

ESCENARIOS SOBRE EL IMPACTO DEL CAMBIO CLIMÁTICO EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL COMAHUE Y SUS CONSECUENCIAS EN EL SISTEMA ENERGÉTICO ARGENTINO

*Francisco Lallana¹
Nicolás Di Sbroiavacca²*

RESUMEN

El impacto que diferentes escenarios de cambio climático podrían tener sobre la disponibilidad del recurso hídrico en la región y en consecuencia sobre la generación hidroeléctrica fueron estudiados en el marco del proyecto CLIMAGUA³. Con la asistencia del modelo LEAP⁴ fue representada la componente vinculada a la demanda y oferta energética y a los recursos energéticos para toda la República Argentina y en este marco evaluado el impacto del cambio en la hidroenergía en la región del Comahue.

Los escenarios de disponibilidad hídrica en la región del Comahue al 2050 plantean una menor disponibilidad de dicho recurso y si bien el impacto en términos hídricos y de generación para región del Comahue podría ser muy relevante, en términos de volúmenes y costos incrementales para el sistema nacional no sería de una magnitud importante. Se concluye que diversificar aún más la matriz eléctrica, con una mayor participación de las renovables, en particular la hidroeléctrica y nuclear (analizando en detalle cómo producir un respaldo entre la hidroenergía y la eólica), junto con medidas de eficiencia y sustitución del gas en la demanda final de energía, son medidas que permitirán disminuir los requerimientos de gas natural, con el menor impacto que esto también genera en términos de emisiones de gases de efecto invernadero y menores inversiones requeridas para sostener la expansión de la oferta de gas.

Palabras Clave: hidroenergía, Comahue, cambio climático, escenarios, energía, generación eléctrica

Introducción

En el marco del proyecto CLIMAGUA, Fundación Bariloche, en conjunto con una serie de instituciones académicas entre ellas la Universidad Nacional del Comahue, han llevado a cabo dicho estudio, con la intención de fortalecer la capacidad de adaptación al estrés hídrico en la región del Comahue (Neuquén y Río Negro) mediante el apoyo a la formulación de políticas hídricas y la implementación de medidas de adaptación en el contexto del cambio climático y otros factores de perturbación que sufre la región.

¹ Investigador Adjunto - Fundación Bariloche. Dirección de contacto: franlallana@fundacionbariloche.org.ar

² Investigador Titular - Fundación Bariloche. Dirección de contacto: ndisbro@fundacionbariloche.org.ar

³ CLIMAGUA: Adaptación al estrés hídrico en la región del Comahue – Argentina, proyecto financiado por IDRC (International Development Research Centre de Canadá). <http://www.climagua.org.ar/>

⁴ LEAP: Long-range Energy Alternatives Planning System, modelo energético desarrollado por el Stockholm Environment Institute.

Uno de los aspectos relevantes del proyecto, consistió en analizar el impacto que diferentes escenarios de cambio climático podrían tener sobre la disponibilidad del recurso hídrico en la región y en consecuencia sobre la generación hidroeléctrica. Para llevar a cabo dicha tarea, se representó con la asistencia del modelo LEAP la componente vinculada a la demanda y oferta energética y a los recursos energéticos para toda la República Argentina. Como año base del estudio se utilizó el 2010, siendo el año horizonte el 2050. En base a información socioeconómica y energética, obtenida y elaborada a partir de los escenarios desarrollados en el presente estudio, se estimó el comportamiento futuro del sistema energético nacional.

Esta modelización permitió entonces establecer un escenario de abastecimiento sin considerar los impactos del cambio climático sobre el recurso hídrico en la zona del Comahue (denominado BASE), así como otros escenarios, que utilizan datos del modelo WEAP⁵, referidos a la posible generación de centrales eléctricas de la región del Comahue, bajo escenarios de cambio climático.

En el presente trabajo se describe el proceso de modelización llevado a cabo, haciendo hincapié en el modelado eléctrico y del sector hidrocarburos, presentando una serie de resultados relevantes y las principales conclusiones alcanzadas.

Configuración del Modelo Energético LEAP

A los efectos de configurar en LEAP el año base, fue necesario adoptar una estructura arborescente para representar a nivel nacional los diferentes sectores de la demanda final de energía y los centros de producción de energía (oferta). El punto de partida para la elaboración del año base ha sido el Balance Energético Nacional correspondiente al año 2010 (producido por la Ministerio de Energía de la Nación).

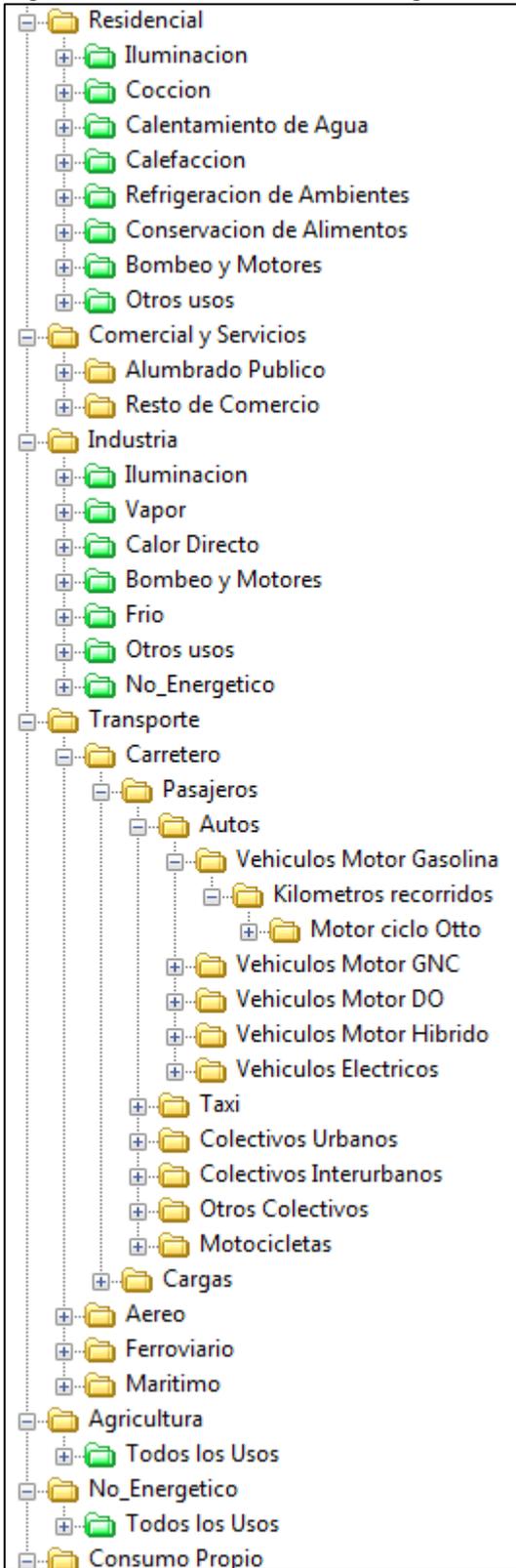
Los sectores de demanda considerandos han sido los siguientes:

- Residencial
- Comercial, Servicios y Público
- Industrias Manufactureras
- Transporte
- Agricultura
- Consumo Propio del Sector Energía
- Consumo No Energético

La representación de los sectores de demanda en el modelo LEAP se presenta en la siguiente figura:

⁵ WEAP: Water Evaluation and PlannigSystem, modelo de gestión hídrica desarrollado por el Stockholm Environment Institute.

Figura 1. Demanda en LEAP. Argentina



En el caso de los siguientes sectores de la demanda: Residencial, Comercial, Servicios y Público e Industria, el consumo de energía se desagregó por tipo de uso⁶ para el año base (2010). Para ello se recurrió a información secundaria (estudios de matrices de fuentes y usos realizadas por Fundación Bariloche, anuarios estadísticos y opiniones de expertos), a fin de obtener la demanda desagregada. Cabe destacar, que Argentina no cuenta con balances energéticos integrales expresados en energía neta y útil, los cuales se elaboran en base a encuestas dentro de los sectores principales de consumo, a fin de determinar las matrices de fuentes y usos. Sería recomendable que Argentina realice un estudio de estas características, a fin de disponer de mejores bases de datos para ser utilizadas en los procesos de planificación energética. No obstante, la información elaborada en el marco del presente estudio es un aporte en esta dirección.

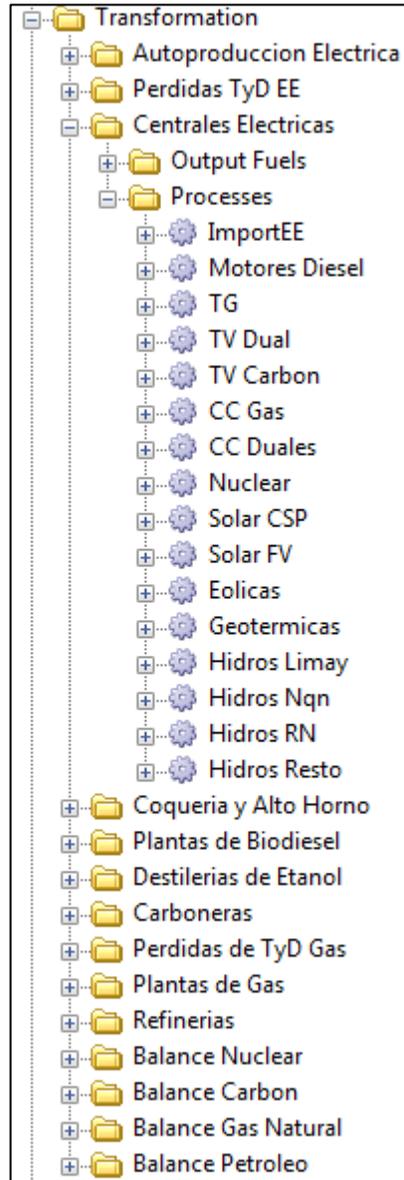
A partir de esta información, se pudo reflejar con la asistencia de LEAP, el impacto de un cambio en la participación de las fuentes en cada uso, o el impacto de la mejora en la eficiencia media de los equipos utilizados, así como el impacto de una modificación en la intensidad energética en el uso (ya sea a raíz de una mejora en las variables económicas o de una mayor o menor intensidad en un determinado uso por mejoras tecnológicas). Sin duda, estas modificaciones influirán luego en la demanda de los diferentes energéticos, en particular en la electricidad y por ende en la expansión del equipamiento eléctrico y en la demanda y oferta de los recursos primarios y secundarios de energía.

En lo que respecta a la oferta, también en base a información del Balance Energético Nacional del año 2010 anuarios estadísticos del Ministerio de Energía y CAMMESA así como con otros datos adicionales, se configuraron los principales centros de transformación de energía de Argentina. Por otro lado, se procedió a desagregar con mayor detalle la información correspondiente al subsector de generación de electricidad.

En el caso particular del centro de transformación denominado: Centrales Eléctricas, se han representado todas las centrales que posee el país, considerando una discriminación por tipo de tecnología (ej.: Nuclear, Solar, Eólica, hidroeléctricas, Turbinas a Gas, etc.). Adicionalmente, las centrales hidroeléctricas del Comahue han sido desagregadas considerando un agrupamiento de las mismas por río al cual pertenecen (ej.: Limay, Neuquén y Río Negro) y en Resto se agruparon las hidroeléctricas del resto del país. La interfaz entre los modelos: LEAP y WEAP, se dio a nivel del ingreso de recurso hídrico a las centrales (hidroenergía), el que va variando en el tiempo en base a los escenarios hidrológicos, impactados por el cambio climático, que se plantearon en el estudio.

⁶Dicho concepto refiere a los usos finales de la energía también, denominados servicios energéticos. Un análisis de este tipo permite representar las sustituciones y mejoras tecnológicas, así como las políticas que propendan a modificar la calidad de vida y la eficiencia energética, enfoque incluido en el análisis del escenario Base.

A continuación se presenta la apertura utilizada dentro de la oferta de energía.
Figura 2. Oferta en LEAP. Argentina



Hipótesis y Resultados del Escenario Base

Una vez establecida la estructura del sistema energético argentino en el modelo LEAP, fue ingresada la información del año base y se calibró el modelo para replicar las estadísticas energéticas del año base. Con la asistencia del modelo LEAP se analizaron los siguientes escenarios: BASE (el cual considera que no habría un impacto debido al cambio climático en la disponibilidad del recurso hídrico), y un conjunto de escenarios que sí consideran dicho impacto (se describirán más adelante). Las hipótesis del escenario Base incluyen una visualización de la evolución del sistema socioeconómico en una senda de mayor desarrollo humano, así como de un crecimiento de los niveles de ingreso por habitante y calidad de vida. En este contexto se plantea un mayor grado de industrialización contribuyendo desde el sector

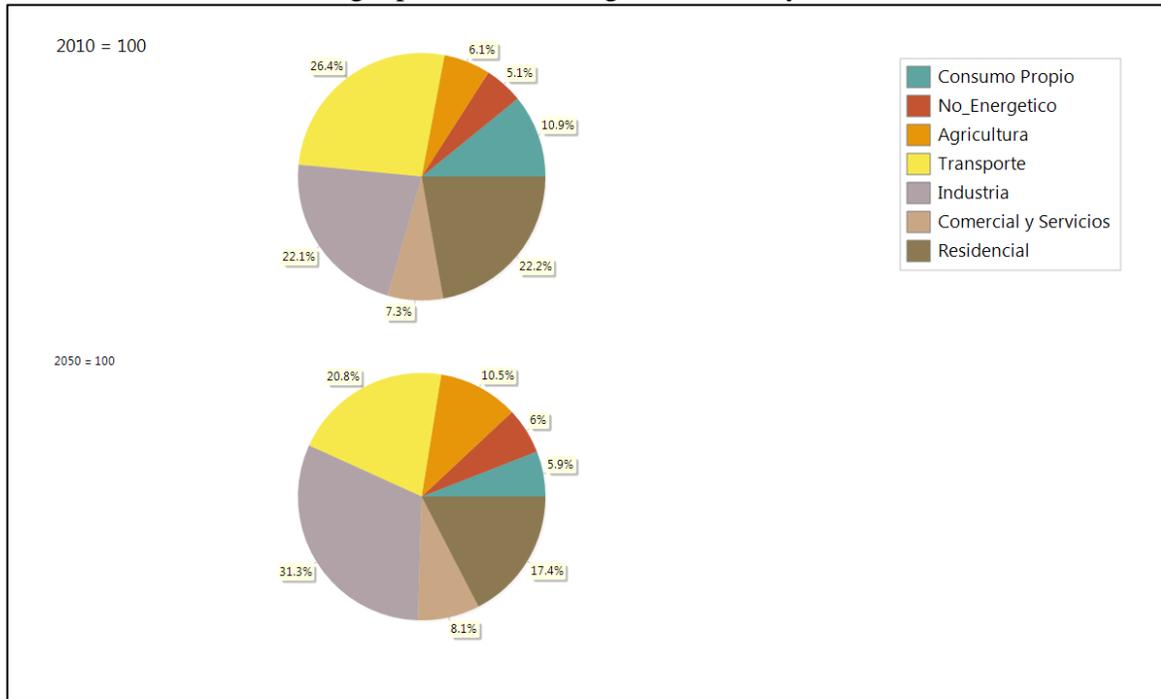
energético en dicha dirección. En particular el desarrollo de recursos energéticos locales, el impulso sobre la matriz productiva de las energías renovables fuertemente integradas localmente junto con otras tecnologías de fuerte impacto productivo local, caso hidroenergía y energía nuclear.

