

Metodología para el análisis de escenarios de descarbonización de la matriz de generación eléctrica en Chile.

Juan Carlos Olmedo

Juan Carlos Araneda

Coordinador Eléctrico Nacional
Teatinos 280, Piso 12, Santiago Fono +56 224246311

1.- El proceso de descarbonización de la matriz de generación en Chile.

En el mes de diciembre de 2017, las empresas generadoras propietarias de centrales generadoras a carbón acordaron con el Ministerio de Energía las siguientes acciones tendientes a lograr el objetivo señalado:

- No iniciar el desarrollo de nuevos proyectos generación en base a carbón que no cuenten con sistemas de captura y almacenamiento de carbono u otras tecnologías equivalentes.
- La creación de un Grupo de Trabajo para que analice los elementos tecnológicos, ambientales, sociales, económicos, de seguridad y de suficiencia de cada planta y del sistema eléctrico en su conjunto, tal que permita establecer las condiciones para un cronograma del cese progresivo y gradual de la operación de centrales a carbón que no cuenten con la tecnología señalada previamente.

Por otra parte, la Ruta Energética 2018-2022 elaborada por el Ministerio de Energía estableció 10 mega compromisos, uno de los cuales fue iniciar el proceso de descarbonización de la matriz de generación eléctrica con el objetivo de lograr el cese progresivo de operaciones del parque de centrales termoeléctricas a carbón hacia el año 2040.

Como parte de dichos mega compromisos, en el mes de junio de 2018, el Ministerio de Energía constituyó la Mesa de Descarbonización Energética, integrada por representantes de las empresas generadoras, del sector público, instituciones independientes, gremios, asociaciones de consumidores, ONGs, sindicatos, municipios, sociedad civil, académicos y organismos internacionales. El trabajo de esta Mesa finalizó en el mes de enero de 2019, relevando los aspectos relevantes que se deben tener en cuenta al momento de definir un cronograma de retiro de centrales a carbón.

Una vez finalizado el trabajo de la Mesa de Descarbonización Energética, el Ministerio de Energía inicio el trabajo con las empresas propietarias de centrales a carbón para alcanzar un acuerdo para el retiro progresivo de ellas.

Así, en el mes de junio de 2019, el Ministerio de Energía y las empresas generadoras AES Gener, COLBUN, ENGIE y ENEL suscribieron un acuerdo para el retiro progresivo de centrales generadoras a carbón. El acuerdo alcanzado se funda en el cumplimiento de los compromisos de Chile en el marco de la Contribución Nacional de Chile para el Acuerdo Climático de París 2015 para mitigar las emisiones nacionales de gases de efecto invernadero, en el contexto de la Vigésima Primera Reunión de la Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y que fue ratificada por Chile.

El acuerdo establece dos periodos de análisis respecto a la implementación de las políticas y conclusiones emanadas de la Mesa de Descarbonización señalada previamente:

- Un periodo de mediano plazo, hasta el 31 de diciembre de 2025, donde en base al conocimiento de las condiciones del sistema, es posible plantear en forma vinculante el compromiso de retiro de centrales generadoras a carbón por una capacidad de 1.000 MW.
- Un período posterior a 2025, donde se evaluará cada cinco años nuevas metas de retiro de unidades a carbón. Para precisar dichas metas, se requiere la revisión periódica de los elementos tecnológicos, ambientales, sociales y de empleo, económicos, de seguridad y de suficiencia de cada planta y del sistema eléctrico en su conjunto, entre otros, que permitan definir en cada oportunidad cronograma más específicos de retiro de unidades para los restantes 4.000 MW de capacidad de generación.

Las empresas generadoras y el Ministerio de Energía se comprometen a que cada 5 años con posterioridad al 2025, integran mesas de trabajo en las que se analizarán:

- las condiciones imperantes en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) con base en estudios efectuados ad-hoc por el Coordinador Eléctrico Nacional;
- la regulación energética y ambiental;
- los efectos sociales y en el empleo del retiro de estas centrales;
- las condiciones de suficiencia del sistema y de las unidades y estudios de las empresas respecto de la situación local e individual de cada empresa propietaria de centrales a carbón que se encuentren aun operando.

El propósito de estas mesas de trabajo es generar insumos que permitan definir en forma precisa calendarios posibles de retiro de unidades generadoras a carbón en los años posteriores a 2025, teniendo siempre presente la estabilidad del sistema eléctrico, el cumplimiento de las metas ambientales y el costo de la energía.

El Ministerio de Energía junto a la Comisión Nacional de Energía se encuentran estudiando una modificación al Reglamento de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras, destinada a incluir un nuevo estado operativo denominado *Estado de Reserva*

Estratégica (ERE), el cual podrá ser aplicable a las unidades generadoras a carbón que soliciten su retiro del sistema, con la finalidad de dar resguardo de seguridad, suficiencia y eficiencia al Sistema Eléctrico Nacional.

Así, las empresas generadoras comprometieron el retiro de los primeros 1000 MW de centrales a carbón en el periodo 2019-2025, cuyo detalle se indica en la figura siguiente.

Figura 1. Programa de retiro de centrales a carbón 2019.-2025



Junto con lo anterior, el Gobierno se ha comprometido a alcanzar una matriz energética del país que sea carbono neutral al año 2050.

Este proceso debe desarrollarse de forma tal que se cumpla un conjunto de objetivos:

- i) reducción efectiva de emisiones de carbono
- ii) preservar la calidad y seguridad de servicio del suministro eléctrico
- iii) disponer de un sistema eléctrico resiliente, y
- iv) que el proceso sea costo efectivo y provea tarifas competitivas a todos los consumidores.

Por lo tanto, se requiere disponer de una metodología que permita evaluar permanente el cumplimiento de los objetivos señalados. En este documento, se desarrolla un procedimiento metodológico que permite evaluar periódicamente las dimensiones señaladas.

2.- Metodología para evaluación de escenarios de descarbonización.

Para evaluar los efectos de un cronograma de retiro de centrales a carbón se requiere definir escenarios de expansión del SEN, ya que éstos permitirán un dimensionamiento y caracterización referencial de la infraestructura necesaria para el abastecimiento futuro de la demanda eléctrica bajo esta nueva condición, y, por consiguiente, permitirán contar con una noción de los costos futuros de inversión y operación del sistema eléctrico.

En base a lo anterior, los criterios bajo los cuales se construyen dichos escenarios de expansión de la capacidad de generación y transmisión del SEN tienen un rol relevante para efectos del presente Estudio, ya que éstos son la base de las proyecciones del funcionamiento del sistema.

A su vez, la metodología utilizada debe ser consistente con los principales factores que inciden en su definición metodológica, los que se listan a continuación:

- Se debe lograr reducciones efectivas de emisiones de carbono, es decir, las centrales que se retiran de servicio deben ser reemplazadas por otras con menores emisiones de carbono.
- Cambio en el mecanismo de tarificación del sistema de transmisión y ausencia de señal de localización.
- Potencial de Energías Renovables Variables (ERV) con costos de desarrollo a la baja y ubicados en zonas alejadas de los grandes centros de consumo.
- Necesidad de reconocer en los modelos que simulan la operación del sistema, los requerimientos de flexibilidad y otros atributos, como inercia y participación en control de frecuencia, en la simulación de la operación, debido a las proyecciones de inserción masiva de ERV.

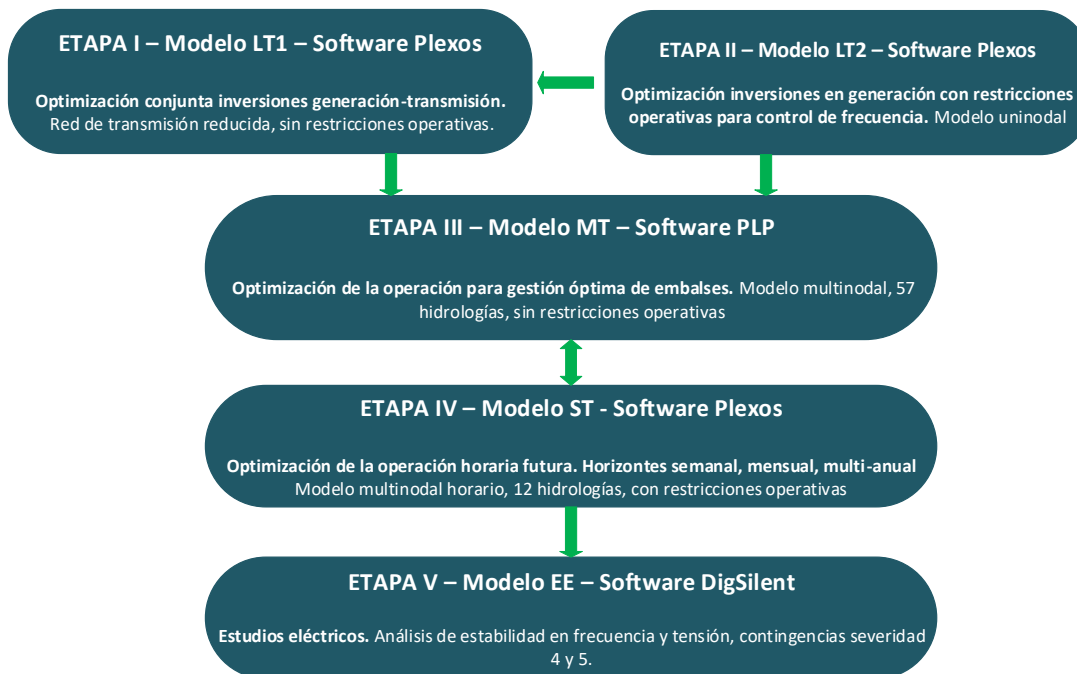
La metodología utilizada para este Estudio fue desarrollada con la finalidad de diseñar un proceso iterativo separado en etapas ejecutadas en cascada, las cuales se retroalimentan. El esquema en que se muestra el orden y las interacciones entre las distintas etapas se presenta en la figura 2.

