

INFORME COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

ESTUDIO DE PROYECCIÓN DE GENERACIÓN DE UNIDADES GNL EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Versión Definitiva

Noviembre 2019



CONTENIDO

1. RESUMEN EJECUTIVO	3
2. INTRODUCCIÓN	5
2. OBJETIVOS	6
3. ANTECEDENTES Y SUPUESTOS	7
3.1 METODOLOGÍA	7
3.2 HORIZONTE DE ESTUDIO	8
3.3 DEMANDA DEL SISTEMA	8
3.4 PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN	8
3.5 UNIDADES DE GENERACIÓN GNL	10
3.6 PLAN DE OBRAS DE TRANSMISIÓN	11
3.7 HIDROLOGÍAS	12
3.8 COTAS DE EMBALSES	12
3.9 COSTOS DE COMBUSTIBLES INICIALES Y PROYECCIÓN	12
3.10 RESUMEN DE LOS ESCENARIOS DE EVALUACIÓN	18
3.11 RESUMEN CONTRATOS DE SUMINISTRO DE GNL Y GN	19
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS LOS ESCENARIOS	20
4.1 ANÁLISIS “CASO BASE”	20
4.2 ANÁLISIS “CASO MÍNIMOS”	30
4.3 ANÁLISIS “CASO GN ARG 0”.	40
4.4 ANÁLISIS “CASO GN ARG 50”.	50
4.5 ANÁLISIS “CASO DEMANDA”.	60
5. ANEXOS	70
5.1 ANEXO 1: ENTRADAS PLP	70
5.2 ANEXO 2: SALIDAS PLP	70
5.3 ANEXO 3: ESTUDIO DE PROYECCIÓN DE COSTOS COMBUSTIBLES DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	70
5.4 ANEXO 4: RESPUESTA A OBSERVACIONES VERSIÓN PRELIMINAR 2	70

1. RESUMEN EJECUTIVO

El presente informe tiene por objetivo presentar los resultados definitivos de la determinación de la generación eléctrica de unidades generadoras que utilicen GNL Regasificado que permita minimizar el costo esperado de operación y falla del Sistema Eléctrico Nacional en un horizonte de estudio de 5 años, todo esto de acuerdo con lo indicado en el capítulo 4 en la Norma Técnica para la programación y coordinación de la operación de unidades que utilicen GNL Regasificado¹, en adelante NT de GNL.

De acuerdo con la misma NT de GNL, antes de septiembre de cada año el Coordinador debe presentar una versión preliminar de las bases y fundamentos del estudio antes descrito. Es así que el 30 de agosto de 2019 se publicó la primera versión preliminar de este informe, en el cual se presentó la metodología, modelos e información considerada para la determinación de resultados preliminares que consideran dos escenarios de disponibilidad de GNL. El día 30 de septiembre se publicó la segunda versión preliminar considerando las observaciones de la primera versión y se agregaron sensibilidades relacionadas con las cantidades mínimas de GNL comprometidas anualmente y con la disponibilidad de gas natural importado desde Argentina.

Hasta el día 15 de octubre de 2019 se extendió un periodo para realizar observaciones a la segunda versión preliminar de este estudio. La presente versión corresponde a la versión definitiva que considera cambios de acuerdo con la realización de ajustes para considerar las observaciones recibidas y se agregó una sensibilidad respecto a la proyección de demanda de energía eléctrica.

La presente versión del estudio considera un escenario base y 3 tipos de sensibilidades respecto a la disponibilidad de GNL, gas natural importado desde Argentina y demanda del sistema. El escenario base (Caso Base) considera la información vigente y las proyecciones necesarias para representar las variables que inciden en la operación del Sistema Eléctrico Nacional. Este escenario considera como restricción las cantidades máximas de compras de GNL que cada empresa puede acceder según sus Acuerdos de Suministro vigentes informados a este Coordinador. Adicionalmente, para aquellas empresas que alcancen dichos máximos, se considera la posibilidad de compras spot o la suscripción de nuevos Acuerdos de Suministro.

Para el Caso Base, el resultado indica la necesidad de contar en promedio con 6 buques de GNL equivalentes² para cada año del horizonte de estudio, lo cual implica que el costo de operación anual para una condición hidrológica promedio alcanza los **982 MM USD/año**. En este caso se considera que las empresas generadoras tienen la posibilidad de dar un uso alternativo del GNL comprometido mínimo en sus Acuerdos de Suministro y que no es necesario para la operación económica de sus unidades generadoras.

El primer escenario de sensibilidad (denominado Caso Mínimos), añade al escenario base una restricción asociada a respetar las compras mínimas comprometidas en sus Acuerdos de Suministro. Los resultados de este escenario indican la necesidad de contar con 20 buques de

¹ Emitida en la Resolución Exenta N°376-2019 de la Comisión Nacional de Energía.

² Buque GNL equivalente es igual a 3 TBtu de volumen de GNL.

GNL equivalentes, lo cual implica un costo de operación anual para una condición hidrológica promedio de **1.088 MM USD/año**.

A partir de estos resultados, es importante considerar que la existencia de montos mínimos de GNL comprometidos podría implicar un aumento en el costo de operación del Sistema Eléctrico Nacional de aproximadamente **106 MM USD/año**. Lo anterior, considerando que a pesar de que estos volúmenes de GNL extras no se utilizarían según mérito económico, de igual forma podrían destinarse a generación eléctrica considerando la opción de Condición de Suministro Inflexible que entrega la misma NT de GNL³.

Considerando que las empresas generadoras deben realizar sus mejores esfuerzos para efecto de cancelar, desviar o dar un uso alternativo al GNL con el objetivo de evitar o minimizar condiciones de inflexibilidad, se espera que las empresas concreten acciones para efectos de ajustar sus compromisos de importación GNL. De acuerdo con lo anterior, las condiciones efectivas de disponibilidad de GNL para el 2020 correspondía a un escenario intermedio entre el caso Base y el caso Mínimo presentado en este estudio.

La presente versión de este estudio presenta sensibilidades adicionales respecto a la disponibilidad de gas natural importado desde Argentina, los cuales consideran una reducción de un 50% y 100% de este tipo de combustible, además de una sensibilidad con menor proyección de demanda ajustando la tasa de crecimiento a un 2% anual a partir del 2021. Los resultados de estos escenarios de sensibilidad se resumen a continuación, comparando los promedios anuales del costo de operación y el número de buques equivalentes promedio anual.

Hidrología ⁴		Caso Base	Caso Mínimos	Caso GN Arg 50	Caso GN Arg 0	Caso Demanda
Media	Costo Operación MM USD	867	979	891	902	868
	Buques Equivalentes	5	20	6	7	6
Seca	Costo Operación MM USD	1429	1499	1491	1534	1438
	Buques Equivalentes	8	22	12	18	6
Húmeda	Costo Operación MM USD	701	838	716	721	704
	Buques Equivalentes	5	20	5	6	5

De la tabla anterior, se observa que en el escenario extremo de no contar con gas natural importado desde Argentina se identifica la necesidad de aumentar la importación GNL que va entre 1 y 10 buques de GNL equivalente para una condición hidrológica húmeda y seca respectivamente. Al respecto, es importante contar con condiciones para adaptar el ADP⁵, como por ejemplo acceso a compras spot, para efectos de poder tener una respuesta en el caso de que existan interrupciones parciales o totales de gas natural desde Argentina.

³ Numeral 3 del Artículo 3-3 y numeral 7 del Artículo 3-4.

⁴ Corresponde a las probabilidades de excedencia 50%, 99% y 3,5% respectivamente.

⁵ Annual Delivery Program.

2. INTRODUCCIÓN

El presente informe corresponde a la versión definitiva del estudio anual que debe elaborar el Coordinador Eléctrico Nacional, en adelante Coordinador, de acuerdo con lo indicado en el artículo 4-4 de la NT de GNL. El informe contiene los resultados de la cantidad de generación de las unidades habilitadas para operar con GNL Regasificado necesaria para efectos de minimizar el costo esperado de operación y falla del Sistema Eléctrico Nacional para los próximos 5 años.

En el presente documento se detallan los antecedentes y supuestos necesarios para realizar el ejercicio de optimización, es decir: el plan de obras de generación y de transmisión; proyección de demanda de energía eléctrica; costos de combustibles y disponibilidad de GNL, tanto para el escenario base, así como las sensibilidades consideradas en el estudio.

En este estudio se realiza la optimización del costo de operación del Sistema Eléctrico Nacional, en el que se considera el parque generador existente, así como el plan de obras de generación, También se considera la entrada en operación de las centrales ERNC que se encuentran actualmente en construcción, además de las centrales hidráulicas y térmicas que están declaradas en construcción en el corto plazo, según la Resolución Exenta N°439 - 2019 de la Comisión Nacional de Energía. Se considera el proceso de descarbonización de la matriz, durante el horizonte de modelación se retiran las unidades U12, U13, CTTAR, Ventanas 1, Bocamina 1, Ventanas 2, U14 y U15.

En el segundo capítulo de este informe se enumeran los objetivos relevantes del estudio, luego, en el tercer capítulo, se describen las bases metodológicas, los modelos y los principales supuestos que fueron utilizados para el desarrollo de este estudio.

En los capítulos siguientes, se presentan y analizan los resultados obtenidos a partir de las simulaciones realizadas que determinan los niveles de generación eléctrica en base a GNL Regasificado, que permite minimizar el costo de operación esperado para el Sistema Eléctrico Nacional, en función de las hidrologías que pudieran presentarse.

2. OBJETIVOS

El presente informe tiene por objetivo general presentar los antecedentes, fundamentos y resultados preliminares de la proyección de generación eléctrica de unidades generadoras que utilicen GNL Regasificado, que minimice el costo esperado de operación y racionamiento del Sistema Eléctrico Nacional en un horizonte de estudio de 5 años, de acuerdo con lo indicado en el capítulo 4 en la NT de GNL.

Para estos efectos se pueden identificar los siguientes objetivos específicos:

- Determinar la generación de las unidades GNL existentes y declaradas en construcción para un escenario base, de acuerdo con las proyecciones de demanda, proyección de costos de combustibles que utiliza en sus actividades diarias el Coordinador. Este escenario considera como restricción los volúmenes máximos de cada Acuerdo de Suministro vigente. Por su parte, los planes de obras de generación y transmisión se consideran de acuerdo con la Resolución Exenta N°490-2019 de la Comisión Nacional de Energía.
- Determinar la generación de las unidades GNL existentes y declaradas en construcción para un escenario de sensibilidad al caso base, que considera los volúmenes mínimos de cada acuerdo de suministro.

3. ANTECEDENTES Y SUPUESTOS

La optimización de la operación del Sistema Eléctrico Nacional corresponde a un problema estocástico, en el cual la aleatoriedad está representada por las siguientes variables: hidrología, costos de los combustibles (diésel, GNL, carbón), disponibilidad de combustibles, disponibilidad de las unidades generadoras, demanda eléctrica, estimación de la generación de unidades generadoras tipo ERNC, entre otras.

Los procesos de programación de la operación del sistema desarrollados por el Coordinador centran la estocasticidad en la variabilidad hidrológica. Se parametrizan el resto las variables aleatorias a través del uso de los estimadores de su valor esperado o valores provenientes de distintas fuentes.

En cuanto a los costos de combustibles para centrales térmicas que operan con GNL, estos corresponden a las proyecciones realizadas por el Coordinador en base a la información que dispone a partir de los Informes Ejecutivos definidos en la Norma Técnica del GNL para el horizonte completo del estudio.

A continuación, se describen los principales antecedentes y supuestos considerados en el estudio:

3.1 Metodología

Para efectos de realizar el ejercicio de optimización se utilizó el modelo PLP, el cual permite resolver el problema de minimizar el costo de operación de sistemas hidrotérmicos, con capacidad de representación multimodal del sistema de transmisión y el factor de carga del consumo semanal. Para estos efectos, la demanda eléctrica se modeló con una curva de duración, en el cual se definen 7 bloques de consumo para los 69 meses estudiados. Como resultado de lo anterior, se obtienen 483 (69x7) despachos para cada escenario hidrológico.

Para encontrar el punto óptimo de GNL necesario para el sistema se simulan sub-escenarios para los diferentes casos a analizar. Los sub-escenarios consisten en ir agregando disponibilidad de GNL de manera progresiva, estos son los siguientes

- Sub-escenario Engie: Disponibilidad de GNL para las unidades GNL de Engie y la central autoprodutora Enap Aconcagua.
- Sub-escenario Colbún: Disponibilidad del sub-escenario anterior más disponibilidad GNL para las unidades GNL de Colbún.
- Sub-escenario Enel: Disponibilidad del sub-escenario anterior más disponibilidad GNL para las unidades GNL de Enel.
- Sub-escenario Todos: Disponibilidad del sub-escenario anterior más disponibilidad GNL para todas las unidades GNL del sistema.

Los mantenimientos de centrales y líneas de transmisión considerados en el estudio, las restricciones y transferencias máximas por las líneas del sistema de transmisión, así como el aporte de las centrales eólicas y fotovoltaicas corresponden a los utilizados en la proyección de 5 años realizada por el Departamento de Programación de la Operación.

En el Anexo 1, se presentan los archivos de entrada del modelo PLP utilizados para el presente estudio.

3.2 Horizonte de estudio

El estudio comprende el período entre el 01 de agosto de 2019 hasta 31 de marzo de 2025. Los resultados y análisis del presente estudio se realizarán para el período del 01 de enero de 2020 al 31 de diciembre 2024.

3.3 Demanda del Sistema

Para determinar la representación de la demanda de energía eléctrica considera la proyección utilizada por el Departamento de Programación de la Operación del Coordinador para la programación de 5 años. En la siguiente tabla se ilustra la demanda utilizada en la modelación.

Año	Tasa de crecimiento	Demanda [GWh]
2019	- -	73.068
2020	2,1%	74.571
2021	2,5%	76.456
2022	3,2%	78.936
2023	2,9%	81.256
2024	3,2%	83.877
2025	3,2%	86.585

Tabla 1: Proyección demanda eléctrica en GWh.

3.4 Plan de obras de Generación

Para el desarrollo del estudio se consideró el plan de obras de centrales de generadoras de acuerdo con los proyectos que han sido declarados en construcción de acuerdo con lo informado por Comisión Nacional de Energía, en agosto de 2019, mediante Resolución Exenta n°439-2019.

Dentro de las obras más importantes incluidas, se encuentran las centrales de pasada del proyecto Alto Maipo: Las Lajas y Alfalfal, de 267 MW y 264 MW, respectivamente, con fecha de entrada en

operación en diciembre de 2020; el embalse Los Cóndores, de 150 MW, con entrada en operación en diciembre de 2021; la central de pasada Ñuble, de 136 MW, con entrada en operación en julio de 2022; y la central de pasada San Pedro, de 170 MW, con entrada en operación en abril 2024.

La capacidad instalada de las unidades GNL, que se grafica a continuación, no varía en el período de analizado en este estudio, ya que luego de la entrada en operación de la Cogeneradora de Aconcagua y TenoGas50, no existen nuevos proyectos declarados en construcción.

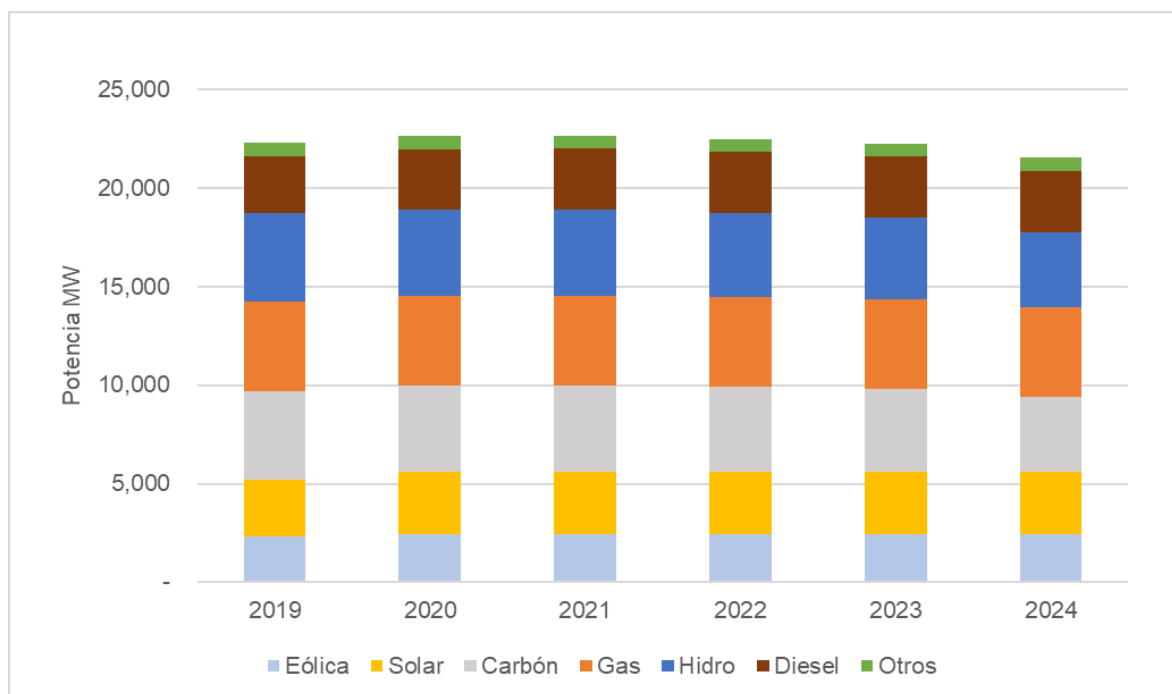


Figura 1: Plan de obras de Generación.

En cuanto a las unidades generadoras ERNC, se proyecta el ingreso de 847 MW durante el período de estudio. Destacándose los proyectos Atacama Solar de 150 MW con entrada en operación en abril de 2020, Cabo Leones 3 de 240 MW con entrada en operación en julio de 2020. En relación con el proceso de descarbonización, de acuerdo con el plan publicado por el Ministerio de Energía. Se consideran las centrales que, hasta el momento, han informado fecha de salida de operación y que coinciden con el horizonte del presente estudio.

Nombre Central	Potencia [MW]	Fecha Salida
Tocopilla U12	69	Junio 2019
Tocopilla U13	71	Junio 2019
Tarapacá	128	Enero 2020
Ventanas 1	93	Noviembre 2022
Bocamina 1	109	Diciembre 2023
Ventanas 2	154	Mayo 2024
Tocopilla U15	104	Mayo 2024
Tocopilla U14	109	Mayo 2024

Tabla 2: Plan de descarbonización.

3.5 Unidades de Generación GNL

En este apartado se realiza una breve descripción de todas las unidades de generación GNL que se encuentran en operación y construcción. Indicándose su ubicación en el unilíneal simplificado del SEN.

<p>Central Mejillones 1.- Mejillones 3: TG + TV = 237,6 MW Barra de conexión: S/E Chacaya Empresa: Engie</p>	<p>Central Tocopilla 1.- Tocopilla U16: TG + TV = 303,7 MW 2.- TG3: TG = 18,4 MW Barra de conexión: S/E Central Tocopilla Empresa: Engie</p>	<p>Central Gas Atacama 1.- CC 1: TG1A + TG1B + TV1C = 309,6 MW 2.- CC 2: TG2A + TG2B + TV2C = 296,8 MW Barra de conexión: S/E Atacama Empresa: Enel</p>	<p>Central Tal 1.- Tal 1: TG = 112,9 MW 2.- Tal 2: TG = 119,5 MW Barra de conexión: S/E Paposo Empresa: Enel</p>
<p>Central Kelar 1.- Kelar: TG1 + TG2 + TV = 455,5 MW Barra de conexión: S/E Kelar Empresa: Tamakaya Energía</p>	<p>Central San Isidro 1.- San Isidro 1: TG + TV = 319,5 MW 2.- San Isidro 2: TG + TV = 360,2 MW Barra de conexión: S/E San Isidro Empresa: Enel</p>	<p>Central Quintero 1.- Quintero 1: TG = 123,7 MW 2.- Quintero 2: TG = 127,3 MW Barra de conexión: S/E Quintero Empresa: Enel</p>	<p>Central Nueva Renca 1.- Nueva Renca: TG + TV = 317,9 MW Barra de conexión: S/E Renca Empresa: Generadora Metropolitana</p>
<p>Central Nehuenco 1.- Nehuenco 1: TG + TV = 327,4 MW 2.- Nehuenco 2: TG + TV = 384,0 MW 3.-Nehuenco 9B: TG = 90,5 MW Barra de conexión: S/E Nehuenco Empresa: Colbún</p>	<p>Central Candelaria 1.- Candelaria 1: TG = 122,7 MW 2.- Candelaria 2: TG = 127,8 MW Barra de conexión: S/E Candelaria Empresa: Colbún</p>	<p>Central Aconcagua 1.- Aconcagua: TG = 40,6 MW Barra de conexión: S/E Mauco Empresa: Engie</p>	<p>Central Cordillera 1.- CMPC Cordillera: TG = 17,5 MW Barra de conexión: S/E Puente Alto Empresa: CMPC Cordillera</p>

Figura 2: Unidades de generación que operan GNL y se encuentran en operación.