En lo que respecta a la demanda de energía proyectada para el período 2010-2050, fueron dejadas de lado las realimentaciones que esta pueda presentar al considerar o no el cambio climático, esto implica que, si en algún escenario hubiera menor disponibilidad de recurso hídrico para generar electricidad, deberían instalarse otro tipo de centrales que abastezcan dicho faltante.

Desde el punto de vista de la demanda, el escenario Base incorpora las principales medidas de eficiencia energética en curso (ej: cambio de luminarias, etiquetado de refrigeradores, etc.), junto a un conjunto de medidas de alta probabilidad de implementación de aquí al 2050 (ej.: mayor penetración de los biocombustibles, implementación de medidas de conducción eficiente, mejoras en la envolvente térmica en los hogares, etc.).

En base a dichas hipótesis se obtuvo una proyección del consumo de energía total a nivel de la demanda final al año 2050 ubicado en 185.105 kTep (partiendo de un valor de 58.749 kTep en 2010), lo que implica un crecimiento interanual para el período del 2.9%. De dicho total, en el año 2050 la Industria representa el 31,3%, seguido por el Transporte con el 20,8% y el Residencial con el 17,4%.

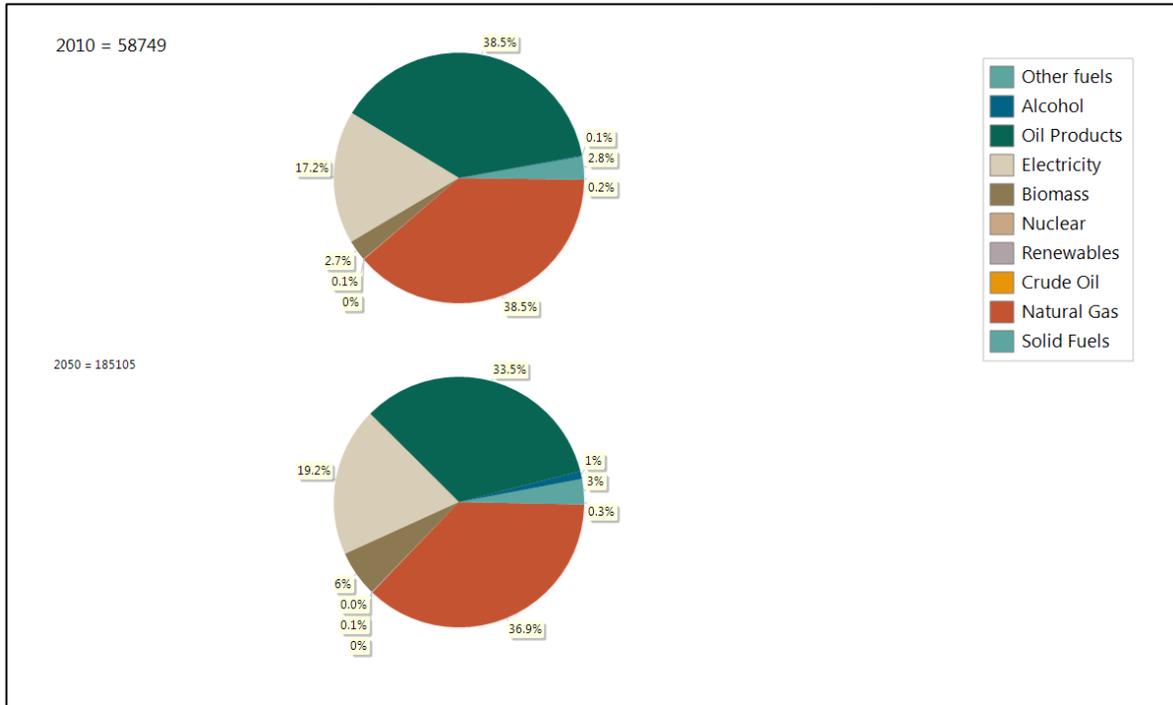
Gráfico 1. Consumo de Energía por Sectores. Argentina. 2010 y 2050



La mayor participación de la Industria, tal como se aprecia en el gráfico 1, con respecto a otros sectores de la demanda es consecuencia de un doble efecto, por una parte la mayor industrialización planteada entre las hipótesis del escenario socioeconómico, a la vez que se proponen importantes mejoras en la eficiencia del sector Transporte, lo que reduce su participación en el total de la demanda, aumentando así la participación relativa del consumo

industrial sobre el total. En lo que respecta a las fuentes energéticas consumidas representadas en el gráfico 2, se aprecia que en el 2010, el Gas Natural con el 38,5% resultaba ser el energético más consumido en el país a nivel del consumo final, seguido por los Derivados de Petróleo, con casi el 39% y la Electricidad con el 17,2%.

Gráfico 2. Consumo de Energía en el Consumo Final por Fuente. Argentina. 2010



Esta situación se modifica levemente hacia el 2050, observándose que la Electricidad penetra, al igual que la biomasa y el Alcohol, a expensas del Gas Natural y los Derivados de Petróleo (entre ambos pierden casi 7% de participación).

MODELADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Introducción

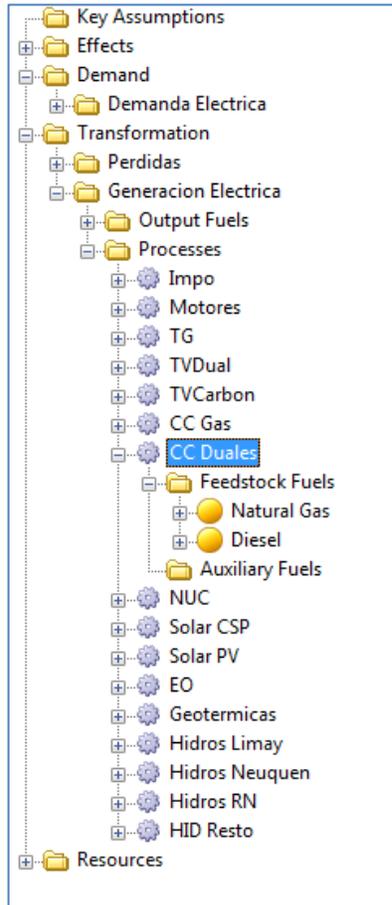
Entre los objetivos perseguidos en el modelado hidrológico y de gestión de la cuenca Comahue realizado en WEAP, se encuentra la intención de estimar el impacto de la pérdida de energía hidroeléctrica aportada por la región Comahue al Sistema Interconectado Nacional (SIN) como consecuencia del cambio climático. Es relevante no sólo el impacto en términos físicos sino también en términos económicos. La energía deficitaria tanto en términos estacionales como horarios, tiene diferentes consecuencias por la coordinación necesaria del resto de las tecnologías y combustibles para generar. En este contexto, el punto de partida para expresar los resultados energéticos a nivel nacional es el resultado de los modelos de cambio climático y gestión del recurso hídrico sobre la cuenca del Comahue, resultados de otros grupos de trabajo del proyecto CLIMAGUA. Dicho modelado del recurso hídrico proporcionó diversos escenarios con proyecciones de generación mensual para las centrales del Comahue hacia 2050. Esta generación eléctrica resultante se incorporó entonces en un

modelado energético de escala nacional realizado en LEAP a partir del cual la proyección mensual se distribuyó en sus contribuciones posibles en horas de punta y fuera de punta, correspondiendo éstas primeras a las tres horas comprendidas entre las 20 y las 22 hs para las centrales existentes y proyectadas en la cuenta en estudio. En síntesis, a partir de un insumo generado con el modelado en WEAP, se alimentó un modelado con escala nacional realizado en LEAP utilizado para estimar el impacto económico en el largo plazo de la disminución del recurso y su gestión.

Modelado del parque generador

Para la caracterización y descripción del parque generador, se utilizaron los anuarios estadísticos de CAMMESA para configurar un año base calibrado y si bien simplificado, representativo de la estructura y funcionamiento de la generación eléctrica. Dicha simplificación radicó en la representación de las máquinas térmicas desagregadas en las centrales nucleares, dos grupos de ciclos combinado (uno sólo con la posibilidad de consumir gas natural y el otro grupo duales a gasoil), máquinas tipo turbo-vapor unificado con una característica promediada aquellas que queman gas natural y fuel oil y otras máquinas tipo TV consumiendo carbón mineral, motores a diesel y máquinas tipo turbina de gas a ciclo abierto responsables de la punta del sistema cubierta por equipos térmicos. Adicionalmente se modelaron las tecnologías renovables eólica, geotérmica, solar fotovoltaica y solar térmica (tipo concentrador solar de características genéricas correspondientes a una capacidad de almacenamiento de 6 hs), con escasa o nula participación en el año base, pero con importante potencial en las proyecciones futuras. Por último se modeló unificadamente el conjunto de hidroeléctricas correspondientes a la cuenca del río Limay por un lado, a la del río Neuquén por otro, así como el aprovechamiento integral del Río Negro. Dichas plantas fueron separadas del conjunto restante de centrales hidroeléctricas del país, las cuales se representaron de manera unificada como un aprovechamiento promedio único sin capacidad de regulación relevante. Finalmente, se representó como una tecnología adicional la posibilidad de importación, asociando a ésta una potencia máxima y un costo de compra promedio. La estructura de análisis propuesta puede apreciarse en la siguiente figura, correspondiente a un extracto del modelo LEAP configurado para el estudio.

Figura 3. Esquema de análisis del sector eléctrico modelado en LEAP



La simulación de la operación de las plantas generadoras, también denominado modelado del despacho eléctrico, se realiza con criterio de costo marginal ascendente. Bajo este supuesto las fuentes renovables de generación tienen prioridad en el despacho ya que presentan los costos marginales más bajos. Para las centrales hidroeléctricas del Comahue, poseedoras de una importante capacidad de regulación, se configuró una función de disponibilidad temporal de la generación para su despacho, coincidente con las horas y momentos del año en que la energía eléctrica posee su mayor valor para el sistema. De esta forma se guía la contribución de las mismas a dichos períodos. Esta operación redundante en un beneficio neto para el sistema eléctrico, permitiendo ahorrar los combustibles más onerosos utilizados en los momentos de mayores necesidades de generación.

Escenarios estudiados

El siguiente paso en la construcción del modelo está vinculado con el planteo de los posibles escenarios de expansión del sistema eléctrico, escenarios que deberán hacer frente a la demanda descrita previamente bajo las consideraciones mencionadas del escenario BASE, pero que podrían hacerlo con diferentes parques generadores. Tales lineamientos de

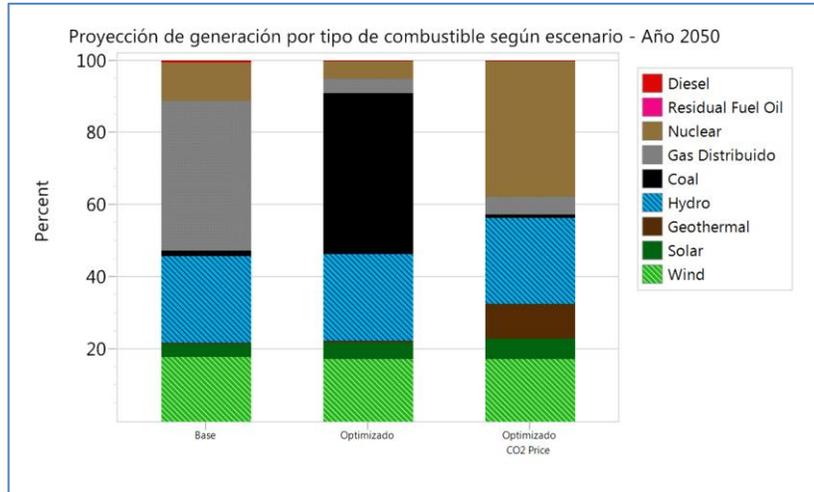
expansión fueron considerados sin tener en cuenta el impacto de la disminución hidroeléctrica. Se estudiaron tres tipologías de evolución del parque generador.

La primera de ellas, representada en el denominado escenario **BASE**, corresponde a los lineamientos existentes referidos a la expansión del sistema eléctrico y diversificación de la generación. Esta visión fue tomada de los documentos presentados a la reciente COP21, realizada en Diciembre de 2015. A grandes trazos este escenario implica gas natural, hidroenergía y renovables no convencionales. El segundo escenario, plantea una evolución diferenciada del Base a partir del año 2022 ya que se define la expansión a partir de criterios de optimización económica para el subsector eléctrico, incorporando para ello un escenario de precio para los combustibles y costos de las tecnologías de generación⁷. Simplificadamente este escenario sustituye gas natural por carbón para la base del sistema⁸. Dichos resultados se reflejan en el escenario denominado **Optimizado**. Por último, en el escenario **Optimizado CO2 Price** se refleja el resultado sobre la expansión que adicionalmente a los precios y costos mencionados incorpora una penalidad relativa a la emisión de CO₂, a modo de “Carbon Price”, comenzando a regir a partir de 2020 con un valor de 25 USD/Ton y alcanzando los 70 USD/Ton en 2040 y 90 USD/Ton en 2050. En este caso el carbón resulta reemplazado y en su lugar se incorporan plantas nucleares para la base. En todos los escenarios de optimización y análisis de costos, los cálculos y modelados se realizaron con una tasa de descuento del 10% y se obtienen los escenarios de menores costos de expansión y operación del sistema eléctrico. Los escenarios eléctricos modelados, a partir de los parámetros utilizados, resultan fuertemente contrastados, lo cual es deseable desde el enfoque del presente estudio, ya que no se intenta definir con detalle cuál sería efectivamente el escenario más conveniente para diversificar la generación eléctrica con una visión multi-objetivo (que no es tarea sencilla), sino evaluar el impacto de la disminución hidroeléctrica del Comahue entre opciones distintas. Por tanto, la diversidad reflejada en la expansión contribuye en dicho objetivo. Evidentemente expansiones diferentes podrían implicar sobre costos distintos ante la falta del recurso hidroeléctrico prevista en los escenarios climáticos. De allí que para el presente estudio se optara por evaluar tres escenarios diferentes como los descriptos.