El análisis de un cronograma de descarbonización de la matriz de generación eléctrica requiere la definición de planes de expansión del SEN, los cuales permitan dar cuenta de costos referenciales futuros de operación e inversión de la matriz eléctrica. Esta metodología permite identificar desarrollos de generación eficientes, los cuales representan una buena referencia inicial para estudiar el desarrollo futuro del sistema. Si bien los planes de generación no son vinculantes por la naturaleza de libre entrada al

mercado de generación, éstos permiten identificar desarrollos futuros eficientes y necesarios para el abastecimiento seguro de la demanda.

Los estudios se basan en la utilización de escenarios de expansión económicamente eficientes para las condiciones proyectadas, bajo lo cual las estimaciones de costos futuros podrían ser inferiores a las condiciones reales futuras, y por ende, los aumentos de costos asociados a un eventual proceso de descarbonización podrían ser superiores a los proyectadas en este estudio, en la medida que el desarrollo natural de la oferta no se aproxime de manera natural a las condiciones óptimas con los actuales mecanismos de tarificación.

Figura 2. Esquema de la Metodología



Los niveles de incertidumbre de variables relevantes son en general comunes a todos los procesos de planificación. Dentro de éstos, existen niveles de incertidumbre considerados de bajo y alto nivel, siendo los de bajo nivel cuantificables en base a modelos probabilísticos (hidrologías, niveles de radiación, viento, etc.), y por ende posibles de abordar en términos metodológicos a través del uso de métricas de las variables de interés, mientras que la incertidumbre de alto nivel no es cuantificable y es difícil de predecir, por lo cual es a su vez compleja de analizar ya que depende de muchos factores, entre ellos, económicos, sociales, tecnológicos y otros (costos de inversión, costos de combustibles). Así, la incertidumbre de alto nivel se aborda mediante escenarios de expansión, como lo es para el caso del costo de inversión de tecnologías de generación, donde las localizaciones de los recursos asociados a distintas tecnologías se encuentran distantes entre sí, y por ende

sensibilizaciones en los costos de inversión de las tecnologías podrían resultar en requerimientos de desarrollo de infraestructura de transmisión diferentes.

Esto se ve reflejado, al considerar sensibilizaciones en los costos futuros de desarrollo de las tecnologías solar/CSP y eólica, en los costos de combustibles de las centrales térmicas, al considerar limitaciones al desarrollo de determinados proyectos por factibilidad técnica u oposición social.

Al momento de realizar la planificación de la transmisión se requiere de la incorporación de herramientas de planificación robusta para el manejo de incertidumbre dado su efecto en el desarrollo óptimo de la red de transmisión. No obstante, este análisis de los efectos de un cronograma de descarbonización tiene como objetivo realizar un análisis prospectivo de los costos futuros en que incurriría el sistema eléctrico a consecuencia de la salida de centrales a carbón.

La metodología para la elaboración de los escenarios de expansión del SEN considera como base lo siguiente:

- ✓ La optimización conjunta generación-transmisión nacional para la propuesta de los planes de obras de generación-transmisión, con el fin de dar cuenta de los costos de transporte de energía para los nuevos desarrollos de generación.
- ✓ La incorporación de restricciones operativas en el modelo de optimización, con el fin de identificar niveles de flexibilidad del sistema, niveles de factibilidad técnico-económico de inserción de ERV, y necesidades de incorporación de centrales flexibles que se justifiquen económicamente al complementarse con el desarrollo de las ERV.
- ✓ La incorporación de distintos escenarios de desarrollo futuro de variables relevantes que presenten incertidumbre de alto nivel.
- ✓ la optimización conjunta de inversiones generación-transmisión, y restricciones dinámicas de seguridad asociadas al control de frecuencia.

Se considera incorporar todas las variables mencionadas dentro de un mismo problema de optimización, esto es, incorporar variables enteras de inversión generación-transmisión, coordinación hidrotérmica, modelo completo de la red de transmisión, y modelación de restricciones operativas del sistema con variables enteras, lo que es un problema de programación entera mixta con acoplamiento temporal de variables, estocástico, y con un número elevado de variables en cada etapa del horizonte de planificación.

El problema de optimización conjunta generación-transmisión, se resuelve mediante una metodología que permite relajar el problema de optimización. Para esto, se formula una metodología de dos etapas, en la cual la primera etapa permite evaluar la optimización conjunta generación-transmisión, relajando las restricciones operativas de corto plazo, y la segunda etapa permite evaluar las restricciones operativas de corto plazo, pero sin considerar restricciones de transmisión. De esta manera, en la primera etapa se incorpora la señal de localización o costo de inversión en transmisión a las decisiones de inversión en generación, y en la segunda se incorpora la señal de requerimiento de flexibilidad del sistema y la factibilidad de los niveles de inserción de ERV¹.

2.1. ETAPA I – Modelo LT1: Optimización conjunta generación-transmisión

En esta etapa se utiliza un modelo de optimización multinodal, que utiliza una red de transmisión de alta tensión reducida, donde las restricciones más relevantes de transmisión se determinan con el criterio de seguridad N-1, excluyendo restricciones operativas de corto plazo que pueden disminuir adicionalmente la capacidad de transmisión.

Esta etapa permite verificar la optimalidad de la solución a nivel generación-transmisión, reconociendo los costos de transmisión al momento de optimizar el plan de obras de generación, y por lo tanto agregando la variable de localización en la determinación de las soluciones.

El modelo LT1 es un modelo multinodal simplificado de la red de transmisión, que considera 21 barras representativas del sistema de transmisión nacional.

La restricción de corto plazo referente a la inercia mínima del sistema eléctrico del norte grande requerida para evitar fenómenos de inestabilidad ante desconexiones de bloques de generación se incorporó de manera simplificada y linealizada en la modelación, por considerarse una restricción operativa de alta relevancia para el sistema.

Por otra parte, la coordinación hidrotérmica fue modelada a través de la metodología “scenario wise decomposition”, disponible para poder incorporar restricciones operativas con variables enteras en modelos implementados para la planificación de largo plazo, y fueron consideradas 3 series hidrológicas representativas para hacer factible la incorporación de la variabilidad hidrológica desde el punto de vista computacional.

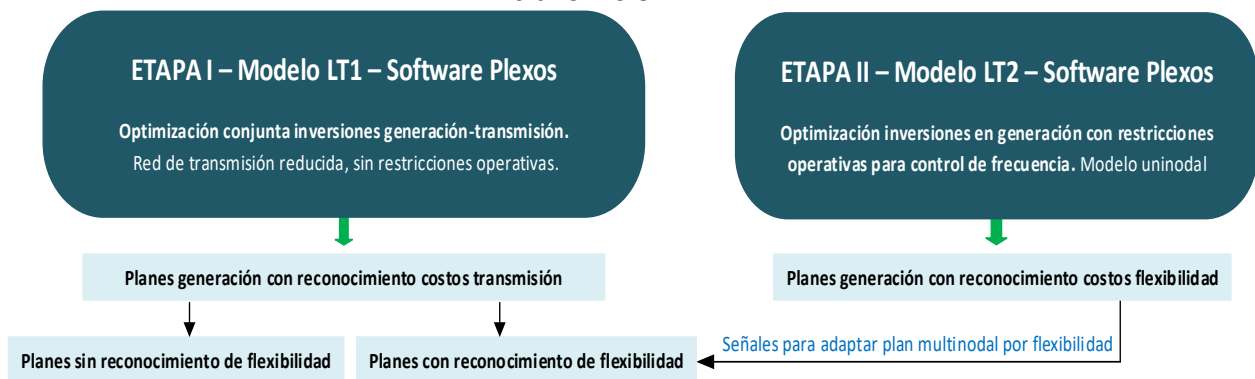
¹ Energía renovable variable.

2.2. ETAPA II – Modelo LT2: Optimización de inversiones de generación con restricciones operativas

En esta etapa de optimización se considera un modelo uninodal, es decir, no se modela la red de transmisión, para optimizar las inversiones en generación incorporando restricciones operativas del sistema. Dichas restricciones operativas incorporan variables de decisión enteras al problema de optimización, adicionales a las variables enteras de inversión asociadas a la optimización del parque generador. La modelación de restricciones operativas considera un escalamiento de la operación diaria al tamaño de las etapas del horizonte de planificación. En esta etapa de optimización, al considerar etapas mensuales de 5 bloques de demanda, emulando un día típico del mes, lo que sugiere escalar consecuentemente los costos de encendido de unidades y los tiempos mínimos de operación de unidades.

Esta etapa permite verificar los niveles óptimos factibles de inserción de ERV en base a los niveles de flexibilidad del parque existente, y adicionalmente dar señales económicas a la flexibilidad para optimizar la inserción de recursos que permiten proveer flexibilidad adicional al sistema eléctrico, en la medida que en su conjunto con la inserción de ERV, igualmente permitan disminuir los costos totales de inversión y operación del sistema.

Figura 3: Metodología para elaboración planes de obras óptimos de generación y transmisión.



