



UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

EVALUACIÓN DE RIESGOS OPERATIVOS Y COMERCIALES EN LA EXPANSIÓN  
DE UN TERMINAL DE GNL

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

PABLO ANTONIO AZURDUY SALINAS

PROFESOR GUÍA:  
RICARDO SAN MARTÍN ZURITA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
PATRICIO CONCA KEHL  
VICTOR BUCAREY LOPEZ

SANTIAGO DE CHILE  
2016

**RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR  
AL TÍTULO DE:** Ingeniero Civil Industrial  
**POR:** Pablo Antonio Azurduy Salinas  
**FECHA:** 15/08/16  
**PROFESOR GUÍA:** Ricardo San Martín Zurita

## **EVALUACIÓN DE RIESGOS OPERATIVOS Y COMERCIALES EN LA EXPANSIÓN DE UN TERMINAL DE GNL**

GNL Chile es la empresa chilena encargada de gestionar, administrar y organizar la logística necesaria para importar y proveer de Gas Natural a la zona centro-sur del país. Sus clientes son actualmente Endesa, Enap y Metrogas.

El objetivo general de esta memoria es determinar los riesgos operativos y comerciales del proyecto de expansión del terminal de GNL Quintero, de manera de predecir si, las capacidades del nuevo terminal y las condiciones comerciales, permitirán un buen desempeño operativo de la planta.

El trabajo consistió en la modelación e implementación de un modelo de simulación. En base a este modelo, se determinaron los riesgos plausibles del sistema con la nueva expansión en un horizonte de 15 años. Para el desarrollo de este modelo se utilizaron aproximaciones estocásticas a los procesos que ejecuta actualmente la empresa gestora. Se elaboraron también modelos de optimización lineal, análisis sobre el mercado eléctrico, uso de modelos para simular decisiones, análisis de los consumos de gas, análisis de perfiles de consumo y finalmente un análisis de mecanismos en una planta con capacidades compartidas.

Las conclusiones de este trabajo apuntan a un resultado favorable del proyecto de expansión, la mayoría de los resultados, reflejan un mejor desempeño de la planta. Algunos mecanismos que actualmente son utilizados para distribuir las capacidades y costos tienen posibilidades de mejora.

Este trabajo se aborda desde la Ingeniería Industrial, empleando herramientas de operaciones, simulación, programación estocástica, modelamiento matemático, optimización, teoría de juegos, entre otros.

*A mi papá,  
por tu esfuerzo y dedicación  
para cuidar a tus hijos*

## **AGRADECIMIENTOS**

A mi papá, Marcos Azurduy, que sin el nada de esto sería posible, gracias por darme animo cuando lo necesité, consejos cuando no sabía qué hacer y esa ayuda incondicional que solo un padre te puede dar. Tu vida ha sido un ejemplo e inspiración para mi carrera profesional.

A Francisca Campos por ser parte de todo este proceso, por ayudarme a seguir cuando estaba cansado, por escucharme siempre y por impulsarme a terminar. Gracias por mantenerte a mi lado cuando más necesité apoyo. Este trabajo no sería posible sin ti.

A mi familia, hermanos, tíos, primos y primas por su cariño y por tener fe en mi carrera. A María Vergara por ser madre, padre, abuela y un apoyo crucial a lo largo de toda mi vida universitaria, en especial en este último periodo que es donde más me impulsó a terminar.

A mis compañeros de universidad, por ayudarme siempre que lo necesité, por dejarme ser parte de sus grupos, por la paciencia que tuvieron. Por todas las conversaciones profundas y las que no, por los carretes y por hacer de la vida universitaria uno de los periodos que más lindos de mi juventud.

A GNL Chile por darme el apoyo para realizar este trabajo, a Boris y Roberto por revisar incontables veces este documento y la paciencia para escucharme. A Dani Morales por hacer de los días de trabajo una entretenida conversación (de 6 horas).

A mis amigos por ser la distracción necesaria. A todos los que fueron parte de esta memoria, a Isamar y Carlos por responder mis dudas, a la Cata por ayudarme en cosas de programación y desarrollo, a los profesores que siempre respondieron a mis dudas y supieron orientarme en este trabajo. A la gente de la salita por ser el lugar de motivación y concentración para escribir este documento, y en general a todos los que me ayudaron con los problemas técnicos de este trabajo, muchas gracias.

## TABLA DE CONTENIDO

CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES GENERALES .....	1
1. 1 Caracterización general de GNL Chile .....	2
1.1.1 Identificación de la empresa y descripción del sector industrial .....	2
1.1.2 Relación de la empresa con el medio industrial.....	3
1.1.3 Funcionamiento de GNL Chile y su operación .....	5
1.1.4 Segundo Open Season.....	8
CAPÍTULO 2. PROPUESTA DE TRABAJO .....	11
2. 1 Definición Problema abordado .....	11
2. 2 Componente de valor del trabajo a realizar .....	13
2. 3 Valoración económica del proyecto .....	14
2. 4 OBJETIVOS .....	16
2.4.1 Objetivo General.....	16
2.4.2 Objetivos Específicos .....	16
2. 5 RESULTADOS ESPERADOS .....	16
2. 6 ALCANCE .....	17
2. 7 METODOLOGÍA .....	17
2.7.1 Exploración de metodologías .....	17
2.7.2 Simulación.....	18
2.7.3 Software .....	25
2.7.4 Verificación y validación del modelo.....	25
CAPÍTULO 3. MARCO CONCEPTUAL .....	27
3. 1 Gas Natural Licuado (GNL) y su mercado .....	27
3. 2 Indicadores de precios de GNL .....	30
3. 3 Funcionamiento de terminales de regasificación en el mundo.....	31
3. 4 Caracterización del mercado eléctrico chileno .....	32
CAPÍTULO 4. MODELAMIENTO DEL PROCESO .....	35
4. 1 Aspectos generales de la modelación.....	35
4. 2 Módulo de Simulación de demanda .....	35
4.2.1 Demanda de clientes eléctricos .....	35
4.2.2 Demanda Residencial .....	68
4.2.3 Demanda de cliente industrial.....	73

4.2.4 Determinación de las Time Windows .....	76
4. 3 Módulo de Oferta .....	76
4.3.1 Reglas de Programación de barcos .....	77
4.3.2 Simulación barcos.....	77
4.3.3 Reglas de Programación de barcos otros proveedores. ....	79
4.3.4 Fechas en conflicto y moved dates: .....	80
4. 4 Módulo BPGR.....	82
4.4.1 Algoritmo de recortes .....	82
4.4.2 Modelo de programación lineal.....	88
4. 5 Módulo simulación terminal.....	95
4.5.1 Muelle:.....	95
4.5.2 Almacenamiento.....	97
4.5.3 Capacidad regasificación y TLF.....	97
4. 6 Módulo Indicadores. ....	99
4. 7 Módulo Final .....	100
CAPÍTULO 5. RESULTADOS Y ANÁLISIS .....	101
5. 1 Riesgos conceptuales del sistema .....	101
5. 2 Indicadores de desempeño y validación .....	106
5. 3 Resultados y conclusiones parciales .....	111
CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES GENERALES .....	126
6. 1 Conclusiones .....	126
6. 2 Propuestas Trabajos futuros.....	127
CAPÍTULO 7. Bibliografía. ....	128

## **INDICE DE TABLAS**

Tabla 1. Parámetros y variables de simulación del módulo de demanda por cliente. ....	22
Tabla 2. Diagrama de despacho diario de centrales .....	37
Tabla 3. Clasificación de Años en función de la generación Hidroeléctrica (elaboración propia) .....	51
Tabla 4. Número de observaciones por sobre límite de generación diario ....	59
Tabla 5. Tabla de distribución entre Llegadas.....	77
Tabla 6. Cuadro resumen riesgos.....	124

## INDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Importaciones de GNL por Región del mundo. ....	4
Ilustración 2. Importaciones/Exportaciones de GNL por país. ....	4
Ilustración 3. Derechos de consumo en Sistema de Borrow & Lend .....	7
Ilustración 4. Etapas del proceso de GNL Chile.....	20
Ilustración 5. Cadena de Valor GNL.....	28
Ilustración 6. volúmenes transados de GNL con contratos de corto plazo y ventas spot. ....	30
Ilustración 7. Capacidad Instalada por Empresa - Integrante .....	32
Ilustración 8. Correlación entre generación térmica y generación hidráulica CDEC-SIC .....	34
Ilustración 9. Distribución días de encendido para plantas termoeléctricas .	40
Ilustración 10. Resultados parciales de Simulated Annealing .....	42
Ilustración 11. Resultados parciales SA. Heat Map Consumo real Endesa 2015 .....	43
Ilustración 12. Resultados parciales SA. Heat Map Consumo Total Real 2015 .....	44
Ilustración 13. Resultados de Búsqueda en Vecindad .....	45
Ilustración 14. Resultados Búsqueda en vecindad. Heat Map Consumo Endesa Real 2015 .....	46
Ilustración 15. Resultados Búsqueda en vecindad. Heat Map Consumo Total Real 2015 .....	46
Ilustración 16. Resultados Aprox. por Esperanza. Heat Map Consumo Endesa Real 2015 .....	48
Ilustración 17. Resultados Aprox. por Esperanza. Heat Map Consumo Total Real 2015 .....	49
Ilustración 18. Energía Afluentes del Sistema en función del Año Hidrológico .....	50
Ilustración 19. Correlación entre generación térmica y generación por afluentes del CDEC-SIC.....	52
Ilustración 20. Correlación entre generación eléctrica por Gas y por Diésel.	53
Ilustración 21. Correlación entre la generación de centrales de Pasada y centrales a Gas .....	55
Ilustración 22. Generación bruta total de centrales a gas, diésel, de paso y embalses CDEC-SIC.....	56
Ilustración 23. Demanda SIC y SING 2000 a 2030 proyectada. ....	57
Ilustración 24. Histograma de Generación bruta diaria de Gas más Diésel (últimos 10 años).....	59
Ilustración 25. Histograma de Generación bruta diaria, destacado año 2006 .....	60
Ilustración 26. Histograma de Generación bruta diaria, destacado año 2008 .....	61
Ilustración 27. Histograma de Generación bruta diaria, destacado año 2012 .....	62

Ilustración 28. Boxplot de generación entre días de semana y fines de semana .....	63
Ilustración 29. Boxplot de generación para cada día de la semana. ....	64
Ilustración 30. Vectores de probabilidad según tipo de año .....	65
Ilustración 31. Generación Bruta al SIC por fuentes térmicas para los años 2008 y 2009.....	66
Ilustración 32. Vectores de probabilidad según tipo de año .....	67
Ilustración 33. Perfil de demanda residencial e industrial de Metrogas año 2015. ....	69
Ilustración 34. Ajuste Fourier (FTT) a curva de demanda de Metrogas .....	70
Ilustración 35. Ajuste ARIMA (auto.Arima) a curva de demanda de Metrogas .....	70
Ilustración 36. Ajuste de Fourier a demanda de Metrogas según número de parámetros .....	71
Ilustración 37. Errores de predicción en ajuste de Fourier (FTT) para demanda de Metrogas .....	73
Ilustración 38. Ajuste por ARIMA a la demanda de ENAP .....	74
Ilustración 39. Simulación de demanda de ENAO con modelo de ARIMA ....	74
Ilustración 40. Simulación de demanda de ENAO con modelo de ARIMA (cont.) .....	75
Ilustración 41. Ajuste de Poisson para días entre llegadas de barcos años 2014 y 2015.....	78
Ilustración 42. Fecha anterior y Fecha siguiente.....	81
Ilustración 43. Fecha antigua y fecha nueva para un barco en conflicto .....	81
Ilustración 44. En línea roja, ejemplo de "Stock-out", en azul una curva de inventario real .....	85
Ilustración 45. En línea roja, ejemplo de "Overstock", en azul una curva de inventario real .....	85
Ilustración 46. Resultados de nominaciones del modelo lineal de asignación de derechos.....	90
Ilustración 47. Resultados de nominaciones del modelo1 de asignación de derechos.....	90
Ilustración 48. Resultados BPGR para Metrogas mod1.....	91
Ilustración 49. Ilustración "Buffer Fantasma", cantidades referenciales.....	92
Ilustración 50. Resultados BPGR para Metrogas mod2.....	93
Ilustración 51. Relación entre errores.....	102
Ilustración 52. Grafico consumo de Endesa año 2015, en azul: consumo real de Endesa 2015, puntos rojos: simulaciones de año tipo Seco-Lluvioso, Línea roja: media de las simulaciones.....	107
Ilustración 53. Consumo Total 2015, en azul: consumo real 2015, puntos rojos: simulaciones de año tipo Seco-Lluvioso, Línea roja: media de las simulaciones.....	108
Ilustración 54. RNA 2015, en azul: RNA 2015, puntos rojos: simulaciones de año tipo Seco-Lluvioso, Línea roja: media de las simulaciones.....	108

Ilustración 55. MNL Metrogas 2015, en azul: MNL Metrogas 2015, puntos rojos: simulaciones de año tipo Seco-Lluvioso, Línea roja: media de las simulaciones.....	109
Ilustración 56. Inventario 2015, en azul: Inventario real planta 2015, puntos rojos: simulaciones de año tipo Seco-Lluvioso, Línea roja: media de las simulaciones.....	109
Ilustración 57. Fillrate Endesa en función de las cantidades solicitadas (Simulaciones 2015).....	113
Ilustración 58. Fillrate Endesa en función del overstock (Simulaciones 2015) .....	114
Ilustración 59. Fillrate versus overstock por tipo de cliente y contrato. ....	115
Ilustración 60. Correlación entre overstock de Endesa y Fillrate del resto de los clientes. ....	117
Ilustración 61. Relación entre el Fillrate promedio de la planta y el tamaño de los estanques .....	118
Ilustración 62. cantidades canceladas para dos tipos de plantas en función del tipo de año.....	120
Ilustración 63. Tabla resultados cancelaciones .....	120
Ilustración 64. Fillrate para dos tipos de plantas en función del tipo de año .....	120
Ilustración 65. Simulación muelle de recarga. JaamSim .....	122
Ilustración 66. Simulación muelle de recarga. JaamSim (vista superior) ..	123

# **CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES GENERALES**

El presente documento corresponde al informe de Trabajo de Título "Evaluación de riesgos operativos y comerciales en la expansión de un terminal de GNL" en base a los requisitos de la pauta de tesis entregados como normativa para la titulación del departamento de Ingeniería Industrial de la Universidad de Chile.

El objetivo de este trabajo de título es la evaluación de riesgos comerciales y operativos de la nueva expansión del terminal de GNL Quintero, principal puerto de importación de Gas Natural a Chile.

Debido al previsible crecimiento de la demanda de gas natural en un mediano plazo y en el afán de incluir nuevos compradores de gas natural, GNL Chile, inició el año 2014 un proceso licitación para ofrecer capacidad del terminal a nuevos clientes, denominado "Open Season", así también, GNL Quintero, empresa encargada de la administración del terminal, inició los planes para una expansión de las capacidades del terminal de Quintero. La expansión contempla un nuevo estanque de almacenamiento de GNL (150.000  $m^3$ ) y un aumento de la capacidad de regasificación de 179.450 MMBtu/día. Como resultado de dicho proceso tomaron capacidad dos nuevos clientes<sup>1</sup>.

GNL Chile ya había desarrollado una evaluación de riesgos para la expansión del terminal, sin embargo, se requería realizar una nueva evaluación, más detallada, actualizada y elaborada con una visión externa, para confirmar o cuestionar los resultados de la primera evaluación. La nueva evaluación incorporó nuevos antecedentes, como, por ejemplo, nuevos tipos de proveedores, nuevos tipos de contratos y otras capacidades del terminal.

Este informe se divide en 6 capítulos. El primero de ellos busca introducir los antecedentes más relevantes que llevan a el desarrollo de esta memoria, incluyendo una sección dedicada a explicar el proceso de entrada de nuevos clientes.

El capítulo 2 presenta una descripción detallada del problema a abordar en esta memoria, junto con la justificación necesaria para entender su relevancia en el mercado nacional de gas.

El capítulo 3 presenta una recopilación de antecedentes no relacionados con GNL Chile directamente, antecedentes del mercado eléctrico, métodos de simulación y otros insumos importantes para el desarrollo de esta memoria.

---

<sup>1</sup> Diario Financiero – Energía (10 de Marzo 2016), "Colbún y AES Gener suscriben contratos de regasificación con GNL Chile", Obtenido desde: <https://www.df.cl/noticias/empresas/energia/colbun-y-aes-gener-suscriben-contratos-de-regasificacion-con-gnl-chile/2016-03-10/120420.html>

El trabajo realizado por el estudiante se detalla en los capítulos 4, 5 y 6, que detallan el proceso de simulación, los resultados parciales y las conclusiones finales respectivamente.

## **1. 1 Caracterización general de GNL Chile**

A continuación, se presentan antecedentes generales de GNL Chile, su funcionamiento y su relación con el mercado de la energía chileno.