Tal como se presenta en la figura siguiente, en la que se observa la generación porcentual proyectada para 2050 según el escenario de diversificación eléctrica, ambas optimizaciones de mínimo costo intercambian los combustibles utilizados en la base siempre en complemento a las energías renovables. Mientras que el escenario Base el Gas Distribuido continúa con una muy fuerte participación (tal como ocurre en la actualidad), en el escenario Optimizado es desplazado por el Carbón Mineral mientras que cuando se valorizan las emisiones la preponderancia de la energía nuclear resulta evidente.

⁷Se recuerda que el escenario socioeconómico asumido en el estudio implica una meta de importante utilización de recursos energéticos locales así como de integración productiva local. De allí que el escenario de precio usado para los combustibles está vinculado a la proyección de costos medios locales (muy sesgado por los recursos no convencionales) y los escenarios de costos de las tecnologías de generación emula el camino emprendido por países que han desarrollado localmente la industria de renovables con fuerte integración nacional.

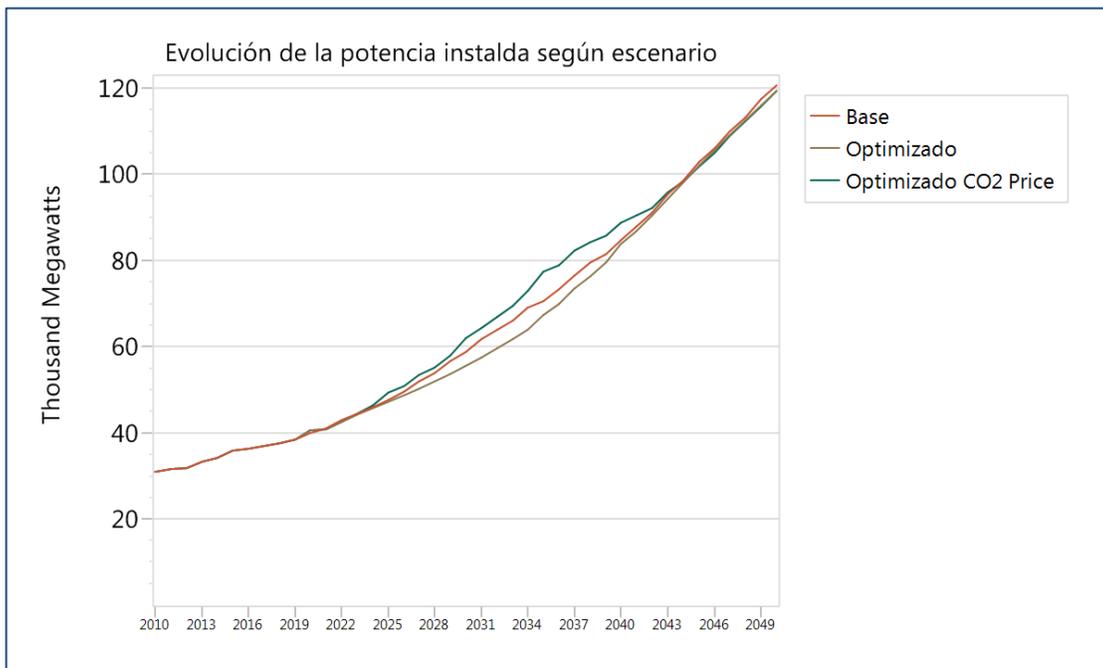
⁸No se incursionó en un estudio específico respecto a la procedencia del carbón. Se utilizaron valores de referencia de carbón importado con estimaciones CIF en Argentina. Dada la existencia de recursos en Patagonia así como el sur de provincia de Buenos Aires, esta situación podría ser incluso más conveniente que la estudiada.



Resultados del sector Eléctrico

Evolución de las principales variables

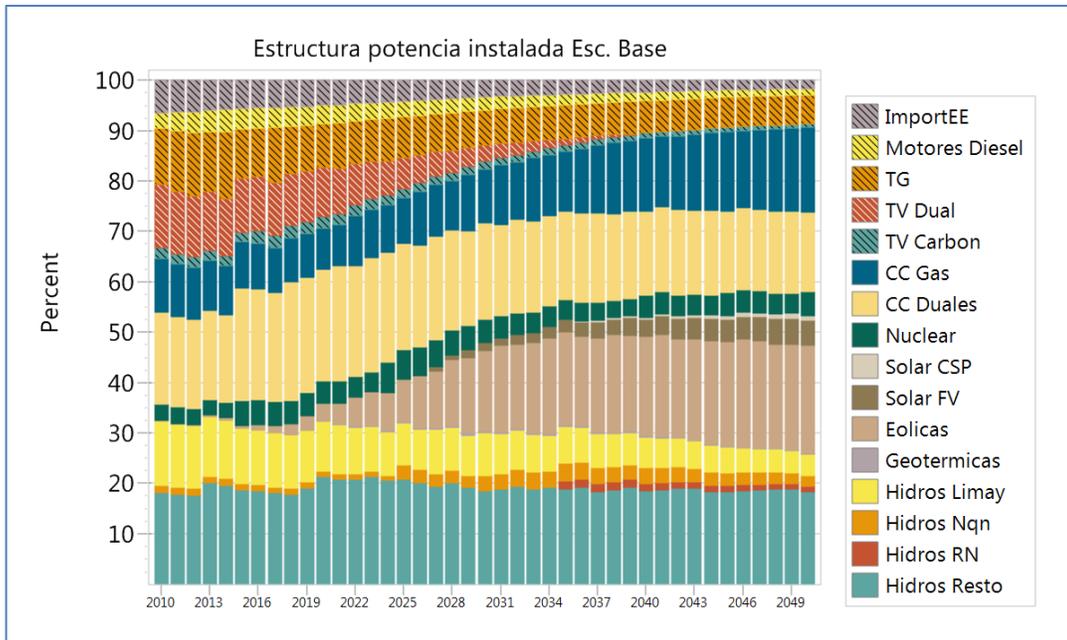
Los resultados vinculados a la cantidad de potencia incorporada no difieren en demasía según el escenario, tal como se presenta en la figura siguiente la potencia alcanzada en el año horizonte es prácticamente la misma⁹ en todos ellos. Se aprecia sí, un retraso en las incorporaciones vinculadas con el escenario óptimo vinculado principalmente a diferencia de los factores de planta de las tecnologías incorporadas.



⁹Cabe recordar que todos los equipamientos responden exactamente a igual demanda eléctrica y en esta instancia todavía no se están considerando los efectos del cambio climático y el cambio de gestión del recurso hídrico debido a este y modelado en WEAP. Estos resultados se presentan en un próximo apartado.

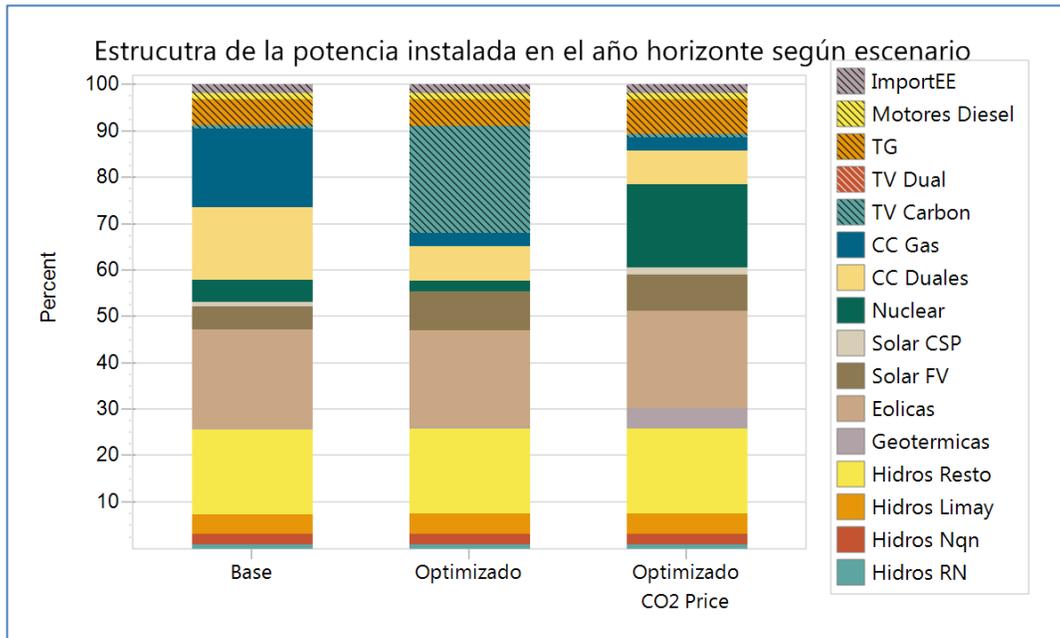
Por otro lado, se aprecia también que el escenario correspondiente a la optimización de mínimo costo valorizando el CO₂ emitido, adelanta la instalación de potencia. En este caso la explicación resulta de la sustitución de combustibles fósiles (principalmente Gas Distribuido) por energía nuclear para minimizar las emisiones y así costos.

Dichos resultados están directamente ligados al perfil de expansión eléctrica que cada escenario implica. El escenario Base mantiene la importancia actual de los Ciclos Combinados utilizando Gas Distribuido como principal tecnología, en conjunto con una importante penetración de energías renovables como Eólica, Solar Fotovoltaica y manteniendo la participación de las centrales hidroeléctricas prácticamente constante (podríamos denominarlo a este, el escenario de las actuales políticas). Estas proyecciones se observan en la figura siguiente, presentadas en términos de participación porcentual de la potencia instalada. Se visualiza un crecimiento acelerado de la potencia eólica a partir de 2018 (hasta alcanzar un 20% aproximadamente en el año 2035 y luego moderando su aumento), una desaparición casi total de las antiguas turbo vapor a fuel oil y una pequeña disminución relativa de las plantas tipo turbina de gas. Por otro lado, con una penetración en términos apreciables recién a partir de 2020, se aprecia la aparición de fotovoltaica en gran escala, llegando casi a un 5% en el año horizonte. Sin embargo, la característica central de este escenario es la preservación del gas natural como principal fuente energética en la base del sistema eléctrico, en conjunto con la hidroenergía. Haciendo foco en la generación hidroeléctrica, mantener el porcentaje en términos de estructura de la potencia instalada implica la incorporación de aproximadamente 20 GW de potencia hidroeléctrica en toda la Argentina. Refiriéndonos a la cuenca del Comahue, todos los escenarios suponen la expansión de 4.6 GW correspondientes a diversos proyectos en la cuenca¹⁰.



¹⁰ Se incluyó en el modelo la incorporación de los siguientes proyectos en la región del Comahue: Chihuido I y II, Cerro Rayoso, Collón Cura, Huitrin, aprovechamientos sobre el Rio Negro (Chimpay, Regina, Chelforo, Belisle y Chinchinales), Huitrin, La Invernada, Michihuao, Pantanitos y PiniMahuida.

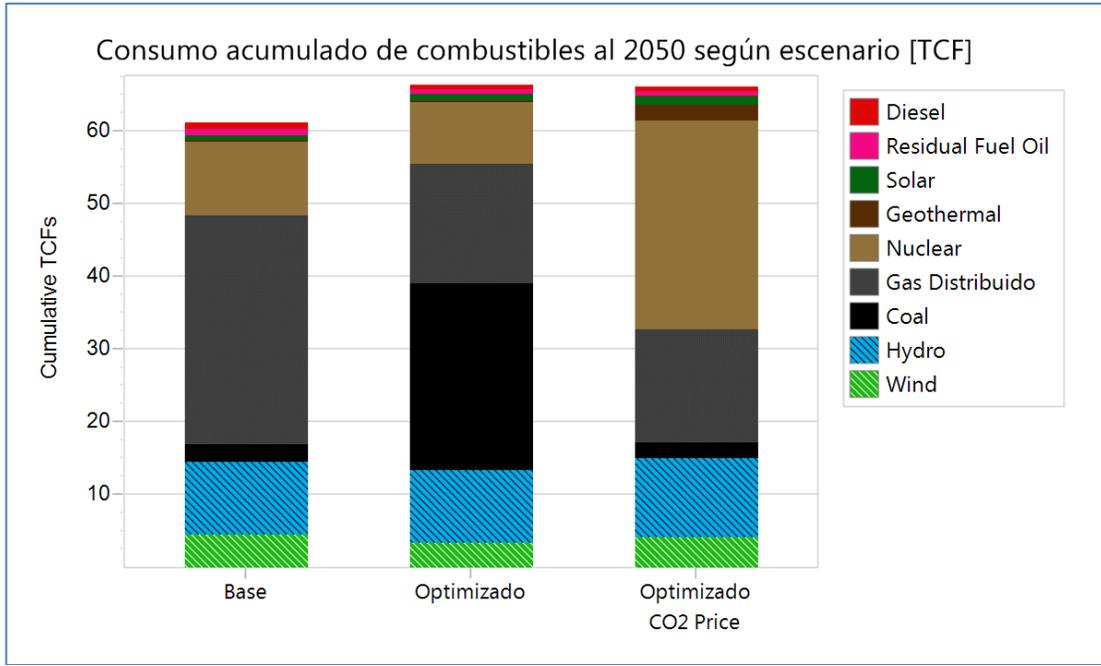
Los escenarios optimizados, en ambos casos mantienen las importantes participaciones de renovables alcanzadas hacia el año horizonte. Las proyecciones de costo ubican a dichas tecnologías en una posición muy competitiva. Sin embargo, a diferencia de lo que ocurre por los lineamientos de política del escenario Base, aparecen tecnologías distintas para proveer la energía que en la base del diagrama de cargas aportaban los Ciclos Combinados a Gas Distribuido. En el caso del escenario Optimizado, las tecnologías que ingresan son turbo vapor utilizando carbón mineral, mientras que en el Optimizado CO₂ Price son centrales nucleares. En la siguiente figura se presenta la estructura de la potencia instalada al año 2050 de los tres escenarios, donde puede apreciarse claramente lo descripto. El análisis de despacho y costos considerado no incluye situaciones de despacho de corto plazo que puedan requerir respaldos o exigencias operativas de reserva rotante o márgenes de producción con cierta holgura por la variabilidad propia de los recursos renovables. Esta situación es atendible y puede generar costos no cuantificados. Sin embargo, la participación alcanzada por las renovables variables en el año horizonte no es tan elevada y el parque complementario del escenario Base (ciclos combinados a gas en conjunto con una participación hidroeléctrica de embalse importante) supone una cierta holgura a este respecto.