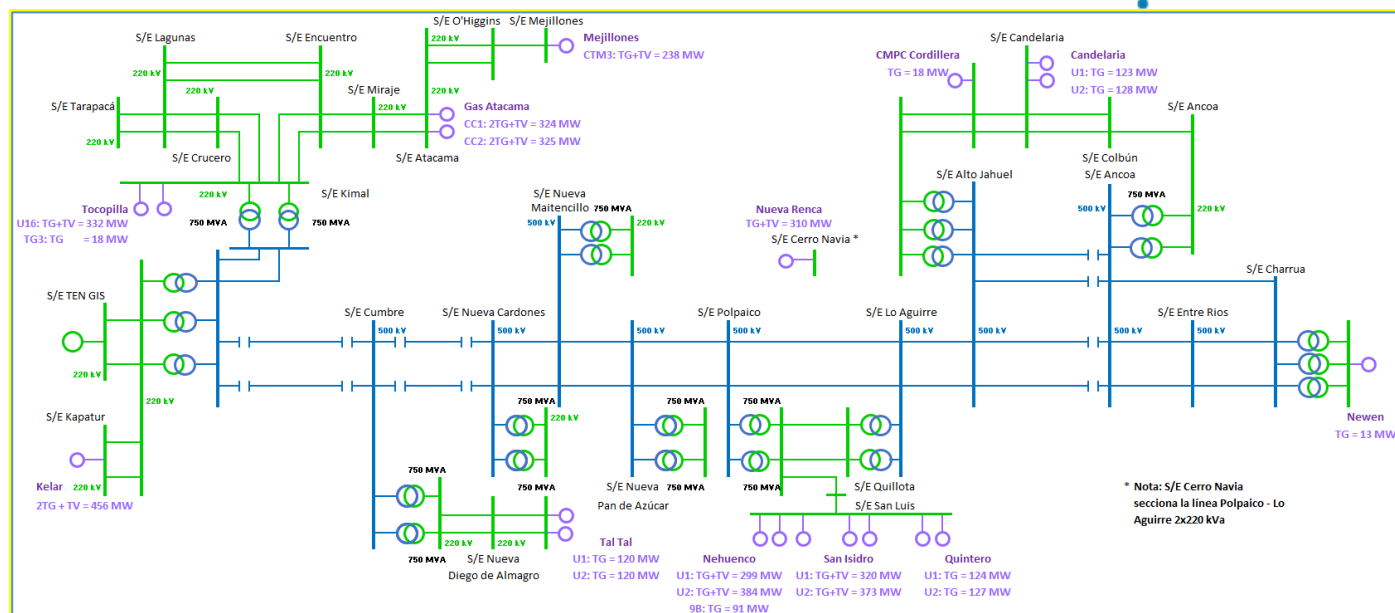


Figura 3: Unilineal simplificado con unidades GNL

3.6 Plan de obras de transmisión

El plan de obras de las instalaciones de transmisión contiene las instalaciones modeladas en la programación de 5 años, de las cuales las más relevantes son las siguientes:

Línea	Fecha
ATR Nueva Maitencillo 500/220 kV	Marzo 2020
ATR Nueva Pan de Azúcar 500/220 kV	Marzo 2020
LT 2X500 kV Pichirropulli – Nueva Puerto Montt	Agosto 2021
LT 2x220 kV Nueva Pozo Almonte – Pozo Almonte	Marzo 2022
LT 2x220 kV Nueva Pozo Almonte – Cóndores	Marzo 2022
LT 2x220 kV Nueva Pozo Almonte – Parinacota	Marzo 2022
LT 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada	Mayo 2022
LT 2x220 kV Punta Colorada – Nueva Pan de Azúcar	Mayo 2022

Tabla 3: Instalaciones y fechas de obras en transmisión.

3.7 Hidrologías

Se utiliza la estadística de caudales correspondiente a la de los últimos 58 años hidrológicos de acuerdo con lo indicado en el artículo 190 del Decreto Supremo N° 327/1997. La información de los caudales afluentes está contenida en los datos de entrada al modelo PLP que son publicadas junto con este informe.

Para efectos de este informe, se considera como parte de los resultados la hidrología promedio, que consiste en el promedio de los resultados, de todas las hidrologías simuladas.

3.8 Cotas de embalses

Se utilizaron como cotas iniciales aquellas correspondientes al 31 de julio de 2019 y resumidas en la siguiente tabla:

Embalse	Cota [m.s.n.m.]
Lago Laja	1319,40
Embalse Colbún	412,15
Laguna del Maule	2160,60
Embalse Ralco	709,03
Lago Chapo	234,14
Lago Rapel	100,85
Laguna La Invernada	1.299,7

Tabla 4: Cotas de embalses iniciales para el horizonte de estudio.

3.9 Costos de Combustibles iniciales y proyección

Los costos de combustibles utilizados en este estudio corresponden a la proyección realizada por el Coordinador. El detalle de la metodología, fuentes de información y resultados de la proyección de costos de combustibles está contenido en el Informe de proyección de costos de combustible que es publicado junto con este informe. A continuación, se presenta un resumen de estas proyecciones por tipo de combustible.

3.9.1 Proyección costos combustible GNL

Las proyecciones de costos del combustible GNL se realizó a nivel mensual para el GNL contratado por cada empresa generadora GNL, según estimaciones de Henry Hub (HH) y Brent, futuros. La metodología se encuentra explícita en el Informe Estudio de proyecciones de costos y se resume en la siguiente figura:

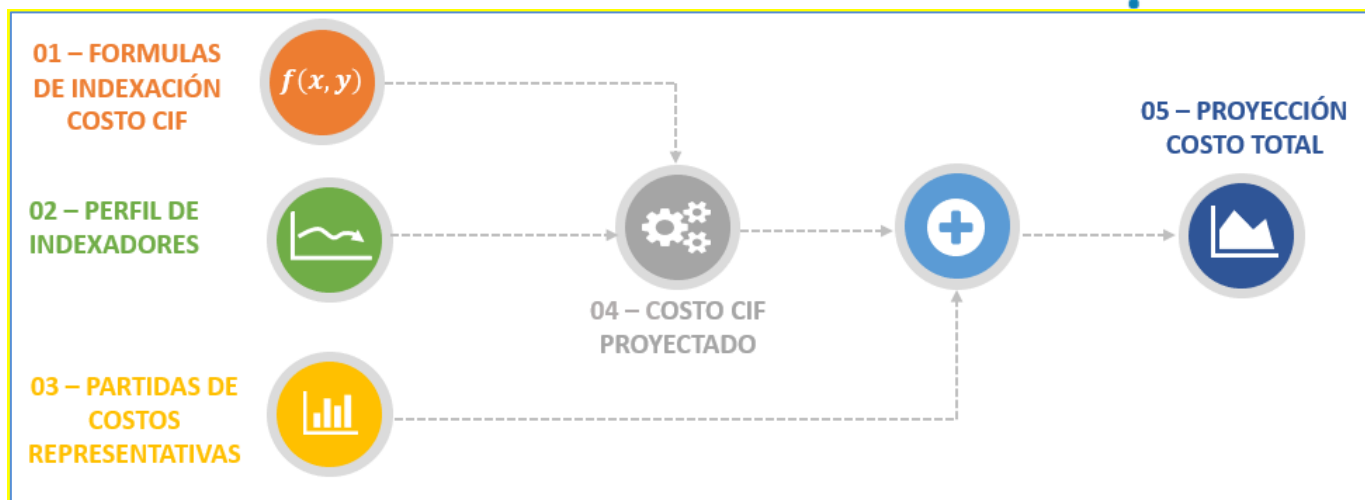


Figura 4: Metodología proyección de precios de GNL Regasificado.

Es importante destacar el costo del combustible GNL proyectado para las unidades GNL se consideró de la siguiente manera:

- Enel (Gas Enel): se aplicó al costo variable de todas las configuraciones de Gas Atacama 1 y 2, Tal Tal 1 y 2, Quintero 1A y 1B, San Isidro 1 y 2, y Nueva Renca
- Colbún, el costo GNL (Gas Colbún) se aplicó al costo variable de todas las configuraciones de Candelaria 1 y 2, Nehuenco 1, 2 y Nehuenco 9B.
- El costo del GNL de la empresa Engie (Gas Engie) se aplicó al costo variable de todas las configuraciones de Tocopilla U16 y TG3, y Mejillones 3.
- El costo GNL de la empresa Tamakaya (Gas Tamakaya) se aplicó al costo variable de todas las configuraciones de la unidad Kelar.
- El costo GNL de la empresa Bioenergía Forestales (Gas Bio) se aplicó al costo variable de todas las configuraciones de la unidad Cordillera B2.
- El costo GNL de la empresa Gas Sur (Gas GasSur) se aplicó al costo variable de todas las configuraciones de la unidad Newen
- En el caso de Colmito y Coronel no tienen proyecciones de precios asociados, dado que no existen contratos de suministro GNL adquiridos por sus empresas GNL respectivas.

A continuación, se muestra su representación gráfica a nivel mensual de los costos proyectados GNL:

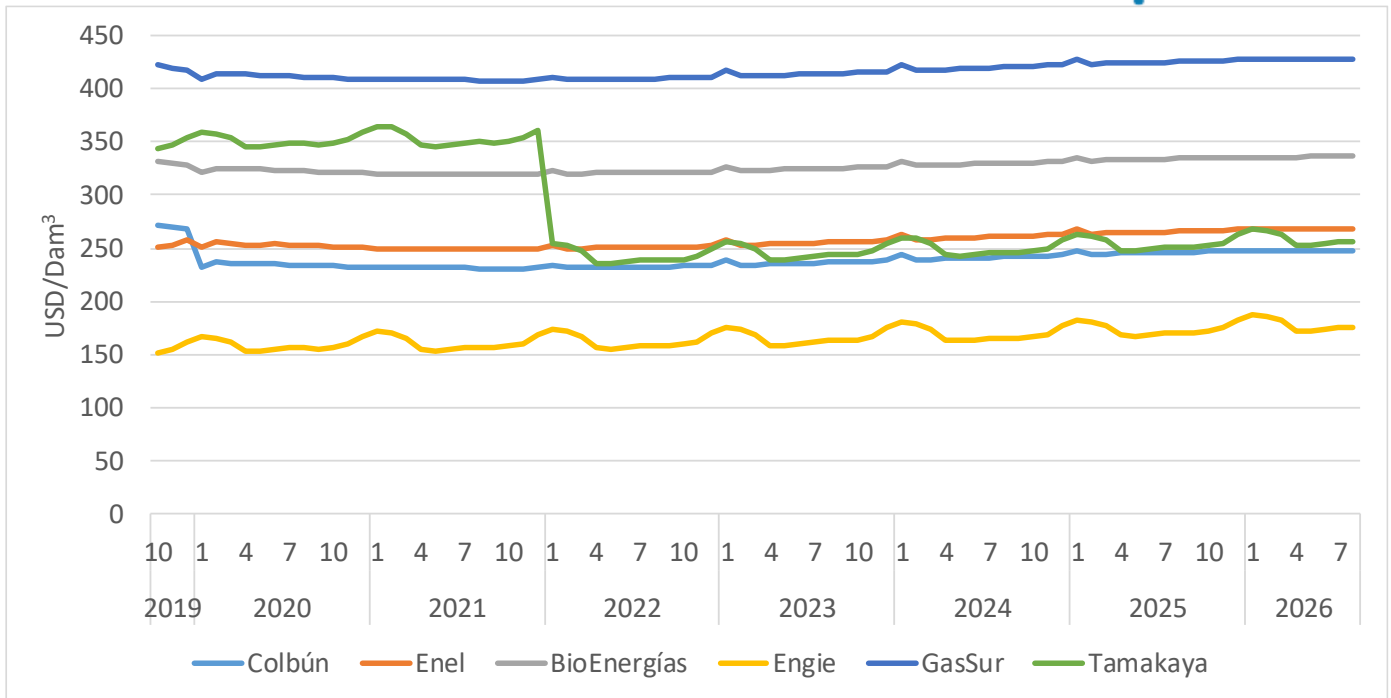


Figura 5: Proyección de costos GNL por empresa a nivel mensual.

3.9.2 Proyección costos de combustible gas natural importado desde Argentina

La proyección del costo de combustible gas natural importado desde Argentina considera precios de invierno (mayo - agosto) y verano (septiembre - abril) de acuerdo a lo informado por las diferentes empresas.

En la siguiente figura se muestra la evolución del costo para las empresas Enel, Colbún y Generadora Metropolitana.

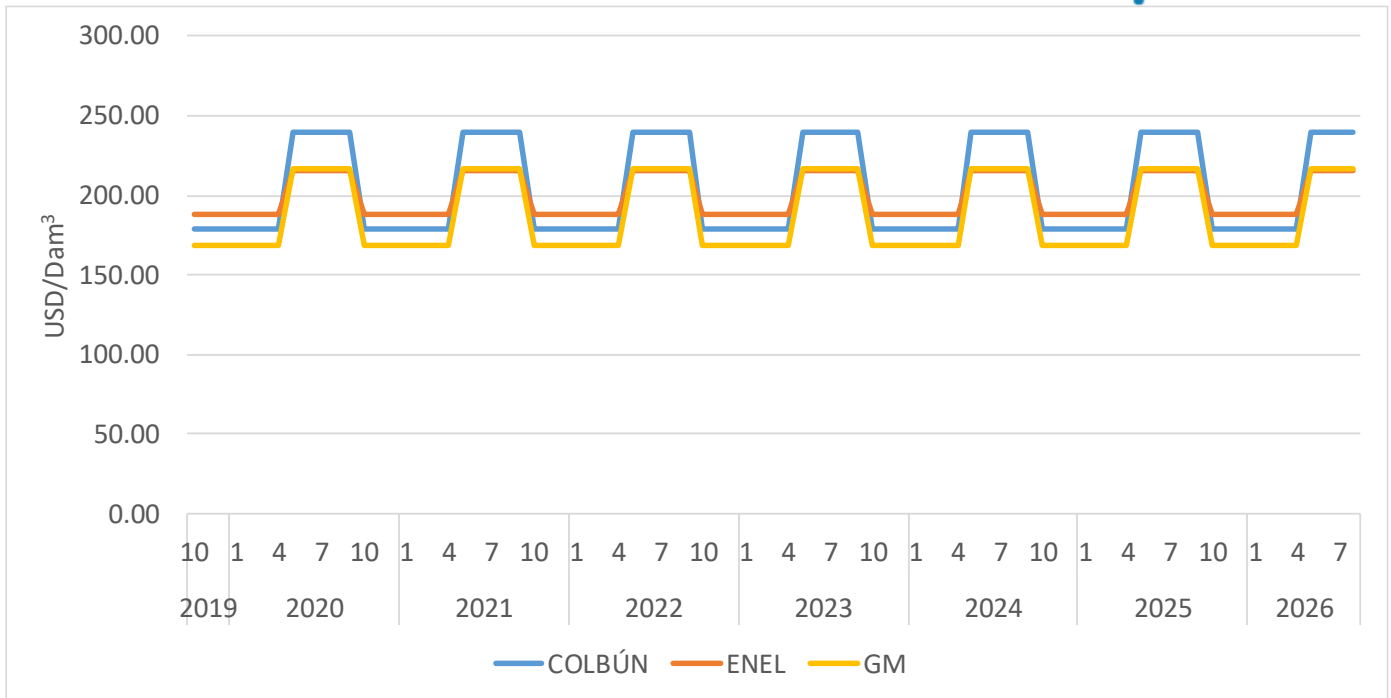


Figura 6: Costo GN argentino por empresa

3.9.3 Proyección costos combustible carbón

La proyección del costo de combustible carbón utiliza como base referencial los costos históricos, mezclas de combustibles programadas y los índices de precios futuros del índice API2⁶. Mayor detalle se puede encontrar en el Informe Estudio de proyecciones de costos.

⁶ En el apartado 3.2 del Informe Estudio de proyecciones de costos se encuentra los análisis realizados que justifican el uso de este índice para la proyección de este combustible.

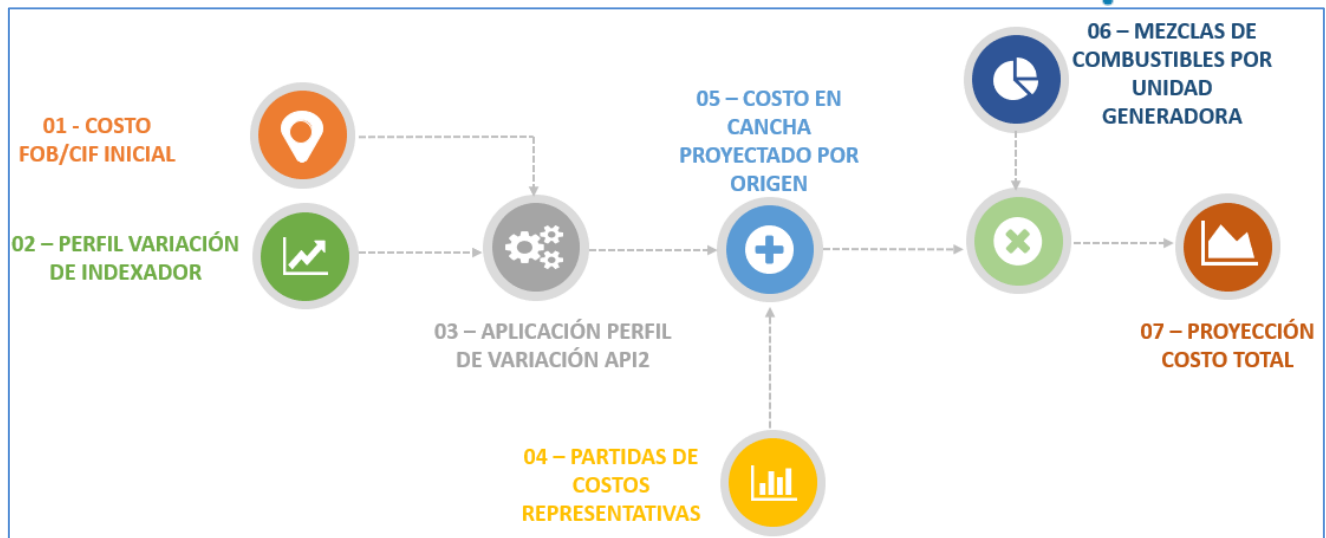


Figura 7: Metodología proyección de precios de carbón.

A continuación, se muestran a nivel tabulado y gráfico la proyección de carbón por empresa.

Año	Enel	Engie	AES Gener	Angamos	Cochrane	Guacolda	Colbún
2019	66,5	57,5	65,8	65,9	69,3	52,1	95,4
2020	73,6	63,7	72,9	73,0	76,7	57,7	105,7
2021	74,5	64,4	73,8	73,9	77,7	58,4	107,0
2022	76,2	65,9	75,5	75,6	79,5	59,8	109,5
2023	77,6	67,1	76,8	77,0	80,9	60,8	111,4
2024	78,9	68,2	78,1	78,3	82,3	61,9	113,3

Tabla 5: Proyección costo combustible carbón por empresa en USD/Ton.