### **1.1.1 Identificación de la empresa y descripción del sector industrial**

GNL Chile es una iniciativa pública privada chilena que nació el año 2005 como respuesta a los problemas de suministro de gas natural que sufría Chile. El objetivo principal de su formación fue, planificar e implementar una alternativa segura de suministro de gas, debido a la inestabilidad del suministro argentino. Cuatro años más tarde se inauguró el terminal de regasificación de GNL<sup>2</sup> Quintero, gracias a dicho terminal hoy Chile puede comprar gas natural a cualquier proveedor de GNL de ultramar.<sup>3</sup>

GNL Chile fue fundado y financiado en partes iguales por tres empresas chilenas dedicadas al rubro de la energía (Metrogas, ENAP y Endesa), dichas empresas conforman el directorio de la compañía y su clientela original.

En la actualidad, finalizado el segundo periodo de "Open Season"<sup>4</sup>, se han suscrito contratos de regasificación con Colbún y AES Gener<sup>5</sup>. Ambas empresas poseen centrales termoeléctricas a gas natural y se dedican al negocio de la generación.

El mercado de la generación en Chile es altamente concentrado, esto debido al número de empresas de gran tamaño dedicadas a la generación<sup>6</sup>. Sin embargo, la matriz generadora es variada en fuentes, dicha variedad de fuentes genera una alta inestabilidad en las demandas de combustibles utilizados para generación. La matriz de consumo de GNL Chile también está

---

<sup>2</sup> GNL: Gas Natural Licuado, (LNG en inglés), En estado líquido a presión atmosférica y a una temperatura de -162°C

<sup>3</sup> Palma, Alejandro (Mayo 2015) "Bienvenida", Obtenido desde: [http://www.gnlchile.cl/?page\\_id=22](http://www.gnlchile.cl/?page_id=22)

<sup>4</sup> Diario electrónico Emol sección Economía (miércoles 26 de agosto de 2015) "Tres empresas obtienen capacidad de regasificación en Open Season de GNL Chile". Obtenido desde: <http://www.emol.com/noticias/Economia/2015/08/26/746818/Tres-empresas-obtienen-capacidad-de-regasificacion-en-Open-Season-de-GNL-Chile.html>

<sup>5</sup> Diario Financiero – Energía (10 de Marzo 2016), "Colbún y AES Gener suscriben contratos de regasificación con GNL Chile", Obtenido desde: <https://www.df.cl/noticias/empresas/energia/colbun-y-aes-gener-suscriben-contratos-de-regasificacion-con-gnl-chile/2016-03-10/120420.html>

<sup>6</sup> El 69.1% del mercado está controlado por 3 empresas (Endesa, Colbún, AES Gener) según datos del CDEC SIC (Octubre 2014), "Reporte Anual 2014", Obtenido desde: <http://www.cdecsic.cl/wp-content/uploads/2014/07/Reporte-anual-CDECSIC-2014.pdf>

fuertemente dominada por el consumo de las centrales termoeléctricas, representando éstas últimas casi un 50% del consumo durante un año seco, y en años con hidrología húmeda un consumo no inferior al 20%<sup>7</sup>. Se estima que este porcentaje se incrementará con la entrada de los nuevos clientes, pudiendo llegar hasta un 75%<sup>8</sup> del consumo total de la planta de GNL Quintero.

### **1.1.2 Relación de la empresa con el medio industrial**

Dentro del rubro de la energía GNL Chile es el mayor importador de gas natural licuado en Chile. Existen otros importadores de gas natural en Chile, estos importan gas a través de otros puertos de descarga de GNL. El resto de importadores, sin embargo, son de menor tamaño en comparación a GNL Chile.

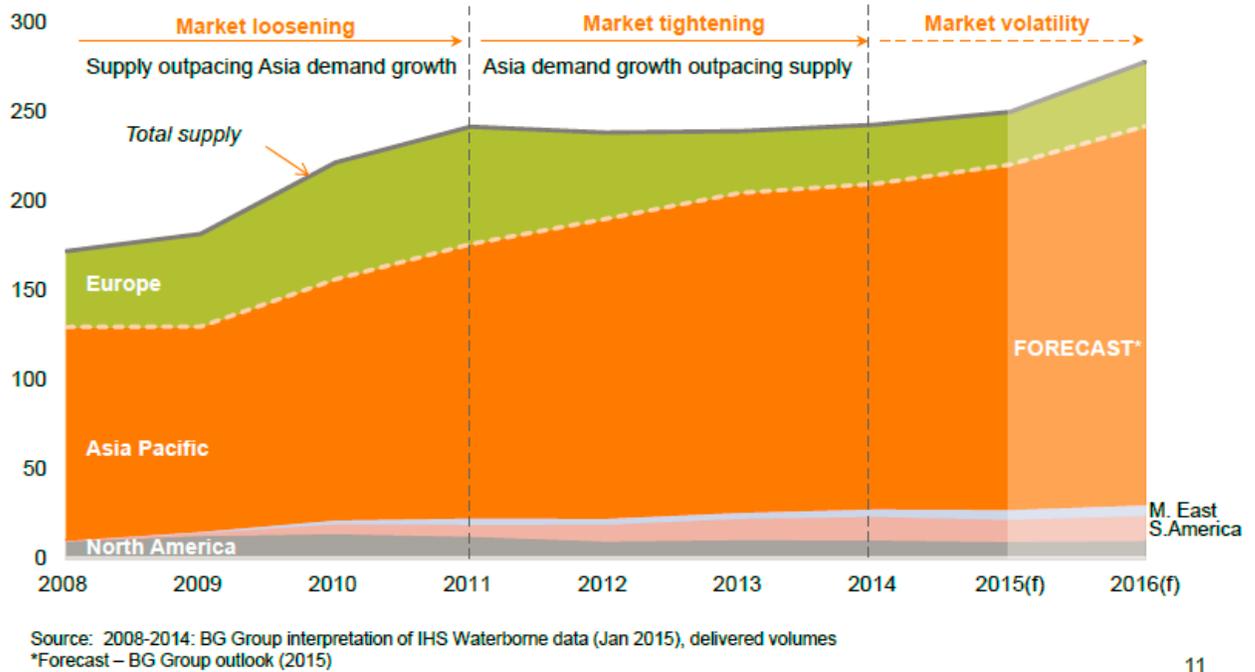
En el mundo existen más países que realizan importaciones de GNL, según un gráfico de suministro y demanda de BG -el principal proveedor de gas licuado de GNL Chile- los principales países importadores están en el mercado asiático y europeo es por esto que gran parte de su operación está focalizada en esos mercados.

---

<sup>7</sup> En base a datos históricos y simulaciones, no existen datos históricos de años lluviosos desde la inauguración del terminal, la proporción se estimó en base a años lluviosos y consumo de centrales termoeléctricas.

<sup>8</sup> Se consideró en base a un consumo constante de los clientes antiguos y el incremento en 3.2 MM de  $m^3/dia$ . Pactado en los nuevos contratos, este dato solo representa un escenario de alto consumo y considerando un aumento de la matriz de consumo de plantas térmicas a GNL.

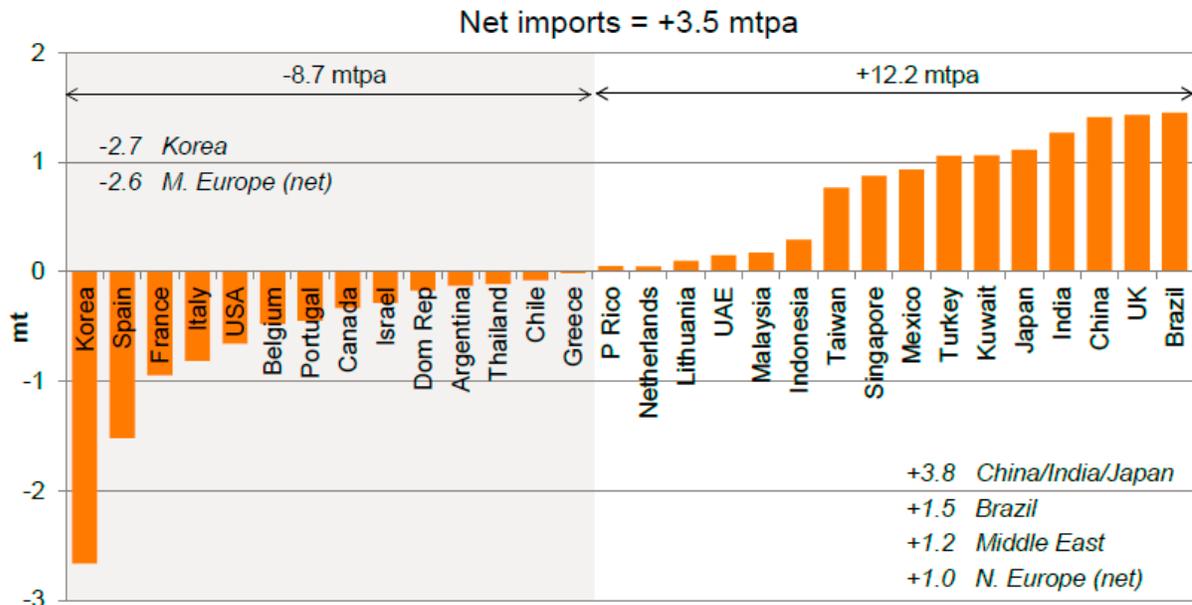
### LNG imports by region 2008-16 (mtpa)



11

Ilustración 1. Importaciones de GNL por Región del mundo.