En el escenario en que se valorizan las emisiones, dicho costo genera incentivos económicos necesarios para incorporar plantas geotérmicas, las que poseen altos costos medios y no son económicamente convenientes en otro contexto.

Desde el punto de vista del consumo de combustibles, el panorama es equivalente a lo que ocurre con la tendencia de la potencia instalada, aunque potenciado por el alto factor de planta de las centrales que cubren la base del sistema eléctrico. El resultado ya fue presentado en el apartado X.1.3 donde se describen los escenarios. La diferencia en consumo acumulado de Gas Distribuido entre los escenarios de optimización de costos y el escenario base rondan los 16 TCF de Gas Distribuido, es decir unos 453.000 millones de m³ (un 36% superior a las actuales reservas comprobadas de gas natural).

En términos de consumo total acumulado de combustibles para generación, se aprecia la diferencia entre los escenarios en la siguiente figura. Tal como se planteaba, la sustitución más relevante es gas natural por carbón o energía nuclear, según la minimización de costos realizada.



Impacto de la disminución de la generación del Comahue

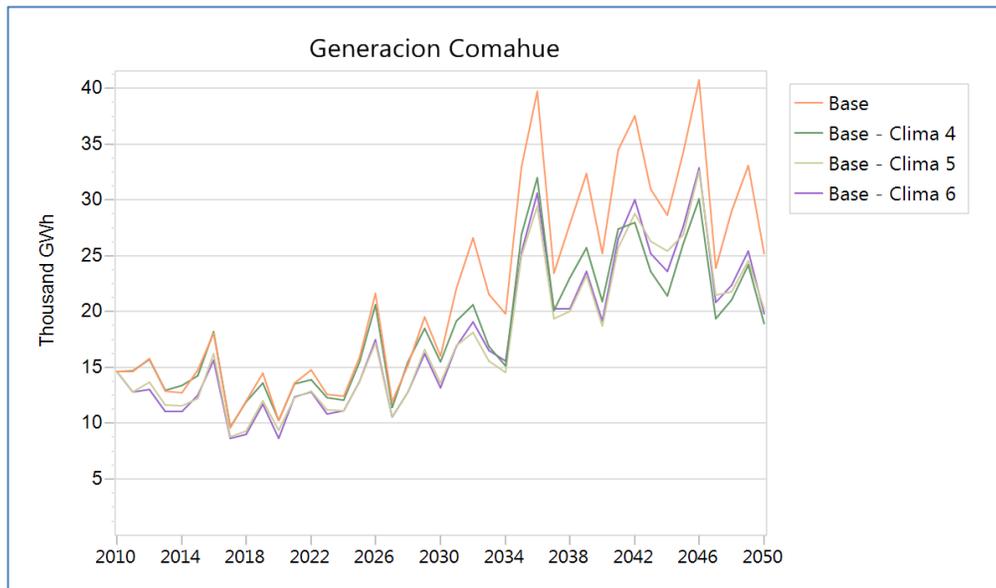
La disminución de la generación hidroeléctrica de la cuenca del Comahue, debido a las proyecciones de cambio climático¹¹, al aumento de los requerimientos y como consecuencia de esto a la gestión del recurso hídrico, es muy relevante. Para el conjunto de la cuenca, se proyecta una disminución en su generación hacia 2050 entre un 20% y un 25%. Dicha merma, no es pareja entre las sub-cuencas del Limay y del Neuquén, mientras que en el primero se proyectan valores al 2050 entre un 10% y un 25% menores, los guarimos para el Neuquén dan valores entre 30% y 40%. Los climas 4, 5 y 6 estudiados en la modelística hidro-climática del proyecto CLIMAGUA corresponden al *downscaling* para la región del Comahue de los modelos de circulación global MIROC y ESM2 con distintas hipótesis de forzamiento radiativo producto de posibles concentraciones de gases de efecto invernadero. En particular se utilizaron los escenarios de estabilización de concentraciones representativos 4.5 y 8.5 del IPCC. En dicho modelado se incluyó la representación del fenómeno precipitación-escorrentía con un período de calibración de caudales históricos y luego escenarios climáticos y su impacto sobre los caudales. Los caudales resultantes fueron gestionados a partir del modelo WEAP y la generación obtenida con dicho modelo alimentó la modelística energética nacional realizada en LEAP, como fuera oportunamente mencionado.

¹¹En este apartado del estudio fueron seleccionados los resultados correspondientes a tres de los seis escenarios climáticos utilizados, en particular, los últimos tres analizados. Estos son el Clima 4, correspondiente al modelo Miroc RCP 8.5, el Clima 5 correspondiente al ESM2 RCP 4.5 y el Clima 6 que corresponde al ESM2 RCP 8.5

En términos acumulados para todo el horizonte de planificación, los impactos se suavizan ya que al agudizarse la situación con el correr de los años, los mismos presentan un promedio menor. Así la disminución total de la generación de la cuenca ronda entre el 16% y el 20%. A su vez, este mismo análisis por sub-cuenca resulta en valores de entre 12% y 17% para el Limay y entre 25% y 38% para el Neuquén. En todos los casos, los intervalos de variación se deben a los distintos modelos climáticos utilizados. Para el caso del modelo hidrológico, el paso de tiempo utilizado para los balances hídricos de oferta y demanda de agua fue mensual. En el caso del modelo energético, se utilizó el paso mensual heredado respecto a la disponibilidad hidroeléctrica, pero adicionalmente se subdividió el período mensual en horas de punta y horas fuera de punta. La generación mensual de las plantas con embalse se distribuyó priorizando las horas de punta (atendiendo a los requerimientos de caudales, tanto de máxima como de mínima), compensando con la generación en horas fuera de punta para obtener la media mensual del modelo hidrológico.

Desde el punto de vista del Sistema Interconectado Nacional (SIN), la energía no suministrada por la cuenca del Comahue debe sustituirse con la generación de otras unidades generadoras. Para modelar dicho impacto se discriminó la energía aportada por el agregado de centrales de la cuenca respetando su capacidad de regulación mensual¹² así como el empuntamiento correspondiente a las horas de máxima demanda diaria.

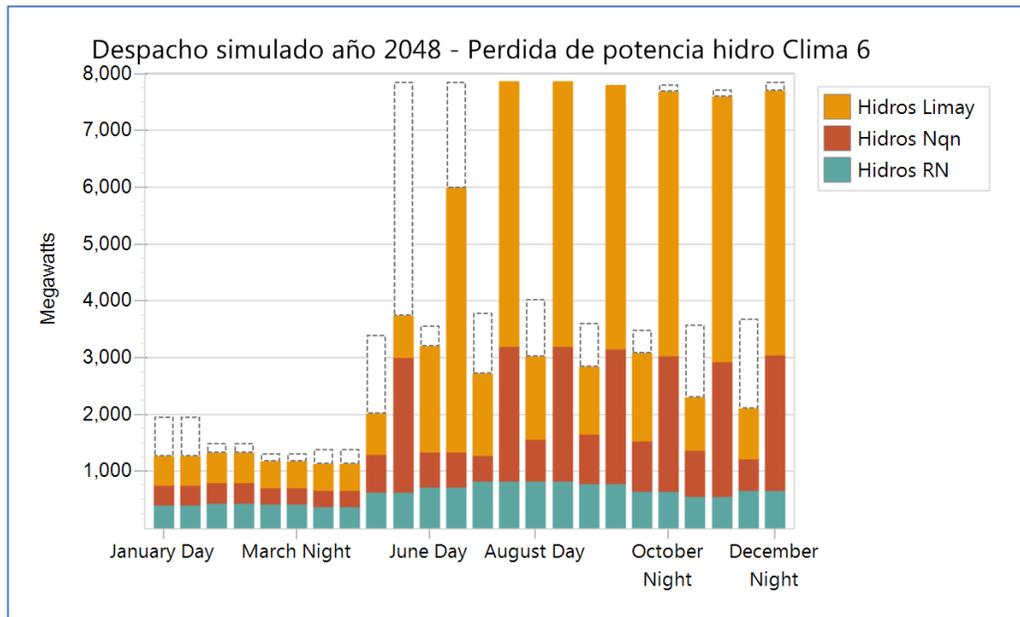
En la figura siguiente se presenta la evolución de la generación proyectada para la cuenca en un escenario sin cambio climático (Base) y en tres escenarios de cambio climático distintos.



¹²Esto es, gestionando el agua de modo tal de maximizar la generación en los meses de invierno y diciembre, aspecto modelado con el modelo WEAP. De esta forma se minimizan los costos totales de abastecimiento eléctrico debido a la sustitución de las centrales más caras en un despacho coordinado y organizado en función de costos operativos crecientes. Guardar agua, en la medida de lo posible y sin comprometer otros usos, para los meses de mayor demanda o restricción de GN por usos alternativos, redundará en un significativo ahorro anual ya que se desplazan las generaciones de mayor costo.

Tal como puede apreciarse y como se marcara anteriormente, la disminución de la generación en los escenarios con cambio climático en relación a una línea de base sin cambio climático, es creciente con el tiempo y relativamente pareja entre los diferentes escenarios proyectados. La pérdida de energía hidroeléctrica de la cuenca, acumulada en todo el período analizado, alcanza los 134 TWh en el escenario clima 4, mientras que llega a los 174 y 172 TWh para los climas 5 y 6 respectivamente.

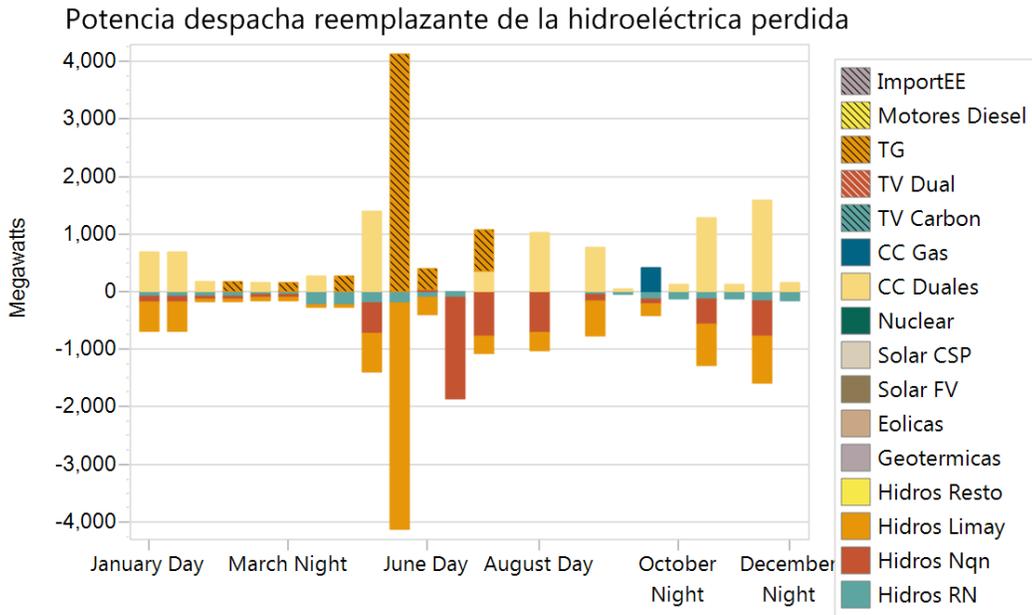
Para cuantificar el impacto sobre el sistema eléctrico nacional, se analizó la disminución de energía aportada en términos mensuales y horarios. A modo de ejemplo, se muestra en la gráfica siguiente el modelado del despacho correspondiente al año 2048¹³ en el escenario de expansión Base, afectado por el Clima 6. En la figura se aprecian los 24 intervalos de despacho correspondientes al análisis anual, los que reflejan la contribución en potencia para satisfacer la demanda eléctrica media, de los 12 meses del año dividido en horas de punta y horas fuera de punta, de las plantas de Comahue. El valor coloreado es lo que efectivamente se proyecta como aporte de las centrales en esta condición climática desfavorable, mientras que la barra vacía muestra cuánto potencia media se estima que se perdería en comparación a una situación de hidrología media histórica. La barra punteada se conforma de la suma de lo perdido en las tres sub-cuencas analizadas. Se obtuvieron figuras con este comportamiento para todos los años proyectados así como para todos los escenarios climáticos estudiados.



Este mismo análisis conduce a la identificación de requerimientos de potencia/energía de reemplazo para satisfacer los requerimientos de demanda de cada intervalo temporal de análisis. Así, tal como está analizado en la figura a continuación, toda disminución de potencia del Comahue se contrarresta con un mayor uso de equipamiento restante del SIN, o

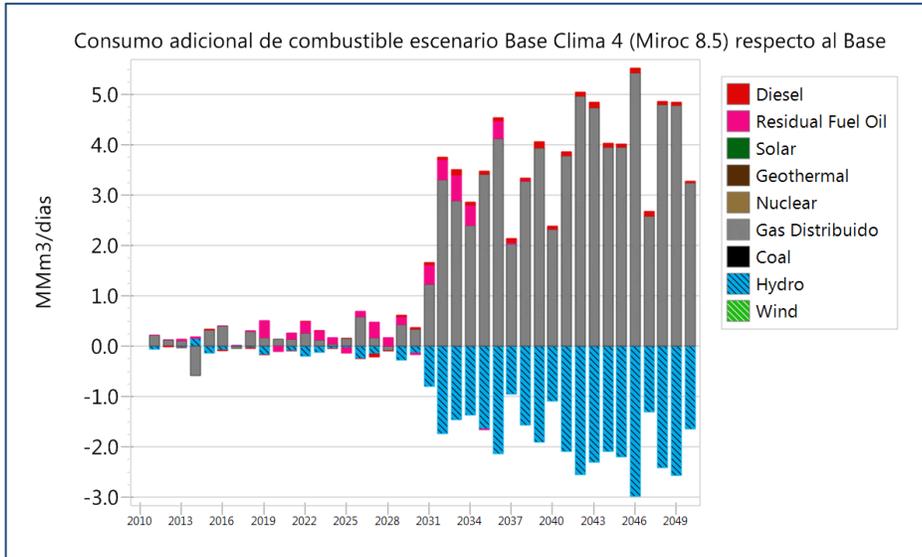
¹³ La elección del año 2048 fue realizada teniendo en cuenta la claridad en la visualización que dicho año representó fortuitamente, producto de la variabilidad anual montada a la tendencia que produce el cambio climático. El patrón de comportamiento de todos los años es similar, aunque la visualización para algunos años es más clara que para otros.

incluso bajo algún contexto posible con importaciones (se muestra también el año 2048 equivalentemente al gráfico anterior).