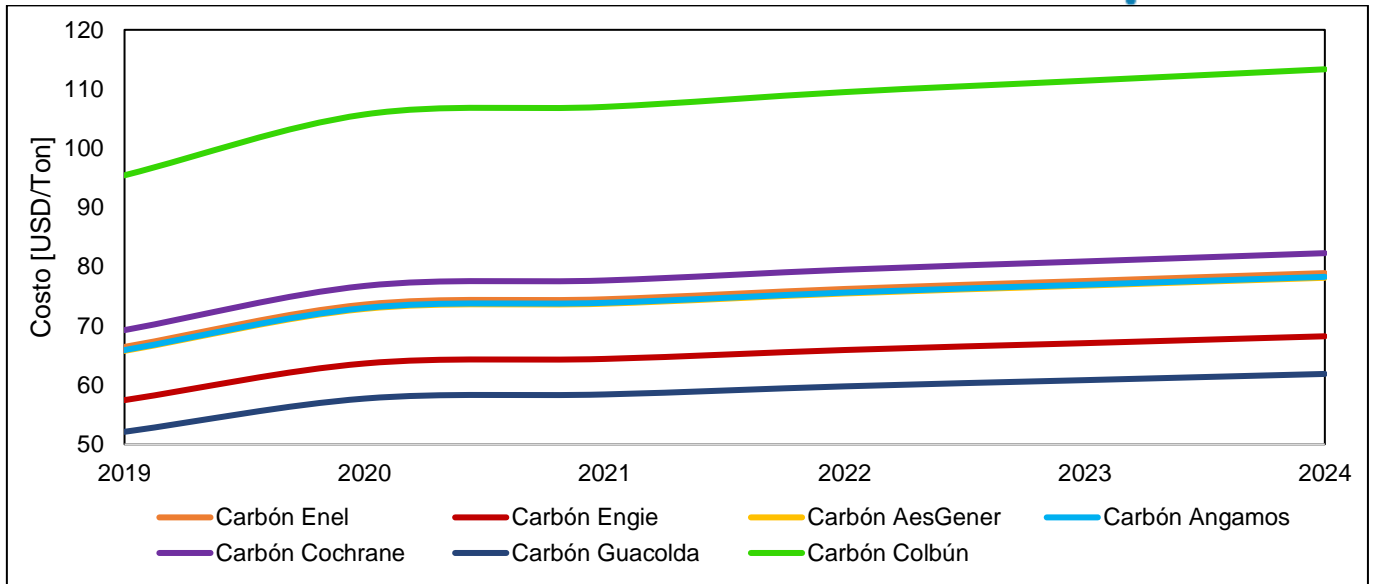


Figura 8: Proyección de costos carbón por empresa a nivel mensual.

3.9.4 Proyección costos combustible diésel y fuel oil

La proyección del costo combustible diésel y fuel oil utiliza como base referencial los costos históricos y los índices de precios futuros del Crudo Brent⁷. Mayor detalle se puede encontrar en el Informe Estudio de proyecciones de costos.



Figura 9: Metodología proyección de precios de diésel y Fuel Oil.

⁷ En el apartado 3.1 del Informe Estudio de proyecciones de costos se encuentra los análisis realizados que justifican el uso de este índice para la proyección de este combustible.

3.10 Resumen de los escenarios de evaluación

De acuerdo con lo indicado en el artículo 4-4 de la NT de GNL, se consideró un escenario base, denominado Caso Base, y una sensibilidad llamada Caso Mínimos, los cuales tienen las siguientes características:

- **Caso Base:** Corresponde al escenario descrito por los supuestos mencionados anteriormente y en particular se limita el GNL a las cantidades máximas contratadas de acuerdo con lo indicado en la sección 3.11.
- **Caso Mínimos:** Se modifica el Caso Base, donde se considera que las empresas ENEL, Tamakaya, Engie y Colbún deben cumplir sus cantidades mínimas contratadas de GNL.

Adicionalmente, en el presente informe se incluye un análisis de tres casos de sensibilidad asociados a la disponibilidad de gas natural importado desde Argentina y la demanda del Sistema Eléctrico Nacional. Para estas sensibilidades se considera la misma disponibilidad de GNL óptima determinada en el caso base, y acceso a compras spot para todas las empresas para en caso que resulte necesario aumentar el volumen de GNL para minimizar el costo de operación bajo este nuevo escenario.

- **Caso GN Arg 0:** Se modifica el Caso Base, donde se considera que no existe disponibilidad de importar gas natural importado desde Argentina.
- **Caso GN Arg 50:** Se modifica el Caso Base, donde se considera que la disponibilidad de importar gas natural importado desde Argentina se reduce a la mitad.
- **Caso Demanda:** Se modifica la demanda a partir del año 2021 en base a la siguiente tabla.

Año	Tasa de crecimiento	Demanda [GWh]
2019	- -	73.068
2020	2,1%	74.571
2021	2,0%	76.063
2022	2,0%	77.584
2023	2,0%	79.136
2024	2,0%	80.718
2025	2,0%	82.333

Tabla 6: Proyección de demanda Caso Demanda

3.11 Resumen Contratos de Suministro de GNL y GN

Según lo dispuesto en el Título 2-2 de la NT de GNL, las empresas deben enviar al Coordinador un Informe Ejecutivo sobre los acuerdos de suministro suscritos. En función de lo anterior, la siguiente tabla muestra un resumen de la información de la sección 1 de los Informes Ejecutivos de los acuerdos de suministro informados por las empresas GNL hasta agosto 2019.

Empresa Compradora	Terminal	Fecha de Suscripción	Periodo de suministro		Volumen anual Min [MMBTU]	Volumen anual Max [MMBTU]
			Inicio	Término		
Colbún	Quintero	24-may-17	01-ene-19	31-dic-30	6.295.498	6.295.498
Tamakaya	Mejillones	30-dic-15	01-ene-16	31-dic-21	16.000.000	22.500.000
Engie.	Mejillones	01-dic-14	01-ene-18	31-dic-32	14.500.000	24.400.000
Enel	Quintero	25-jul-13	25-jul-13	25-feb-35	29.693.766	53.693.766
Enap	Quintero	31-may-07	31-may-07	31-dic-35	7.150.000	7.150.000

Tabla 7: Resumen de Acuerdos de Suministro de GNL según la información informada al Coordinador.

En la siguiente tabla se muestran en forma agregada la disponibilidad de gas natural importado desde Argentina según los contratos vigentes a agosto 2019. El período de invierno se considera entre mayo y agosto.

Empresa Compradora	Volumen diario período invierno [m ³]	Volumen diario período verano [m ³]
Colbún	0	2.600.000
Generadora Metropolitana	0	1.740.000
Enel	3.000.000	4.000.000

Tabla 8: Acuerdos de suministro gas natural importado desde Argentina

Tabla 9: Resumen de disponibilidad de gas natural importado desde Argentina según contratos de suministro y permisos de exportación vigentes.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS LOS ESCENARIOS

Los resultados analizados en este capítulo corresponden a los obtenidos en el escenario base y las sensibilidades denominadas “Caso Mínimos”, “Caso GN Arg 0”, “Caso GN Arg 50” y “Caso Demanda” descritas en la sección 3.10.

La proyección de costos de GNL se realizó considerando las disposiciones de la NT de GNL en su artículo 4-2, es decir, posterior a la Ventana de Información, se determinó el valor del costo combustible GNL debidamente indexado. Para este propósito se utilizaron las fórmulas y condiciones de indexación incluidas en los Informes Ejecutivos declarados por las Empresas GNL.

4.1 Análisis “Caso Base”

A continuación, se presenta el costo de operación del sistema en los sub-escenarios mencionados en la sección 3.1 y el equivalente de buques GNL (3 TBtu) por empresa, para el periodo 2020 – 2024.

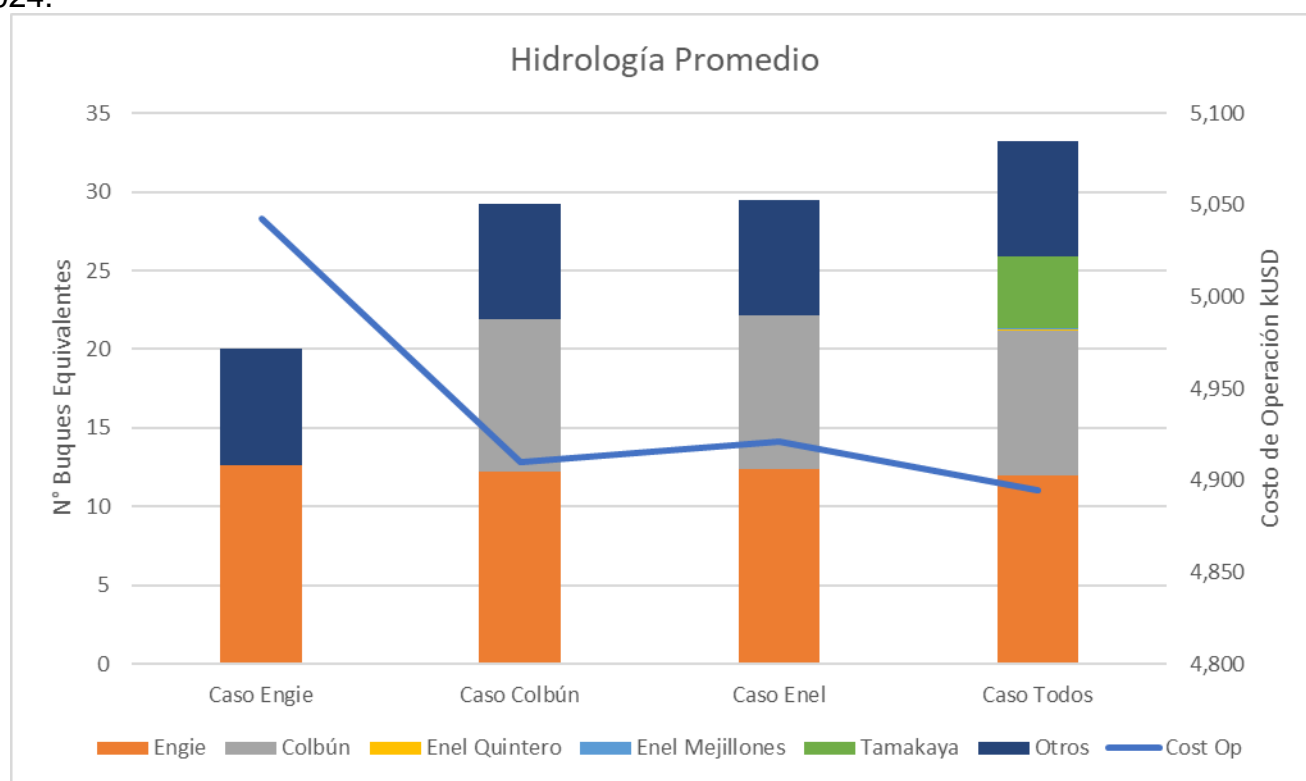


Figura 10: Costo de operación por sub escenarios del “Caso Base”

Al agregar GNL a las unidades de Colbún, el costo de operación del sistema disminuye en un 2,6%. Al agregar adicionalmente una mayor cantidad de GNL, no se observan diferencias significativas en el costo de operación.

Se considera el sub-escenario “Colbún”, señalado en la presente sección, como el “punto óptimo” de GNL requerido por el sistema. Por ende, el mencionado sub-escenario es considerado y nombrado en adelante, como el Caso Base.

A continuación, se muestran los resultados obtenidos para el Caso Base: la generación del SEN y el costo de operación, por tecnología, del mismo, para una hidrología promedio.

Generación Anual Promedio

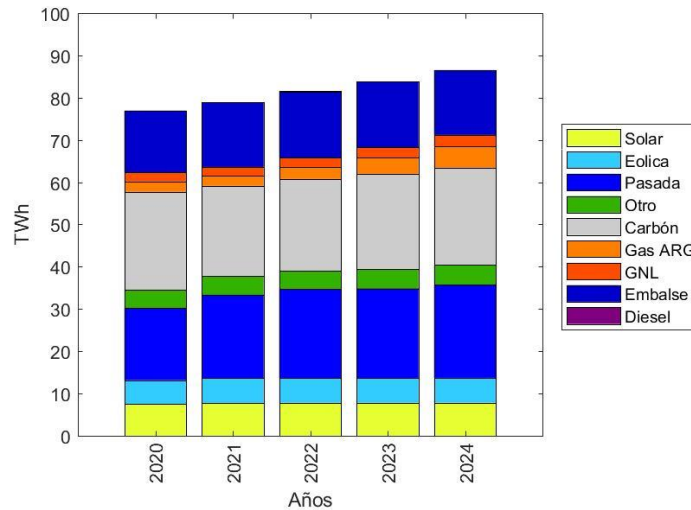


Figura 11: Generación anual por tecnología “Caso Base”

Se destaca la participación de generación a carbón, la cual se mantiene en un nivel estable, a pesar de haber incluido las políticas de descarbonización consideradas en el plan de obras. Lo mencionado deriva, directamente, en un aumento de generación con combustible gas natural.

Generación Mensual Promedio

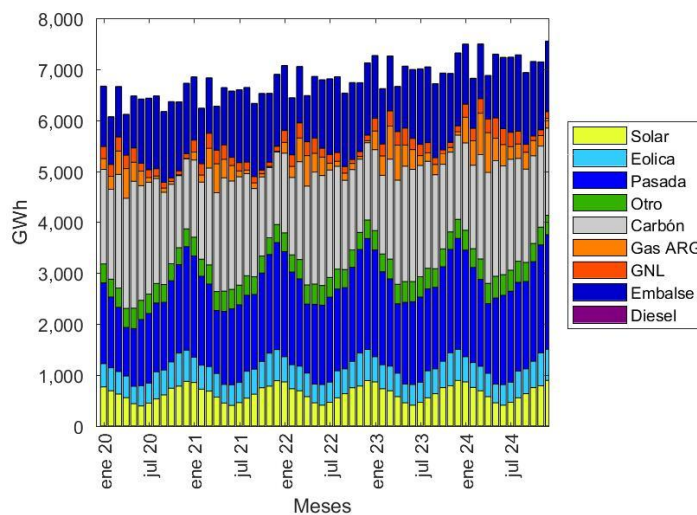


Figura 12: Generación mensual por tecnología “Caso Base”

En el gráfico de la figura 12, se observa que en el período marzo – septiembre, de cada año, la generación con gas es mayor que en el período complementario, lo que responde a un aumento en la demanda y a la menor disponibilidad del recurso hídrico.

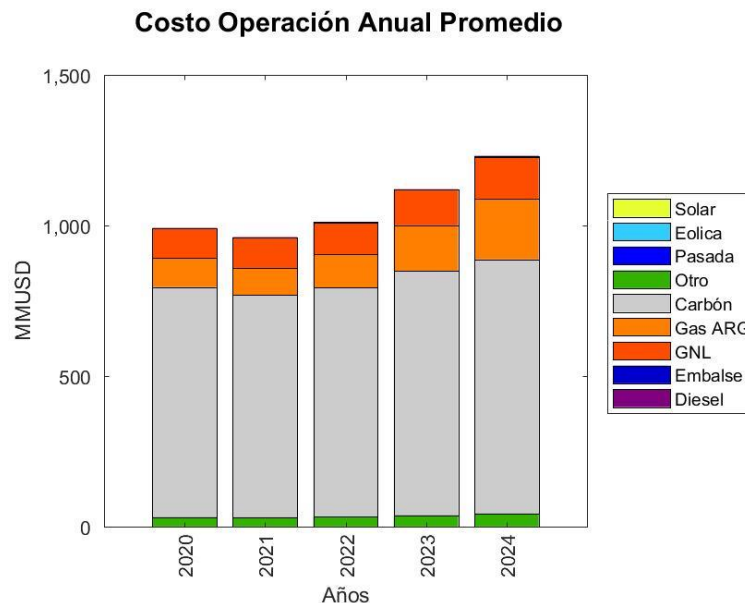


Figura 13: Costo de operación anual por tecnología “Caso Base”

Al observar el costo de operación del sistema, en primer lugar, se mantiene relativamente constante el costo asociado al carbón producto del plan de descarbonización y en su reemplazo, aumenta el costo del combustible gas natural. El costo de operación promedio anual es de **982 MM USD**.

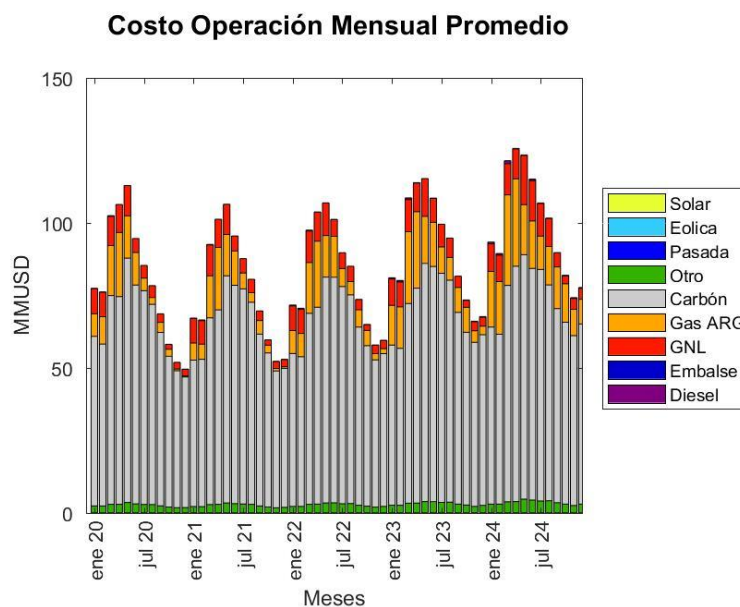


Figura 14: Costo de operación mensual por tecnología “Caso Base”

Tal como se observa en el gráfico Costo Operación Mensual Promedio, en general, aumenta el costo de operación en los meses de reserva de agua. En cuanto al gas natural, se obtiene una mayor participación del gas natural importado desde Argentina, respecto al GNL Regasificado, lo cual es debido a que, en general, su costo variable promedio es menor a la mayoría de los costos variables de GNL que enfrentan las empresas.

A continuación, se presenta el uso de GNL y GN, por terminal, para el periodo de análisis, para la hidrología promedio del caso base.

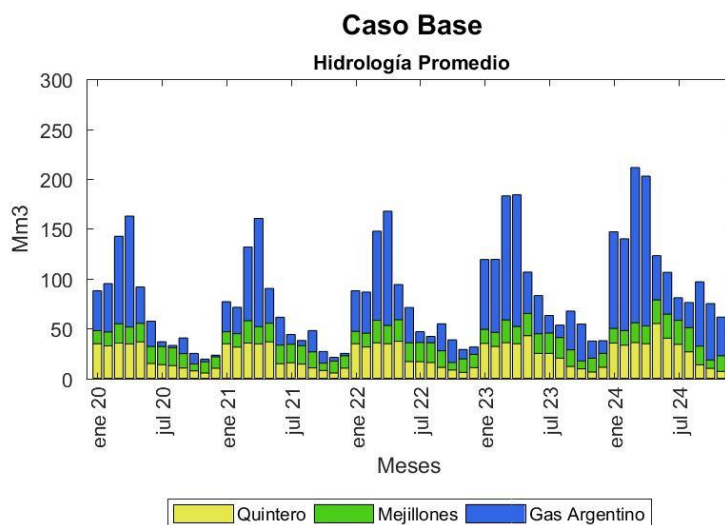


Figura 15: Consumo GNL y GN “Caso Base” hidrología promedio

El uso de GNL en el terminal Quintero para generación corresponde a GNL inflexible de Colbún durante los meses de enero a mayo y la GNL de la central Enap Aconcagua, la cual también opera bajo Condición de Suministro Inflexible.

En el terminal Mejillones el uso de GNL corresponde a generación de la U16 hasta fines de 2021. En 2022 se incluye GNL para la central Kelar que ingresaría con un costo variable más bajo a partir de ese año debido a la posibilidad de acceder a un nuevo contrato de largo plazo según condiciones de precio que son detalladas en el Informe de Proyección de costos de combustible anexo al presente informe.

La unidad San Isidro 2 opera con gas natural importado desde Argentina durante todo el horizonte de simulación, disminuyendo su generación en el periodo de deshielo. Las unidades Nehuenco 1, Nehuenco 2 y Nueva Renca se incluye de septiembre a marzo cuando tiene disponibilidad de importar gas natural importado desde Argentina.

En los últimos 2 años aumenta considerablemente el uso de gas natural importado desde Argentina, intensificándose el uso de las unidades Nehuenco 1 y San Isidro 1.

A continuación, se muestra el equivalente de buques GNL (3 TBtu) usados en cada terminal e importados desde Argentina, para la hidrología promedio del caso base.

Año	Numero de Buques Equivalentes (3 TBtu)		
	Quintero	Mejillones	Gas natural importado desde Argentina
2020	3	2	5
2021	3	2	4
2022	3	2	5
2023	4	3	8
2024	4	3	10

Tabla 10: Buques equivalentes "Caso Base" hidrología promedio

Para los 3 primeros años el número de buques GNL requeridos para generación se mantienen estables en 3 y 2 para los terminales Quintero y Mejillones respectivamente, en los últimos años ambos terminales aumentan en 1 buque. El equivalente de buques importados desde Argentina aumenta desde 5 barcos en el primer año hasta 10 en el año 2024.