Existen reglas específicas para programar los barcos, por lo que no necesariamente la programación se ajustará a la estacionalidad de la demanda chilena. La grafica a continuación representa la importación/exportación neta de GNL por país para países en donde BG realiza sus operaciones.



Source: BG Group interpretation of IHS Waterborne data (Jan 2015), delivered volumes  
 M. Europe = France, Greece, Italy, Lithuania, Portugal, Spain and Turkey  
 N. Europe = Belgium, the Netherlands and the UK

7

Ilustración 2. Importaciones/Exportaciones de GNL por país.

La discrepancia entre las llegadas de los barcos (oferta) y las necesidades de gas de los clientes (demanda) mantienen al sistema en un equilibrio frágil, el que podría verse comprometido con el incremento de actividad en el terminal debido a la entrada de nuevos clientes.

### **1.1.3 Funcionamiento de GNL Chile y su operación**

GNL Chile es la empresa comercializadora de GNL y Gas Natural para la zona centro-sur del país. GNL Chile gestiona, administra y organiza la logística necesaria para introducir GNL, a través de contratos con suministradores internacionales de GNL.

Para prestar sus servicios, GNL Chile, utiliza el terminal y planta de regasificación de GNL Quintero, que se ha destacado por sus altos niveles de uso y confiabilidad. El modelo de negocios de GNL Chile permite un uso eficiente de la capacidad del terminal y asegura el fácil acceso a nuevos clientes a través de contratos de largo plazo.

El esquema contractual de GNL Chile lo deja como intermediario entre los "Gas Buyers" (compradores de Gas Natural), los suministradores internacionales y el terminal de GNL Quintero. El contrato que regula la relación con el o los suministradores se denomina SPA abreviación de "Sale and Purchase Agreement", el contrato que regula la relación con el terminal de GNL Quintero se denomina TUA abreviación de "Terminal Use Agreement" y finalmente el contrato que regula la relación entre GNL Chile y los Gas Buyers se denomina GSA abreviación de "Gas Sales Agreement". La operación completa de la compañía está regulada en base a estos tres contratos, de carácter confidencial.

GNL Chile distribuye la capacidad de regasificación del terminal de GNL Quintero entre sus Gas Buyers y en base a dicha distribución de capacidad otorga a cada cliente la posibilidad de importar una cantidad de gas al terminal proporcional a su capacidad de regasificación. A dicha capacidad se le denomina "Firm Sendout Capacity" ("FSC"). Esta distribución de capacidad se traduce en un contrato de largo plazo, en general no menor a 20 años.

Una vez al año cada Gas Buyer define, en base a su estimación de demanda del año siguiente, una cantidad de gas a solicitar a GNL Chile. La empresa negociará, en representación de todos los Gas Buyers, el calendario de barcos con los proveedores de GNL. Se realiza una negociación conjunta, de forma de optimizar el programa anual de llegada de todas las naves. A este programa de llegadas de barcos se le denomina ADP abreviación de "Annual Delivery Program".

Una vez definido el ADP, GNL Chile reparte los derechos de consumo diarios entre los Gas Buyers. A estos derechos diarios se les denomina BPGR abreviación de "Buyer Programed Gas Requirement", estos derechos regularán las cantidades máximas que cada Gas Buyer puede consumir diariamente. Los clientes pueden consumir más o menos que su BPGR diario siempre que se cumpla lo siguiente:

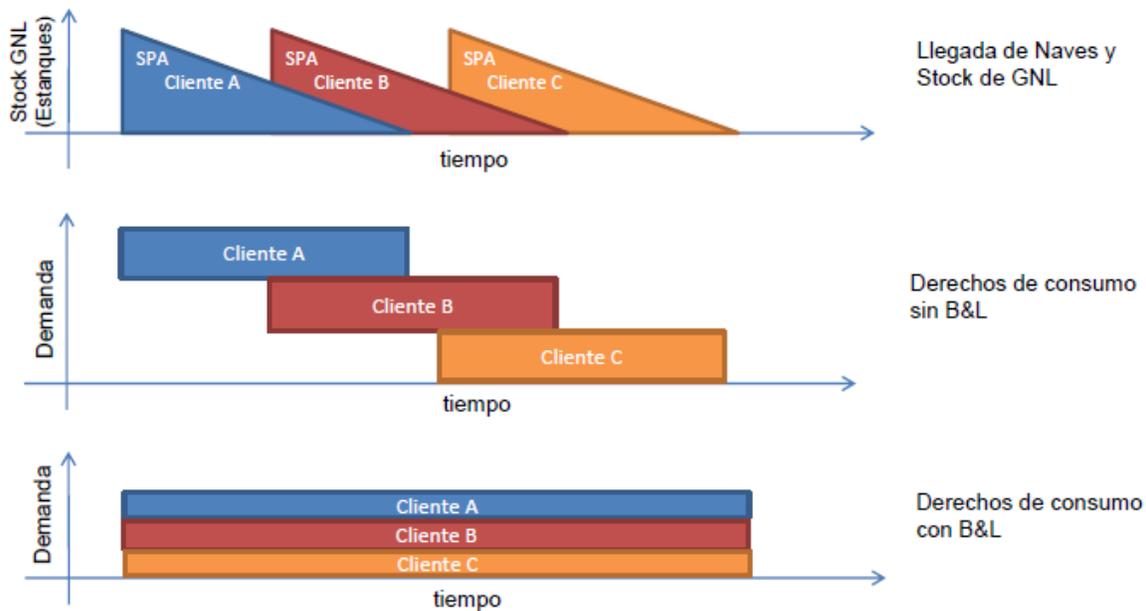
- a) Los clientes pueden consumir menos de lo programado, siempre que no se afecte la descarga de las naves programadas.
- b) Los clientes pueden consumir más de lo programado, "adelantando" sus derechos futuros en la medida que haya stock en los estanques, y este stock no esté asignado a otro cliente.
- c) Los consumos diarios son flexibles, pero sujetos a capacidad contratada o disponibilidad de excedentes (libre o de otros clientes).

La acumulación de estos derechos debido a un consumo menor, o también, a las llegadas de los cargos, da cabida al "Gas Entitlement" ("GE"). Conceptualmente este término contractual distribuye los derechos del inventario almacenado en el terminal. En consecuencia, la suma de los derechos de todos los clientes es equivalente a todo el gas almacenado en la planta.

A diferencia de la mayoría de las plantas regasificadoras del mundo, en el terminal de Quintero, los espacios de almacenamiento no son asignados a un cliente particular, por lo tanto, el uso que cada cliente le da a el espacio de almacenamiento está asociado a la acumulación de derechos de consumo. Este principio es uno de los fundamentos del sistema de "B&L" abreviación de "Borrow and Lend" que opera en esta planta de regasificación.

El segundo principio fundamental del sistema de "Borrow and Lend" está asociado a las compras de gas a los proveedores internacionales. GNLC compra el GNL a nombre de un cliente, pero GNLC es dueño de ese GNL hasta que ha sido regasificado, por lo tanto, el gas de dicho barco no solo es consumido por dicho cliente, el gas puede ser consumido por cualquier cliente con derechos de consumo.

En la práctica, el cliente, no está comprando un barco de gas, está comprando el derecho a consumir el equivalente a un barco de gas en un periodo definido de un año. En la Ilustración 3. Derechos de consumo en Sistema de Borrow & Lend se muestra una representación gráfica de este principio versus otros sistemas de consumo.



*Ilustración 3. Derechos de consumo en Sistema de Borrow & Lend*

El segundo principio permite a los clientes diversificar el riesgo particular que tiene la inestabilidad de la demanda y su estacionalidad. Sin embargo, existen normas respecto a este punto, relacionadas, por ejemplo, a la temporalidad de la entrega de barcos. Estas reglas tienen como objetivo mantener el equilibrio entre las llegadas de barcos y temporadas altas y bajas de consumo. Estas reglas cobran vital importancia a la hora de tener una matriz de consumo muy ligada a un solo tipo de demanda, como, por ejemplo, el mercado energético, que tiene un muy alto consumo en los meses secos y un muy bajo consumo en los meses húmedos.