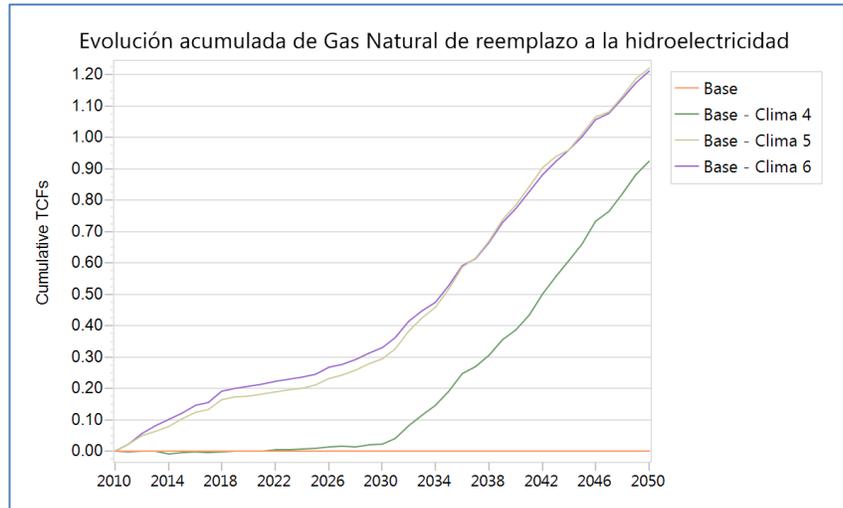
En la figura anterior se presenta con signo negativo la potencia perdida en el escenario con cambio climático 4, según el mes del año y momento del día, cortado según el tipo de planta generadora. Especularmente, se presentan con signo positivo las potencias de las tecnologías que cubren la indisponibilidad que el escenario climático imprime sobre las generadoras del Comahue. Tal como puede apreciarse para este año y clima particular elegido para la visualización, en las horas nocturnas de Mayo, la falta de potencia para empuntar en la cuenca del Limay implica la necesidad de utilizar fuertemente la potencia disponible de los turbo gas, lo que redundará en un costo variable importante ya que son una de las últimas máquinas en ingresar al despacho. La pérdida de potencia/energía correspondiente a los meses de Octubre, Noviembre y Diciembre, en cambio, es contrarrestada con mayor uso de los ciclos combinados ya que la demanda total en esa época del año es menor y el sistema eléctrico presenta mayor holgura.

Evidentemente, del análisis de todos los años y todos los intervalos de despacho a lo largo del horizonte completo de la planificación realizada, puede cuantificarse el consumo adicional de combustible proveniente de la disminución de energía hidroeléctrica. En términos agregados anuales y con un agrupamiento por combustible, se presenta la evolución de las necesidades de reemplazo resultantes de la pérdida de energía hidroeléctrica.



Tal como puede apreciarse en la figura anterior, la principal fuente de reemplazo de la hidroelectricidad perdida es el Gas Distribuido, algo de Fuel Oil Residual tendiente a desaparecer y un poco de Diesel. Como el Gas Distribuido alimenta tanto a los Ciclos Combinados como a las Turbinas de Gas, es éste el reemplazo natural de la hidroenergía perdida.

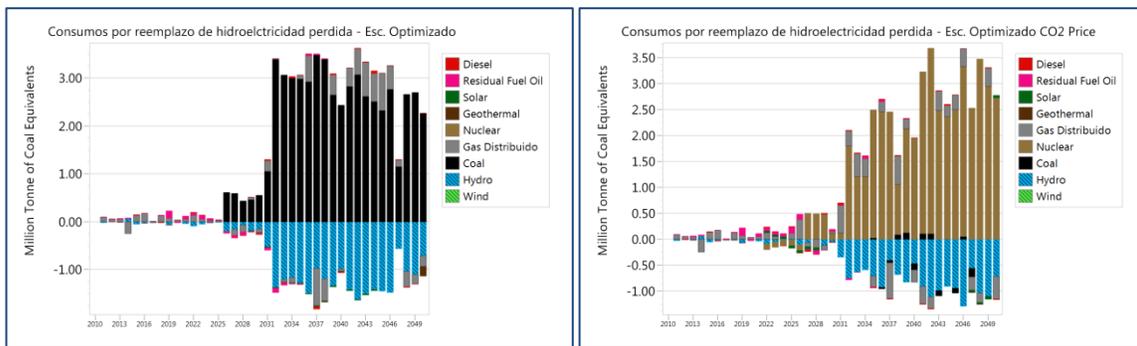
Evaluando la cantidad de Gas Distribuido acumulado año tras año, es posible reconstruir las reservas adicionales de Gas a disponer según el escenario en cuestión. A continuación, se presenta una estimación para los tres escenarios climáticos evaluados. En la figura siguiente puede apreciarse la estimación descripta.



Se aprecia que, si bien en los escenarios 5 y 6 los efectos del cambio climático se evidencian anticipadamente, en todos los casos la situación se hace mucho más apremiante a partir de 2030. Los niveles que se alcanzan de recursos adicionales necesarios implican alrededor de 1 TCF (aproximadamente 28.000 millones de m³) de Gas Natural, lo que

equivale aproximadamente al 70% del Gas Natural que Argentina exportó entre los años 1997 y 2007¹⁴.

En los escenarios en que se exploran matrices de expansión alternativas, esto es el Optimizado y el Optimizado CO₂ Price, se realizó un análisis equivalente respecto a la sustitución necesaria de la hidroelectricidad perdida. De ambos surge claramente que una parte importante de la hidroenergía corresponde a energía que no es estrictamente de punta, sino de semi-punta y es por ello que una parte importante de la misma es reemplazada por el combustible que desplaza al Gas Distribuido en dicha función, en cada uno de estos escenarios. Es decir, en el escenario Optimizado una parte importante se reemplaza con Carbón mientras que en el Optimizado CO₂ Price el aporte de energía nuclear adicional cubre la generación hidroeléctrica perdida. A modo de resumen se presentan a continuación los resultados equivalentes al presentado para el escenario Base.



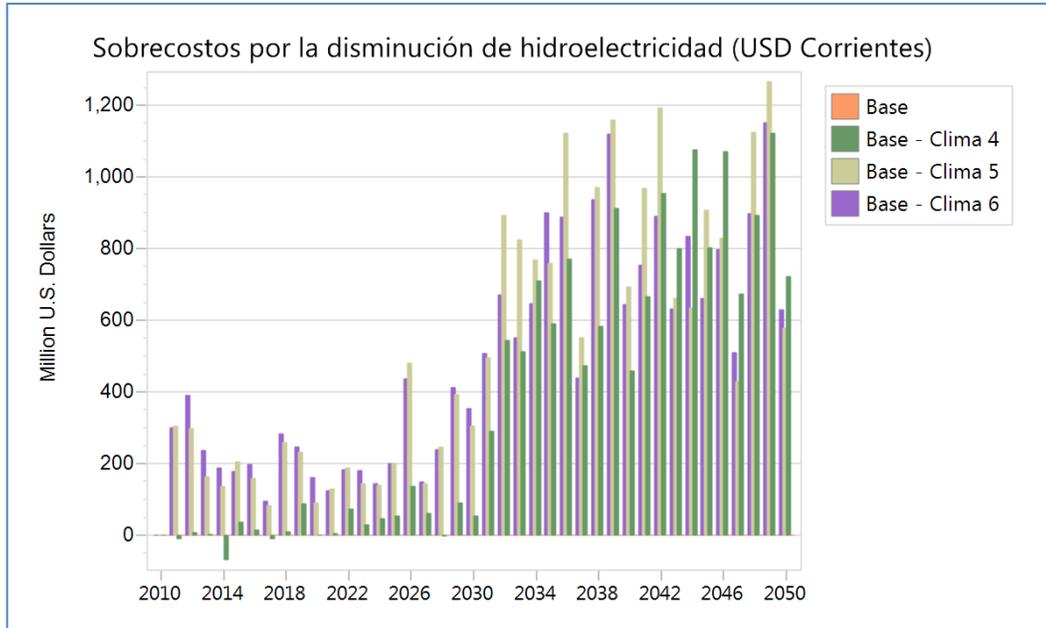
Se aprecia claramente que el principal combustible que cubre el déficit hidroeléctrico es aquel en que está basada la matriz de expansión del sector eléctrico, tal como se adelantó.

Impacto en los costos totales y el valor medio de la energía

El análisis de los costos resultantes de los escenarios estudiados puede hacerse con diferentes enfoques. La primera pregunta que se deseaba responder está asociada al impacto del cambio climático en la necesidad de sustituir hidroelectricidad por combustibles fósiles, tal como se presentó en el apartado anterior.

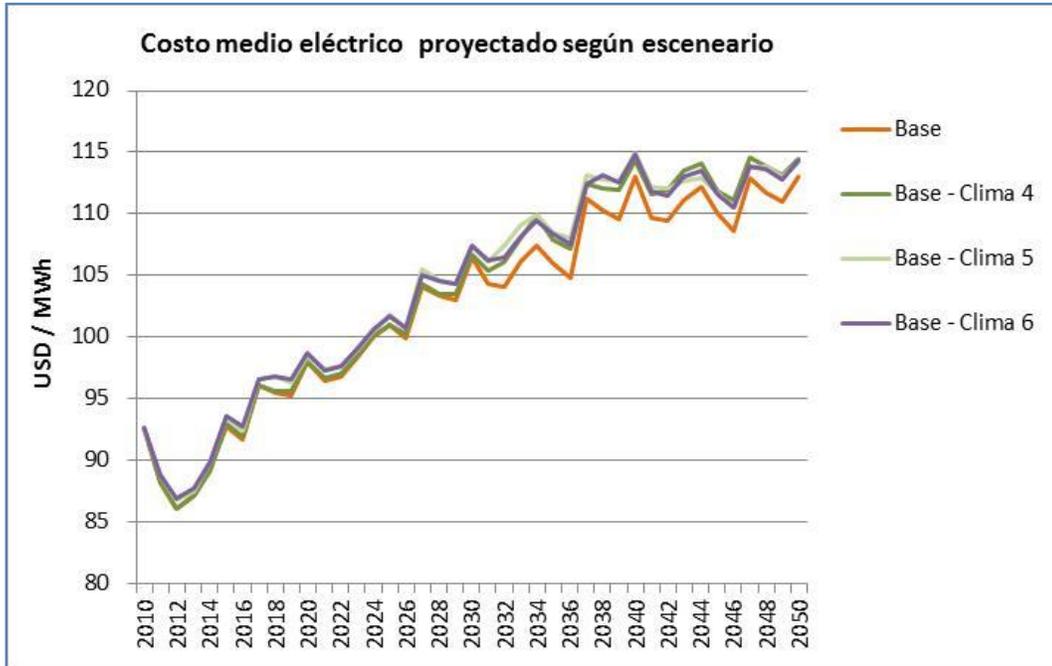
Adicionalmente es relevante cuantificar los costos medios incrementales en los que se incurriría por el déficit hídrico. En la figura siguiente se presentan los costos anuales de suplir la hidroelectricidad faltante proyectada en los distintos escenarios climáticos estudiados. Si bien resulta claro que existe una variabilidad dentro de cada modelo y en la comparación entre ellos, resulta evidente que los sobrecostos son importantes y crecientes.

¹⁴ Según los balances energéticos publicados por la Secretaría de Energía, se exportaron entre 1997 y 2007 aproximadamente 38.500 kTep. En los momentos de auge exportador Argentina enviaba del alrededor de 0.25 TCF por año al exterior.



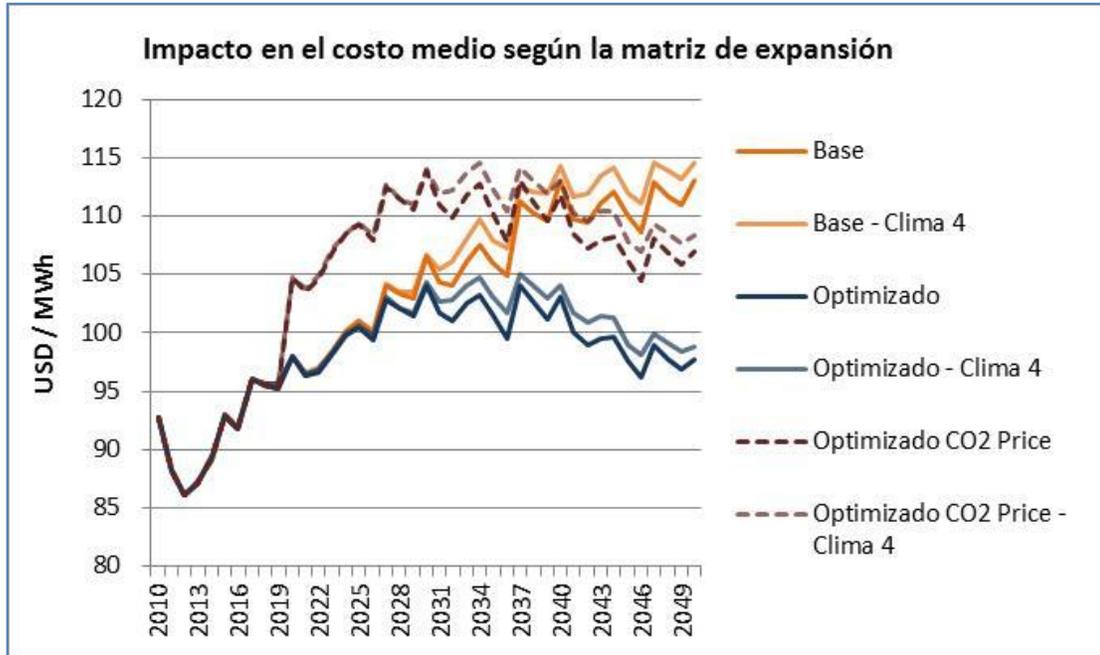
Los sobrecostos del sistema se encuentran entre 100 y 115 us\$/MWh, por cada MWh hidroeléctrico perdido que debe ser reemplazado. Dicho valor refiere al costo unitario en valores constantes, el que surge del costo incremental en valor presente la energía perdida descontada a igual tasa (10%). En términos constantes y llevados a valor presente del año 2010, el total de sobrecostos acumulan 985 MUSD en el escenario de Clima 4 (Miroc 8.5) y aproximadamente 2.600 MUSD tanto para el escenario de Clima 5 como de Clima 6 (ambos correspondientes al modelo climático ESM2 4.5 y 8.5 respectivamente). La diferencia radica principalmente en la estimación del impacto que el cambio climático podría tener en los primeros años de la proyección. Puede notarse que ambos resultados correspondientes a los modelos ESM2 presentan sobrecostos para los primeros años de la proyección, lo que influye muy fuertemente al momento de calcular el valor presente del sobrecosto (en parte por la tasa de descuento utilizada).