A continuación, se presenta la cantidad utilizada de GNL (desde Quintero y Mejillones) y gas natural importado desde Argentina por empresa (sufijo GN_A), incluyendo posibles comprar de GNL Spot (sufijo Spot) y GNL inflexible (sufijo Inf) para la hidrología promedio del caso base.

Empresa	Gas natural M m ³				
	2020	2021	2022	2023	2024
Enel Quintero	0	0	0	0	0
Enel Quintero Spot	0	0	0	0	0
Enel GN_A	120	125	143	205	288
Colbún	7	9	12	15	19
Colbún Inf	120	119	119	119	120
Colbún Spot	4	5	9	34	76
Colbún GN_A	117	105	144	211	298
Enel Mejillones	0	0	0	0	0
Enel Mejillones Spot	0	0	0	0	0
Engie	179	188	198	203	210
Engie Spot	0	0	0	1	12
Gen Metropolitana GN_A	151	126	153	200	239
Tamakaya	0	0	0	0	0
Tamakaya Spot	0	0	0	0	0

Empresa	Gas natural M m ³				
	2020	2021	2022	2023	2024
Enap Inf	105	104	104	104	105
Otros	13	13	15	17	18

Tabla 11: Gas natural por empresa caso base hidrología promedio

Las unidades de Enel se despachan con gas natural importado desde Argentina durante todo el periodo. Las unidades de Colbún utilizan una mezcla de GNL Regas y gas natural importado desde Argentina, se consume anualmente 120 M m³ de gas inflexible. Engie consume el equivalente de 2 buques GNL cada año durante el periodo de análisis.

Las posibles compras spot son menores a 12 M m³ anuales los 3 primeros años de simulación. Al quinto año las compras Spot de Colbún alcanzan los 76 M m³. Estas cantidades son insuficientes para justificar la compra de un buque GNL spot.

A continuación, se presenta el uso de GNL y GN por terminal para el periodo de análisis, para la hidrologías húmeda, media y seca⁸ del caso base.

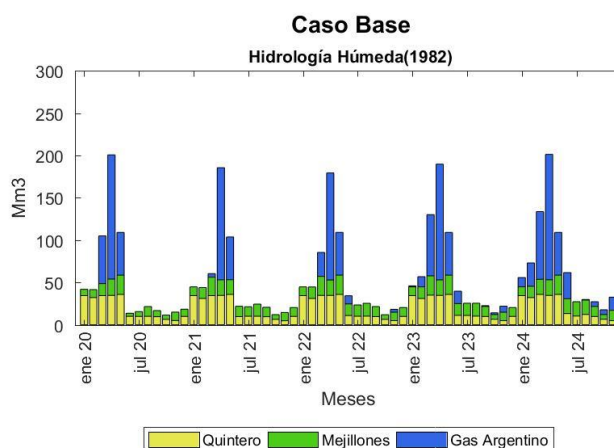


Figura 16: Consumo GNL y GN "Caso Base" hidrología húmeda

⁸ Corresponde a las probabilidades de excedencia 3,5%, 50% y 99% respectivamente.

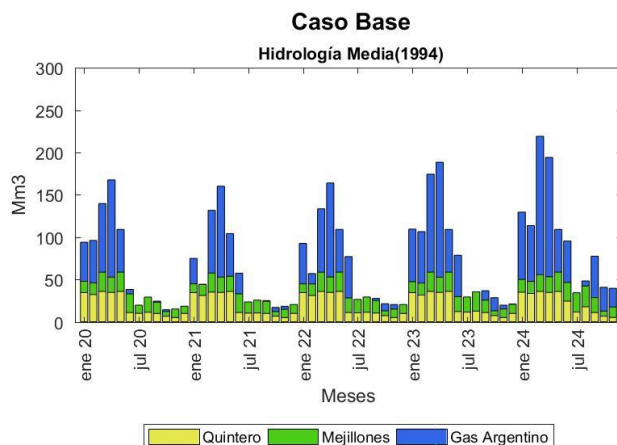


Figura 17:Consumo GNL y GN "Caso Base" hidrología media

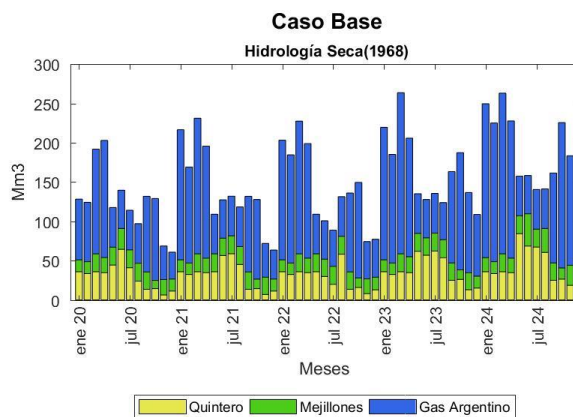


Figura 18:Consumo GNL y GN "Caso Base" hidrología seca

A medida que disminuye la cantidad de agua disponible en el sistema aumenta considerablemente el uso de gas natural importado desde Argentina, llegando a máximos de 204 M m³ mensuales en hidrología seca para marzo 2024. En el terminal Mejillones el aumento en la hidrología seca se debe un mayor despacho de la unidad U16 de Engie.

A continuación, se muestra la cantidad de buques GNL equivalentes (3 TBTU) usados en cada terminal e importados desde Argentina, para la hidrologías húmeda, media y seca del caso base.

Año	Numero de Buques Equivalentes (3 TBtu)		
	Quintero	Mejillones	Gas natural importado desde Argentina
2020	3	2	3
2021	3	2	2
2022	3	2	3
2023	3	2	4
2024	3	2	5

Tabla 12: Buques equivalentes caso base hidrología húmeda

Año	Numero de Buques Equivalentes (3 TBtu)		
	Quintero	Mejillones	Gas natural importado desde Argentina
2020	3	2	4
2021	3	2	4
2022	3	2	4
2023	3	2	6
2024	3	3	8

Tabla 13: Buques equivalentes caso base hidrología media

Año	Numero de Buques Equivalentes (3 TBtu)		
	Quintero	Mejillones	Gas natural importado desde Argentina
2020	4	3	11
2021	5	3	13
2022	4	3	14
2023	6	3	16
2024	6	3	19

Tabla 14: Buques equivalentes caso base hidrología seca

Para el caso del terminal Quintero la cantidad de buques GNL requeridos para generación eléctrica alcanzan a 3 por año para las hidrologías húmeda y media, en una condición hidrológica seca aumenta a 5 buques GNL anuales.

En el terminal Mejillones la cantidad de buques GNL aumenta de 2 en caso de hidrología húmeda hasta 3 en la condición hidrológica seca, por mayor despacho de U16.

Las importaciones de gas natural desde Argentina aumentan desde 3 barcos equivalentes en el caso húmedo, hasta 15 barcos equivalentes en el escenario seco, esto es equivalente a una importación diaria de 3,2 M m³.

A continuación, se presenta la cantidad utilizada de GNL (desde Quintero y Mejillones) y gas natural importado desde Argentina por empresa (sufijo GN_A), incluyendo posibles comprar de GNL Spot (sufijo Spot) y GNL inflexible (sufijo Inf) para la hidrologías húmeda, media y seca del “Caso Base”.

Empresa	Gas natural M m ³				
	2020	2021	2022	2023	2024
Enel Quintero	0	0	0	0	0
Enel Quintero Spot	0	0	0	0	0
Enel GN_A	99	99	109	100	131
Colbún	0	0	1	2	4
Colbún Inf	120	119	119	119	120
Colbún Spot	0	0	0	0	2
Colbún GN_A	68	40	41	96	109
Enel Mejillones	0	0	0	0	0
Enel Mejillones Spot	0	0	0	0	0
Engie	125	156	168	170	174
Engie Spot	0	0	0	0	2
Gen Metropolitana GN_A	86	47	68	102	135
Tamakaya	0	0	0	0	0
Tamakaya Spot	0	0	0	0	0
Enap Inf	105	104	104	104	105
Otros	7	7	8	9	10

Tabla 15: Gas natural por empresa caso base hidrología húmeda

Empresa	Gas natural M m ³				
	2020	2021	2022	2023	2024
Enel Quintero	0	0	0	0	0
Enel Quintero Spot	0	0	0	0	0
Enel GN_A	104	110	138	176	195
Colbún	0	0	1	4	13
Colbún Inf	120	119	119	119	120
Colbún Spot	0	0	0	0	8
Colbún GN_A	91	63	80	135	215
Enel Mejillones	0	0	0	0	0
Enel Mejillones Spot	0	0	0	0	0
Engie	178	173	180	190	208

Empresa	Gas natural M m ³				
	2020	2021	2022	2023	2024
Engie Spot	0	0	0	0	2
Gen Metropolitana GN_A	156	122	144	194	252
Tamakaya	0	0	0	0	0
Tamakaya Spot	0	0	0	0	0
Enap Inf	105	104	104	104	105
Otros	12	10	12	14	16

Tabla 16: Gas natural por empresa caso base hidrología media

Empresa	Gas natural M m ³				
	2020	2021	2022	2023	2024
Enel Quintero	0	0	0	0	0
Enel Quintero Spot	0	0	0	0	0
Enel GN_A	308	396	395	463	645
Colbún	31	32	35	42	45
Colbún Inf	120	119	119	119	120
Colbún Spot	81	105	54	166	223
Colbún GN_A	347	431	446	506	537
Enel Mejillones	0	0	0	0	0
Enel Mejillones Spot	0	0	0	0	0
Engie	230	233	231	234	244
Engie Spot	4	0	0	0	33
Gen Metropolitana GN_A	257	254	277	337	367
Tamakaya	0	0	0	0	0
Tamakaya Spot	0	0	0	0	0
Enap Inf	105	104	104	104	105
Otros	21	21	21	21	23

Tabla 17: Gas natural por empresa caso base hidrología seca

Las importaciones de gas natural desde Argentina aumentan en promedio 310% para Enel, 539% para Colbún y 240% para Generadora Metropolitana en la condición hidrogeológica seca respecto a una condición hidrológica húmeda.

El uso de GNL de Engie aumenta en un 48% entre la condición seca respecto a una condición hidrológica húmeda.

Se observan compras spot de Colbún por 126 M m³ (1,5 buques) promedio en el escenario seco. En los casos húmedo y medio las compras son despreciables.

4.2 Análisis “Caso Mínimos”

A continuación, se muestra los resultados obtenidos para el “Caso Mínimos” (descrito en sección 3.10) en cuanto a generación del SEN y costo de operación por tecnología, para hidrología promedio.

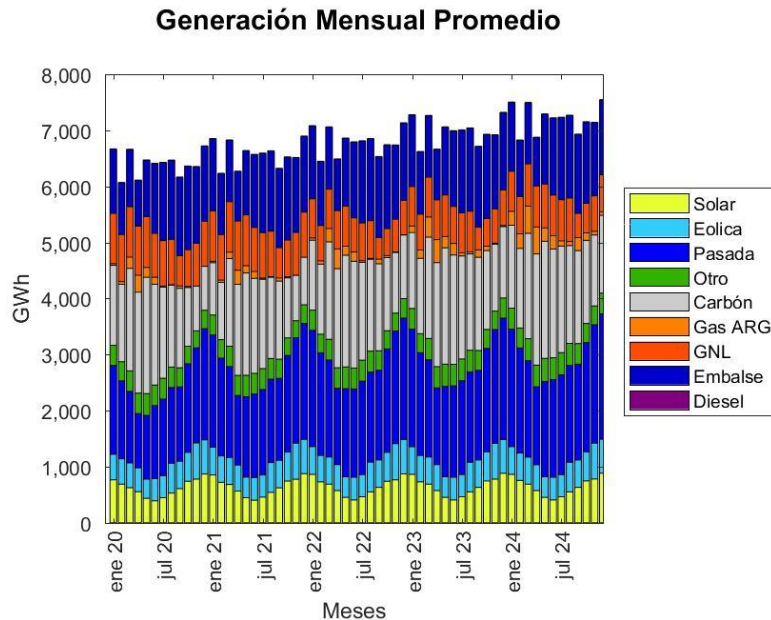


Figura 19 Generación anual por tecnología “Caso Mínimos”

Respecto al caso base, se advierte un importante aumento en la componente de GNL Regas (en este caso dado por la condición de cumplimiento mínimo), en desmedro de la generación a carbón y gas natural importado desde Argentina principalmente.

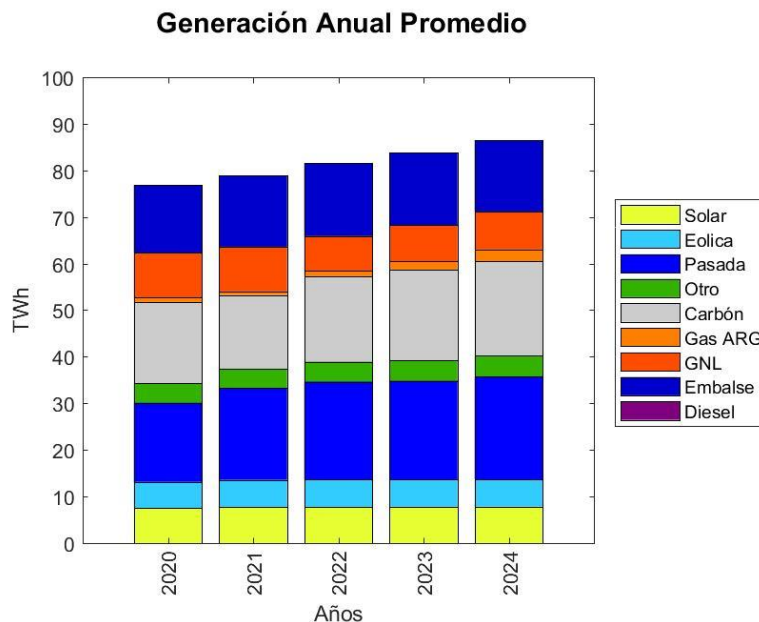


Figura 20: Generación mensual por tecnología “Caso Mínimos”

Se observa el comportamiento de la generación con GNL, el cual aumenta de forma sostenible debido a la condición impuesta, respecto del caso base.

En la siguiente tabla se observa la diferencia en la generación entre este y el caso base.

Año	Caso Mínimos [TWh]			Caso Base [TWh]			Diferencia [TWh]			Porcentaje		
	Carbón	Gas ARG	GNL	Carbón	Gas ARG	GNL	Carbón	Gas ARG	GNL	Carbón	Gas ARG	GNL
2020	17.4	0.7	9.6	23.2	2.0	2.1	-5.7	-1.3	7.5	-25%	-66%	358%
2021	15.8	0.5	9.6	21.4	1.9	2.2	-5.6	-1.3	7.4	-26%	-71%	344%
2022	18.3	0.9	7.5	21.7	2.3	2.3	-3.4	-1.4	5.2	-15%	-62%	230%
2023	19.5	1.4	7.8	22.6	3.2	2.5	-3.1	-1.9	5.3	-14%	-58%	216%
2024	20.2	2.1	8.1	23.0	4.3	2.8	-2.8	-2.2	5.4	-12%	-51%	193%

Tabla 18: Comparación costo operación “Caso Mínimos” – “Caso Base”

En particular, la generación a carbón disminuye un 18%, en promedio, durante el período de análisis (4,1 TWh en promedio anual); mientras que la generación con gas natural importado desde Argentina disminuye 62% (1,6 TWh promedio anual). Paralelamente, la generación con GNL aumenta un 268% respecto al caso base (6,2 TWh promedio anual) producto de forzar la cota mínima.

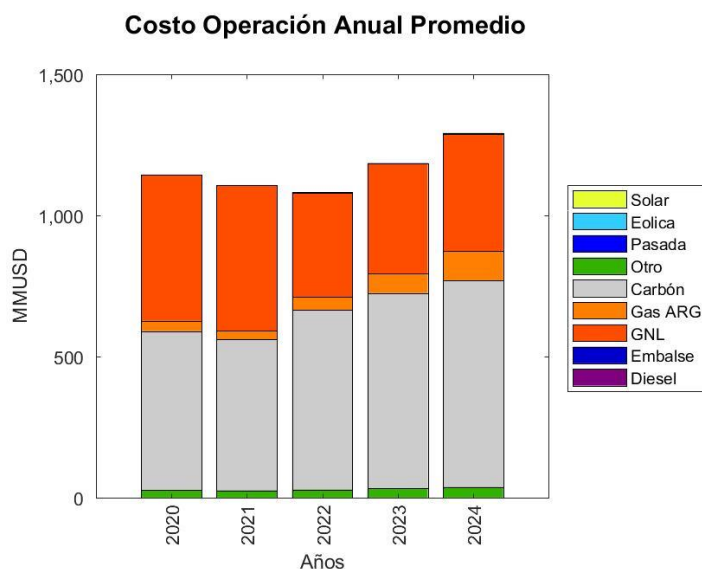


Figura 21: Costo de operación mensual por tecnología “Caso Mínimos”

Tal como se esperaba, el costo de operación del sistema aumenta donde se obtiene un promedio anual de **1.088 MM USD**.

Costo Operación Mensual Promedio

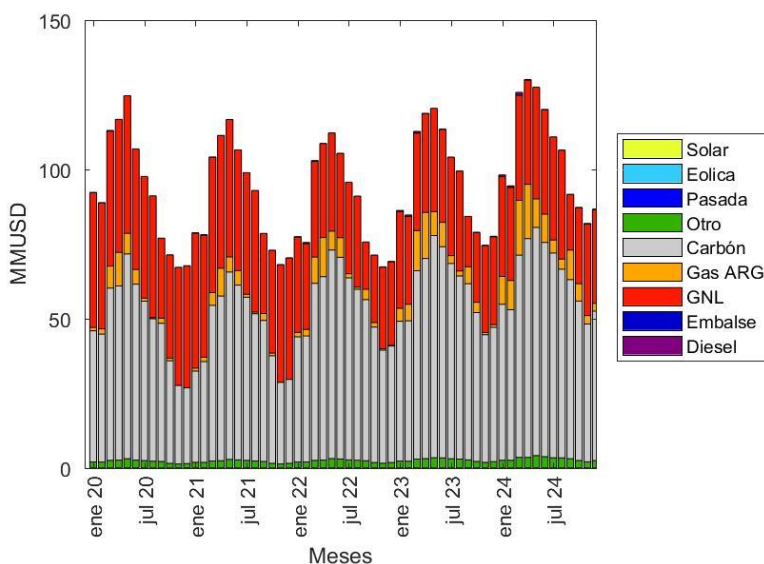


Figura 22:Costo de operación mensual por tecnología “Caso Mínimos”

En la siguiente tabla se observa la variación en el costo de operación del sistema. El carbón disminuye en un 20%, el gas natural importado desde Argentina lo hace en un 62%, mientras que el GNL aumenta su costo en 680%.

Año	Caso Minimos [MM USD]			Caso Base [MM USD]			Diferencia [MM USD]			Porcentaje		
	Carbón	Gas ARG	GNL	Carbón	Gas ARG	GNL	Carbón	Gas ARG	GNL	Carbón	Gas ARG	GNL
2020	563.8	26.5	457.1	764.8	78.2	39.9	-201.0	-51.8	417.2	-26%	-66%	1045%
2021	535.6	20.8	455.8	737.9	72.9	42.9	-202.3	-52.1	412.9	-27%	-72%	961%
2022	636.7	33.5	310.7	761.0	90.5	47.4	-124.3	-57.1	263.3	-16%	-63%	555%
2023	692.7	53.1	328.8	812.4	127.6	57.3	-119.7	-74.6	271.5	-15%	-58%	474%
2024	733.4	82.6	353.5	844.5	174.1	76.2	-111.1	-91.5	277.3	-13%	-53%	364%

Tabla 19:Comparación costo operación “Caso Mínimos” – “Caso Base”

A continuación, se presenta el uso de GNL y GN por terminal para el periodo de análisis, para la hidrología promedio del “Caso Mínimos”.