Existen dos mecanismos que “obligan” a los clientes con consumo más estacional a tener entregas de gas más estacionales. La primera de estas reglas es conocida como la “regla de los 120 días” la cual obliga a cada cliente a tener un consumo proyectado y llegadas de barcos equivalentes en un periodo de 120 días. La segunda metodología es la entrega de derechos de consumo diario o BPGR. GNL Chile se encarga de distribuir dichos derechos de manera de mantener un inventario estable en la planta y también de no tener déficits en los periodos de alta demanda. El recorte de los derechos en estos periodos es un mecanismo indirecto sobre los clientes que incentiva la llegada de barcos de forma más estacional.

Cabe destacar que una entrega más “Estacional” solo es posible con contratos “más flexibles” con los proveedores, es decir, contratos en donde el comprador tiene la libertad de elegir los meses o periodos donde prefiere la llegada de sus barcos. Estos contratos flexibles son más caros que contratos rígidos, por lo tanto, es más costoso para los clientes obtener ofertas más estacionales.

Por lo tanto, un sistema de B&L permite mitigar la necesidad de flexibilidad, al operar como un diversificador de riesgo.

Existen varias eventualidades contempladas en las normas contractuales del sistema, sin embargo, para motivos de esta memoria solo se mencionarán tres de las más importantes. Las primeras dos tienen relación a las inestabilidades de la demanda, estas son las caídas de inventario o "Shortfalls" y los excesos de inventario u "Overstock". La tercera de estas situaciones son las caídas de planta.

Los "Shortfalls" son situaciones relativamente extraordinarias y corresponden a momentos de alta demanda en donde los consumos están por sobre las proyecciones. Sin desmedro de lo anterior, el mecanismo de asignación de derechos de consumo diario o BPGR, no permite que exista un "Shortfall", siempre que los clientes consuman dentro de su perfil de derechos asignados. Los "Shortfalls" solo son posibles si los barcos no llegan en la fecha estipulada o no pueden descargar debido a algún imprevisto. Por otro lado, si es posible que la planta esté operando a niveles muy bajos de inventario, en este caso los Gas Buyers interesados en elevar sus derechos de consumo pueden salir a comprar barcos al mercado spot y de esa manera lograr satisfacer sus demandas internas de gas.

Los "Overstock" son situaciones mucho más comunes, esto debido a que los clientes tienden a aplicar márgenes de seguridad sobre sus estimaciones de demanda debido al alto costo que significa el no tener stock de gas. El Overstock puede generar riesgo de cancelaciones de barcos, estas cancelaciones son causadas por la incapacidad del terminal de recibir la carga de dichos barcos debido a que no existe espacio en los estanques suficiente para almacenar dicho GNL. El costo de esta cancelación se reparte proporcionalmente entre los clientes con derechos en exceso, es decir, clientes que han consumido menos de lo que proyectaron que consumirían a la fecha.

Las caídas de planta son eventualidades en donde GNL Quintero, debido a: fallas técnicas, mantenciones programadas, desastres naturales, etc. No puede regasificar su capacidad contractual. Estas caídas de planta son reguladas a través del TUA y según su naturaleza se opera con ciertas medidas de control. En la historia de GNL Chile han existido caídas de planta por tiempos controlados, pero no se registra una caída que se haya extendido por un periodo suficiente para perjudicar el consumo de gas natural.

#### **1.1.4 Segundo Open Season**

En base al interés por otorgar acceso a sus servicios a nuevos clientes, el 5 de noviembre de 2014 GNL Chile inició un segundo proceso de consulta pública para invitar a todas las empresas interesadas en contar con servicio de suministro y regasificación de gas natural. La estructura del proyecto GNL

Quintero fue diseñada para asegurar el acceso al terminal a terceros, de manera que cualquier interesado tenga la posibilidad de comprar gas. GNL Chile se ha destacado por mantener una política abierta en este sentido y permitir procesos de licitación pública que permiten a nuevos clientes acceder a dichos mercados<sup>9</sup>.

La segunda expansión del terminal considera la construcción de un tercer tanque de almacenamiento de GNL y un tren adicional de regasificación que incrementará la capacidad de regasificación del terminal GNL Quintero en 179.450 MMBtu/día con una inversión estimada de entre 250 – 300 millones USD. Se espera que el tiempo de construcción de esta expansión sea de 3 a 4 años y que entre en funcionamiento durante el año 2021<sup>10</sup>.

GNL Chile, en su segundo open season ofreció al mercado nacional una capacidad de regasificación equivalente a 3,2  $MMm^3/día$  (118,097 MMBtu/día). Cualquier postulante podía adjudicarse dicha capacidad y esta no estará sujeta a ningún tipo de derecho preferencial.<sup>11</sup>

GNL Chile ya había desarrollado un primer open season el año 2011, ofreciendo una capacidad de regasificación de 2,7  $MMm^3/día$  (99.644 MMBtu/d). Dicho proceso involucró una oferta pública e internacional en base a las mejores prácticas de mercado, permitiendo a cualquier entidad la posibilidad de firmar un GSA con GNL Chile. Este proceso atrajo mucha atención de los participantes locales e internacionales, sin embargo, el proceso concluyó sin ofertas vinculantes. Finalmente, la capacidad adicional ofertada fue contratada por los tres clientes originales de GNL Chile.

GNL Chile es una empresa comercializadora y actualmente tiene contrato con cinco empresas para importación y regasificación de GNL. GNL Chile ofrece a sus nuevos clientes los mismos derechos preferenciales que tienen los actuales clientes de GNLC sobre la capacidad de la segunda expansión y cualquier expansión futura del terminal.<sup>12</sup>

Como resultado del segundo proceso de Open Season dos nuevos clientes suscribieron contratos con GNL Chile<sup>13</sup>. En base a estos dos contratos se

---

<sup>9</sup> GNL Chile (2014) “Brochure Información del proceso – Segundo Open Season”, obtenido desde: [http://www.gnlchile.cl/pdf/Brochure\\_Open\\_Season\\_2.pdf](http://www.gnlchile.cl/pdf/Brochure_Open_Season_2.pdf)

<sup>10</sup> GNL Chile (2014) “Bases del Open Season.”, obtenido desde: [http://www.gnlchile.cl/pdf/Terms\\_of\\_Reference\\_Open\\_Season\\_IIv1.0\(sin\\_anexos\).pdf](http://www.gnlchile.cl/pdf/Terms_of_Reference_Open_Season_IIv1.0(sin_anexos).pdf) (revisión:27-4-2016)

<sup>11</sup> GNL Chile (2014) “Bases del Open Season.”, obtenido desde: [http://www.gnlchile.cl/pdf/Terms\\_of\\_Reference\\_Open\\_Season\\_IIv1.0\(sin\\_anexos\).pdf](http://www.gnlchile.cl/pdf/Terms_of_Reference_Open_Season_IIv1.0(sin_anexos).pdf) (revisión:27-4-2016)

<sup>12</sup> GNL Chile (2014) “Bases del Open Season.”, obtenido desde: [http://www.gnlchile.cl/pdf/Terms\\_of\\_Reference\\_Open\\_Season\\_IIv1.0\(sin\\_anexos\).pdf](http://www.gnlchile.cl/pdf/Terms_of_Reference_Open_Season_IIv1.0(sin_anexos).pdf) (revisión:27-4-2016)

<sup>13</sup> Diario Financiero – Energía (10 de Marzo 2016), “Colbún y AES Gener suscriben contratos de regasificación con GNL Chile”, Obtenido desde: <https://www.df.cl/noticias/empresas/energia/colbun-y-aes-gener-suscriben-contratos-de-regasificacion-con-gnl-chile/2016-03-10/120420.html>

establecerá un escenario futuro probable y es este escenario el que se estudiará con mayor detención.

## **CAPÍTULO 2. PROPUESTA DE TRABAJO**

### **2. 1 Definición Problema abordado**

En base al contexto actual de la compañía, GNL Chile ha determinado que es de vital importancia una evaluación de riesgos sobre el proceso de expansión del terminal y la entrada de nuevos clientes. La compañía ha determinado que es necesario evaluar si el sistema, en base a la regulación actual, se comportará de manera óptima con la entrada de nuevos clientes y también que decisiones estratégicas son beneficiosas para mantener una operación recomendable. Finalmente, en base a este estudio, establecer cuáles son los posibles riesgos sobre el sistema de la entrada de nuevos clientes, y si la nueva expansión representa un escenario seguro para el sistema.

El plazo de evaluación de este proyecto se extiende por al menos 10 años y su fecha estimada de puesta en marcha es el año 2021<sup>14</sup>, se contemplan varios escenarios futuros en donde pudiesen existir un cambio en el número de centrales eléctricas a Gas, aumento o disminución de la demanda industrial, expansión de las redes residenciales en otras ciudades del país<sup>15</sup>, etc.

En la actualidad existen varias decisiones operacionales que se han ido definiendo y evaluando desde que comenzó el segundo proceso de "Open Season". Estas decisiones son las que deberán ser justificadas, evaluadas o tomadas según su impacto final en el funcionamiento del sistema.