Las restricciones operativas modeladas en esta etapa de optimización son las siguientes:

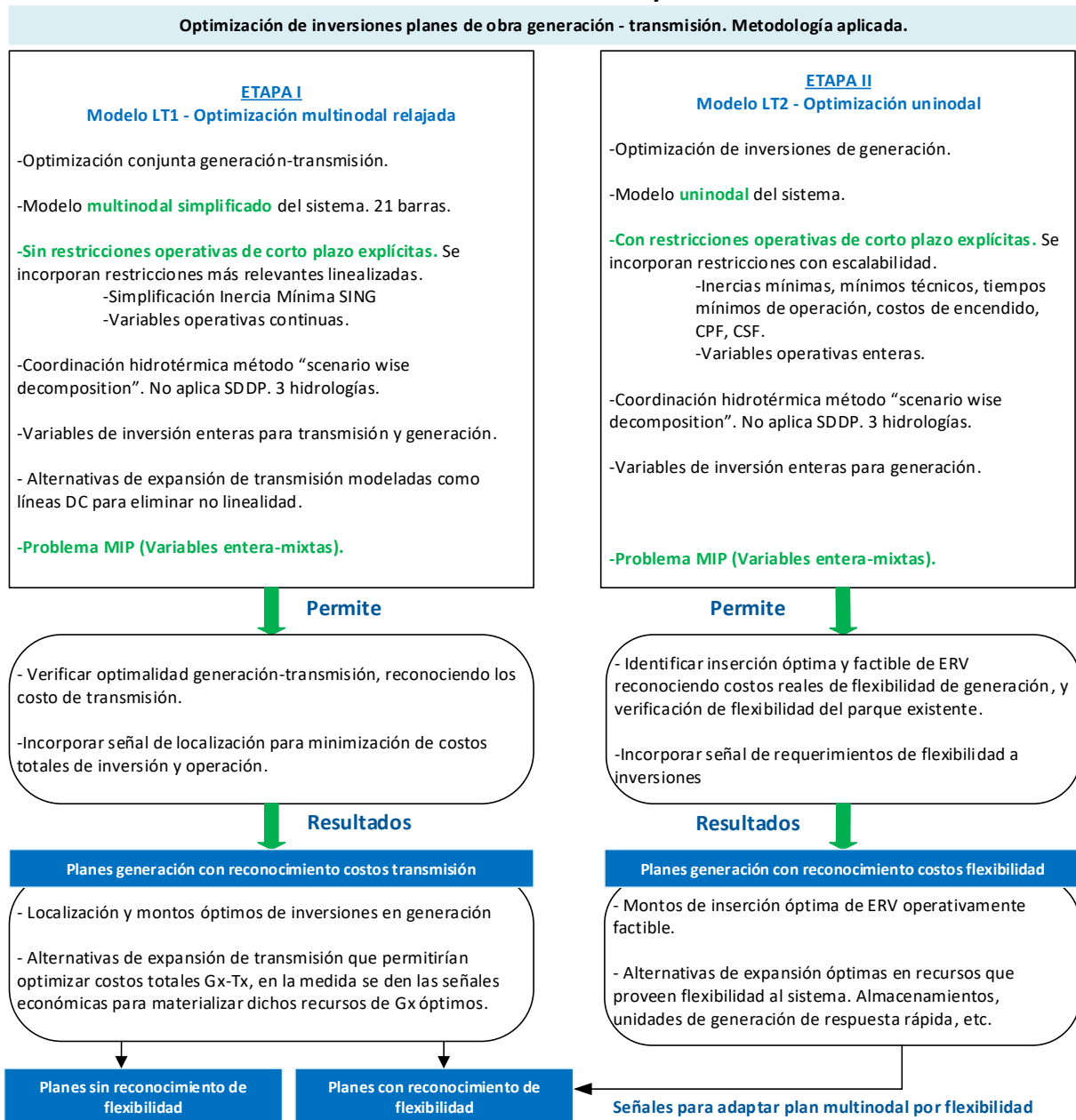
- ✓ Inercias mínimas acopladas a las restricciones de control primario de frecuencia (CPF).
- ✓ Restricciones dinámicas de requerimientos de CPF, control secundario de frecuencia (CSF) y rampa.
- ✓ Mínimos técnicos de centrales generadoras.
- ✓ Tiempos mínimos de operación de centrales térmicas.
- ✓ Costos de encendido para centrales con alto ciclaje motivo de la inserción de ERV.

Las figuras 3 y 4, muestran la interacción de las etapas I y II.

En ambas etapas se incorporan alternativas de inversión que permitan proveer flexibilidad, ya sea a través de almacenamientos o centrales que permitan incorporar complementariedad con las fuentes de ERV para suministrar la demanda, o que aumenten los niveles de flexibilidad necesarios para mitigar la activación de restricciones operativas, como es el caso de baterías para reducción de inercia mínima necesaria y mejoras al CPF², centrales gestionables para el aumento de inercia, y sistemas de almacenamientos o centrales con alta tasa de toma de carga para CSF. No obstante, los efectos asociados a servicios complementarios de dichas alternativas de expansión sólo se ven reflejados en el modelo LT2 (Etapa II).

² CPF: Control primario de frecuencia / CSF: Control secundario de frecuencia.

Figura 4: Metodología para elaboración planes de obras óptimos de generación y transmisión. Modelos LT1 y LT2



2.3. ETAPA III – Modelo MT: Optimización bajo incertidumbre del uso del agua embalsada

Esta etapa considera la utilización de un modelo de optimización de la operación del sistema en un horizonte de 20 años, para efectos de determinar estrategias de uso óptimo del agua almacenada en los embalses de mayor tamaño.

Dado que los caudales afluentes de las distintas cuencas presentes en el sistema poseen una naturaleza estocástica, el problema se resuelve mediante técnicas matemáticas de manejo de incertidumbre, de modo que refleje la incertidumbre respecto de los caudales afluentes. El uso del agua dependerá de su disponibilidad y de la demanda por energía a lo largo del horizonte, así como la disponibilidad de sustitutos para suplir dicha demanda, aspectos que se incorporan en la resolución del problema.

El problema planteado se resuelve utilizando el Modelo PLP, que corresponde al software empleado para determinar la función de costo futuro del agua embalsada, en su proceso de programación de la operación. Este modelo aborda el problema desde un enfoque de programación dinámica dual estocástica (SDDP), que corresponde a un algoritmo ampliamente utilizado a nivel mundial para la resolución de problemas como éste.

El algoritmo SDDP posee las siguientes características adecuadas para abordar este tipo de problemas:

- Permite manejar muchas secuencias hidrológicas
- La aplicación de técnicas de descomposición del problema multietapa, permite una resolución en tiempos razonables para horizontes de planificación extensos (20 años).
- Representa el efecto del uso actual del recurso en lugar de reservarlo para un momento posterior, de modo que corresponde a la caracterización del acoplamiento temporal del problema de coordinación hidrotérmica bajo incertidumbre de la condición hidrológica futura, razón por la cual se utiliza para generar la interacción entre el modelo MT y el ST.
- El modelo permite contar con aproximaciones del uso esperado del sistema de transmisión modelado, los costos marginales nodales a lo largo del horizonte de simulación y para las distintas series hidrológicas simuladas, permitiendo contar con una variedad de resultados que entregan información respecto del comportamiento futuro del sistema bajo distintas condiciones de oferta y demanda.

2.4. ETAPA IV – Modelo ST: Optimización de la operación con detalle horario y restricciones operativas

Se considera para esta etapa un modelo de optimización de tipo determinístico, el cual es ejecutado secuencialmente con horizontes semanales y una representación horaria de la demanda y de los perfiles de generación eólica y solar, tomando como condición de borde las FCF₃ determinadas en la etapa anterior. Adicionalmente, este modelo permite incorporar restricciones operativas y requerimientos de seguridad acordes a esta escala de tiempo (representación horaria), tales como: requerimientos mínimos de inercia, reservas para control primario y secundario de frecuencia, mínimos técnicos, tiempos mínimos en

³ Función de costo futuro

servicio y fuera de servicio, costos de partida, entre otros. Esta representación detallada del problema de operación económica permite capturar costos que el modelo MT no logra atender, entregando una mucho mejor aproximación de los costos operativos y los despachos de generación obtenidos, permitiendo identificar, además, eventuales problemas o nuevos requerimientos para la operación futura.

2.5. ETAPA V – Modelo EE: Estudios eléctricos de seguridad de servicio

El análisis corresponde a simulaciones dinámicas para efectos de evaluar el desempeño del sistema eléctrico en el ámbito de los fenómenos transitorios electromecánicos, los cuales corresponde a aquellos que se desarrollan en horizonte de tiempo de los milisegundos, en el caso de los transitorios asociados a frecuencia y tensión, y otros efectos que por su naturaleza ocurren en periodos más extensos de tiempo (90-120 segundos), como es la respuesta primaria de frecuencia.

Las simulaciones evalúan efectos de fallas de Severidad 4 y 5 sobre elementos relevantes del Sistema, con la finalidad de representar contingencias relevantes para efectos de evaluar el desempeño del sistema bajo los supuestos utilizados para su operación y desarrollo en cuanto a obras de infraestructura de generación y transmisión.

De los resultados del proceso, se seleccionan aquellos puntos de operación que representan condiciones de exigencia para la estabilidad del sistema, bajo un enfoque de escenarios del caso más crítico, poder concluir respecto de la existencia o no de problemas para el futuro sistema en condición de retiro de las centrales a carbón.

Las simulaciones de los puntos de operación seleccionados fueron realizadas en el software Power Factory DigSilent, que corresponde al estándar de la industria local para este tipo de representaciones.

Los principales supuestos y simplificaciones se indican a continuación:

- Incorporación de las principales obras de infraestructura de transmisión decretadas a la fecha.
- Incorporación de las centrales de generación en construcción, aquellas comprometidas para su materialización por concepto de la adjudicación de bloques de energía en las últimas licitaciones de suministro a clientes sometidos a regulación de precios, y de aquellas centrales genéricas resultantes del proceso de optimización de inversión en obras de generación y transmisión descrito en el Anexo 1 del Informe.