Otro resultado importante desde el punto de vista de los costos está vinculado con el impacto a nivel sistema eléctrico nacional. Una forma posible de medir dicho sobrecosto es evaluar el valor resultante del costo medio eléctrico del conjunto del sistema en una situación de hidraulicidad media histórica confrontada con otras afectadas por los modelos climáticos.



Realizando el análisis para el conjunto del sistema, se puede apreciar que la tendencia prevista a partir del escenario de expansión analizado es hacia un aumento de los costos medios de generación. Este hecho radica principalmente en el aumento del costo de los combustibles para generar electricidad (una buena parte de este aumento lo explica el costo proyectado para el gas natural). Por otro lado, se aprecia también que en términos de costo medio el impacto de la disminución de la hidroelectricidad del Comahue es poco significativo. Analizando los valores correspondientes a la última década, el incremento promedio del costo de generación rondaría los 2 USD/MWh, lo que representa sólo el 1.7% del costo de la energía.

Otra pregunta formulada al comienzo del apartado fue cómo podía influir este impacto si el perfil de expansión fuera uno alternativo al lineamiento político de expansión eléctrica vigente. Para ello se analizaron dos propuestas alternativas de expansión, una guiada por criterios de optimización con pocas restricciones (ya fue señalado que dicha expansión resultó fuertemente basada en el consumo de carbón mineral) y otra expansión optimizada pero penalizando económicamente la emisión de CO₂. A continuación se presentan los resultados de los costos medios obtenidos.



En línea naranja y naranja claro se presenta el resultado ya graficado anteriormente, correspondiente al impacto del modelo climático “Clima 4” sobre el escenario Base. En color azul los resultados son equivalentes pero para una expansión optimizada (basada en gran medida en carbón) y finalmente en línea punteada la expansión que valoriza (e intenta minimizar el impacto en términos de costo total) las emisiones.

Los resultados son interesantes, desde el punto de vista de que más allá de la diversificación que ocurra con la matriz de generación eléctrica, el sobre costo por disminución de hidroelectricidad de la cuenca del Comahue se ubica en aproximadamente el 2% del costo medio a nivel sistema interconectado de la electricidad generada.

Otro resultado importante está asociado a la diferencia de costos medios existentes entre un escenario que continúa dependiendo fuertemente del Gas Distribuido como base de la matriz eléctrica (Escenario Base) respecto de un escenario en que se disputa esta preponderancia con una participación creciente del Carbón Mineral. La diferencia en costos medios hacia el año horizonte es de casi un 15% de disminución para el escenario Optimizado.

Por último, el escenario en que se penaliza la emisión de CO₂ a partir de un precio al carbono emitido implica un aumento importante en los costos medios que podrían ser atenuados en el tiempo con una política de impulso nuclear importante, incluso logrando para el sector, en el largo plazo, costos medios competitivos en comparación al escenario Base.

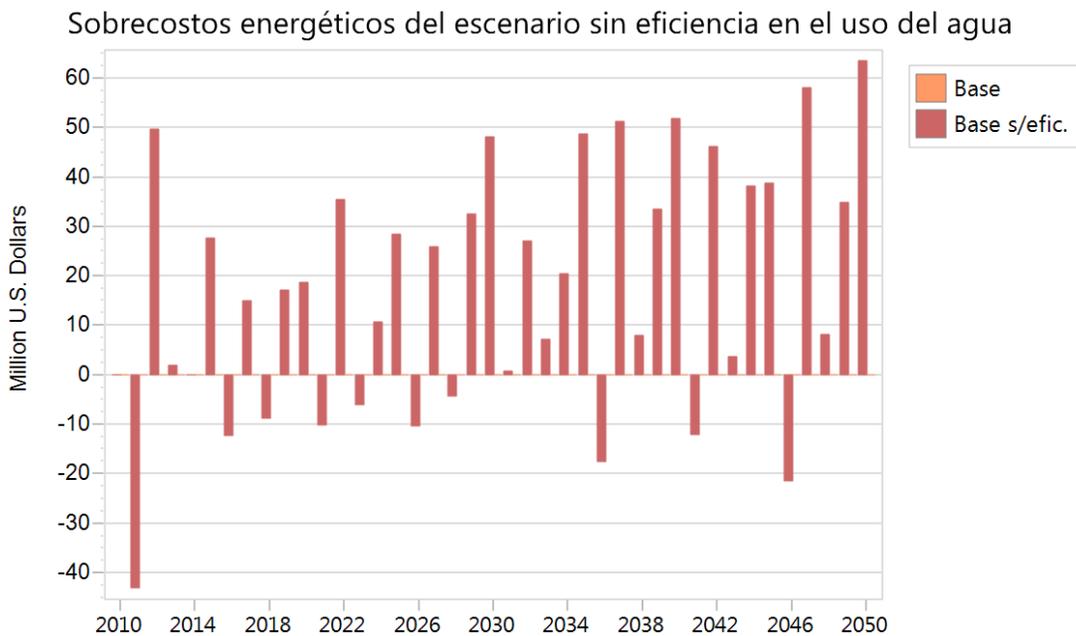
Un último ensayo que se evaluó, a pesar de no estar graficado, fue el de aplicar el precio del carbono utilizado en el escenario CO₂ Price, pero sobre el escenario Base. Esta situación (aunque ciertamente ficticia, ya que se supone que la señal de precio sobre el carbono sería lo suficientemente elevada como para decidir torcer el rumbo planteado en el escenario Base), implicaría llegar en el año 2050 a un costo medio del orden de 125 USD/MWh, esto es aproximadamente un 20% mayor que el resultante de una expansión como la planteada en el escenario “Optimizado CO₂ Price”.

Impacto de las medidas de eficiencia del uso del agua en la generación eléctrica

Para todos los análisis realizados vinculados al impacto energético de la disminución hidrológica, se utilizó un escenario único desde el punto de vista de la gestión de la demanda de agua y medidas de eficiencia. Dicho escenario corresponde al escenario “Combinado” del estudio CLIMAGUA, el cual combina medidas de eficiencia en diversos eslabones de la distribución y consumo de agua. Entre las hipótesis que se manejan en dicho escenario hay un conjunto importante correspondiente a mejoras en la eficiencia del uso del agua, tanto en áreas agrícolas como urbanas.

Con la finalidad de aproximar una primera evaluación del impacto secundario vinculado a la generación eléctrica de dichas acciones, se realizó la modelística energética utilizando los valores de producción hidroeléctrica posibles en un escenario sin medidas de eficiencia en la gestión del agua y sin cambio climático. Dicho escenario mostró una disminución en los valores de generación hidroeléctrica y consecuentemente un aumento en los costos totales de abastecimiento nacional. En términos energéticos, la disminución en la generación total acumulada alcanza los 5.000 GWh a lo largo de todo el período. Si bien dicha disminución es menor frente al impacto de los escenarios climáticos, los valores no son despreciables.

En la figura siguiente se presenta la estimación del sobrecosto anual del sistema energético por la diferencia de generación existente entre un escenario con eficiencia en el uso del agua y uno sin eficiencia. El escenario Base refiere a un escenario en que se concretan obras de eficiencia en conducción y riego agrícola. Sin realizar dichas medidas la disponibilidad de agua resultante para hidroenergía es menor.



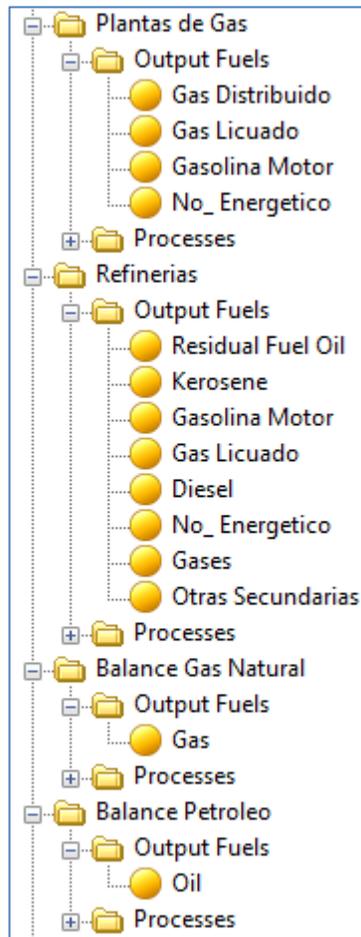
Puede apreciarse que para la mayor parte de los años las diferencias en eficiencia en uso del agua generan sobrecostos. En términos acumulados descontados estos sobrecostos

representan aproximadamente 85 millones de USD en valor presente, lo que es equivalente a un flujo anual de costos de 8.7 MUSD.

MODELADO DEL SECTOR HIDROCARBUROS

A los efectos de analizar el impacto que tendrá sobre este sector la expansión del sector eléctrico, a consecuencia del efecto del cambio climático en la región del Comahue, fue representado en LEAP el sector hidrocarburos de Argentina. A continuación se presenta en la siguiente figura su configuración dentro del modelo:

Figura 4. Configuración del sector Hidrocarburos en LEAP



En dicho esquema se aprecia que se han considerado las plantas de gas natural (siendo aquellas en las que se obtiene gas distribuido (principalmente metano), gasolina, gas licuado y no energético (principalmente etano el que es utilizado como materia prima en la industria petroquímica), las refinerías (agrupando en una sola al conjunto de refinerías del país) y por último dos centros ficticios denominados balance de gas y petróleo, donde se incorporan las hipótesis de producción para ambos hidrocarburos.

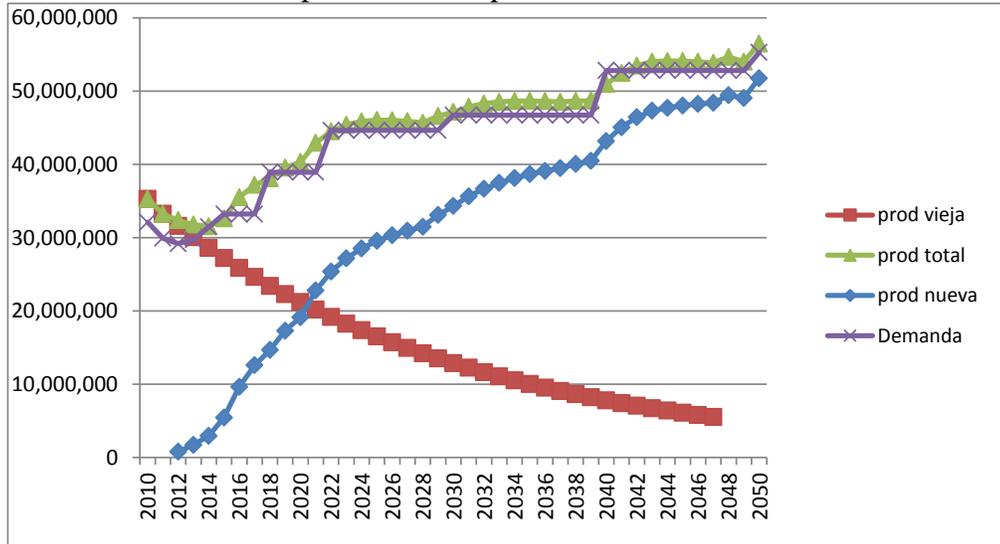
En cuanto a la producción esperada de hidrocarburos, uno de los elementos básicos a tener en cuenta para la representación de este sector consiste en disponer de escenarios de

producción tanto de petróleo como de gas natural. Para ello se tuvo en consideración el documento: “Shale oil y shale gas en Argentina. Estado de situación y prospectiva”, elaborado por Fundación Bariloche, Agosto 2013¹⁵, donde se plantean dos escenarios: Conservador y Autoabastecimiento, los cuales en base a nueva información de la productividad de los hidrocarburos no convencionales, fueron actualizados.

Dichos escenarios abarcan el período 2014-2050 y dentro de los mismos, se ha adoptado para el presente estudio, el escenario de Autoabastecimiento, en el que se considera que el desarrollo del shale/tight (tanto en gas como en petróleo) permitirá en el futuro suplir y compensar la producción decreciente de hidrocarburos convencionales.

En los siguientes gráficos se presenta la evolución esperada de la producción de petróleo y gas natural para el escenario de Autoabastecimiento. Cabe destacar que las hipótesis aquí utilizadas, plantean que se agotan en dicho período las reservas probadas, probables y posibles de hidrocarburos convencionales con que cuenta el país de acuerdo al Ministerio de Energía (611 millones de m³ en el caso del petróleo y 627 miles de millones de m³ en el caso del gas natural).

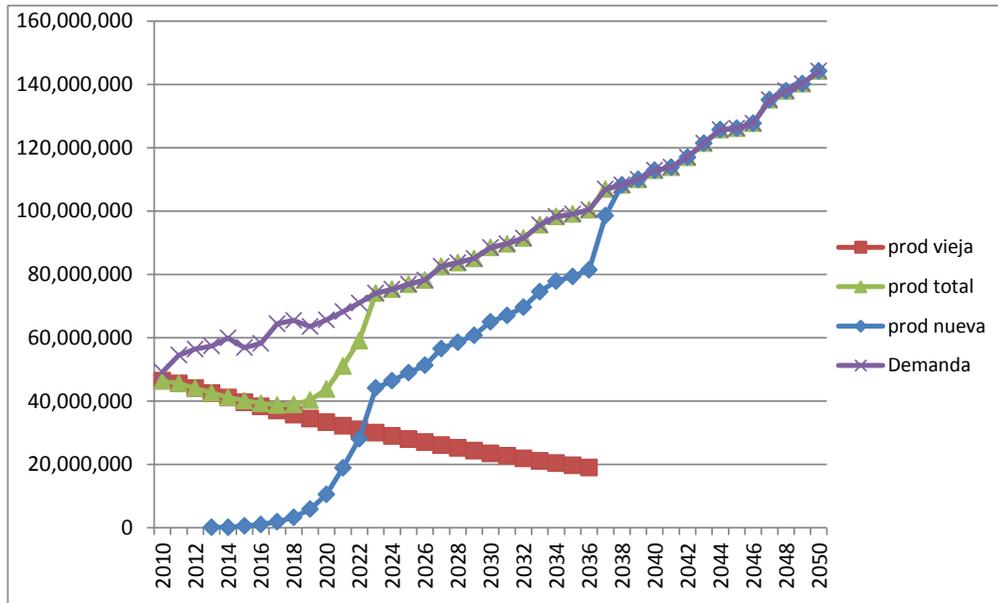
Gráfico X.2.1. Evolución de la producción de petróleo en m³



Fuente: elaboración propia actualizada en base a “Shale oil y shale gas en Argentina. Estado de situación y prospectiva”, N. Di Sbroiavacca, Agosto 2013, Fundación Bariloche.