Según la etapa en la que se encuentra el proyecto total de ampliación de GNL Chile hay algunas decisiones que están tomadas y otras que aún pueden ser modificadas o que aún no se han tomado. Para clasificar estas decisiones se dividirán en decisiones asociadas al terminal (equipamiento físico de la planta) y decisiones de implementación.

#### **I. Terminal**

- Capacidad de Regasificación: regula la capacidad de regasificación total de la planta, es decir, la conversión de GNL a Gas Natural hoy está capacidad asciende a 15 millones de metros cúbicos por día<sup>16</sup>. Con la

---

<sup>14</sup> Diario Financiero – Energía (10 de Marzo 2016), "Colbún y AES Gener suscriben contratos de regasificación con GNL Chile", Obtenido desde: <https://www.df.cl/noticias/empresas/energia/colbun-y-aes-gener-suscriben-contratos-de-regasificacion-con-gnl-chile/2016-03-10/120420.html>

<sup>15</sup> Diario Financiero – Energía (31 de Marzo 2016) "GNF planea llegar con gas natural a 34 comunas en siete regiones del país", Obtenido desde: <https://www.df.cl/noticias/empresas/energia/gnf-planea-llegar-con-gas-natural-a-34-comunas-en-siete-regiones-del-pais/2016-03-30/210940.html>

<sup>16</sup> GNL Quintero, Infraestructura – Vaporizadores (14-12-2015), obtenido desde: <http://www.gnlquintero.com/terminal/infraestructura/vapor.htm>

nueva ampliación del terminal se espera un incremento de la capacidad de regasificación de un 33,3%. Esta decisión ya fue definida en el diseño original del terminal, sin embargo, este factor se estudiará como una variable del problema para determinar su efecto en el escenario futuro.

- Capacidad de Almacenamiento: Capacidad de almacenamiento de GNL en el terminal, actualmente es de 315.000 m<sup>3</sup> (metros cúbicos) de GNL, lo que equivale a unos 190 millones de metros cúbicos de gas natural, o 13 días de entrega a plena capacidad<sup>17</sup>. La nueva ampliación contempla un aumento en 160.000 m<sup>3</sup>(brutos). Esta decisión también está ya definida en el diseño original del terminal. Al igual que la capacidad de regasificación este factor se estudiará como una variable del problema para determinar su efecto en el escenario futuro.
- Muelle de recarga: Se refiere a transformar las capacidades del terminal para dejar de ser un terminal de solo descarga y añadir equipamiento necesario para poder cargar buques de GNL. El objetivo de esta nueva característica son dos: la posible venta de GNL y también el llenado de buques de GNL que sirvan como espacio de almacenamiento temporal en periodos de baja demanda, este stock adicional permitirá tener un ajuste más holgado a las inestabilidades del consumo eléctrico principalmente. Esto está en evaluación de la implementación en el proyecto de expansión, por lo que también se aborda en este estudio.

## **II. Decisiones de implementación**

- Reglas de programación de barcos: GNLC define fechas en donde descargarán sus barcos, el sistema de asignación de fechas o solución de fechas en conflicto debe ser decidido y podría eventualmente forzar una oferta más o menos estacionaria lo que afecta directamente al funcionamiento del terminal y las posibilidades de consumo y cancelaciones de barcos.
- Nuevos contratos de suministro: GNLC puede firmar distintos contratos con proveedores de GNL y con diferentes posibilidades de flexibilidad en la programación de las naves. Estos contratos podrían eventualmente afectar el desarrollo de la operación, GNL Chile puede contractualmente establecer ciertas regulaciones sobre el tipo de flexibilidad. Es importante que este estudio evalúe el impacto de distintos tipos de contratos en la operación.
- Reglas de pago de cancelaciones: cada vez que existe una cancelación de un barco debido a que el terminal no posee suficiente espacio para

---

<sup>17</sup> GNL Quintero, Infraestructura – Tanques de Almacenamiento (14-12-2015), obtenido desde: <http://www.gnlquintero.com/terminal/infraestructura/tanques.htm>

almacenar el gas a descargar este costo es repartido según una asignación de "responsabilidades por cliente", esta definición de responsabilidades está regulada por ciertos procedimientos contractuales. En este informe se estudiarán los mecanismos que operan dicha asignación.

- Reglas de asignación de derechos: A partir de la programación de barcos del año (ADP) y los consumos proyectados por cliente se aplican algoritmos para determinar la cantidad de derecho de consumo diario por cliente (BPGR). Estos derechos regulan el consumo y uso de la planta de Quintero, los algoritmos de asignación podrían modificarse si se encuentra una metodología que asigne los derechos de manera de satisfacer de mejor manera los consumos por cliente (incluyendo sus operaciones comerciales).

## **2. 2 Componente de valor del trabajo a realizar**

Los objetivos de la compañía son diversos y sus funcionalidades también, pero se pueden agrupar en la siguiente frase: "*GNL Chile es la empresa encargada de gestionar y administrar el sistema comercial que regula el uso del terminal de GNL Quintero*". El objetivo de GNL Chile es responder a las necesidades de consumo de gas de sus clientes desde el punto de vista de un sistema conjunto, de forma de optimizar y compatibilizar los distintos intereses de cada cliente.

La valoración desde el punto de vista operacional de las decisiones comerciales, permitirá garantizar a los clientes nuevos un nivel de servicio de excelencia y a los antiguos la garantía de una operación que responderá a sus consumos como lo ha hecho hasta ahora. En otras palabras, este estudio tiene como objetivo encontrar los factores de riesgo de la expansión y de esta manera poder entregar la confianza sobre el sistema actual para todos los clientes.

La resolución del problema planteado tiene como objetivo dar respuesta a las interrogantes respecto al comportamiento del sistema con el ingreso de nuevos clientes, incluyendo decisiones comerciales de los clientes en cada una de las etapas, como, por ejemplo, los tipos de contratos con suministradores, los márgenes de seguridad para cada cliente, la disponibilidad de sus plantas, construcción de nuevas plantas, etc. de manera de obtener resultados en función de cómo se van a desarrollar ciertos escenarios y como los clientes van tomando sus decisiones.

En resumen, el objetivo de la empresa es garantizar los consumos de gas para todos los clientes, el objetivo del proyecto es determinar qué acciones pueden tomarse en el presente, previo a la entrada de los nuevos clientes, de manera de seguir garantizando los consumos de todos los clientes y manteniendo la

estabilidad del sistema. El objetivo principal del proyecto está en directa relación a la función principal de la compañía.

## **2. 3 Valoración económica del proyecto**

Existen varias metodologías para evaluar económicamente los estudios de riesgos de un proyecto, estos estudios en general tienen su valoración según el tamaño de la inversión y su riesgo intrínseco o en los costos del sistema en base a las variables de decisión abordadas y definidas en base al estudio. En particular, para la valoración de este estudio, se utilizará esta última metodología.

Existen dos costos esenciales asociados a la inestabilidad del sistema, el primero tiene relación a las caídas de stock o "Shortfalls" y el otro al sobre-stock del sistema.

Para la valoración económica de las caídas de stock se debe estimar el costo en varios escenarios de la compra de buques de GNL en el mercado Spot versus el costo de ese mismo buque en el contrato establecido con el proveedor de programación anual, el costo estimado con una valoración estadística de probabilidades de escenarios es un valor por el momento reservado.

El costo de un buque Spot varía según el precio del GNL en el momento, esto está ligado a una amplia gama de parámetros como son: Demanda de GNL en el mercado Asia Pacifico, Precio de los hidrocarburos (petróleo), anticipación de compra y lugar de venta (puerto de origen), oferta de barcos spot, indicadores de precio de GNL como Henry HUB. Estos precios pueden variar enormemente, pero sus rangos están entre 16.2 MM USD - 40.5 MM USD<sup>18</sup>.

La diferencia de los barcos spot versus los barcos de contrato podría ser positiva o negativa, es decir, a pesar de que los precios contractuales estén asociados a indicadores internacionales de precio como HH<sup>19</sup> los valores de los precios spot podrían ser inferiores que los precios obtenidos por contrato, sin embargo, esto sucede en momento muy específicos del tiempo y el caso más usual es que estos barcos sean más caros.

Los casos de shortfall son mucho más extraños que los casos de overstock, esto no es casualidad y se debe a que en general los clientes tienden a solicitar gas de manera de prepararse para un consumo alto o muy alto, esto debido a que el costo de cancelación tiende a ser mucho menor que la compra de un barco spot. Para objetivos de la evaluación económica del proyecto se

---

<sup>18</sup> Estimación de valores a partir de ventas en el Mercado spot durante los años 2014 a 2015, Fuente: ICIS - Heren Global LNG Markets reporte 15 octubre 2015.