- Habilitación de controladores de tensión (AVR) y velocidad (GOV) en las centrales descritas en el punto anterior, en particular a aquellas que corresponden a máquinas sincrónicas de tamaño relevante, como son las siguientes:
 - CSP
 - Geotérmicas
 - Hidroeléctricas
- Las centrales eólicas y fotovoltaicas no fueron contempladas dentro de los recursos disponibles para efectos de ejercer control de tensión (estático y dinámico). No obstante, estas sí fueron utilizadas como fuentes (o consumos) de potencia reactiva sin capacidad de control (nodos P-Q).
- La demanda del sistema fue modelada en los niveles de tensión superiores (220, 110 y 66 kV) para simplificar el ajuste de los flujos de potencia estáticos.
- Los perfiles de tensión del sistema fueron ajustados mediante la operación de elementos shunt (condensadores estáticos y reactores) y modificación de consignas de los equipos de compensación dinámica de reactivos (CER, STATCOM, SVC Plus) y de las centrales generadoras de tamaño relevante (mayores a 50 MW, típicamente).
- Las centrales de bombeo incluidas en los planes de obra de generación fueron modeladas mediante cargas con capacidad de inyección o absorción de potencia activa (y reactiva).
- Para los casos simulados en los años 2030 y 2035 se supuso en servicio un enlace HVDC entre los nodos Kimal y Lo Aguirre 500 kV.
- La modelación de las centrales CSP, resulta relevante para efectos de determinar el comportamiento dinámico del sistema, pues estas corresponden un reemplazo directo de las centrales en base a carbón para efectos de aportar flexibilidad y seguridad para la operación del sistema.

A partir de la definición de los Escenarios de generación a considerar, así como de los años de interés (2025, 2030 y 2035), se procede a revisar los resultados de las simulaciones horarias de la operación del sistema para estos años. Para efectos de seleccionar los puntos de operación que serían usados para desarrollar los análisis de estabilidad, se utilizaron los siguientes criterios:

- Horas de alta generación solar fotovoltaica, y por ende menor presencia de máquinas sincrónicas.
- Condiciones de escaso aporte de centrales hidráulicas de pasada y baja disponibilidad de agua en los embalses del sistema, con el propósito de representar situaciones de baja inercia y disponibilidad de recursos para el control de frecuencia (y tensión en menor medida) en el sistema.

3. Resultados para un caso de referencia para el período 2019-2040.

La metodología descrita en el punto 2, se aplicó para efectos de determinar los impactos en el sistema eléctrico de un cronograma de descarbonización de la matriz de generación eléctrica. Así, se definen los siguientes escenarios de análisis:

- Escenario “Sin Descarbonización”. Situación en la que no se retiran centrales a carbón en el SEN.
- Escenario A “Con Descarbonización”. Supone un cronograma de retiro de centrales termoeléctricas a carbón por cumplimiento de vida útil técnica o económica de las centrales. La vida útil técnica de las unidades a carbón se definió en un horizonte de 40 años, mientras que para la vida útil económica se consideró un horizonte de 25 años.

El período en el cual se completa el cronograma de descarbonización es de 20 años, donde se utilizó como primer criterio de desconexión el cumplimiento de la vida útil técnica de las unidades más antiguas. Luego, se aplica el criterio de cumplimiento de la vida útil económica para las unidades que entraron en servicio en los últimos 10 años, en que el proceso de descarbonización fuese realizado en orden según los años de servicio. Así, se logra una tasa de descarbonización paulatina en el tiempo, de tal manera de evitar aumentos abruptos de los costos de desarrollo del sistema durante algunos períodos puntuales del cronograma.

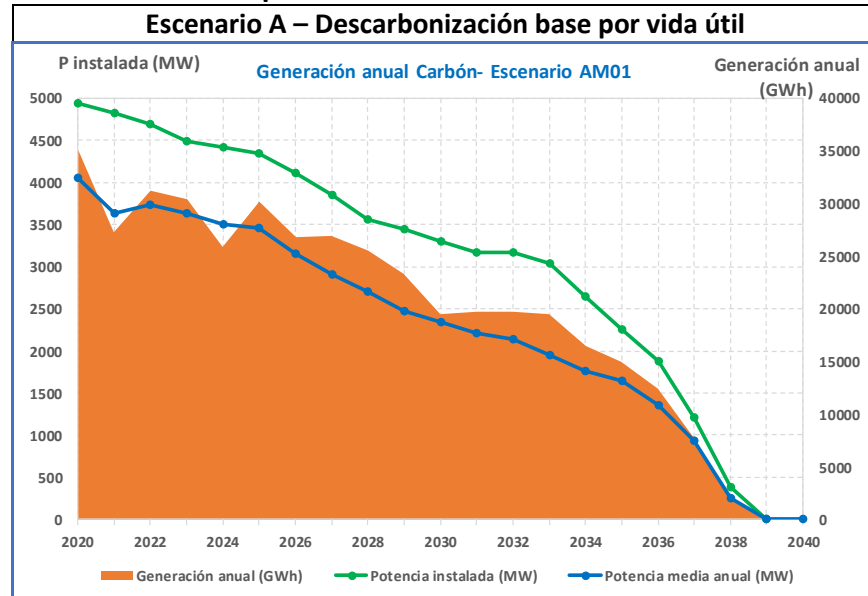
No consideró los costos asociados al desarrollo de nueva infraestructura para el suministro de gas necesaria para nuevas centrales que utilicen gas natural o GNL, incorporación de generación distribuida ni futuras interconexiones internacionales.

El gráfico siguiente muestra la evolución de la capacidad instalada y la generación anual de las centrales a carbón para el escenario anteriormente descrito.

Luego de haber definido el cronograma de descarbonización preliminar para realizar los estudios de operación y desarrollo del SEN, se realizaron sensibilidades respecto de la evolución en el largo plazo de las siguientes variables que presentan gran influencia y efectos sobre el desarrollo y operación del sistema eléctrico.

- Costos de inversión de los nuevos proyectos de generación.
- Costos de combustible de centrales térmicas.
- Oposición social a proyectos de generación específicos de determinada tecnología.
- Limitaciones técnicas en la realización de proyectos de infraestructura de generación.

Figura 5: Cronograma de descarbonización para el Escenario A. Generación anual, potencia media e instalada.

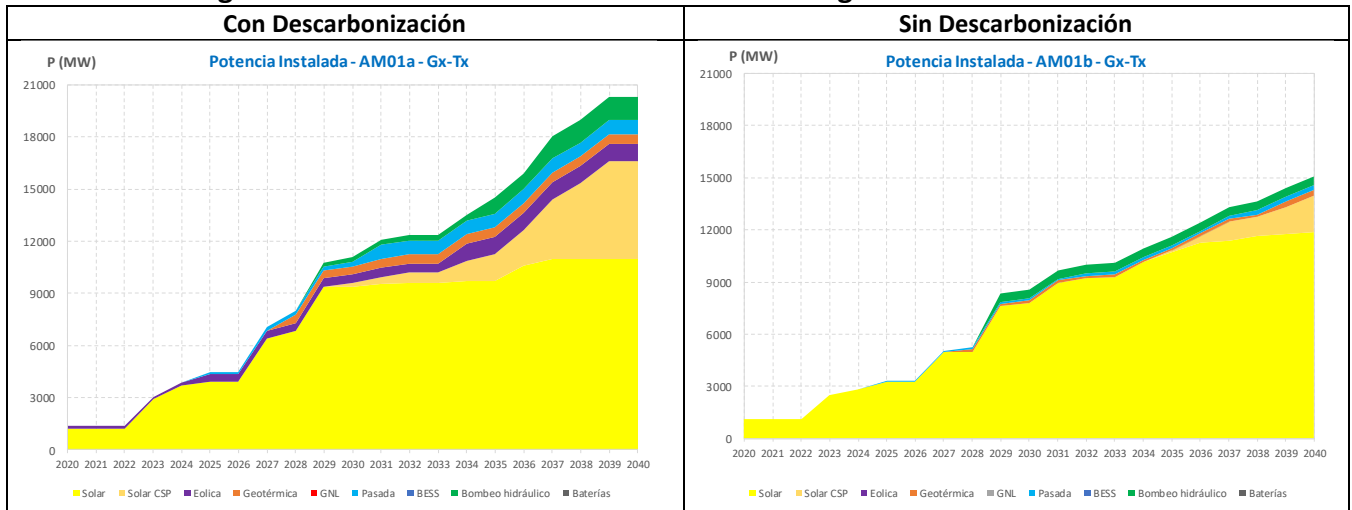


En el estudio se ha utilizado el concepto de “energía de base”, el cual se refiere a aquellas centrales generadoras o combinación de centrales de distinta tecnología, que tienen capacidad de gestionar sus aportes de energía al sistema las 24 horas del día los 7 días de la semana o bien que tienen un patrón de generación conforme la curva de demanda del SEN.

En la siguiente tabla se muestra el resumen de los supuestos utilizados para el Escenario A, en relación con el retiro de centrales a carbón, y las sensibilidades definidas para las variables de interés. A cada una de estas condiciones corresponde un escenario de operación y desarrollo de la capacidad de generación y transmisión del SEN.