¹⁵Ver: “Shale oil y shale gas en Argentina. Estado de situación y prospectiva”, N. Di Sbroiavacca, Agosto 2013, Fundación Bariloche. <http://www.fundacionbariloche.org.ar/wp-content/uploads/2015/11/Shale-oil-y-shale-gas.pdf>

Gráfico X.2.2. Evolución de la producción de gas natural en miles de m3



Fuente: elaboración propia y actualizada en base a “Shaleoil y shale gas en Argentina. Estado de situación y prospectiva”, N. Di Sbroiavacca, Agosto 2013, Fundación Bariloche.

A partir de dichos gráficos se aprecia que la producción de los yacimientos convencionales irá disminuyendo con el tiempo, y en consecuencia para alcanzar el autoabastecimiento será necesaria la incorporación creciente a la producción de recursos no convencionales. Si a lo largo de este período se identificaran reservas en el mar o en otra de las cuencas que aun no se encuentran en producción dentro del país, el escenario aquí planteado se vería obviamente modificado.

En el caso del petróleo, independientemente del escenario de expansión eléctrica que se considere, la producción de crudo será siempre la misma y ésta acompañará al crecimiento de la capacidad de refinación planteado en el estudio de Fundación Bariloche. Partiendo de una capacidad de refinación de 32 millones de m3/año en 2013 se llega en el 2050 a una capacidad de refinación instalada de 55 millones de m3/año.

En cambio en el caso del gas natural, por tratarse de un combustible muy presente en la matriz de insumos energéticos dentro del parque eléctrico (en la presente modelización al gas para las centrales lo denominamos gas distribuido, por tratarse de gas seco, o sea principalmente compuesto por metano), se analiza con la asistencia del modelo LEAP, la evolución que tendría el perfil de producción de gas natural a lo largo del período analizado, para atender una mayor o menor utilización de este combustible, asociado a la evolución de la expansión del parque de generación, y este a su vez asociado a los impactos de los escenarios climáticos.

En cuanto a los principales resultados obtenidos en este sector, se aprecia que tanto en el escenario Base, como en los escenarios Clima 4, 5, 6 y el Optimizado, se observa un incremento en la tasa de incorporación de reservas de petróleo del orden de los 38 millones de m3/año, valor similar al observado en el período 2006-2014 en la Argentina (ubicado en los 38 millones de m3/año).

Resulta importante destacar que en el escenario Base, la participación del gas natural en la matriz de generación eléctrica parte del 57% en el 2014 llegando al 41% en el 2050. En lo que respecta a la hidroenergía, ésta representaba en el 2014 el 28,4% de la generación y llega al 24% en el 2050, por su parte las otras renovables (eólica, solar y geotermia), son las fuentes que más crecen dentro del escenario, partiendo de una participación del 0,4%, llegando al 22% en el 2050.

A pesar de la menor dependencia del gas natural que presupone este escenario, se deberán incorporar a las reservas del orden de 77 a 86 millones de m³ eq. de petróleo/año (dependiendo del escenario), valor que se incrementa en 2,5 veces respecto de la incorporación de reservas de gas, considerando la historia reciente de descubrimientos de gas a nivel nacional.

Esto demuestra el gran desafío que tiene por delante el país y el riesgo asociado que se observa si la expansión del sector eléctrico sigue recayendo fuertemente en la utilización de gas natural (tal como lo observado en el escenario Base), requiriendo a la vez la implementación de mayores medidas de eficiencia y sustitución por el lado de demanda final de gas. Recordemos que entre los años 2003 y 2015 en el país se incorporaron 9.588 MW, de los cuales el 60% correspondió a centrales que utilizan gas natural.

Cuadro 1. Evolución de los requerimientos de hidrocarburos
en millones de m³ eq. petróleo

	Req. Acumulados	Reservas 2014	Descubri. Acumulado	2015-2050 Desc./año	2006-2014 Desc./año
Petróleo	1702	380	1322	38	38
Gas (base)	3335	332	3003	86	35
Gas (Clima 4)	3365	332	3087	88	35
Gas (Clima 5)	3369	332	3090	88	35
Gas (Clima 6)	3368	332	3090	88	35
Gas (Optim.)	2828	332	2700	77	35

Fuente: elaboración propia en base a resultados obtenidos con el modelo LEAP, proyecto CLIMAGUA.

Resulta a la vez importante destacar que las hipótesis de una mayor participación de recursos hidrocarburíferos no convencionales en la matriz de oferta de petróleo y gas, tiene como consecuencia incrementos en los costos de los energéticos a futuro, los mismos han sido estimados y tenidos en cuenta en los escenarios proyectados en LEAP a fin de analizar la conveniencia (desde el punto de vista económico) de basar la expansión con en este combustible o con otra/s tecnologías (claramente esto se observa en el escenario de optimización).

En el cuadro anterior, se aprecia que debido a la menor disponibilidad de recursos hídricos en la región del Comahue, a consecuencia de los escenarios climáticos más adversos del conjunto de escenarios analizados (4, 5 y 6), se requerirá (en forma acumulada a lo largo del período) tan sólo un 1% más de gas natural a lo largo del período, en comparación con el escenario Base (y un 3% adicional de descubrimientos). Se concluye que el impacto de los escenarios climáticos en el Comahue no afecta significativamente los requerimientos totales de gas natural. En tal sentido, resulta importante destacar que en el presente estudio no se ha

considerado el impacto del cambio climático sobre la disponibilidad de los recursos hídricos en el resto del país, por lo tanto, esta afirmación podría modificarse si un proyecto similar a CLIMAGUA se llevara a cabo a nivel nacional.

Por su parte, en el caso del escenario de optimización (como fuera descrito en el punto anterior, este escenario de expansión del parque eléctrico se basa en criterios netamente económicos), los requerimientos de gas natural son menores en un 15% respecto al escenario Base, como consecuencia de los altos costos de extracción del gas natural, que lo hace menos competitivo con relación a otras tecnologías (ej.: turbo vapor a carbón mineral).

Asociado al escenario Base, se observa en el siguiente cuadro las inversiones requeridas en exploración y desarrollo de hidrocarburos para el período 2015-2050.

Cuadro2. Inversiones anuales y acumuladas en exploración y desarrollo de hidrocarburos

Inversión Media anual en No Convencional	
Pet. No Convencional	6,877 Millones dol/año
Gas No Convencional	6,007 Millones dol/año
TOTAL Acumulado (2015-2050)	463,797 millones U\$S
Inversión Media anual en Pet. y Gas Convencional	
Pet. Convencional	2,232 Millones dol/año
Gas Convencional	2,476 Millones dol/año
TOTAL Acumulado (2015-2050)	169,470 millones U\$S
Inversiones totales (2015-2050)	633,268 millones U\$S
Total (promedio anual)	15,481 Millones U\$S/año

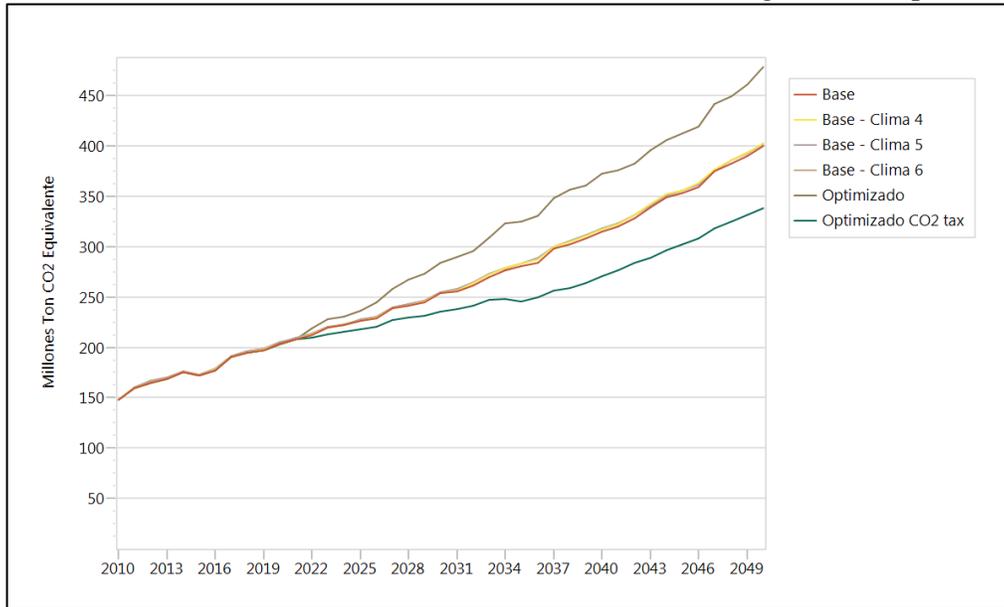
Fuente: elaboración propia en base a resultados obtenidos con el modelo LEAP, proyecto CLIMAGUA.

Se aprecia que, en términos de moneda constante, se requiere invertir en dicho escenario en promedio 15.481 millones de dólares anuales en exploración y desarrollo de hidrocarburos. Para contextualizar dicha cifra, recordemos que en Argentina se invirtieron en dichos rubros, según información del Ministerio de Energía y Minería de la República Argentina: 7.400 millones de dólares, en 2013, 8.800 millones de dólares en 2014 y 8.700 millones de dólares en 2015. Esto da una idea de la magnitud del esfuerzo que implicaría para el país, sostener una matriz con una fuerte presencia del gas natural. Ya vimos en términos de incorporación de recursos a reservas el desafío que este escenario implica, y ahora observamos que en términos de inversiones se deberá llevar a cabo en el país una importante inversión en exploración y desarrollo (en promedio se requerirá una inversión anual superior en un 75% a la registrada en los años recientes), de verificarse las hipótesis del escenario Base.

EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO (GEI)

En términos de emisiones GEI, con la asistencia del modelo LEAP, se estimaron las emisiones de estos gases provenientes de la quema de combustible en el sector energía.

Gráfico X.3.1 Evolución emisiones GEI del sector energético total país



Fuente: elaboración propia en base a resultados obtenidos con el modelo LEAP, proyecto CLIMAGUA.

Se aprecia que en los escenarios en los que la disponibilidad del recurso hídrico es afectada por el cambio climático, las emisiones GEI provenientes del sector energía se ubican sólo un 0,5% por encima de las emisiones del Base en el año 2050. Esto demuestra que el efecto del cambio climático en la región del Comahue no producirá cambios sustantivos en términos de las emisiones totales a nivel país. Esto se debe principalmente a la pérdida del peso relativo que la generación del Comahue tendrá al 2050 (en el 2014 de aquí provenía el 9,8% de la generación total del país y en el 2050 se reducirá al 5,7% a pesar la incorporación de 4.600 MW en la región a lo largo de dicho período). En términos absolutos por efecto del cambio climático, en cuanto a la disponibilidad del recurso hídrico en el Comahue, las emisiones nacionales al 2050 se incrementarán en 2,35 millones de ton CO₂eq., y el acumulado asciende en promedio a 74 millones de ton CO₂eq. (equivale al 50% de las emisiones del año base).

Por su parte, en un escenario optimizado, donde a partir de un criterio netamente económico se decide la expansión del parque de generación eléctrica, las emisiones GEI aumentan un 20% en el año 2050, respecto de las correspondientes para ese mismo año en el escenario Base. Esto como consecuencia de un equipamiento con mayor preponderancia de centrales que utilizan carbón mineral (de menor costo que el gas natural).

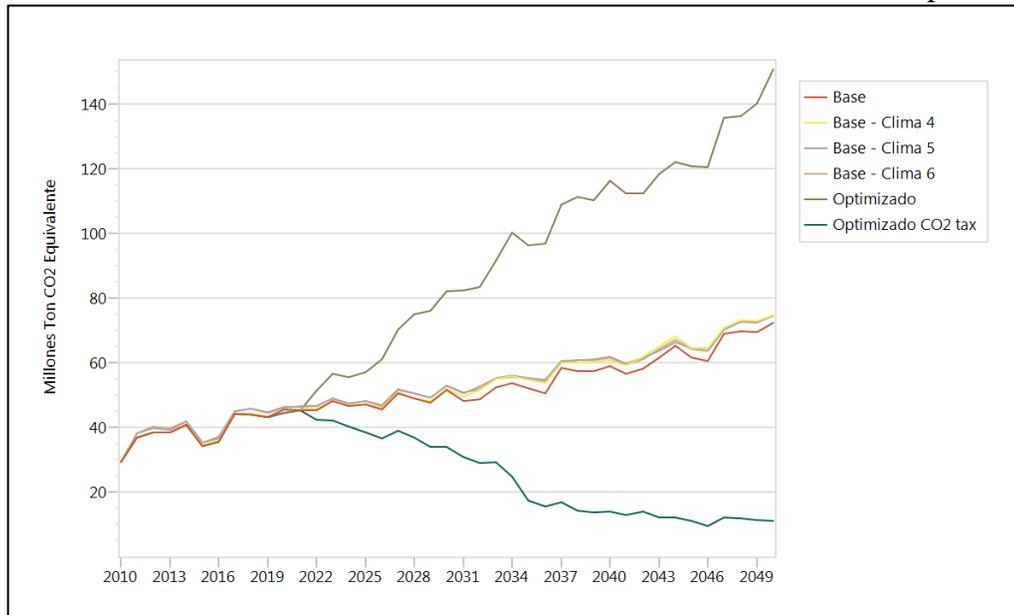
Se ha incorporado en dicho gráfico la curva correspondiente a las emisiones GEI de un escenario donde se considera la implementación de un precio al carbono (una de las conclusiones propuestas en el COP21 de Paris). Este valor comienza con 25 U\$S/ton CO₂ y se implementa a partir del año 2020 y en el 2050 se ubica en 90 U\$S/Ton CO₂.

A consecuencia de considerar estos valores, el precio de los combustibles que emiten GEI se incrementa y por lo tanto en un escenario optimizado considerando el precio del carbono dichos combustibles son desplazados por otros menos contaminantes en la generación eléctrica (los que resultan más competitivos por su menor costo relativo, ejemplo la energía nuclear).