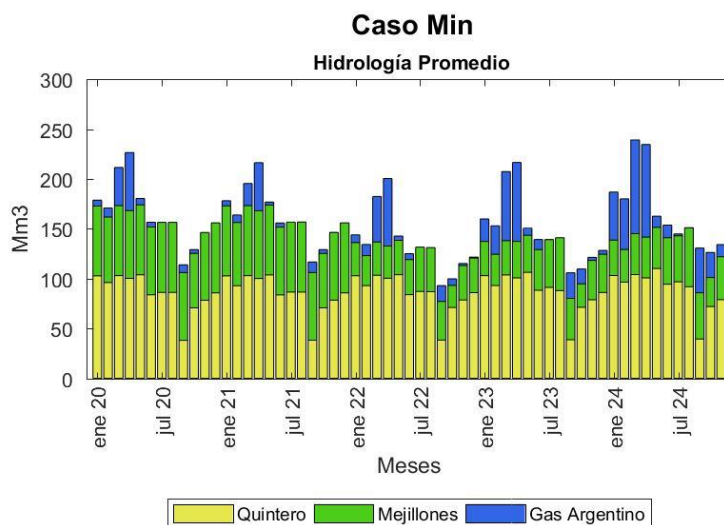


Figura 23:Consumo GNL y GN "Caso Mínimos" hidrología promedio

En el “Caso Mínimos” aumenta en un 277% el uso de GNL en el terminal Quintero, un 203% en el terminal Mejillones, respecto al caso base. Esto se debe a que se deben cumplir los mínimos contratados de Enel y Tamakaya principalmente El gas natural importado desde Argentina disminuye un 59%. Esto se debe a que se reemplaza este combustible por GNL en las unidades de Enel, principalmente.

El uso promedio mensual de GNL y GN aumenta de 83 M m³ en el caso base a 155 M m³ en el “Caso Mínimo”.

A continuación, se muestra el equivalente de buques GNL (3 TBtu) usados en cada terminal e importados desde Argentina, para la hidrología promedio del “Caso Mínimo”.

Año	Numero de Buques Equivalentes (3 TBtu)		
	Quintero	Mejillones	Gas natural argentino
2020	13	10	2
2021	13	10	1
2022	13	5	2
2023	13	6	3
2024	13	6	5

Tabla 20:Buques equivalentes "Caso Mínimo" hidrología promedio

En el terminal Quintero la cantidad de buques GNL equivalentes para generación eléctrica aumenta de 3 a 13 debido a los 10 buques GNL base que debe cumplir Enel.

En el terminal Mejillones aumenta de 3 a 10 buques GNL equivalentes en los primeros 2 años debido a las cantidades mínimas que deben traer Engie y Tamakaya. Posterior a este periodo termina el contrato de Tamakaya.

Los buques equivalentes de importación de gas natural importado desde Argentina disminuyen en 3 barcos GNL equivalentes promedio por año.

A continuación, se presenta la cantidad utilizada de GNL (desde Quintero y Mejillones) y gas natural importado desde Argentina por empresa (sufijo GN_A), incluyendo posibles comprar de GNL Spot (sufijo Spot) y GNL inflexible (sufijo Inf) para las hidrologías húmeda, media y seca del “Caso Mínimo”.

Empresa	Gas M m3				
	2020	2021	2022	2023	2024
Enel Quintero	755	753	753	753	755
Enel Quintero Spot	0	0	0	0	1
Enel GN_A	11	7	10	19	31
Colbún	46	46	46	46	46
Colbún Inf	120	119	119	119	120
Colbún Spot	0	1	1	13	33
Colbún GN_A	44	36	66	109	186
Enel Mejillones	0	0	0	0	0
Enel Mejillones Spot	0	0	0	0	1
Engie	378	377	377	377	378
Engie Spot	0	0	0	0	1
Gen Metropolitana GN_A	79	62	91	136	189
Tamakaya	435	434	38	75	112
Tamakaya Spot	0	0	3	6	12
Enap Inf	105	104	104	104	105
Otros	9	9	11	13	15

Tabla 21: Gas natural por empresa "Caso Mínimo" hidrología promedio

En comparación al “Caso base”, Enel reemplaza su gas natural importado desde Argentina por GNL, aumentando su consumo de 176 M m³ anuales promedio a 754 M m³ anuales.

Colbún disminuye sus importaciones promedio de gas natural importado desde Argentina de 175 M m³ anual en el caso base a 35 M m³ en el “Caso Mínimos”.

La empresa Engie aumenta su consumo GNL un 138% durante el periodo de análisis.

La empresa Tamakaya aumenta su uso GNL desde 0 M m³ en el caso durante 2020 y 2021 en el caso base a 435 M m³ en el “Caso Mínimos” para los años mencionados.

Al igual que el caso base las compras spot son mínimas en el periodo de análisis.

A continuación, se presenta el uso de GNL y GN por terminal para el periodo de análisis, para la hidrologías húmeda, media y seca⁹ del “Caso Mínimo”.

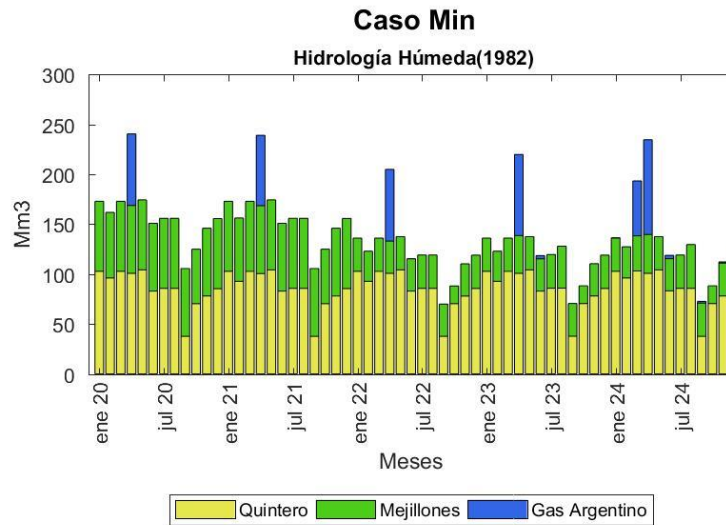


Figura 24: Consumo GNL y GN "Caso Mínimos" hidrología húmeda

⁹ Corresponde a las probabilidades de excedencia 3,5%, 50% y 99% respectivamente.

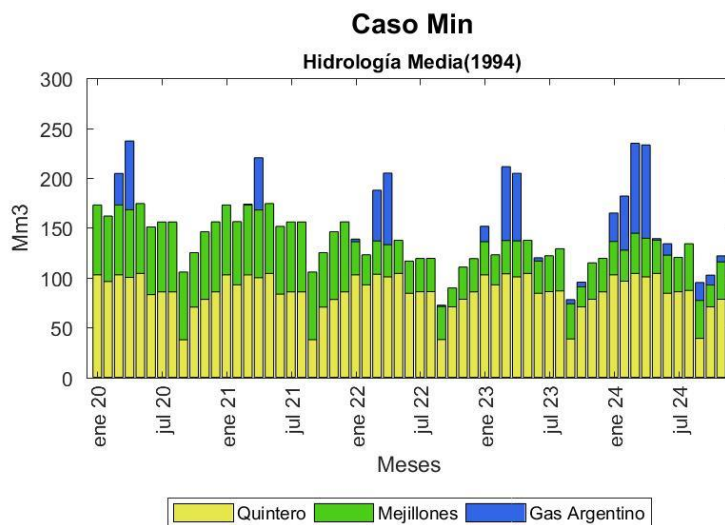


Figura 25:Consumo GNL y GN "Caso Mínimos" hidrología media

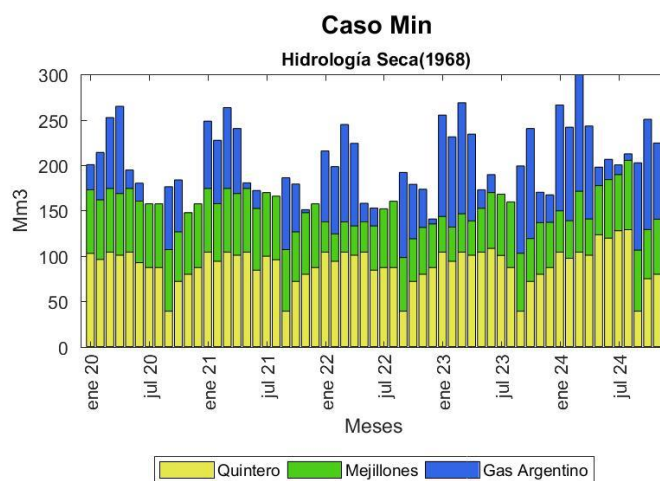


Figura 26:Consumo GNL y GN "Caso Mínimos" hidrología seca

Al igual que el caso base medida que disminuye la cantidad de agua disponible en el sistema aumenta el uso de gas natural importado desde Argentina, en este caso llegando a un máximo de 143 M m³ mensuales en la condición hidrológica seca.

También se presenta un mayor uso en el terminal Mejillones en la hidrología más seca, desde el 2022 en adelante

A continuación, se muestra el equivalente de buques GNL (3 TBtu) usados en cada terminal e importados desde Argentina, para la hidrologías húmeda, media y seca del “Caso Mínimo”.

Año	Numero de Buques Equivalentes (3 TBtu)		
	Quintero	Mejillones	Gas natural argentino
2020	13	10	1
2021	13	10	1
2022	13	5	1
2023	13	5	1
2024	13	5	2

Tabla 22: Buques equivalentes “Caso Mínimo” hidrología húmeda

Año	Numero de Buques Equivalentes (3 TBtu)		
	Quintero	Mejillones	Gas natural argentino
2020	13	10	1
2021	13	10	1
2022	13	5	2
2023	13	5	2
2024	13	5	4

Tabla 23: Buques equivalentes “Caso Mínimo” hidrología media

Año	Numero de Buques Equivalentes (3 TBtu)		
	Quintero	Mejillones	Gas natural argentino
2020	13	10	5
2021	13	10	6
2022	13	7	7
2023	13	8	9
2024	15	9	11

Tabla 24: Buques equivalentes “Caso Mínimo” hidrología seca

La cantidad de buques GNL equivalentes en el terminal Quintero se mantiene estable en 13 barcos para las 3 hidrologías durante el periodo de análisis.

En el terminal Mejillones la cantidad de buques en el periodo 2022-2024 aumenta de un promedio 5 en la condición hidrológica humada a 8 en la seca.

Las importaciones de gas natural importado desde Argentina presentan los mayores aumentos entre el caso húmedo y el caso seco. En el año 2024 aumenta desde 2 barcos equivalentes a 11.

A continuación, se presenta la cantidad utilizada de GNL (desde Quintero y Mejillones) y gas natural importado desde Argentina por empresa (sufijo GN_A), incluyendo posibles comprar de GNL Spot (sufijo Spot) y GNL inflexible (sufijo Inf) para las hidrologías húmeda, media y seca del “Caso Mínimos”.

Empresa	Gas M m ³				
	2020	2021	2022	2023	2024
Enel Quintero	755	753	753	753	755
Enel Quintero Spot	0	0	0	0	0
Enel GN_A	0	0	0	3	3
Colbún	46	46	46	46	46
Colbún Inf	0	0	0	0	0
Colbún Spot	0	0	0	0	0
Colbún GN_A	26	25	26	36	59
Enel Mejillones	0	0	0	0	0
Enel Mejillones Spot	0	0	0	0	0
Engie	378	377	377	377	378
Engie Spot	0	0	0	0	0
Gen Metropolitana GN_A	45	45	45	45	95
Tamakaya	435	434	0	15	21
Tamakaya Spot	0	0	0	0	2
Enap Inf	0	0	0	0	0
Otros	6	6	6	7	7

Tabla 25: Gas natural por empresa "Caso Mínimo" hidrología húmeda

Empresa	Gas M m ³				
	2020	2021	2022	2023	2024
Enel Quintero	755	753	753	753	755
Enel Quintero Spot	0	0	0	0	0
Enel GN_A	0	0	0	3	13
Colbún	46	46	46	46	46
Colbún Inf	120	119	119	119	120
Colbún Spot	0	0	0	0	0
Colbún GN_A	28	12	38	57	121
Enel Mejillones	0	0	0	0	0
Enel Mejillones Spot	0	0	0	0	0
Engie	378	377	377	377	378
Engie Spot	0	0	0	0	0
Gen Metropolitana GN_A	72	41	88	109	180
Tamakaya	435	434	2	25	52
Tamakaya Spot	0	0	0	0	2

Empresa	Gas M m ³				
	2020	2021	2022	2023	2024
Enap Inf	105	104	104	104	105
Otros	6	6	10	11	13

Tabla 26: Gas natural por empresa "Caso Mínimo" hidrología media

Empresa	Gas M m ³				
	2020	2021	2022	2023	2024
Enel Quintero	755	753	753	753	755
Enel Quintero Spot	0	0	0	0	1
Enel GN_A	40	26	40	40	81
Colbún	46	46	46	46	46
Colbún Inf	120	119	119	119	120
Colbún Spot	8	21	0	37	139
Colbún GN_A	167	207	312	437	498
Enel Mejillones	0	0	0	0	0
Enel Mejillones Spot	0	0	0	0	4
Engie	378	377	377	377	378
Engie Spot	0	0	0	0	0
Gen Metropolitana GN_A	213	232	240	273	340
Tamakaya	435	434	163	223	266
Tamakaya Spot	0	0	15	24	43
Enap Inf	105	104	104	104	105
Otros	18	21	21	21	21

Tabla 27: Gas natural por empresa "Caso Mínimo" hidrología seca

El GNL requerido para el suministro de las unidades generadoras de la empresa Enel suministradas desde el terminal GNL Quintero se mantiene en la tasa contratada de 755 M m³ anuales en las 3 hidrologías. En el caso seco se considera importación de gas natural importado desde Argentina para las unidades de Enel.

Las importaciones desde Argentina de gas natural de Colbún aumentan desde un promedio anual 36 M m³ en el caso húmedo a 324 M m³ anuales en el caso seco.

La empresa Tamakaya requiere un uso de 18 M m³ en el periodo 2023-2024 en las condiciones hidrológicas húmeda y este aumenta 245 M m³ en el caso seco.

Se presentan compran spot de 139 M m³ para la empresa Colbún en el último año de análisis del caso seco.

4.3 Análisis “Caso GN Arg 0”.

A continuación, se muestra los resultados obtenidos para el “Caso GN Arg 0” (descrito en sección 3.10) en cuanto a generación del SEN y costo de operación por tecnología, para hidrología promedio.

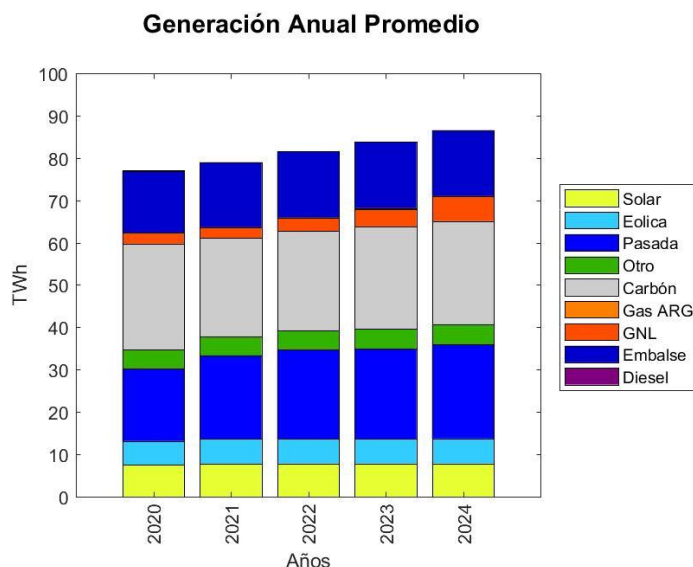


Figura 27: Generación anual por tecnología “Caso GN Arg 0”

Respecto al caso base, se advierte un aumento de la generación a carbón y un aumento progresivo de generación GNL con los años para cubrir los aumentos de demanda.

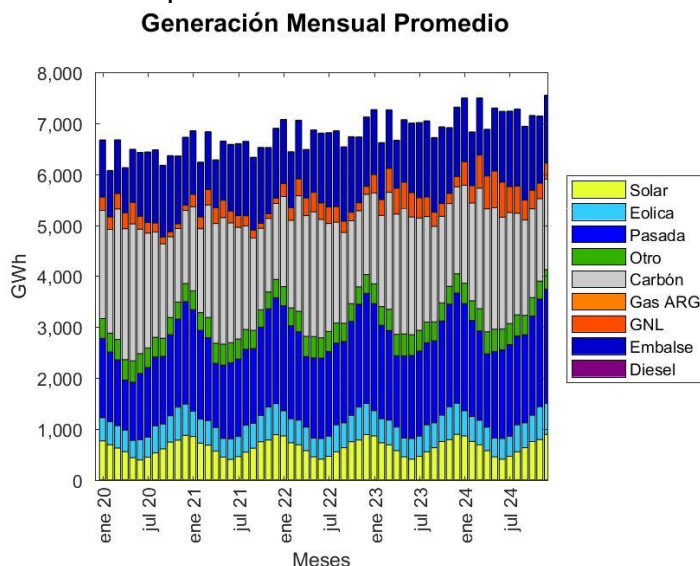


Figura 28: Generación mensual por tecnología “Caso GN Arg 0”

Se observa con generación estacional de GNL concentrándose en los meses con menor recurso hidráulico del sistema.

En la siguiente tabla se observa la diferencia en la generación entre este y el caso base.

Año	Caso GN Arg 0 [TWh]			Caso Base [TWh]			Diferencia [TWh]			Porcentaje		
	Carbón	Gas ARG	GNL	Carbón	Gas ARG	GNL	Carbón	Gas ARG	GNL	Carbón	Gas ARG	GNL
2020	25.1	0.0	2.6	23.2	2.0	2.1	1.9	-2.0	0.5	8%	-100%	25%
2021	23.3	0.0	2.5	21.4	1.9	2.2	1.8	-1.9	0.4	9%	-100%	18%
2022	23.5	0.0	3.2	21.7	2.3	2.3	1.8	-2.3	1.0	8%	-100%	42%
2023	24.2	0.0	4.4	22.6	3.2	2.5	1.6	-3.2	1.9	7%	-100%	78%
2024	24.4	0.0	5.9	23.0	4.3	2.8	1.3	-4.3	3.2	6%	-100%	114%

Tabla 28: Comparación generación “Caso GN Arg 0” – “Caso Base”

En particular, la generación a carbón se incrementa en un 7.5%, en promedio, durante el período de análisis (1,7 TWh en promedio anual); mientras que la generación con GNL aumenta en un 55.4% respecto al caso base (1,4 TWh promedio anual).

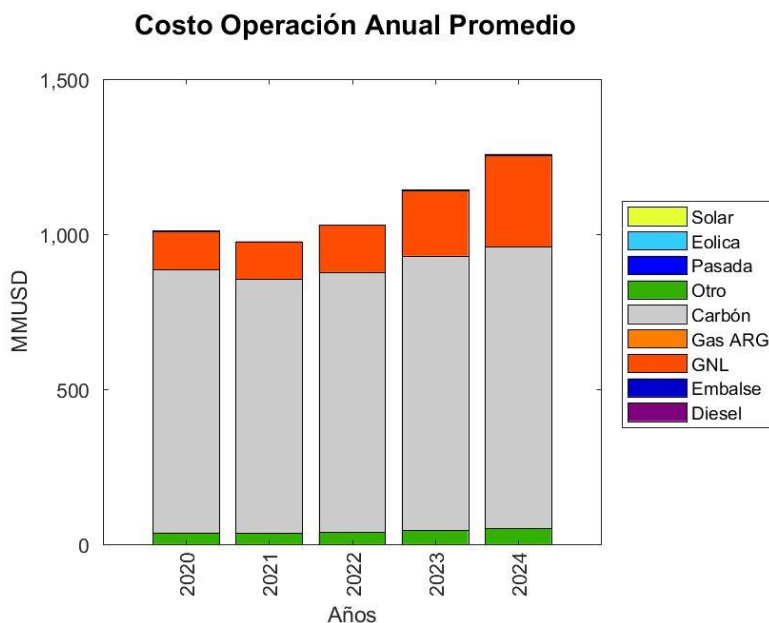


Figura 29: Costo de operación anual por tecnología “Caso GN Arg 0”

El costo de operación del sistema aumenta respecto al Caso Base donde se obtiene un promedio anual de **1.024 MM USD**.