<sup>19</sup> Henry Hub, (revisión: 14-12-2015) Definición: <http://www.energyandcapital.com/articles/who-is-henry-hub/2040>

considerará que este costo es despreciable y no corresponde a un riesgo de sistema. El costo de un recorte de gas es previsible, se asocia a otras limitaciones de la planta y de corresponder a un aumento de la demanda de un cliente en particular este corre con el costo directo sin poner en riesgo excesivamente el uso del terminal.

Análogo al caso anterior el costo de sobre-stock se calculará como el costo de cancelación de un buque de GNL en función del precio del gas en dicho momento, en este caso también se debe evaluar la posibilidad de revender dicho gas en otro puerto o incluso revender el buque al propio proveedor.

El costo de cancelación depende de varios factores y responde a tres preguntas ¿Quién?, ¿Cómo? y ¿Cuándo?. El ¿Quién? Se refiere a quien es el cliente que cancela, los costos para cada cliente son diferentes en función de su contrato particular, hay ciertos barcos de ciertos clientes que tienen precios más altos o más bajos según corresponda, en general esto pierde un poco de importancia para el proveedor debido a que es el mismo y por lo tanto sus costos no varían dependiendo del barco, sin embargo, debido a los distintos precios de contrato existe una preferencia por la cancelación de ciertos barcos. El "¿Cómo?" Se refiere al método de cancelación, se pueden distinguir al menos cuatro métodos: Reventa, Make-UP, acuerdo extracontractual, costo de contrato.

"Reventa" se refiere a que el barco es comprado en su totalidad y puesto en venta en el mercado spot, en general se revende en terminales de GNL en la región, puede ser en puertos en argentina o en el terminal de Mejillones. El segundo es el "Make-UP" que consiste en comprar el barco y que este no descargue en el puerto, este gas pagado y no descargado podrá ser solicitado en el futuro con el correspondiente costo de oportunidad del capital. El "Acuerdo extracontractual" se refiere a donde la cancelación es pactada entre el proveedor y GNL Chile con un costo inferior al contractual.

El costo de cancelación de un barco corresponde a información reservada de la compañía, sin embargo, para entregar una aproximación gruesa de dicho valor se puede decir que el costo de cancelación podría corresponder entre un 10% a un 35% del valor total de un cargo.

Existen también otros costos del sistema asociados a costos particulares de cada cliente, con la entrada de nuevos clientes al sistema la variabilidad de la demanda presumiblemente se incrementará, aumentando el riesgo de recortes en los consumos asociados a capacidades excedentarias de regasificación o también las cuotas de almacenamiento de cada cliente asociadas a los márgenes dados por los tamaños de la planta, los que si bien se incrementarán, podría no ser suficiente para lidiar con el aumento de variabilidad en la demanda. Estos costos son relativos ya que contractualmente no existe un costo explícito desde el punto de vista del sistema en su conjunto. Sin embargo, para cada cliente este incremento de la

complejidad pudiese resultar perjudicial de mantener la planta con una capacidad demasiado ajustada con la entrada de los nuevos clientes.

## **2. 4 OBJETIVOS**

### **2.4.1 Objetivo General**

Determinar los riesgos operativos para los clientes actuales de GNL Chile con la entrada a futuro de nuevos clientes.

### **2.4.2 Objetivos Específicos**

1. Modelar el sistema de manera de tener una representación abstracta y simular su comportamiento bajo distintos escenarios de consumo.
2. Determinar que parámetros son relevantes a la hora de determinar el desempeño del sistema.
3. Determinar que riesgos potenciales tiene hasta ahora la expansión en estudio. Determinar si la expansión tendrá un desempeño favorable con la entrada de los nuevos clientes.
4. Determinar impacto -en el sistema- de cambios en las capacidades del terminal y de otras medidas comerciales.
5. Estudiar los fenómenos estocásticos que afectan la disponibilidad y capacidad de las distintas partes del terminal. (mareas, vientos, fallas técnicas, fenómenos naturales, etc.)

## **2. 5 RESULTADOS ESPERADOS**

En base a los objetivos principales de esta memoria los entregables para la empresa tutora serán:

- Software rudimentario de simulación que tenga un GUI intuitivo y que permita determinar los parámetros de simulación como también un análisis de respuestas. (De carácter reservado)
- Documentación de memorias de modelación y simulación como también documentación relacionada con el uso del software de simulación.
- Análisis de resultados e indicaciones preliminares a partir de los resultados obtenidos. Propuestas sobre la operación comercial actual y futura.

## **2. 6 ALCANCE**

El análisis mínimo y suficiente para el desarrollo correcto del proyecto contiene la elaboración de evaluaciones para un número determinado de escenarios sobre el siguiente set de decisiones:

- Nuevos clientes:
  - Sistema de Slots, conflictos de fechas, número de slots "óptimos" y tamaño "optimo" de cada Slot.
  - Determinación de la capacidad adicional optima tanto de regasificación como de almacenamiento.
  - Analizar la construcción de plantas generadoras a gas en el mediano plazo.
  - Incremento previsible en la demanda de gas a mediano plazo del sistema conjunto.
- Análisis simplificado del impacto del muelle de recarga.
- Análisis del desempeño actual del sistema.

## **2. 7 METODOLOGÍA**

### **2.7.1 Exploración de metodologías**

Existen variadas metodologías de resolución del problema planteado, principalmente el objetivo del proyecto responde a un análisis de riesgos y un diagnóstico de escenarios futuros para un sistema predeterminado.

Una alternativa interesante es un análisis del sistema desde el punto de vista de un "Diseño se Mecanismos". Construir un modelo económico que represente el sistema, desde un punto de vista abstracto, modele las decisiones de los "jugadores" en base a optimizaciones locales, construir modelos para diferentes tipos de capacidades y restricciones contractuales. Lamentablemente, la cantidad de escenarios posibles es altísima, no solo desde el punto de vista comercial, sino que también desde el punto de vista de precios, clima, capacidades de planta, etc. Desarrollar un modelo tan general es un trabajo demasiado complejo para los alcances de este proyecto, lo mismo ocurre con la construcción de modelos particulares para cada uno de los escenarios plausibles en el futuro.

Otra alternativa interesante es la construcción de un diagnóstico cualitativo en base al desempeño de la planta en la actualidad. Si bien parte de este análisis es desarrollado en esta memoria, es un análisis insuficiente para desarrollar predicciones futuras y carece de profundidad si es que no se le añade una fuerte componente cuantitativa.

La alta cantidad de variables estocásticas en el proceso a analizar implica que inevitablemente estas variables deben ser definidas y fijadas con algún

proceso a priori, independiente de que algoritmo o metodología se utilice en la generación o definición de dichas variables. Sea que estas variables sean definidas desde un punto de vista estadístico o desde un punto de vista de simulación, es requisito del problema entregar el funcionamiento esperado del sistema en una variedad amplia de escenarios, lo que implica que de algún modo u otro estas variables estocásticas deben ser determinadas para un amplio número de escenarios.

Esta limitante en la solución implica que inevitablemente, aunque sea en su nivel más elemental, existirá una serie de variables "simuladas" o que se asumirán con ciertos valores a priori, incluso la aplicación de metodologías de optimización robusta o de análisis lineal están ligadas a parámetros que deben ser fijados con cierto criterio, dicho criterio responderá siempre a una variabilidad "simulada".

Las variables estocásticas anteriormente mencionadas corresponden a parámetros de clima, demanda, llegadas de barcos, disponibilidad y fallas en el terminal, consumos, temperaturas, lluvias, etc.

Finalmente, el método de solución escogido corresponde a un modelamiento y posterior simulación del terminal y el comportamiento de sus clientes. Esta es una manera simple de poder diagnosticar una gran variedad de escenarios.

### **2.7.2 Simulación**

Para simular las operaciones comerciales que se llevan a cabo en GNL Chile es importante, en primer lugar, definir cuáles son las etapas que se llevan a cabo dentro de la compañía, cuáles son las unidades temporales relevantes en cada una de estas etapas y finalmente cuales son los alcances finales de la simulación.

La operación diaria que se lleva a cabo en GNL Chile responde principalmente a dos componentes, la demanda diaria (determinada por las "nominaciones" de los clientes) y a una programación anual. Dentro de la programación anual se encuentra el calendario de los barcos (ADP), las mantenciones programadas del terminal Quintero, los derechos de consumo diario (BPGR) y los derechos acumulados a ese día del año (GE).

Las "nominaciones" corresponden a los deseos de consumo de cada cliente, estas nominaciones se programan diariamente con un día de anticipación. Si bien, las nominaciones se pueden especificar a un nivel de cuatro franjas horarias, el efecto dentro del programa no es interesante a nivel de franjas, debido a que las limitaciones de derechos y capacidades están dadas por una restricción diaria. En el caso de existir algún contratiempo dentro de una franja horaria en general existe un buffer suficiente de gas en las tuberías para satisfacer la demanda garantizada por el día.