Del análisis de los planes de obra de generación-transmisión resultantes de los procesos de optimización, se observaron diferencias en los niveles de inversión en generación óptima requerida entre los casos con y sin descarbonización. Dichas diferencias en algunos escenarios fueron del orden de 5.000 MW para el último año del horizonte, lo que representa una sustitución biunívoca de la potencia instalada de las centrales carboneras existentes. No obstante, para otros escenarios en que los sustitutos naturales son combinaciones de energía solar, eólica y sistemas de almacenamiento, las diferencias en la potencia instalada entre las condiciones con y sin descarbonización fueron superiores, a consecuencia de la menor potencia neta efectiva de las combinaciones entre ERV y sistemas de almacenamiento. En la figura siguiente se presentan los resultados obtenidos para el escenario A, con el fin de ilustrar lo mencionado previamente.

Figura 6: Desarrollo de nueva infraestructura de generación.



Se observa que la tecnología de expansión predominante en ambos escenarios corresponde a la tecnología solar, alcanzando montos de inversión similares para esta tecnología, 11.000 [MW] al año 2040. A contar del año 2030 se observa una marcada inserción de tecnología de Concentración Solar de Potencia (CSP) para el caso que considera salida de centrales a carbón, con respecto al caso sin descarbonización. Lo anterior, debido a la necesidad de suplir la energía de base, provista por centrales carboneras, a través de tecnologías sustitutas. Dicho aporte de energía base en este escenario es provista a través de centrales CSP capaces de proveer energía base en forma independiente, no obstante, de los resultados del plan de obras es posible observar que dicho aporte también puede ser provisto en parte por una combinación entre tecnologías ERV solar, eólica, y sistemas de almacenamiento en base a tecnología de bombeo hidráulico.

Se puede observar también que, parte de la energía de base sustituta puede ser provista de manera competitiva por centrales en base a tecnología de geotermia e hidráulica de pasada, las cuales alcanzan montos cercanos a los 500 y 800 MW respectivamente.

Para este escenario, se observan diferencias cercanas a 5000 [MW] de nueva potencia instalada para suplir la salida de centrales según el cronograma de descarbonización completo al año 2040, con respecto al caso sin descarbonización, lo que es equivalente a la potencia instalada total del parque generador en base a carbón. Dicha sustitución uno a uno en términos de potencia resulta evidente en este escenario, por disponer mayoritariamente de un sustituto del tipo energía de base, como lo sería el caso de la tecnología CSP, no obstante, dicha sustitución uno a uno no es equivalente en todos los escenarios, considerando que en otros escenarios la energía de base es sustituida por combinaciones de tecnologías ERV y almacenamientos, o tecnologías ERV y centrales que operan predominantemente en condición de ciclaje (con gas natural o GNL).

Se debe destacar adicionalmente, que los altos niveles de inserción de ERV solar y eólica son viables independiente de los niveles de descarbonización de la matriz, lo que se debe primordialmente a sus costos de desarrollo actuales y proyectados, y a la alta complementariedad que en el SEN logran este tipo de tecnologías con las centrales de embalse existentes, las cuales actúan como almacenamientos en los períodos de alta disponibilidad del recurso solar y eólico, facilitando la inserción de este tipo de tecnologías renovables, en la medida que se desarrollen las expansiones del sistema de transmisión.

La estimación de los costos involucrados en un proceso de descarbonización de la matriz considera tanto los costos por concepto de inversión en nueva infraestructura de generación y transmisión como los costos asociados a la operación del sistema eléctrico. De esta manera, en la figura 7 se presentan para cada año del horizonte, los costos agregados de operación y la anualidad equivalente de los costos de inversión en generación y transmisión asociados al escenario A para las condiciones con y sin descarbonización, y su respectiva comparación de costos.

A partir de los resultados obtenidos de las simulaciones con el Modelo PLP se obtiene la generación esperada por tecnología para el horizonte de análisis, se presentan los resultados para el Escenario A en la figura 8 y 9 los escenarios con y sin descarbonización.

Figura 6: Anualidad equivalente de Costos totales de operación e inversión para escenario A. Resultados Modelo LT1

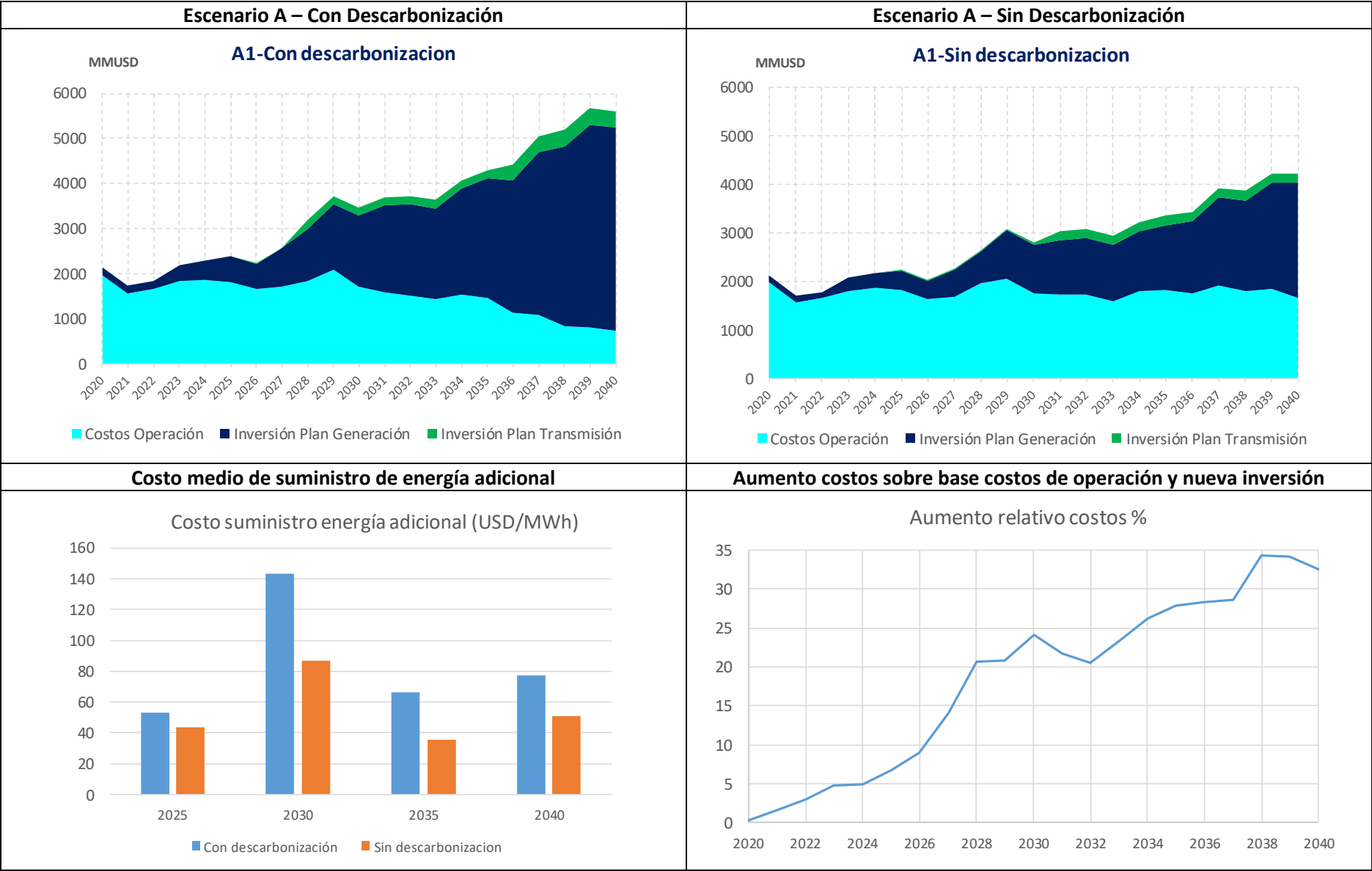


Figura 8. Generación esperada Modelo MT - Escenario A.