Costo Operación Mensual Promedio

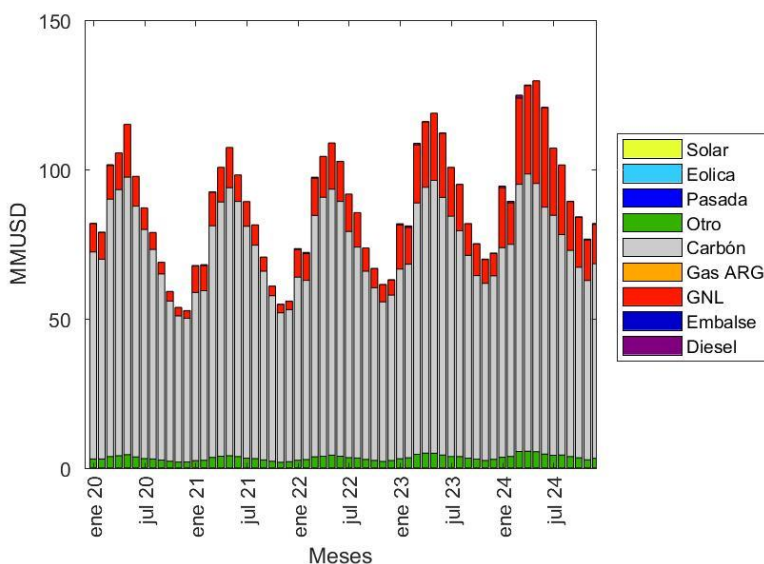


Figura 30:Costo de operación mensual por tecnología “Caso GN Arg 0”

En la siguiente tabla se observa la variación en el costo de operación del sistema. El carbón se incrementa en un 9.8%, mientras que el GNL aumenta su costo en más de 115.3%.

Año	Caso GN Arg 0 [MM USD]			Caso Base [MM USD]			Diferencia [MM USD]			Porcentaje		
	Carbón	Gas ARG	GNL	Carbón	Gas ARG	GNL	Carbón	Gas ARG	GNL	Carbón	Gas ARG	GNL
2020	848.6	0.0	65.2	764.8	78.2	39.9	83.8	-78.2	25.3	11%	-100%	63%
2021	820.1	0.0	61.9	737.9	72.9	42.9	82.2	-72.9	19.0	11%	-100%	44%
2022	839.7	0.0	93.0	761.0	90.5	47.4	78.7	-90.5	45.6	10%	-100%	96%
2023	885.7	0.0	151.2	812.4	127.6	57.3	73.3	-127.6	93.9	9%	-100%	164%
2024	908.6	0.0	235.4	844.5	174.1	76.2	64.1	-174.1	159.2	8%	-100%	209%

Tabla 29: Comparación costo de operación “Caso GN Arg 0” – “Caso Base”

A continuación, se presenta el uso de GNL y GN por terminal para el periodo de análisis, para la hidrología promedio del “Caso GN Arg 0”.

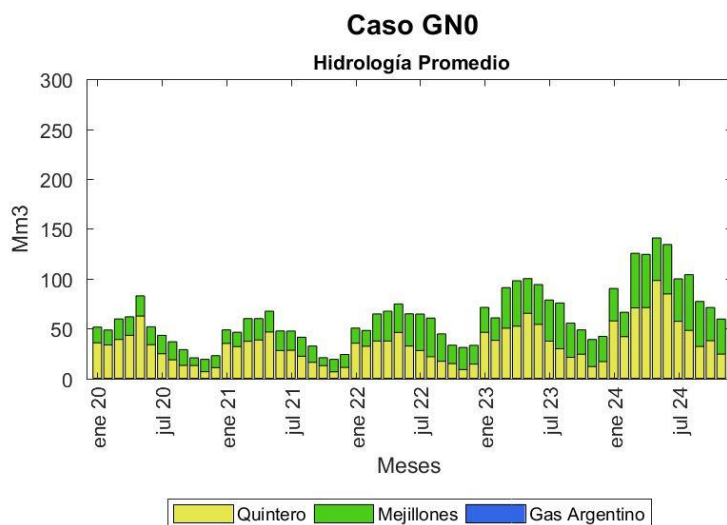


Figura 31: Consumo GNL y GN "Caso GN Arg 0" hidrología promedio

En el “Caso GN Arg 0” aumenta en un 50% el uso de GNL en el terminal Quintero, un 63% en el terminal Mejillones, respecto al caso base. Esto se debe a que se suple generación de gas natural importado desde Argentina con GNL.

El uso promedio mensual de GNL y GN disminuye de 83 M m³ en el caso base a 61 M m³ en el “Caso GN Arg 0”

A continuación, se muestra la cantidad de buques GNL equivalentes (3 TBtu) usados en cada terminal e importados desde Argentina, para la hidrología promedio del “Caso GN Arg 0”.

Año	Numero de Buques Equivalentes (3 TBtu)		
	Quintero	Mejillones	Gas natural importado desde Argentina
2020	4	2	0
2021	4	2	0
2022	4	4	0
2023	6	5	0
2024	8	6	0

Tabla 30: Buques equivalentes "Caso GN Arg 0" hidrología promedio

En el terminal Quintero la cantidad de buques GNL aumenta de 3 a 4 debido a mayor uso de GNL de las empresas Colbún y Enel.

En el terminal Mejillones se mantienen 2 buques para los años 2020 y 2021, para el año 2024 aumenta de 4 a 6 buques.

A continuación, se presenta la cantidad utilizada de GNL (desde Quintero y Mejillones) y gas natural importado desde Argentina por empresa (sufijo GN_A), incluyendo posibles comprar de GNL Spot (sufijo Spot) y GNL inflexible (sufijo Inf) para la hidrología promedio del “Caso GN Arg 0”.

Empresa	Gas natural M m ³				
	2020	2021	2022	2023	2024
Enel Quintero	0	0	0	0	0
Enel Quintero Spot	22	10	10	48	146
Enel GN_A	0	0	0	0	0
Colbún	10	12	15	21	30
Colbún Inf	120	119	119	119	120
Colbún Spot	62	53	60	136	234
Colbún GN_A	0	0	0	0	0
Enel Mejillones	0	0	0	0	0
Enel Mejillones Spot	2	2	0	0	6
Engie	191	199	208	216	225
Engie Spot	0	0	0	0	4
Gen Metropolitana GN_A	0	0	0	0	0
Tamakaya	0	0	0	0	0
Tamakaya Spot	0	0	104	191	267
Enap Inf	105	104	104	104	105
Otros	15	14	16	18	19

Tabla 31: Gas natural por empresa " Caso GN Arg 0" hidrología promedio

La empresa Enel consume 22 M m³ el primer año aumentando hasta 146 M m³ el año 2024 de gas comprado en modalidad spot.

La empresa Colbún consume 58 M m³ en promedio por los 3 primeros años.

La empresa Engie aumenta su consumo GNL un 6% durante el periodo de análisis.

La empresa Tamakaya consume GNL a partir del año 2022 cuando se simula acceso a un precio más barato al actual.

A continuación, se presenta el uso de GNL y GN por terminal para el periodo de análisis, para la hidrologías húmeda, media y seca¹⁰ del “Caso GN Arg 0”

¹⁰ Corresponde a las probabilidades de excedencia 3,5%, 50% y 99% respectivamente.

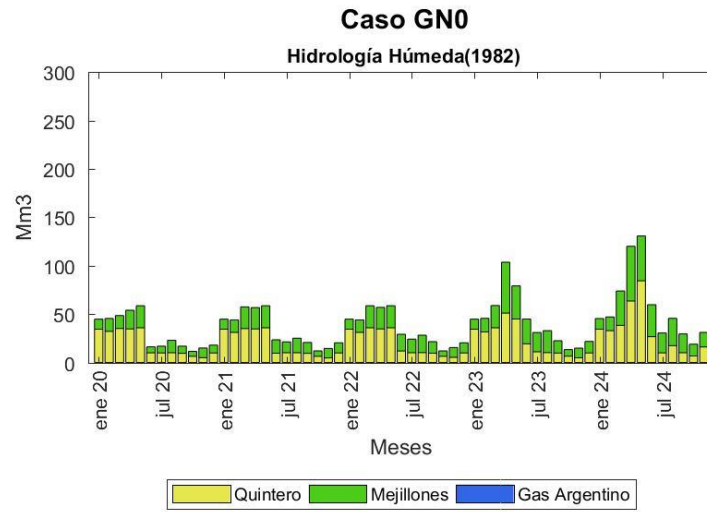


Figura 32: Consumo GNL y GN "Caso GN Arg 0" hidrología húmeda

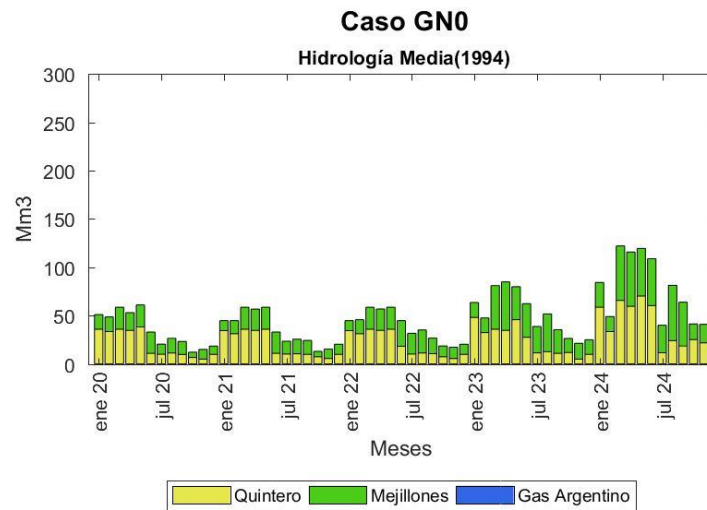


Figura 33: Consumo GNL y GN "Caso GN Arg 0" hidrología media

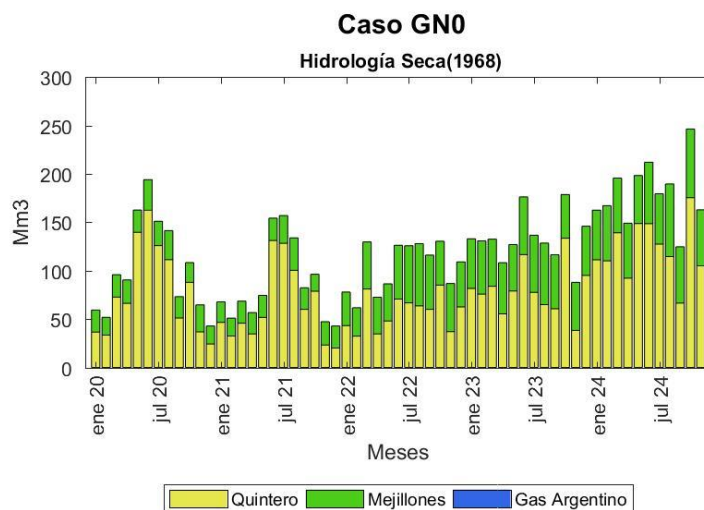


Figura 34: Consumo GNL y GN "Caso GN Arg 0" hidrología seca

A medida que disminuye el recurso hídrico en el sistema aumenta la cantidad de uso de GNL, llegando a un máximo de 246 M m³ en octubre 2024, para la condición hidrológica seca.

En la condición hidrológica seca el promedio de consumo mensual de GNL entre los terminales Quintero y Mejillones alcanza los 122 M m³, en la condición hidrológica húmeda es de 39 M m³ mensuales.

A continuación, se muestra el equivalente de buques GNL (3 TBtu) usados en cada terminal e importados desde Argentina, para la hidrologías húmeda, media y seca del "Caso GN Arg 0".

Año	Numero de Buques Equivalentes (3 TBtu)		
	Quintero	Mejillones	Gas natural importado desde Argentina
2020	3	2	0
2021	3	2	0
2022	3	2	0
2023	3	3	0
2024	4	4	0

Tabla 32: Buques equivalentes "Caso GN Arg 0" hidrología húmeda

Año	Numero de Buques Equivalentes (3 TBtu)		
	Quintero	Mejillones	Gas natural importado desde Argentina
2020	3	2	0
2021	3	2	0
2022	3	3	0
2023	4	4	0
2024	6	5	0

Tabla 33: Buques equivalentes “Caso GN Arg 0” hidrología media

Año	Numero de Buques Equivalentes (3 TBtu)		
	Quintero	Mejillones	Gas natural importado desde Argentina
2020	12	4	0
2021	9	3	0
2022	8	7	0
2023	12	8	0
2024	18	9	0

Tabla 34: Buques equivalentes “Caso GN Arg 0” hidrología seca

La cantidad de buques en el terminal Quintero aumenta de 3 en la hidrología húmeda a 12 en la hidrología seca.

La cantidad de buques en el terminal Mejillones aumenta de 3 en la hidrología húmeda a 6 en la hidrología seca.

A continuación, se presenta la cantidad utilizada de GNL (desde Quintero y Mejillones) y gas natural importado desde Argentina por empresa (sufijo GN_A), incluyendo posibles comprar de GNL Spot (sufijo Spot) y GNL inflexible (sufijo Inf) para la hidrología promedio del “Caso GN Arg 0”.

Empresa	Gas natural M m3				
	2020	2021	2022	2023	2024
Enel Quintero	0	0	0	0	0
Enel Quintero Spot	0	0	0	0	30
Enel GN_A	0	0	0	0	0
Colbún	0	0	2	5	7
Colbún Inf	120	119	119	119	120
Colbún Spot	0	0	1	30	78
Colbún GN_A	0	0	0	0	0

Empresa	Gas natural M m3				
	2020	2021	2022	2023	2024
Enel Mejillones	0	0	0	0	0
Enel Mejillones Spot	0	0	0	0	0
Engie	136	168	175	182	188
Engie Spot	0	0	0	0	0
Gen Metropolitana GN_A	0	0	0	0	0
Tamakaya	0	0	0	0	0
Tamakaya Spot	0	0	4	62	121
Enap Inf	105	104	104	104	105
Otros	8	8	9	11	11

Tabla 35: Gas natural por empresa "Caso GN Arg 0" hidrología húmeda

Empresa	Gas natural M m3				
	2020	2021	2022	2023	2024
Enel Quintero	0	0	0	0	0
Enel Quintero Spot	0	0	0	18	77
Enel GN_A	0	0	0	0	0
Colbún	0	1	9	11	19
Colbún Inf	120	119	119	119	120
Colbún Spot	2	0	0	19	130
Colbún GN_A	0	0	0	0	0
Enel Mejillones	0	0	0	0	0
Enel Mejillones Spot	0	0	0	0	0
Engie	180	183	191	208	220
Engie Spot	0	0	0	0	0
Gen Metropolitana GN_A	0	0	0	0	0
Tamakaya	0	0	0	0	0
Tamakaya Spot	0	0	23	124	219
Enap Inf	105	104	104	104	105
Otros	14	11	13	15	15

Tabla 36: Gas natural por empresa "Caso GN Arg 0" hidrología media

Empresa	Gas natural M m3				
	2020	2021	2022	2023	2024
Enel Quintero	0	0	0	0	0
Enel Quintero Spot	285	180	37	170	618
Enel GN_A	0	0	0	0	0
Colbún	46	46	46	46	46
Colbún Inf	120	119	119	119	120
Colbún Spot	371	282	357	502	541

Empresa	Gas natural M m3				
	2020	2021	2022	2023	2024
Colbún GN_A	0	0	0	0	0
Enel Mejillones	0	0	0	0	0
Enel Mejillones Spot	32	23	0	2	29
Engie	251	254	258	258	258
Engie Spot	4	2	0	0	20
Gen Metropolitana GN_A	0	0	0	0	0
Tamakaya	0	0	0	0	0
Tamakaya Spot	0	0	308	379	396
Enap Inf	105	104	104	104	105
Otros	22	21	21	21	25

Tabla 37: Gas natural por empresa "Caso GN Arg 0" hidrología seca

El GNL requerido para el suministro desde el terminal Quintero de las unidades generadoras de la empresa Enel es nulo durante los 2 primeros años en las hidrologías húmeda y media. En la condición hidrológica seca, se presenta un requerimiento de 233 M m³ en el mismo periodo.

En el caso seco se presentan compras Spot para la empresa Colbún por el equivalente de 4,5 buques anuales.

La empresa Tamakaya requiere el uso de GNL a partir del año 2022, cuando se simula acceso a un precio más barato al actual, equivalentes a 4 buques GNL equivalentes anuales, además de medio buque de compras Spot.

4.4 Análisis “Caso GN Arg 50”.

A continuación, se muestra los resultados obtenidos para el “Caso GN Arg 50” (descrito en sección 3.10) en cuanto a generación del SEN y costo de operación por tecnología, para hidrología promedio.

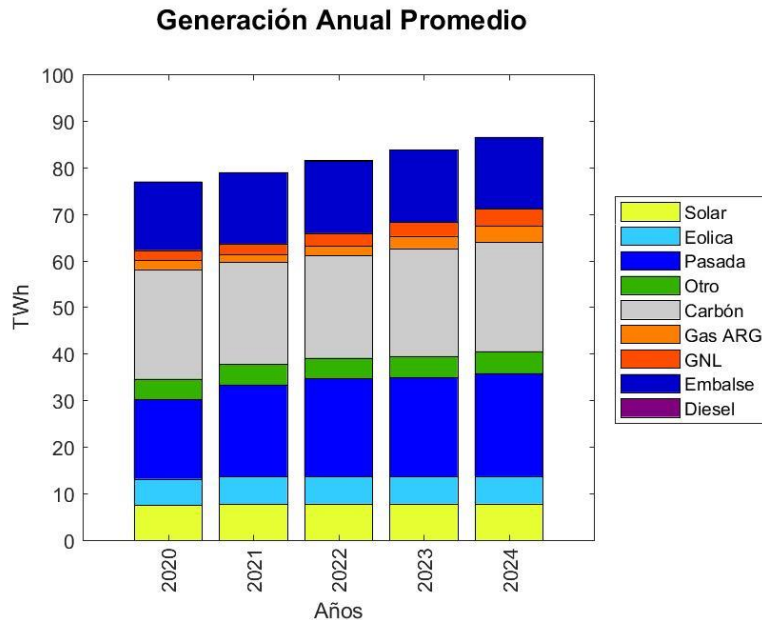


Figura 35: Generación anual por tecnología “Caso GN Arg 50”

Respecto al caso base, se advierte una mayor proporción de generación con GNL en contraste a una menor generación con gas natural importado de Argentina.

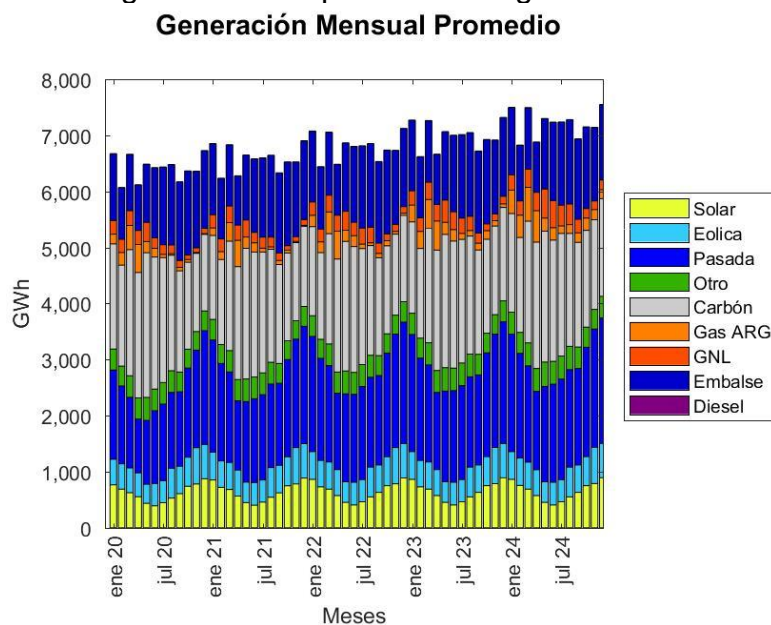


Figura 36: Generación mensual por tecnología “Caso GN Arg 50”

Al igual que en los casos anteriores se observa una estacionalidad de la generación con gas natural regasificado e importado desde argentina.

En la siguiente tabla se observa la diferencia en la generación entre este y el caso base.