Aquí se aprecia entonces que siguiendo las hipótesis de dicho escenario se producirá una disminución del 15% en las emisiones GEI en el año 2050, comparado con las emisiones para ese mismo año del escenario Base. La mayor penetración de la energía nuclear, eólica, solar y geotérmica provoca estas disminuciones.

En el siguiente gráfico se presenta un detalle de las emisiones GEI provenientes del sector eléctrico para el total nacional. Allí se observa que los escenarios de cambio climático, reducen la disponibilidad del recurso hídrico en el Comahue y eso provoca la necesidad de un mayor despacho de centrales térmicas. En consecuencia, las emisiones en los escenarios Clima 4, 5 y 6 son en el 2050 en promedio superiores a las del Base en un 3,3%; 2,6% y 3,0% respectivamente. En lo que respecta a las emisiones acumuladas entre 2015-2050, los escenarios Clima 4, 5 y 6 emiten aproximadamente unos 74 millones de Ton CO₂eq. por encima de las emisiones acumuladas del Base, lo que equivale a casi el doble de las emisiones GEI del sector eléctrico correspondiente al año 2014. De todos modos se observa que los efectos de los escenarios más adversos del cambio climático sobre el Comahue, no afectan significativamente la trayectoria de las emisiones GEI.

Gráfico X.3.2 Evolución emisiones GEI del subsector eléctrico total país

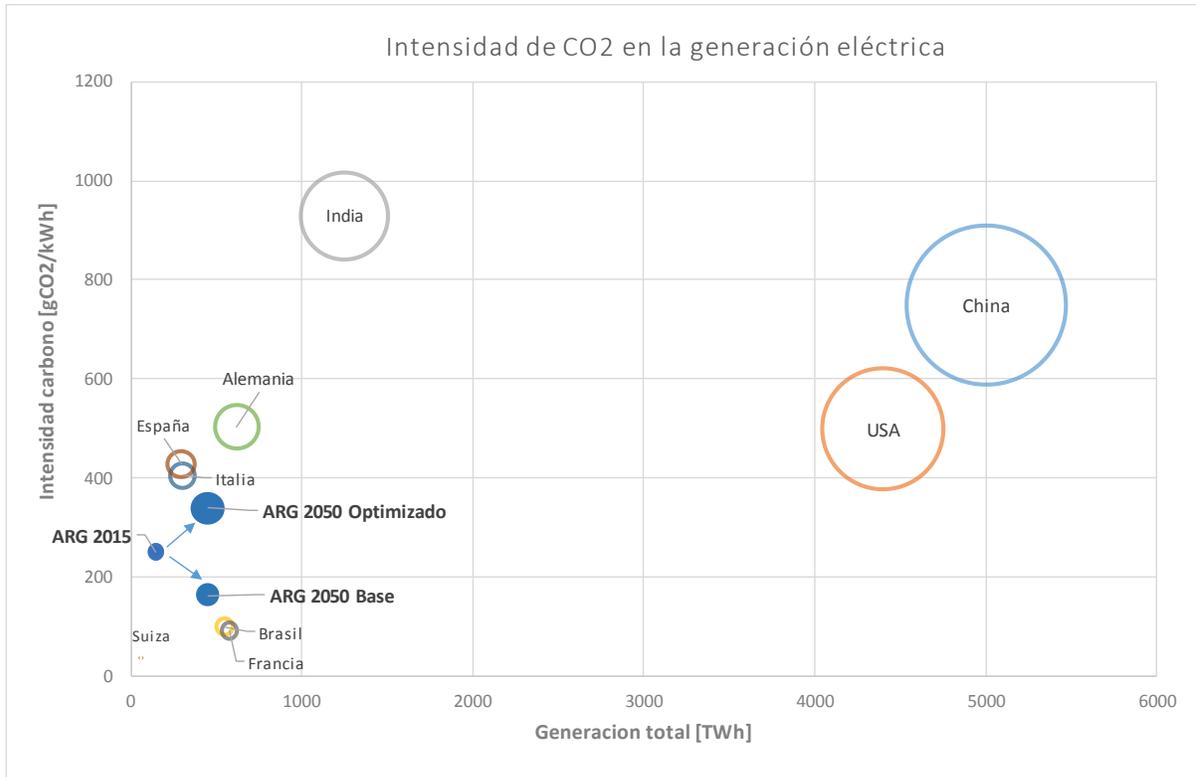


Fuente: elaboración propia en base a resultados obtenidos con el modelo LEAP, proyecto CLIMAGUA.

En el caso del escenario optimizado, donde a partir de la quema de combustibles fósiles se produce el 48,5% de la electricidad generada en el 2050 (debido a la fuerte penetración de carbón mineral en reemplazo del gas que propone dicho escenario), se observa que las emisiones aumentan en un 100% respecto a las producidas en el 2050 en el escenario Base. Es decir que un escenario de expansión eléctrica que se base sólo en criterios económicos, sin una planificación integral por detrás que sustente la trayectoria de dicha expansión con criterios que van más allá de lo económico, provocaría un aumento significativo de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Por su parte, en lo que respecta al escenario optimizado considerando un precio al carbono las emisiones GEI al 2050, con relación al Base, resultan un 85% menores, a consecuencia del ingreso de centrales nucleares, plantas solares y geotérmicas en reemplazo de centrales que utilizan combustibles fósiles.

Finalmente, contextualizando el impacto de las implicancias en términos de emisiones de los escenarios propuestos, se presenta en la siguiente gráfica una comparación entre el estado actual de las emisiones eléctrica en Argentina respecto a otros países del mundo y la imagen futura posible de dos de los escenarios planteados en el año horizonte.



En la gráfica puede apreciarse la intensidad de carbono¹⁶ de diferentes países en función de la energía total generada. La superficie del círculo está en escala con las emisiones totales. Tal como puede apreciarse en la figura, si bien el escenario optimizado implica un aumento considerable de las emisiones, la posición en que deja al sistema eléctrico en término de emisiones es equivalente a la de muchas economías desarrolladas, aunque si bien en relación a valores actuales para aquellas, situaciones que presentan una fuerte inercia en el tiempo y que son difícilmente modificables a pesar de los importantes intentos en dicha dirección. El escenario con CO2 Price no está graficado, pero ubicaría al sistema argentino por debajo de los valores de intensidad de Brasil y Francia.

¹⁶ Intensidad definida como la cantidad de toneladas de CO2 equivalente por GWh generado en el sistema eléctrico.

CONCLUSIONES

Se concluye que diversificar aún más la matriz eléctrica, con una mayor participación de las renovables, en particular la hidroeléctrica y nuclear (analizando en detalle cómo producir un respaldo entre la hidroenergía y la eólica), junto con medidas de eficiencia y sustitución del gas en la demanda final de energía, son medidas que permitirán disminuir los requerimientos de gas natural, con el menor impacto que esto también genera en términos de emisiones de gases de efecto invernadero y menores inversiones requeridas para sostener la expansión de la oferta de gas.

La modelística desarrollada permite mostrar que, si bien el impacto en términos hídricos y de generación para región del Comahue podría ser muy relevante, en términos de volúmenes y costos incrementales para el sistema nacional no sería de una magnitud importante. Adicionalmente, se observa que dicho impacto, cuantificado en alrededor de un 3% de incremento de los costos medios, es relativamente independiente del perfil de expansión que se considere. Se identifica como muy relevante el perfil de expansión del subsector eléctrico en términos de presión sobre el gas natural necesario, que adicionalmente requerirá ser producido con costos sensiblemente mayores a los actuales determinando un aumento relevante en los costos medios eléctricos.

La diversificación de la matriz eléctrica ensayada a partir de la optimización de costos muestra un fuerte ingreso de potencia eólica, equivalente a la propiciada en la línea de base, pero sustituye muy fuertemente el uso del gas natural como combustible de base del diagrama eléctrico reemplazándolo por carbón mineral. El ahorro en términos de costos medios que esto posibilita se estima en alrededor de 20% sobre el valor proyectado para el escenario base, magnitud que puede variar con la posible merma hidroenergética pero modificándose en no más de 2.5%.

En término de emisiones específicas del sector eléctrico, la línea de base propuesta reduce fuertemente los valores del año base, principalmente por el reemplazo de volúmenes relevantes de combustibles líquidos usados para la generación en el año base, sustituyéndolos por gas natural. En cambio, el escenario que incorpora masivamente carbón aumenta fuertemente tanto las emisiones totales como las específicas, aunque situando la proyección futura en valores menores a los existentes actualmente en países de desarrollo industrial alto.

Anexo 1. Principales variables económicas de los planes de expansión

Los análisis económicos fueron realizados utilizando una tasa de descuento del 10%. En la siguiente tabla se presentan los costos unitarios con base monetaria 2010 de las tecnologías de generación eléctrica, para el año base y las proyecciones utilizadas:

Tabla A.1.1. Costos Unitarios de Inversión (USD/kW)

Tecnología	Costo unitario de inversión [USD/kW]		
	Año base (2010)	Año 2030	Año 2050
TG (Gas natural)	875	875	875
TV (Carbón pulv.)	2800	2800	2800
CC Gas	1280	1280	1280
CC Duales	1400	1400	1400
Nuclear	6100	6100	6100
Solar CSP	7500	3800	2250
Solar FV	1950	1350	900
Eólica	2500	2150	1700
Geotérmica	6100	6100	6100
Hidro resto país	3050	3050	3050
Hidro Limay	2100	2100	2200
Hidro Neuquén	2500	2500	2500
Hidro RN	3500	3500	3500

Las tecnologías dispersas o alejadas a los centros de consumo incluyen un costo incremental vinculado con la interconexión requerida para entregar su energía y potencia.

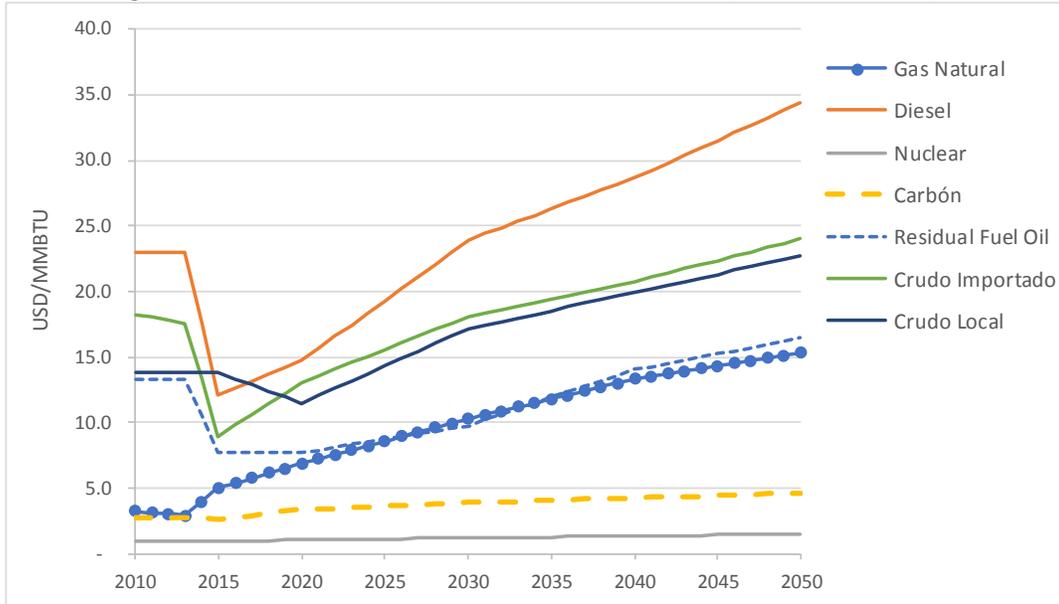
Fuente: Elaboración propia a partir de actualización de costos del estudio integral de RN e informes de la agencia internacional de energía.

Tabla A.1.2. Costos Unitarios de Operación y Mantenimiento (USD/MWh)

Tecnología	Costos operativos O&M (no combustible)	
	Fijos [USD/kW]	Variables [USD/MWh]
TG (Gas natural)	12	4
TV (Carbón pulv.)	70	3
CC Gas	25	3
CC Duales	28	3
Nuclear	100	7
Solar CSP	0	18
Solar FV	0	6.5
Eólica	17	8
Geotérmica	70	3
Hidro resto país	30	2
Hidro Limay	20	2
Hidro Neuquén	20	2
Hidro RN	20	2

Fuente: Agencia internacional de energía IEA-ETSAP

Gráfico A.1.1. Evolución de los precios de los combustibles destinados a la generación eléctrica, en el escenario analizado (USD/MMBTU)



Fuente: Adaptación de los escenarios del IEA Energy Outlook al caso argentino junto con la estimación de la evolución de los costos productivos asociados al gas no convencional.

Bibliografía

- AIC, *Relevamiento de Aprovechamientos Hidroeléctricos, Cuenca de los ríos Limay, Neuquen y Negro*, Secretaría de Planificación y Desarrollo. Noviembre de 2004.
- Albina L., Bergman L. (2006) *Evaluación expeditiva de aprovechamientos hidroeléctricos*. Secretaría de Energía, EBISA.
- Di Sbroiavacca, N., et al. (2015). "Emissions reduction scenarios in the Argentinean Energy Sector". *Energy Economics*, n°56, pp. 552-563.
- Di Sbroiavacca, N. (2013). *Shale Oil y Shale Gas en Argentina. Estado de situación y prospectiva*, Fundación Bariloche.
- EIA, U.S., *Levelized cost and levelized avoided cost of new generation resources in the annual energy outlook 2015*, Energy Information Administration, June 2015.
- EIA, Energy Information Administration-ARI. *World Shale Gas and Shale Oil Resources assessment*. Junio 2013.
- IEA-ETSAP, *Technologies web-base Database* (<https://iea-etsap.org/index.php/energy-technology-data/energy-supply-technologies-data>)
- IEA, *World Energy Outlook 2016*. Paris, Noviembre, 2016.
- GiGa Consulting, *Reporte Trimestral No Convencionales, Shale-Vaca Muerta*, diciembre 2016.
- Reyna S., Lábaque M., Toselli L., Gióvine L., Fulginutti F. (2010) *Modelación hidrológica – hidráulica presa Chihuido I.*. FCEFYN – Universidad Nacional de Córdoba.
- Secretaría de Energía, *Aprovechamientos hidroeléctricos del Río Negro, Agua y Energía Eléctrica S.E.* 1986-87, 1989-1991.
- Secretaría de Energía, *Recursos Hídricos. Centrales hidráulicas, Embalses, Lagos y Lagunas. Catálogo de recursos hídricos.* 2003.