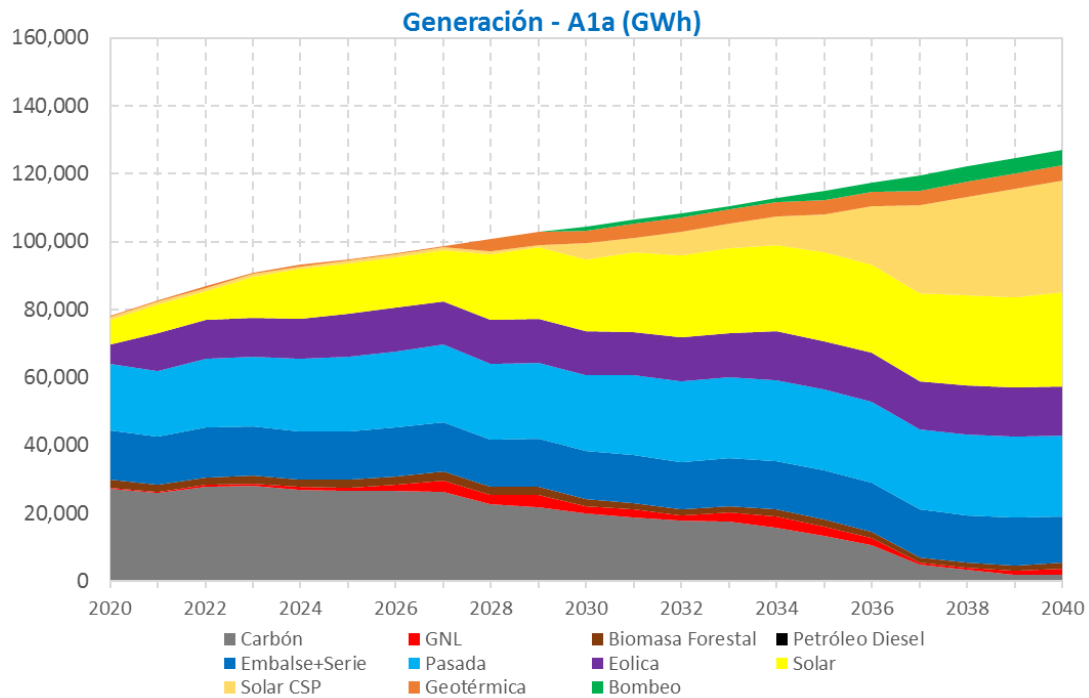
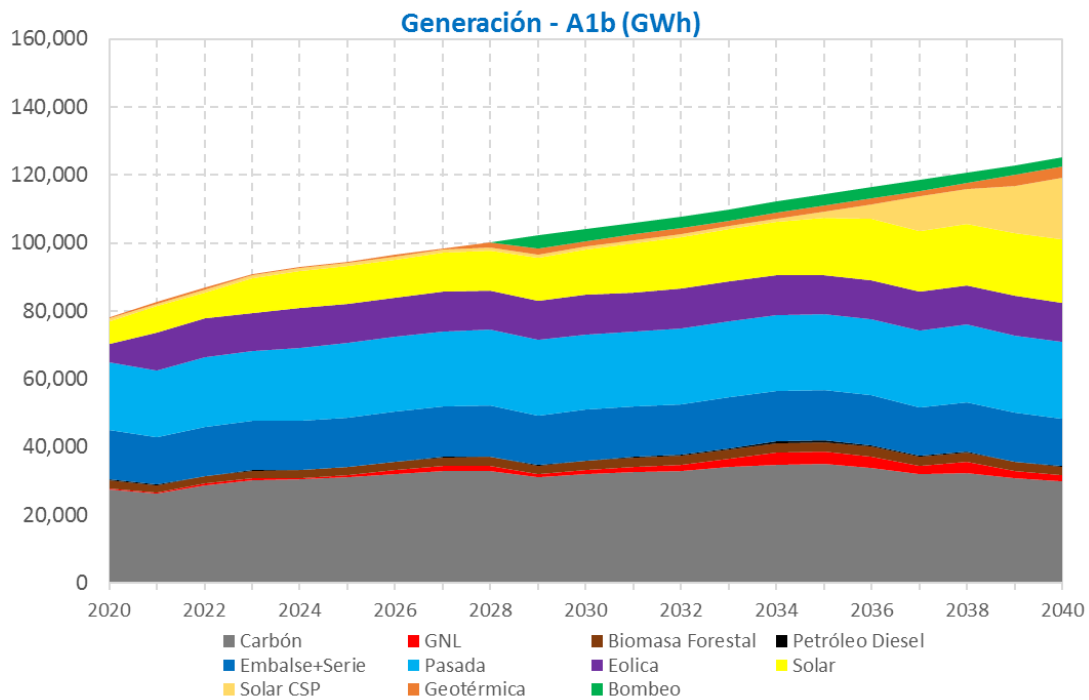
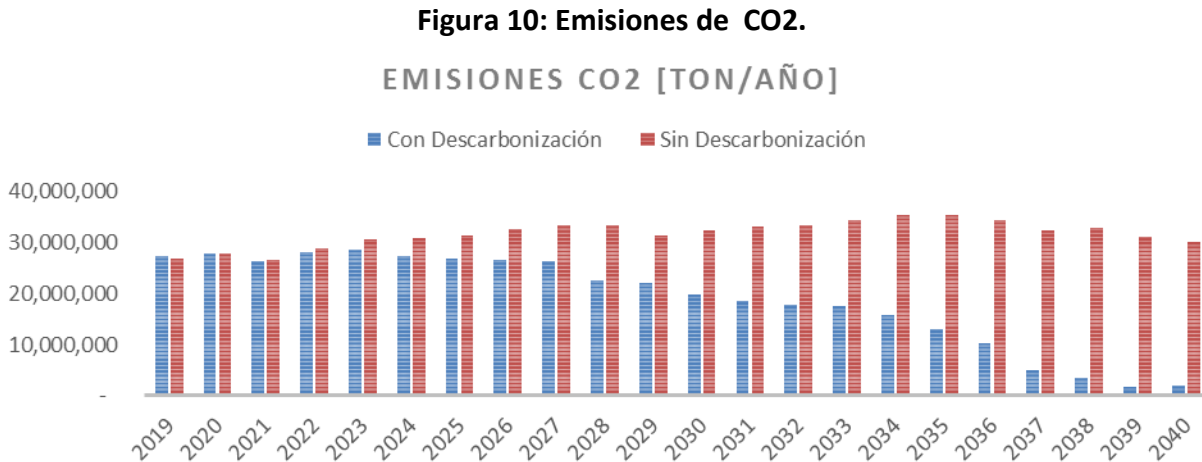


Figura 9. Generación esperada Modelo MT - Escenario sin descarbonización.



La reducción de emisiones de carbono en el escenario de retiro de centrales a carbón se presenta en la siguiente figura, las que han sido calculadas en base a factores de emisión para calidad estándar del combustible.

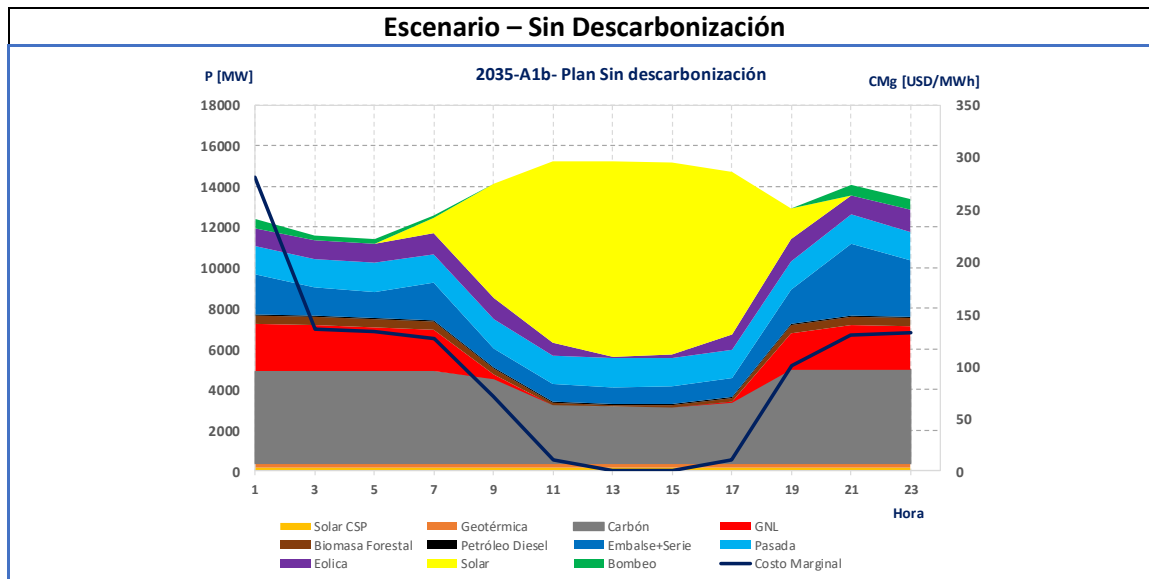
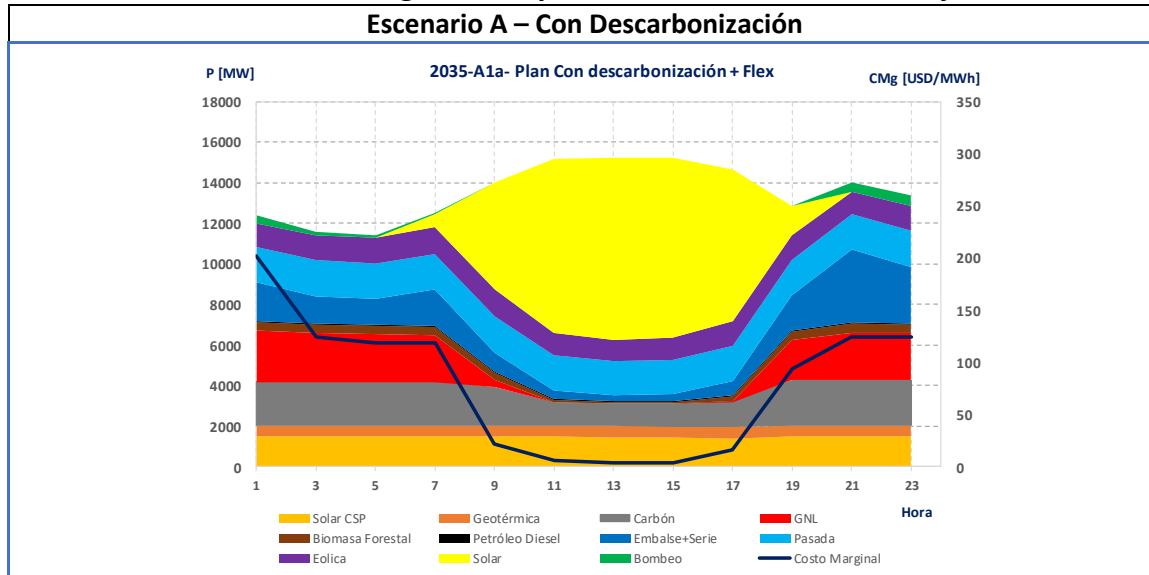


El análisis de operación de corto plazo se realiza para la operación esperada del SEN para un día típico del año 2035. En la figura 11 se presentan los resultados de la operación para una condición de régimen con hidrología media y niveles de cota baja en los embalses. Se puede observar que, en la condición de descarbonización, parte de la capacidad de las centrales a carbón es sustituida por nueva capacidad de generación en base a centrales CSP, y por una mayor inserción de capacidad de generación eólica.