Año	Caso 50% GN_A [TWh]			Caso Base [TWh]			Diferencia [TWh]			Porcentaje		
	Carbón	Gas ARG	GNL	Carbón	Gas ARG	GNL	Carbón	Gas ARG	GNL	Carbón	Gas ARG	GNL
2020	23.5	1.9	2.2	23.2	2.0	2.1	0.3	-0.1	0.1	2%	-6%	6%
2021	21.9	1.7	2.3	21.4	1.9	2.2	0.4	-0.2	0.1	2%	-8%	6%
2022	22.0	2.1	2.7	21.7	2.3	2.3	0.3	-0.3	0.5	1%	-11%	21%
2023	23.2	2.7	2.9	22.6	3.2	2.5	0.5	-0.5	0.5	2%	-17%	18%
2024	23.5	3.5	3.7	23.0	4.3	2.8	0.5	-0.9	0.9	2%	-20%	32%

Tabla 38: Comparación generación “Caso GN Arg 50” – “Caso Base”

Tabla 39: Comparación generación “Caso GN Arg 50” – “Caso Base” En particular, la generación a carbón aumenta un 1.9%, en promedio, durante el período de análisis (0,4 TWh en promedio anual); mientras que la generación con gas natural importado desde Argentina disminuye 12.6% (0,44TWh promedio anual). Por su parte, la generación con GNL se incrementa en un 16.7%, respecto al caso base (0,4 TWh promedio anual).

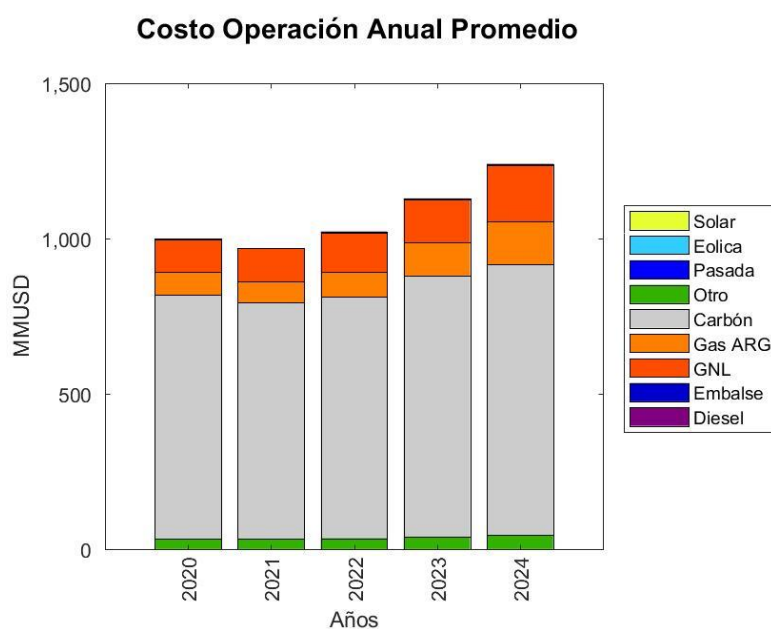


Figura 37: Costo de operación anual por tecnología “Caso GN Arg 50”

Tal como se esperaba, el costo de operación del sistema aumenta donde se obtiene un promedio anual de **1.012 MM USD**.

Costo Operación Mensual Promedio

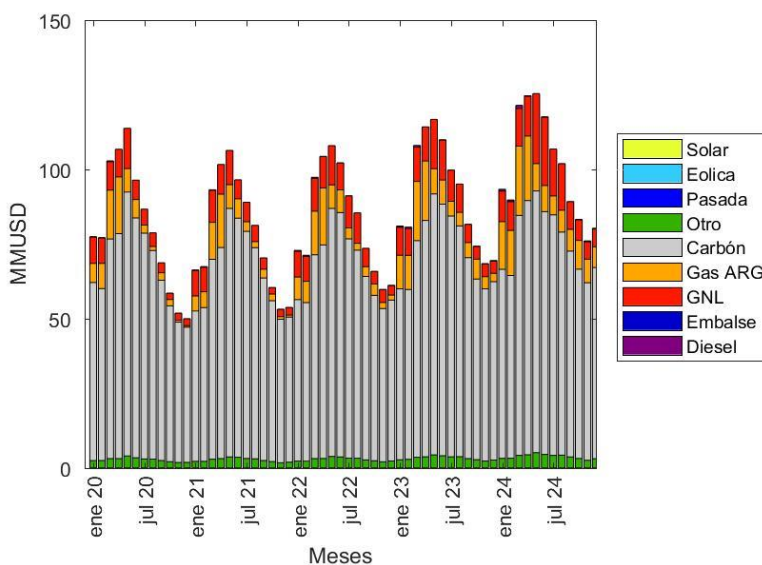


Figura 38 Costo de operación mensual por tecnología "Caso GN Arg 50"

En la siguiente tabla se observa la variación en el costo de operación del sistema. El carbón aumenta en un 2.9%, el gas natural importado desde Argentina disminuye en un 12.1%, mientras que el GNL aumenta su costo en un 35.2%.

Año	Caso 50% GN_A [MM USD]			Caso Base [MM USD]			Diferencia [MM USD]			Porcentaje		
	Carbón	Gas ARG	GNL	Carbón	Gas ARG	GNL	Carbón	Gas ARG	GNL	Carbón	Gas ARG	GNL
2020	785.4	74.0	46.4	764.8	78.2	39.9	20.6	-4.2	6.5	3%	-5%	16%
2021	761.4	67.2	48.8	737.9	72.9	42.9	23.5	-5.7	5.9	3%	-8%	14%
2022	777.3	80.6	70.1	761.0	90.5	47.4	16.3	-10.0	22.7	2%	-11%	48%
2023	840.9	107.0	79.9	812.4	127.6	57.3	28.5	-20.6	22.6	4%	-16%	39%
2024	870.3	139.2	120.9	844.5	174.1	76.2	25.9	-34.9	44.7	3%	-20%	59%

Tabla 40: Comparación costo operación "Caso GN Arg 50" – "Caso Base"

A continuación, se presenta el uso de GNL y GN por terminal para el periodo de análisis, para la hidrología promedio del Caso GN Arg 50.

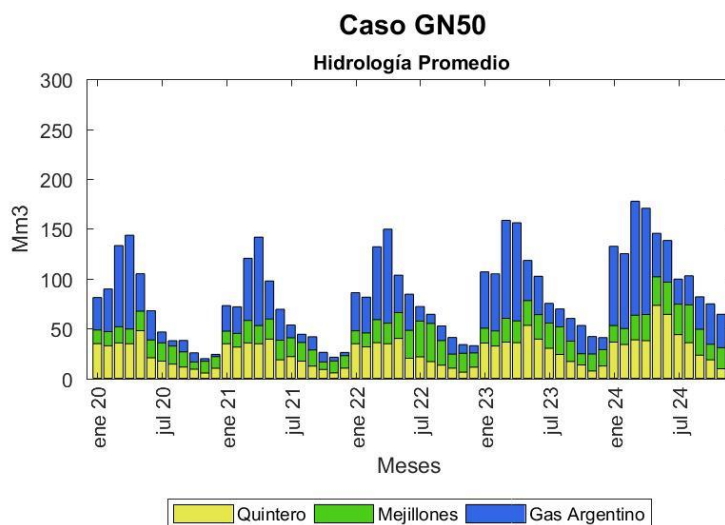


Figura 39: Consumo GNL y GN "Caso GN Arg 50" hidrología promedio

En el "Caso GN Arg 50" aumenta en un 15% el uso de GNL en el terminal Quintero, un 19% en el terminal Mejillones, respecto al caso base.

Las importaciones de gas natural desde Argentina disminuyen un 15%.

A continuación, se muestra el equivalente de buques GNL (3 TBtu) usados en cada terminal e importados desde Argentina, para la hidrología promedio del "Caso GN Arg 50"

Año	Numero de Buques Equivalentes (3 TBtu)		
	Quintero	Mejillones	Gas natural importado desde Argentina
2020	3	2	4
2021	3	2	4
2022	3	3	5
2023	4	3	6
2024	5	4	8

Tabla 41: Buques equivalentes " Caso GN Arg 50" hidrología promedio

En el terminal Quintero la cantidad de buques GNL equivalentes para generación eléctrica no varía respecto al caso base en los primeros 4 años, en el año 2024 aumente de 4 a 5 en el caso de análisis.

En el terminal Mejillones la cantidad de Buques GNL equivalentes para generación eléctrica no varía respecto al caso base los primeros 2 años. A partir del 2022 aumenta en 2 buques promedio.

Los buques equivalentes de importación de gas natural importado desde Argentina disminuyen en 1 barco promedio por año.

A continuación, se presenta la cantidad utilizada de GNL (desde Quintero y Mejillones) y gas natural importado desde Argentina por empresa (sufijo GN_A), incluyendo posibles comprar de GNL Spot (sufijo Spot) y GNL inflexible (sufijo Inf) para la hidrología promedio del "Caso GN Arg 50".

Empresa	Gas natural M m ³				
	2020	2021	2022	2023	2024
Enel Quintero	0	0	0	0	0
Enel Quintero Spot	3	1	1	16	42
Enel GN_A	159	152	172	229	310
Colbún	8	10	12	17	23
Colbún Inf	120	119	119	119	120
Colbún Spot	24	22	24	63	123
Colbún GN_A	117	97	128	168	210
Enel Mejillones	0	0	0	0	0
Enel Mejillones Spot	0	0	0	5	20
Engie	179	193	202	207	216
Engie Spot	0	0	0	1	18
Gen Metropolitana GN_A	84	75	87	111	132
Tamakaya	0	0	0	0	0
Tamakaya Spot	0	0	69	30	42
Enap Inf	105	104	104	104	105
Otros	14	14	15	17	18

Tabla 42: Gas natural por empresa " Caso GN Arg 50" hidrología promedio

En comparación al Caso Base las importaciones de gas natural desde Argentina de la empresa Enel aumentan un 16%. Esto en contraste a las disminuciones de las importaciones de las empresas Colbún y Generadora Metropolitana, las que decrecen en un 18% y 44%, respectivamente.

Las compras Spot de la empresa Colbún aumentan de un promedio de 26 M m³ a 51 M m³, llegando a un máximo de 123 M m³ en el año 2024.

El consumo de GNL de la empresa Engie no presenta mayores variaciones, aumenta un 2% promedio durante el periodo de análisis.

A continuación, se presenta el uso de GNL y GN por terminal para el periodo de análisis, para la hidrologías húmeda, media y seca¹¹ del "Caso GN Arg 50".

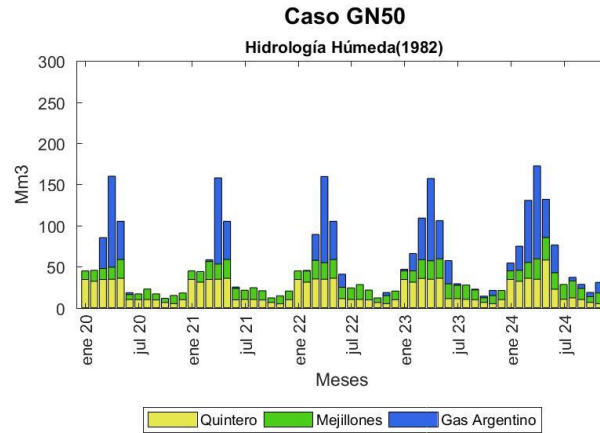


Figura 40: Consumo GNL y GN "Caso GN Arg 50" hidrología húmeda

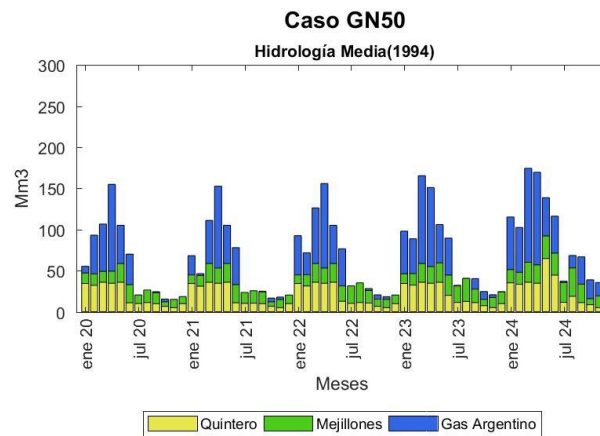


Figura 41: Consumo GNL y GN "Caso GN Arg 50" hidrología media

¹¹ Corresponde a las probabilidades de excedencia 3,5%, 50% y 99% respectivamente.

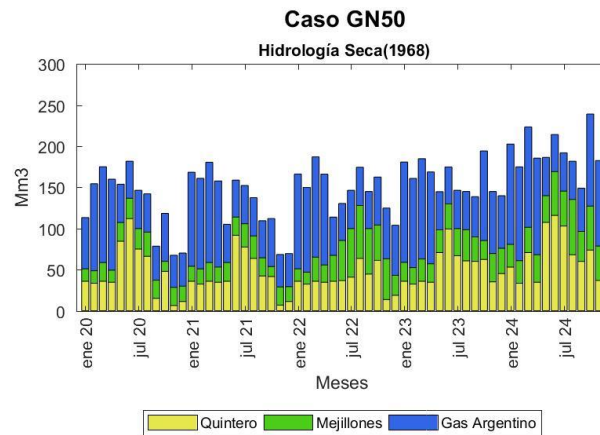


Figura 42: Consumo GNL y GN "Caso GN Arg 50" hidrología seca

Al igual que el caso base medida que disminuye la cantidad de agua disponible en el sistema aumenta el uso de gas natural importado desde Argentina, en este caso llegando a un máximo de 122 M m³ en marzo 2024, en la condición hidrológica seca.

Igualmente se intensifica la cantidad de GNL Regas requerida en los terminales Quintero y Mejillones, aumentando un 148% y 109% respectivamente, entre una hidrología húmeda y la seca.

A continuación, se muestra el equivalente de buques GNL (3 TBtu) usados en cada terminal e importados desde Argentina, para la hidrologías húmeda, media y seca del "Caso GN Arg 50".

Año	Numero de Buques Equivalentes (3 TBtu)		
	Quintero	Mejillones	Gas natural importado desde Argentina
2020	3	2	2
2021	3	2	2
2022	3	2	2
2023	3	2	3
2024	3	2	4

Tabla 43: Buques equivalentes "Caso GN Arg 50" hidrología húmeda

Numero de Buques Equivalentes (3 TBtu)			
Año	Quintero	Mejillones	Gas natural importado desde Argentina
2020	3	2	4
2021	3	2	3
2022	3	2	4
2023	3	3	5
2024	4	3	7

Tabla 44: Buques equivalentes “Caso GN Arg 50” hidrología media

Numero de Buques Equivalentes (3 TBtu)			
Año	Quintero	Mejillones	Gas natural importado desde Argentina
2020	7	3	9
2021	6	3	10
2022	6	6	11
2023	8	4	12
2024	10	6	13

Tabla 45: Buques equivalentes “Caso GN Arg 50” hidrología seca

La cantidad de buques en el terminal Quintero para generación eléctrica se mantiene constante 3 buques para las hidrologías húmeda y media, en la condición seca aumenta a un promedio de 7 buques promedio anual.

En el terminal Mejillones la cantidad de buques para generación eléctrica aumenta de un promedio de 2 buques anuales en la hidrología húmeda a 5 en la hidrología seca.

Las importaciones de gas natural importado desde Argentina presentan los mayores aumentos entre el caso húmedo y el caso seco. La cantidad de buques equivalentes en la hidrología húmeda son 3 promedio anual y en la hidrología seca incrementa a 11.

A continuación, se presenta la cantidad utilizada de GNL (desde Quintero y Mejillones) y gas natural importado desde Argentina por empresa (sufijo GN_A), incluyendo posibles comprar de GNL Spot (sufijo Spot) y GNL inflexible (sufijo Inf) para las hidrologías húmeda, media y seca del “Caso GN Arg 50”.

Empresa	Gas natural M m ³				
	2020	2021	2022	2023	2024
Enel Quintero	0	0	0	0	0
Enel Quintero Spot	0	0	0	0	0
Enel GN_A	98	97	111	119	163
Colbún	0	0	1	2	7
Colbún Inf	120	119	119	119	120
Colbún Spot	0	0	0	0	30
Colbún GN_A	53	35	48	77	89
Enel Mejillones	0	0	0	0	0
Enel Mejillones Spot	0	0	0	0	2
Engie	131	163	170	176	177
Engie Spot	0	0	0	0	1
Gen Metropolitana GN_A	46	24	44	64	83
Tamakaya	0	0	0	0	0
Tamakaya Spot	0	0	4	7	21
Enap Inf	105	104	104	104	105
Otros	7	7	8	9	10

Tabla 46: Gas natural por empresa " Caso GN Arg 50" hidrología húmeda

Empresa	Gas natural M m ³				
	2020	2021	2022	2023	2024
Enel Quintero	0	0	0	0	0
Enel Quintero Spot	0	0	0	0	8
Enel GN_A	139	140	157	183	233
Colbún	0	0	2	9	16
Colbún Inf	120	119	119	119	120
Colbún Spot	0	0	0	3	48
Colbún GN_A	96	67	107	131	156
Enel Mejillones	0	0	0	0	0
Enel Mejillones Spot	0	0	0	0	3
Engie	163	178	183	199	210
Engie Spot	0	0	0	0	2
Gen Metropolitana GN_A	71	70	83	101	145
Tamakaya	0	0	0	0	0
Tamakaya Spot	0	0	13	18	34
Enap Inf	105	104	104	104	105
Otros	12	11	13	15	16

Tabla 47: Gas natural por empresa " Caso GN Arg 50" hidrología media

Empresa	Gas natural M m ³				
	2020	2021	2022	2023	2024
Enel Quintero	0	0	0	0	0
Enel Quintero Spot	58	38	0	37	125
Enel GN_A	349	403	397	480	561
Colbún	32	32	46	45	46
Colbún Inf	120	119	119	119	120
Colbún Spot	223	195	163	312	400
Colbún GN_A	272	279	285	283	286
Enel Mejillones	0	0	0	0	0
Enel Mejillones Spot	12	10	0	28	79
Engie	233	243	241	246	258
Engie Spot	0	0	0	2	83
Gen Metropolitana GN_A	137	137	180	183	183
Tamakaya	0	0	0	0	0
Tamakaya Spot	0	0	215	64	70
Enap Inf	105	104	104	104	105
Otros	21	21	21	21	23

Tabla 48: Gas natural por empresa " Caso GN Arg 50" hidrología seca

El GNL requerido para el suministro desde el terminal Quintero de las unidades generadoras de la empresa Enel es nulo durante los 3 primeros años en las hidrologías húmeda y media. En la condición hidrológica seca, se presenta un requerimiento de 52 M m³ promedio anuales.

En el caso seco se presentan compras Spot para la empresa Colbún por 259 M m³ promedio anuales.

4.5 Análisis “Caso Demanda”.

A continuación, se muestra los resultados obtenidos para el “Caso Demanda” (descrito en sección 3.10) en cuanto a generación del SEN y costo de operación por tecnología, para hidrología promedio.

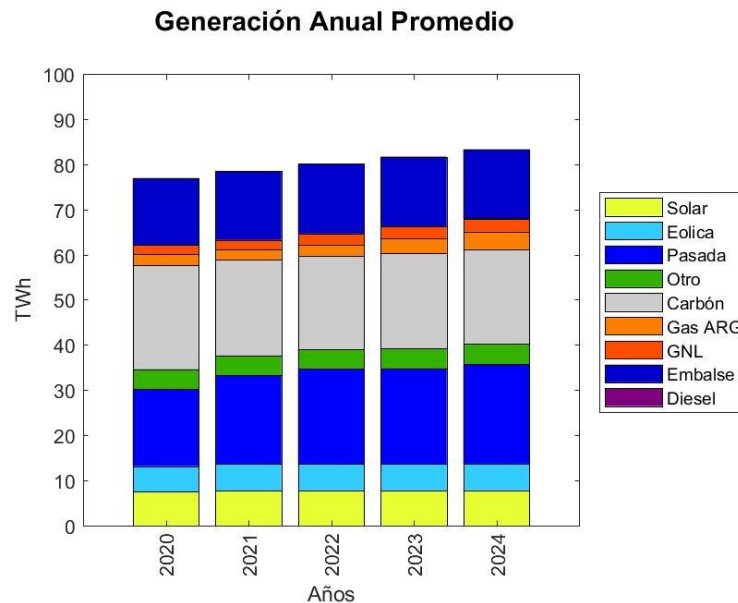


Figura 43: Generación anual por tecnología “Caso Demanda”

Respecto al caso base, se observa una tendencia similar en la generación por tecnología.

