gener
Cristóbal Muñoz	MINENERGIA - División Prospectiva y Política Energética
Daniel Gutierrez	USACH
Daniel Salazar	CDEC-SING
Danilo Zurita	CNE
Eduardo Ricke	Panel de Expertos
Ernesto Huber	CDEC-SIC
Felipe Salinas	GIZ
Francisco Aguirre	Electroconsultores
Gabriel Carvajal	CDEC-SIC
Germán Cerpa	Energética
Germán Henríquez	Panel de Expertos
Hero Morales	CDEC-SING
Horacio Montes	Duke Energy
Hugh Rudnick	Pontificia Universidad Católica de Chile

NOMBRE	INSTITUCIÓN
Ignacio Alarcón	Independiente
Iván Saavedra	CNE
Javier Bustos	MINENERGIA - Jefe de División de Prospectiva y Política Energética
Javier Hurtado	Cámara Chilena de la Construcción
Jean Jacques Descazeaux	Synex
José Carrasco	CNE
José Manuel Contardo	HIDROMAULE
José Manuel Soffia	Consejo Geotermia
Juan Carlos Martina	MINENERGIA - División de Seguridad y Mercado Eléctrico
Juan Eduardo Vásquez	COLBUN
Juan Pablo Avalos	CDEC-SING
Juan Salinas	COLBUN
Julio Lira	Colegio de Ingenieros de Chile A.G.
Manuel Brunet	Cámara Chilena de la Construcción
Marcelo Figueroa	Enel Green Power
Marco Peirano	CNE
Patricio Goyeneche	CIFES
Pietra Salvatori	ACHEGEO AG (Asociación Chilena de Energía Geotérmica)
Ramón Galaz	Valgesta Consultores
Roberto Román	Programa Chile Sustentable
Rodrigo Barbagaleta	CDEC-SIC
Rodrigo Miranda	SAESA
Rodrigo Serrano	COLBUN
Rodrigo Solís	Generadoras de Chile A.G. (AGG)
Sebastián Arroyo	MINENERGIA - División Energías Renovables
Sergio Beaumont	MINENERGIA - División de Seguridad y Mercado Eléctrico
Soledad Palma	MINENERGIA - División de Prospective y Política Energética
Stephan Remler	GIZ
Ulises Malebrán	HIDROMAULE
Victor Hugo López	Energética

Equipo Organizador

NOMBRE	INSTITUCIÓN
Christian Santana	Jefe de División de Energías Renovables, Responsable Mesa ERNC
Rigoberto Torres	Centro de Energía, Universidad de Chile – Jefe Equipo Consultor
Rodrigo Iglesias	Panel de Expertos – Moderador
Camila Vásquez	MINENERGIA – División Energías Renovables
Carlos Suazo	MINENERGIA – División Energías Renovables
Ana Adrián	MINENERGIA – División Energías Renovables
Carlos Toro	Centro de Energía, Universidad de Chile
Francisco Martinez-Conde	Centro de Energía, Universidad de Chile
Marisa de Martini	Centro de Energía, Universidad de Chile
Roxana Borquez	Centro de Energía, Universidad de Chile
Rodrigo Palma	Centro de Energía, Universidad de Chile
David Plumb	Consensus Building Institute
Daina Neddemeyer	GIZ
Marlen Goerner	GIZ
Renée Boche	GIZ