De la operación esperada, se debe destacar que, en las horas de máxima inserción solar, se alcanzan niveles de penetración de energías renovables cercanos al 90% y 75% para las condiciones con y sin descarbonización respectivamente. El reemplazo de la energía de base a carbón por tecnología CSP permite este incremento en la generación renovable manteniendo los mismos atributos de flexibilidad y potencia de suficiencia de las unidades a carbón. En ambos casos, no se observaron déficit de inercia o reservas operativas para control de frecuencia, lo que hace suponer que los niveles de flexibilidad del SEN, sumado a inversiones sustitutas con atributos de flexibilidad permitiría una alta inserción de ERV.

Cabe indicar que respecto de la operación de ciclaje de las centrales térmicas supone que la normativa ambiental futura permite dichas operaciones, dado que las reiteradas partidas de ellas, implica un aumento de emisiones en dichas condiciones operativas.

**Figura 11: Perfil de generación diaria esperada, día tipo abril 2035
hidrología media y embalses en cota mínima/baja**



Los resultados obtenidos respecto de la inercia y los requerimientos de control primario de frecuencia en el sistema, se presentan para la condición de hidrología seca, por ser ésta la condición más exigente para el sistema.

Se debe tener presente que todo sistema eléctrico requiere disponer de un adecuado nivel de inercia y control primario de frecuencia, para poder responder ante contingencias de corto plazo, y con ello preservar la calidad y seguridad de servicio, tanto a nivel global como en su distribución geográfica.

Por consiguiente, en la figura 12, se presenta en los gráficos de la izquierda los niveles y distribución de inercia horaria del sistema, mientras que en la derecha se presenta la distribución de reserva primaria del sistema, todo para los escenarios con y sin descarbonización en hidrología seca.

Se puede destacar de los resultados que la inercia provista por centrales a carbón en el escenario A es sustituida por inercia provista por centrales CSP.

Finalmente, se debe destacar que la inercia mínima del sistema no bajaría de los 40.000 MVAs, lo que supone un ROCOF₄ inicial estimado máximo para dicha condición de 0.25 [Hz/s] ante una desconexión de generación de 400 MW, lo cual, de acuerdo a los resultados es factible de recuperar a partir de la distribución de reservas en distintas máquinas, las cuales en conjunto restauran los niveles de potencia en un rango entre 7 y 8 segundos (T_CPF)₅, siendo en una condición conservadora, atenuada la caída de frecuencia inicial después de la banda muerta a prácticamente la mitad (0.125 [Hz/s]).

Por último, y para completar el análisis del día típico de operación los requerimientos gestión de rampa y reserva secundaria para control de frecuencia, se presentan para la condición de hidrología seca, por ser ésta una condición más crítica para el sistema.

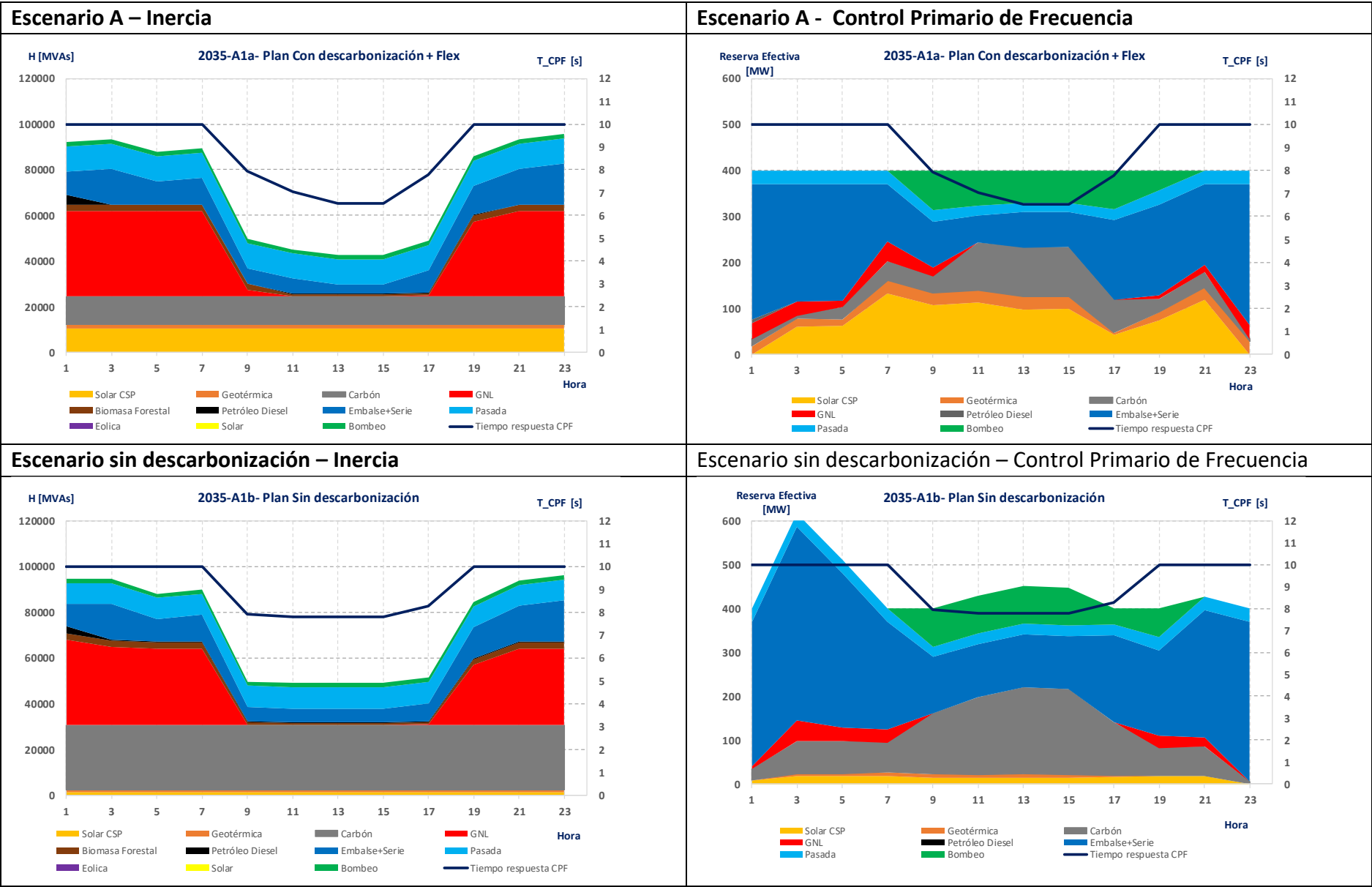
En la figura 13 se presenta en los gráficos de la izquierda la distribución horaria de reserva secundaria y los requerimientos mínimos de dicha reserva, mientras que en la derecha se presenta la distribución de reserva para rampa secundaria del sistema, todo para los escenarios con y sin descarbonización.

De los resultados se puede observar, que habría altos requerimientos de rampa de subida y de reserva secundaria en las horas que comienza la bajada de inyección de energía solar, alcanzando para esta condición niveles cercanos a 4.000 MW de reserva para estas horas entre los requerimientos de rampa de subida y los requerimientos de reserva secundaria. No obstante, a pesar de estos altos niveles de exigencia para el sistema, las centrales existentes de embalse, gas natural o GNL y aquellas que sustituyan a las centrales a carbón permitirían satisfacer dichos requerimientos, permitiendo la inyección de ERV al sistema, para viabilizar el proceso de descarbonización.

⁴ ROCOF: Rate of Change of Frequency

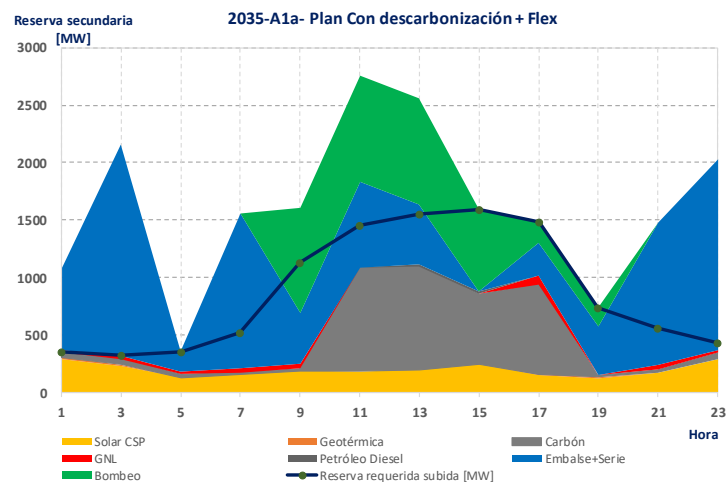
⁵ T_CPF: Tiempo de restauración de potencia asociada al Control Primario de Frecuencia

Figura 12: Perfil de distribución de inercia y control primario de frecuencia, día tipo abril 2035 hidrología seca y embalses en cota mínima/baja