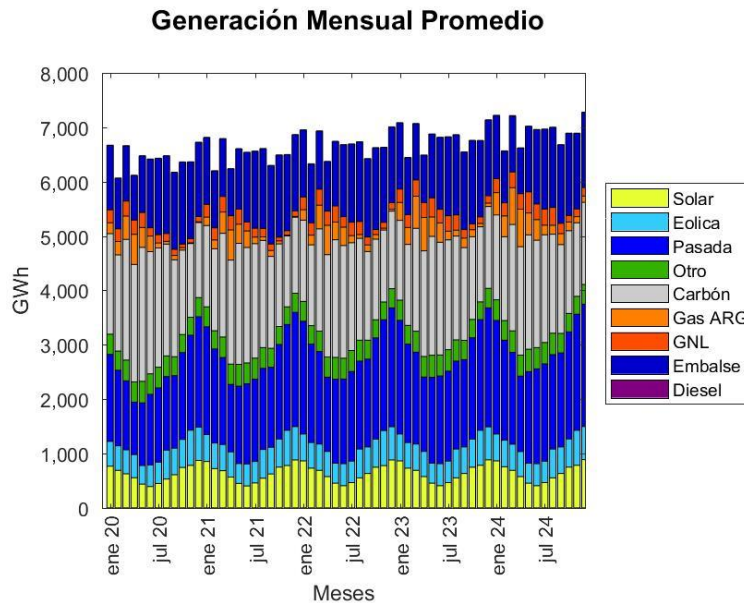


Figura 44: Generación mensual por tecnología “Caso Demanda”

Al igual que en los casos anteriores se observa una estacionalidad de la generación con gas natural regasificado e importado desde argentina.

En la siguiente tabla se observa la diferencia en la generación entre este y el caso base.

Año	Caso Demanda [TWh]			Caso Base [TWh]			Diferencia [TWh]			Porcentaje		
	Carbón	Gas ARG	GNL	Carbón	Gas ARG	GNL	Carbón	Gas ARG	GNL	Carbón	Gas ARG	GNL
2020	23.0	1.9	2.1	23.2	2.0	2.1	-0.1	-0.1	-0.0	-1%	-4%	0%
2021	21.2	1.9	2.1	21.4	1.9	2.2	-0.3	-0.0	-0.0	-1%	-1%	-1%
2022	20.7	2.0	2.5	21.7	2.3	2.3	-1.0	-0.3	0.2	-5%	-12%	9%
2023	21.1	2.8	2.7	22.6	3.2	2.5	-1.5	-0.5	0.3	-7%	-14%	12%
2024	21.0	3.3	3.0	23.0	4.3	2.8	-2.1	-1.0	0.2	-9%	-23%	7%

Tabla 49: Comparación generación “Caso Demanda” – “Caso Base”

En particular, la generación a carbón disminuye un 4,4%, en promedio, durante el período de análisis (1 TWh en promedio anual); mientras que la generación con gas natural importado desde Argentina disminuye 10.9% (0,4 TWh promedio anual). Por su parte, la generación con GNL se incrementa en un 5.2%, respecto al caso base (0,1 TWh promedio anual).

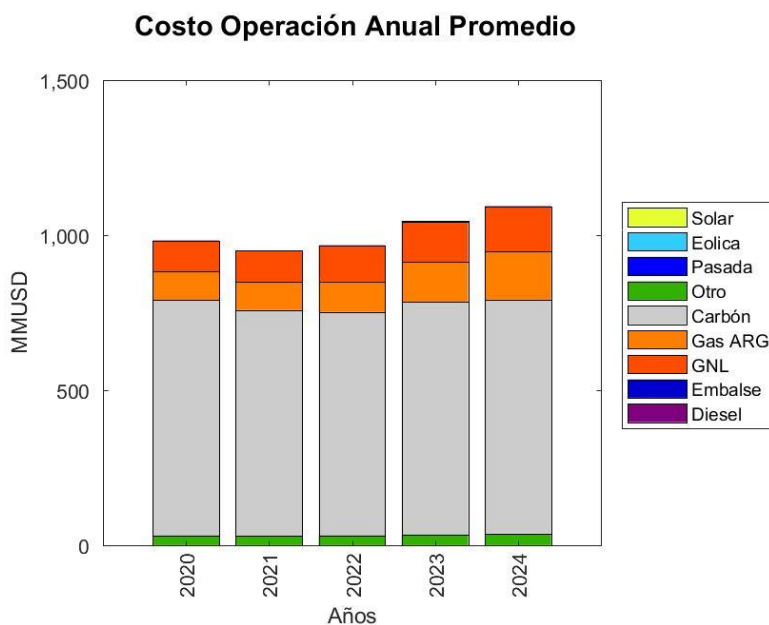


Figura 45: Costo de operación anual por tecnología “Caso Demanda”

Tal como se esperaba, el costo de operación del sistema disminuye por una menor demanda a satisfacer. Se obtiene un promedio anual de **929 MM USD**.

Costo Operación Mensual Promedio

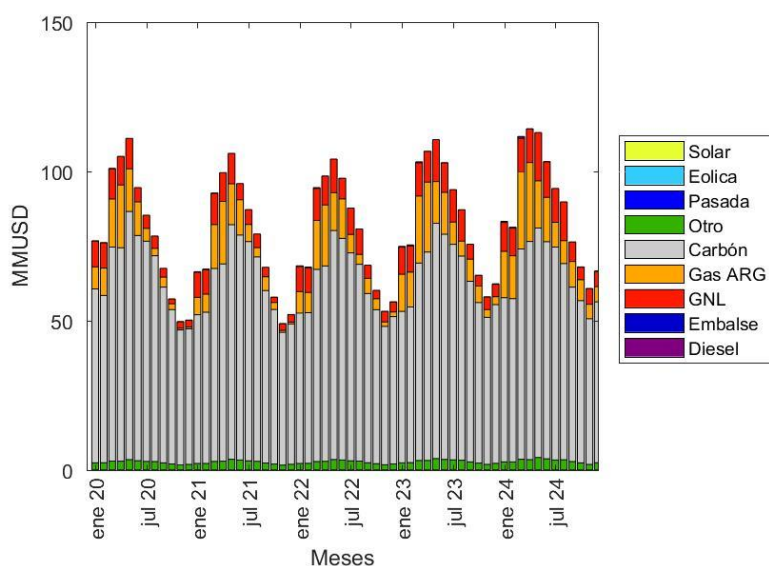


Figura 46: Costo de operación mensual por tecnología “Caso Demanda”

En la siguiente tabla se observa la variación en el costo de operación del sistema. El carbón disminuye en un 5,1%, mientras que el GNL aumenta su costo en un 10.7%.

Año	Caso Demanda [MM USD]			Caso Base [MM USD]			Diferencia [MM USD]			Porcentaje		
	Carbón	Gas ARG	GNL	Carbón	Gas ARG	GNL	Carbón	Gas ARG	GNL	Carbón	Gas ARG	GNL
2020	760.1	74.6	39.5	764.8	78.2	39.9	-4.7	-3.6	-0.4	-1%	-5%	-1%
2021	728.1	72.4	42.2	737.9	72.9	42.9	-9.7	-0.4	-0.8	-1%	-1%	-2%
2022	721.3	79.8	57.2	761.0	90.5	47.4	-39.7	-10.7	9.8	-5%	-12%	21%
2023	750.4	108.6	71.7	812.4	127.6	57.3	-62.0	-19.1	14.4	-8%	-15%	25%
2024	755.4	131.5	84.2	844.5	174.1	76.2	-89.1	-42.6	8.0	-11%	-24%	10%

Tabla 50: Comparación costo operación “Caso Demanda” – “Caso Base”

A continuación, se presenta el uso de GNL y GN por terminal para el periodo de análisis, para la hidrología promedio del “Caso Demanda”.

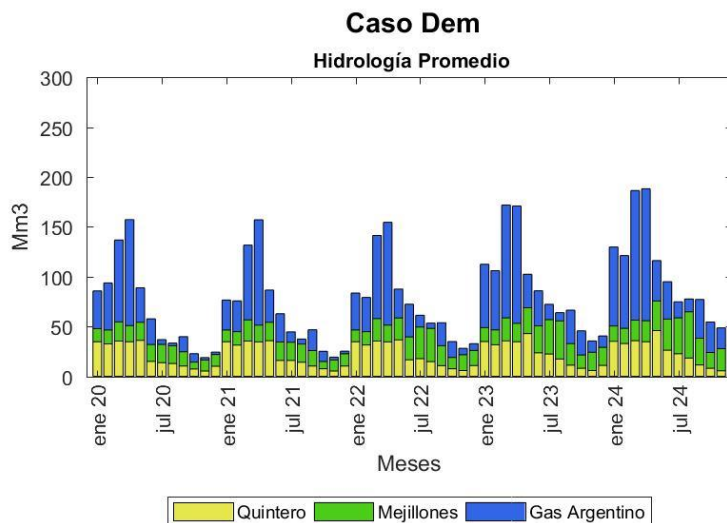


Figura 47: Consumo GNL y GN "Caso Demanda" hidrología promedio

En el “Caso Demanda” disminuye en un 4% el uso de GNL en el terminal Quintero, y aumenta un 18% en el terminal Mejillones debido a compras spot de Tamakaya en los últimos 3 años de análisis, respecto al caso base.

Las importaciones de gas natural desde Argentina disminuyen un 13%, respecto al caso base.

A continuación, se muestra el equivalente de buques GNL (3 TBtu) usados en cada terminal e importados desde Argentina, para la hidrología promedio del “Caso Demanda”

Año	Numero de Buques Equivalentes (3 TBtu)		
	Quintero	Mejillones	Gas natural argentino
2020	3	2	5
2021	3	2	4
2022	3	3	5
2023	3	3	6
2024	4	4	8

Tabla 51: Buques equivalentes " Caso Demanda" hidrología promedio

En el terminal Quintero el promedio de buques GNL anuales se mantiene en 3 al igual que en el caso base.

En el terminal Mejillones la cantidad de Buques GNL equivalentes para generación eléctrica aumenta a un promedio de 3 anuales, respecto a los 2 buques del caso base.

Los buques equivalentes de importación de gas natural importado desde Argentina se mantienen en un promedio de 6 anuales.

A continuación, se presenta la cantidad utilizada de GNL (desde Quintero y Mejillones) y gas natural importado desde Argentina por empresa (sufijo GN_A), incluyendo posibles comprar de GNL Spot (sufijo Spot) y GNL inflexible (sufijo Inf) para la hidrología promedio del “Caso Demanda”.

Empresa	Gas natural M m3				
	2020	2021	2022	2023	2024
Enel Quintero	0	0	0	0	0
Enel Quintero Spot	0	0	0	2	4
Enel GN_A	111	124	129	171	208
Colbún	7	9	9	11	13
Colbún Inf	120	119	119	119	120
Colbún Spot	3	6	10	27	30
Colbún GN_A	112	104	122	177	223
Enel Mejillones	0	0	0	0	0
Enel Mejillones Spot	0	0	0	0	1
Engie	178	183	189	191	191
Engie Spot	0	0	0	0	0
Gen Metropolitana GN_A	147	126	139	179	203
Tamakaya	0	0	0	0	0
Tamakaya Spot	0	0	48	76	111
Enap Inf	105	104	104	104	105
Otros	13	13	14	15	16

Tabla 52: Gas natural por empresa " Caso Demanda" hidrología promedio

En comparación al Caso Base las importaciones de gas natural desde Argéctica de la empresa Enel disminuyen en un 16% al igual que las importaciones de la empresa Colbún, en el caso de las importaciones de la empresa Generadora Metropolitana disminuyen un 9%.

Las compras Spot de la Tamakaya el año 2024 son equivalentes a 1,2 buques equivalentes.

El consumo de GNL de la empresa Engie disminuye un 5%.

A continuación, se presenta el uso de GNL y GN por terminal para el periodo de análisis, para la hidrologías húmeda, media y seca¹² del “Caso Demanda”

¹² Corresponde a las probabilidades de excedencia 3,5%, 50% y 99% respectivamente.

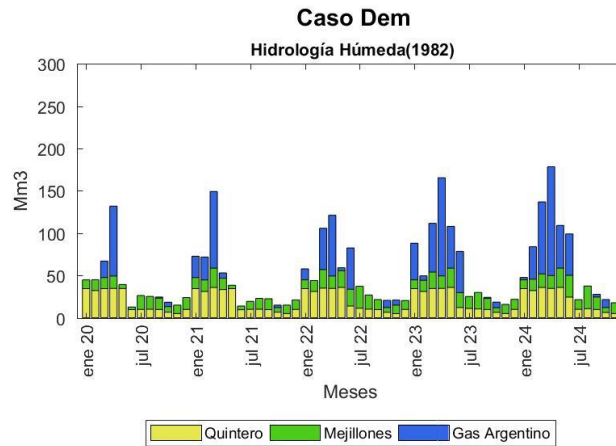


Figura 48: Consumo GNL y GN "Caso Demanda" hidrología húmeda

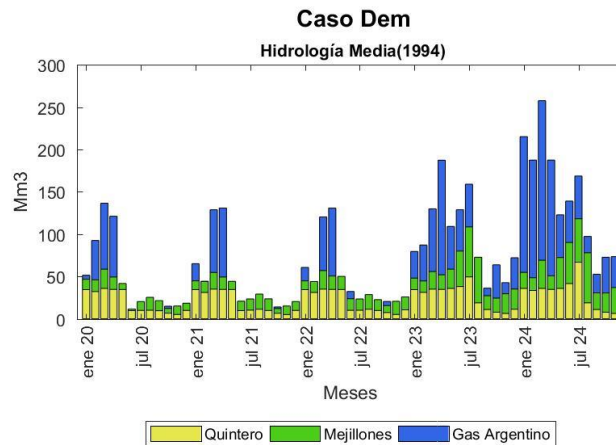


Figura 49: Consumo GNL y GN "Caso Demanda" hidrología media

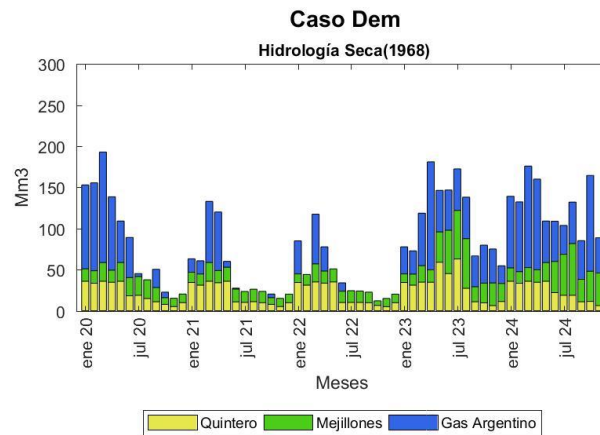


Figura 50: Consumo GNL y GN "Caso Demanda" hidrología seca

Figura 51: Consumo GNL y GN "Caso Demanda" hidrología seca Al igual que el caso base medida que disminuye la cantidad de agua disponible en el sistema aumenta el uso de gas natural importado desde Argentina, concentrándose en el primer y los últimos 2 años analizados.

Igualmente se intensifica la cantidad de GNL Regas requerida en los terminales Quintero y Mejillones, aumentando un 16% y 54% respectivamente, entre una hidrología húmeda y la seca.

A continuación, se muestra el equivalente de buques GNL (3 TBtu) usados en cada terminal e importados desde Argentina, para la hidrologías húmeda, media y seca del "Caso Demanda".

Año	Numero de Buques Equivalentes (3 TBtu)		
	Quintero	Mejillones	Gas natural argentino
2020	3	2	1
2021	3	2	2
2022	3	2	2
2023	3	2	4
2024	3	2	5

Tabla 53: Buques equivalentes "Caso Demanda" hidrología húmeda

Año	Numero de Buques Equivalentes (3 TBtu)		
	Quintero	Mejillones	Gas natural argentino
2020	3	2	3
2021	3	2	2
2022	3	2	2
2023	4	4	7
2024	4	5	12

Tabla 54: Buques equivalentes "Caso Demanda" hidrología media

Año	Numero de Buques Equivalentes (3 TBtu)		
	Quintero	Mejillones	Gas natural argentino
2020	3	3	7
2021	3	2	2
2022	3	2	2
2023	5	4	7
2024	3	4	10

Tabla 55: Buques equivalentes "Caso Demanda" hidrología seca

La cantidad de buques en el terminal Quintero para generación eléctrica se mantiene en un promedio de 3 anuales para las 3 condiciones hidrológicas.

En el terminal Mejillones la cantidad de buques para generación eléctrica aumenta de un promedio de 2 buques anuales en la hidrología húmeda a 3 en la hidrología seca.

Las importaciones de gas natural importado desde Argentina presentan los mayores aumentos entre el caso húmedo y el caso seco. La cantidad de buques equivalentes en la hidrología húmeda son 3 promedio anual y en la hidrología seca de duplica a 6.

A continuación, se presenta la cantidad utilizada de GNL (desde Quintero y Mejillones) y gas natural importado desde Argentina por empresa (sufijo GN_A), incluyendo posibles comprar de GNL Spot (sufijo Spot) y GNL inflexible (sufijo Inf) para las hidrologías húmeda, media y seca del "Caso Demanda".

Empresa	Gas natural M m ³				
	2020	2021	2022	2023	2024
Enel Quintero	0	0	0	0	0
Enel Quintero Spot	0	0	0	0	0
Enel GN_A	11	16	52	133	145
Colbún	0	0	3	2	6
Colbún Inf	120	119	119	119	120
Colbún Spot	0	0	0	0	8
Colbún GN_A	37	60	53	67	101
Enel Mejillones	0	0	0	0	0
Enel Mejillones Spot	0	0	0	0	0
Engie	135	134	176	167	160
Engie Spot	0	0	0	0	0
Gen Metropolitana GN_A	60	75	95	128	120
Tamakaya	0	0	0	0	0
Tamakaya Spot	0	0	5	7	30
Enap Inf	105	104	104	104	105
Otros	6	6	11	9	11

Tabla 56: Gas natural por empresa " Caso Demanda" hidrología húmeda

Empresa	Gas natural M m ³				
	2020	2021	2022	2023	2024
Enel Quintero	0	0	0	0	0
Enel Quintero Spot	0	0	0	0	0
Enel GN_A	4	10	17	184	354
Colbún	0	0	0	22	22
Colbún Inf	120	119	119	119	120
Colbún Spot	0	0	0	51	71
Colbún GN_A	76	56	57	207	404
Enel Mejillones	0	0	0	0	0
Enel Mejillones Spot	0	0	0	0	0
Engie	135	150	171	208	212
Engie Spot	0	0	0	0	0
Gen Metropolitana GN_A	124	112	99	140	188
Tamakaya	0	0	0	0	0
Tamakaya Spot	0	0	2	114	177
Enap Inf	105	104	104	104	105
Otros	8	8	10	18	21

Tabla 57: Gas natural por empresa " Caso Demanda" hidrología media

Empresa	Gas natural M m ³				
	2020	2021	2022	2023	2024
Enel Quintero	0	0	0	0	0
Enel Quintero Spot	0	0	0	0	0
Enel GN_A	235	9	10	235	294
Colbún	18	0	0	24	26
Colbún Inf	120	119	119	119	120
Colbún Spot	0	0	0	103	4
Colbún GN_A	140	69	37	216	274
Enel Mejillones	0	0	0	0	0
Enel Mejillones Spot	0	0	0	0	0
Engie	204	167	156	203	205
Engie Spot	0	0	0	0	0
Gen Metropolitana GN_A	189	113	93	152	251
Tamakaya	0	0	0	0	0
Tamakaya Spot	0	0	1	156	156
Enap Inf	105	104	104	104	105
Otros	18	12	7	17	21

Tabla 58: Gas natural por empresa " Caso Demanda" hidrología seca

El GNL requerido para el suministro desde el terminal Quintero de las unidades generadoras de la empresa Enel es nulo durante para las 3 hidrologías, se presenta generación con gas natural importado de Argentina para las unidades de la empresa Enel.

En el caso seco se presentan compras Spot para la empresa Colbún por el equivalente a un buque GNL equivalente el año 2023.

El consumo de la empresa Engie aumenta un 22% entre la hidrología húmeda y la seca.

La empresa Tamakaya usa GNL proveniente de compras spot por 1,6 buques GNL equivalentes en los últimos 2 años analizados.

5. ANEXOS

- 5.1 Anexo 1: Entradas PLP**
- 5.2 Anexo 2: Salidas PLP**
- 5.3 Anexo 3: Estudio de proyección de costos combustibles del Sistema Eléctrico Nacional**
- 5.4 Anexo 4: Respuesta a observaciones versión preliminar 2**