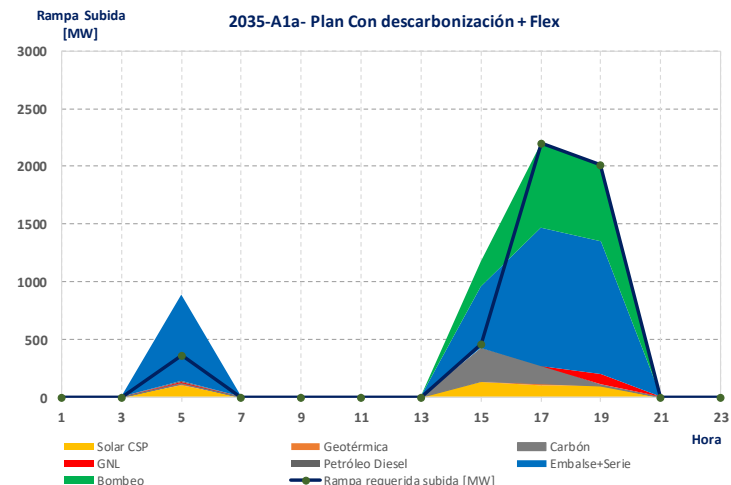


**Figura 13: Perfil de distribución de control secundario de frecuencia y requerimiento de rampa de subida, día tipo
abril 2035 hidrología seca y embalses en cota mínima/baja**

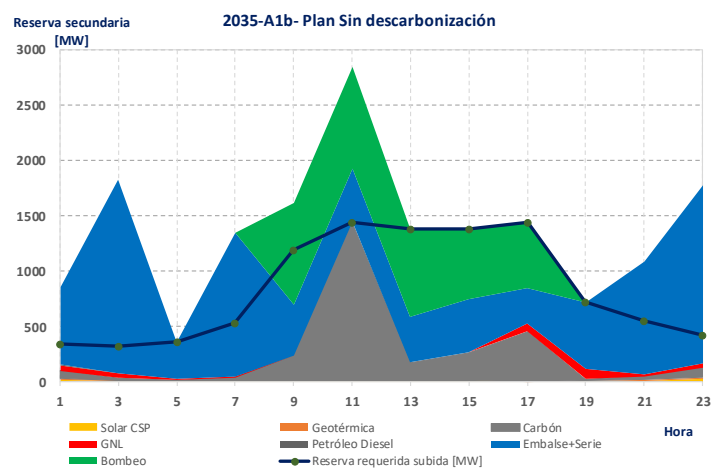
Escenario A – Control Secundario de Frecuencia



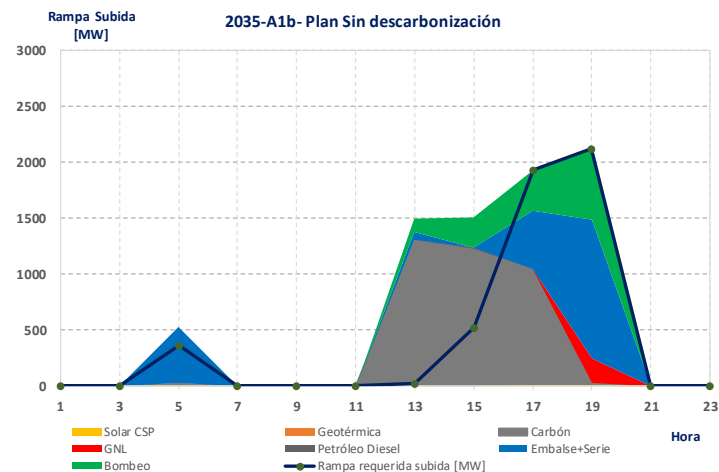
Escenario A – Requerimiento de Rampa Subida



Escenario sin descarbonización – Control Secundario de Frecuencia



Escenario sin descarbonización – Requerimiento de Rampa Subida



Finalmente, se debe destacar que para los escenarios futuros estudiados se obtienen similares requerimientos de infraestructura de transmisión, independiente si consideran o no descarbonización de la matriz eléctrica. No obstante, en la mayoría de los escenarios que se estudiaron para las condiciones con y sin descarbonización, se observó que el proceso de descarbonización adelantaría en el tiempo la necesidad de nuevas inversiones de transmisión, lo que hace indispensable anticipar el desarrollo de infraestructura de transmisión que permita afrontar con menores riesgos estos escenarios futuros para el SEN. Respecto a este punto, es importante destacar que para el caso de la Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre, su requerimiento anticipado para los escenarios de descarbonización oscila entre 1 y 3 años con respecto al caso sin descarbonización, lo que ratifica aún más la necesidad de desarrollo temprano de este proyecto.

4. Conclusiones.

A partir del desarrollo de infraestructura de generación y transmisión nacional óptima, en forma oportuna, el sistema eléctrico puede operar manteniendo los requerimientos de seguridad de servicio, en un escenario de retiro programado de centrales a carbón. Sin embargo, lo anterior tiene costos de inversión adicionales a los que se debe incurrir en escenarios sin descarbonización.

Se identificó la necesidad del desarrollo de un enlace HVDC entre las zonas norte y centro del país de 2.000 MW, entre S/E Kimal y Lo Aguirre, y dependiendo del escenario, se identificó la necesidad posterior de un segundo enlace de 2.000 MW entre S/E Nueva Taltal (Parinas) y Lo Aguirre, lo que permite evidenciar que la conveniencia económica del desarrollo de este proyecto es transversal para un amplio espectro de escenarios futuros, y por lo tanto dicho desarrollo permitiría entregar mayor robustez al Sistema Eléctrico Nacional, reduciendo riesgos de sobrecostos en escenarios futuros de alta incertidumbre.

Además, se identificó la necesidad de adelantar desarrollos de transmisión local en zonas con complejos de grandes centrales a carbón, como es el caso de la zona de Puchuncaví.

La comparación de resultados en los casos con y sin un cronograma de descarbonización, se pudo concluir que el proceso de retiro de centrales a carbón en general requiere adelantar obras de transmisión que actualmente se encuentran definidas en los estudios planificación de la transmisión.

A partir del análisis de las partidas de costos totales de inversión generación-transmisión nacional y los costos de operación, se observó que es relevante identificar las obras de infraestructura de transmisión nacional necesarias que deben anticipar su materialización

en un proceso de retiro de centrales a carbón de la matriz energética, ya que la materialización de estos proyectos es crucial para incentivar y facilitar el desarrollo de oferta de generación eficiente, y preparar el sistema para viabilizar el proceso de descarbonización. Además, se debe tener presente que las condiciones de riesgo de demora en la fecha de puesta en servicio de las obras de transmisión nacional se han incrementado sustancialmente en los últimos años, razón por la cual puede ser un factor que impacte en la concreción de un cronograma de retiro de unidades a carbón.

Los análisis realizados no consideran las inversiones asociadas a la expansión de transmisión zonal ni aquellas asociadas a la expansión de terminales de GNL e infraestructura de gasoductos necesaria para las centrales que utilizan gas natural.

Desde un punto de vista operacional, el SEN puede desarrollarse eficientemente logrando mantener la suficiencia y la seguridad de servicio, con la consiguiente inversión en transmisión y en tecnologías tales como generación solar fotovoltaica, eólica e hidráulica, acompañada de centrales de generación flexibles tales como CSP, bombeo hidráulico o gas natural o GNL. Lo anterior, debido a que los desarrollos de infraestructura sustituta del carbón, sumado a las centrales existentes, permitieron satisfacer los crecientes requerimientos de reserva operativa necesaria ante una alta inserción de energías renovables variables.

La operación en modo ciclaje de centrales termoeléctricas requerirá efectuar diariamente partidas y detenciones de las centrales, lo que implicará mayores emisiones en las etapas de partidas, lo podría llevar a exceder normas de calidad de aire y/o emisiones, por lo que esta materia debe ser estudiada en profundidad, de forma de determinar la viabilidad ambiental de dicha estrategia de operación.

Por otra parte, se ha supuesto que las centrales de ciclo combinado actualmente existentes son capaces de operar con patrones de ciclaje diaria, lo que debe ser validado con los propietarios de dichas instalaciones de generación. En caso de no ser factible, se incurrirá en mayores costos de operación o bien deberá incorporarse nueva capacidad de generación a gas natural que tenga dicha flexibilidad.

En el cálculo de los costos de operación en inversión de los escenarios evaluados no se ha incorporado el costo asociado a las partidas y detenciones de centrales termoeléctricas de ciclos combinados, por lo que deberán ser analizados en detalle en estudios futuros. Esto implica, que los sobrecostos de partida y detenciones de unidades en base a gas natural o GNL sólo para brindar servicios en hora de máxima inserción de ERV podría aumentar los costos asociados al retiro de centrales a carbón.

En los análisis eléctricos preliminares efectuados en condiciones exigentes de operación para los años 2025, 2030 y 2035, no se observaron inestabilidades para contingencias simples críticas en el sistema eléctrico, lo que implica que el desarrollo adecuado de infraestructura, sumado a la utilización de centrales ya existentes, permitirían mantener los estándares de seguridad y calidad de servicio del SEN en un eventual proceso de descarbonización. Sin embargo, se deben realizar análisis más detallados una vez que se disponga de un cronograma de retiro o reconversión de centrales definitivo, junto a análisis periódicos en la medida que se materialice dicho cronograma.

Se recomienda definir mecanismos para adecuar periódicamente las fechas del cronograma de retiro de centrales a carbón que finalmente se defina, de forma de evitar efectos adversos en el costo del suministro eléctrico, su calidad y seguridad de servicio y no afectar la competencia en generación, y además, lograr una reducción efectiva de las emisiones de carbono.

En este estudio no se ha considerado la posibilidad de la reconversión de las centrales a carbón, por lo que se recomienda analizar o estudiar opciones tales como mantener en servicio algunas centrales carboneras existentes para operar como condensadores sincrónicos para proveer inercia, niveles de cortocircuito, control de reactivos, y soporte de tensión ante fallas, reduciéndose en este caso eventuales problemas asociados al soporte de tensión, y los referentes a inercia.