Las mantenciones de planta también tienen una atomicidad de horas, pero por las mismas razones anteriores, el buffer de las cañerías permite compensar los consumos durante dichas detenciones programadas de regasificación. También estas mantenciones no representan un factor relevante dentro de la operación anual ya que históricamente no han significado más de 48 horas por año.

Tanto el ADP, como el BPGR y el GE son variables definidas con atomicidad diaria, es por esta razón que se asume que el tiempo de simulación o "timestep" debe ser de a lo menos un día. Cabe recalcar que la operación real se maneja en su mayoría considerando una atomicidad diaria, a excepción de las nominaciones que pueden definirse para cuatro franjas.

Ahora bien, sería posible generar simulaciones a nivel semanal o mensual, sin embargo, existe una gran pérdida de información con un "timestep" semanal o mensual. La primera razón tiene relación a las fluctuaciones de la demanda a lo largo de la semana, tanto las demandas eléctricas como las demandas dadas por el consumo residencial tienen una diferencia no menor entre el consumo de los días de semana y los consumos los fines de semana. Es por esta razón que las nominaciones al menos están definidas con un detalle diario. La segunda razón tiene relación a la entrega de derechos de consumo y los derechos de consumo. Cuando se entregan los derechos de consumo (BPGR) estos se entregan para cada día, por lo que no se pueden "adelantar" derechos de los días siguientes dentro de la semana, también los derechos acumulados (GE) se entregan cada día en función de los derechos y consumos del día anterior, por lo tanto, con un "timestep" semanal o anual la operación tiende a ser una aproximación demasiado alejada de lo que significa la operación real.

Una última razón para utilizar un "timestep" diario son las descargas de los buques. La mayoría de las descargas ocurren en promedio cada 7 u 8 días, permitiendo que en determinadas semanas no existan descargas y en la semana siguiente existan dos descargas continuas. De existir una atomicidad semanal no se podrían evidenciar entregas en promedio espaciadas, si no que existirían semanas altas y bajas, perdiendo un poco la fineza de la operación real.

Como se mencionó anteriormente, la operación diaria de la compañía obedece a una programación anual, es decir, cada año se deben realizar proyecciones y calendarizaciones para el año siguiente. Es esta programación anual la que dará entonces cuenta de las etapas que tendrá el proceso comercial simulado.

El proceso se dividirá en seis etapas, similar a lo que ocurre con la operación real de GNL Chile. En la Ilustración 4 se presentan las etapas del proceso operativo comercial que se lleva a cabo en la empresa. Las etapas siguen la siguiente secuencia: Demanda, ADP, BPGR, Planta GNLQ, Indicadores,

Resultado. Las primeras cuatro etapas corresponden a las etapas de planificación anual que se realizan previo al inicio de cada año.

## Etapas del Proceso



### **Demanda**

Se modela la demanda de GNL en varios tipos de escenarios para cada tipo de cliente (Nuevos y Antiguos)



### **ADP**

Se modelan las llegadas de los barcos según los tipos de contrato de cada cliente y con sus respectivas reglas de programación.



### **BPGR**

Se determinan los derechos de consumo de cada cliente en base a su consumo proyectado.



### **Planta GNLQ**

Se modelan las características físicas de la planta, el muelle de descarga, los vaporizadores y los estanques



### **Indicadores**

Se proyectan los resultados de los indicadores contractuales previo al desarrollo del escenario simulado.



### **Resultado**

Se determinan los resultados de la operación de la planta en el escenario simulado, se calculan los indicadores contractuales y de desempeño

*Ilustración 4. Etapas del proceso de GNL Chile<sup>20</sup>*

Estas seis etapas serán secuencialmente simuladas de manera de tener una representación para un año tipo simulado. No todas las etapas tienen variables estocásticas asociadas, sin embargo, corresponden a simulaciones debido a que sus resultados están ligados a variables estocásticas determinadas en las etapas anteriores. La simulación secuencial permite ir ligando el proceso tal cual sucede en la realidad, es decir, cada etapa entrega un resultado utilizado en alguna de las etapas siguientes.

En términos de programación, cada una de estas etapas será denominada "módulo" debido a que están programadas en módulos independientes dentro de la librería "padre".

En la siguiente ilustración se muestra la codependencia de los módulos en términos de variables (uniones superiores) y parámetros (uniones inferiores). En este diagrama se puede identificar que la dependencia entre las etapas contempla una simulación secuencial.

<sup>20</sup> Elaboración propia a partir de la simplificación de los procesos que actualmente se desarrollan en GNL Chile.

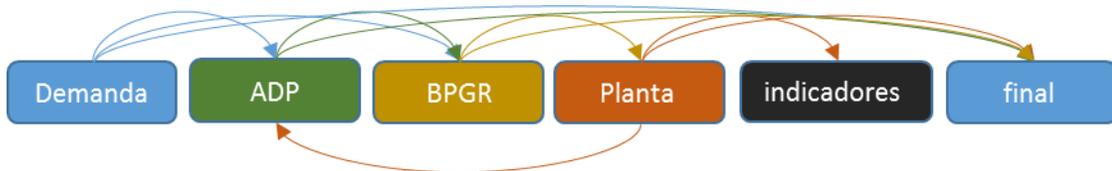


Ilustración 5. Codependencia de módulos

A continuación, se presenta a grandes rasgos los factores a considerar en la modelación y programación de cada uno de los módulos.

### 1. Módulo de demanda

En este módulo se simulará la demanda de gas con un horizonte de un año en intervalos diarios. El módulo de demanda simulará 3 tipos de demanda, cada una de estas demandas tiene relación con el cliente y el tipo de consumo que representa; Metrogas: Demanda residencial, ENAP: Demanda Industrial, Endesa: Demanda eléctrica. Cada una de estas demandas utilizará algoritmos de simulación distintos con parámetros de modelación que permiten representar variados tipos de perfiles de demanda.

Cliente	Tipo de demanda	Parámetros	Variables de decisión comercial (simuladas)
<b>Metrogas</b>	Residencial	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Margen de seguridad asociado a las temperaturas</li> <li>• "largo" del invierno</li> </ul>	Número de barcos
<b>ENAP</b>	Industrial y residencial en menor proporción	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consumo medio</li> <li>• Tasa de crecimiento</li> </ul>	Número de barcos

<b>Endesa y otros clientes eléctricos</b>	Eléctrico	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consumo promedio por central</li> <li>• Costo marginal declarado por central</li> <li>• Tipo de año (Seco, Lluvioso, medio)</li> <li>• Probabilidades de encendido de central diario por tipo de año</li> </ul>	Número de barcos
---	-----------	--	------------------

*Tabla 1. Parámetros y variables de simulación del módulo de demanda por cliente.*

En la Tabla 1 se especifican cuáles son los parámetros y variables determinantes para cada tipo de demanda. Como observación relevante la demanda de Endesa, que es de tipo eléctrico, no solo considera el consumo de las centrales de Endesa. El sistema eléctrico se modelará como un sistema conjunto en donde cada central participa en el modelo de despachos de CDEC-SIC.

En la actualidad, las centrales eléctricas a gas que no son de Endesa son alimentadas a partir de contratos a mediano plazo con ENAP y Metrogas. Por lo tanto, El consumo de Metrogas y de ENAP no solo considera un consumo residencial o industrial, sino que también, consideran consumo del tipo eléctrico. Para simular estas demandas se le sumará a cada una de las demandas de dichos clientes parte del consumo eléctrico asociado a los contratos que tienen firmados, de esta forma se puede validar el modelo conjunto con algún año de muestra ya dado.

Los clientes nuevos también tendrán un consumo de naturaleza eléctrica: Colbún, AES Gener son compañías dedicadas a la generación eléctrica y que tienen en la actualidad plantas que funcionan a gas natural: Colbún (Nehuenco I, Neuenco II), AES Gener (Nueva Renca).

## **2. Módulo de oferta**

El módulo de oferta estará encargado de simular las fechas de llegadas de los barcos de GNL, impuestas por el proveedor, que cumplan las restricciones determinadas en el módulo de demanda. Para simular dichas llegadas se consideran como parámetros: los tamaños de los barcos, la distribución de llegadas, el número de proveedores adicionales y las variables determinadas en el módulo anterior (número de barcos totales y condiciones especiales para cada cliente).

Para los clientes nuevos se consideran otros parámetros: número de proveedores adicionales que se vayan a integrar, número de "slots" y tamaño de los "slots".

Los "slots" son parte de un sistema en evaluación que entrega reglas de programación de barcos para clientes nuevos. El "sistema de slots" consiste en que, en paralelo a la programación de los barcos de los otros proveedores, cada cliente adicional elige un número determinado de "slots" en donde puede ubicar sus barcos, cada uno de estos "slots" permite entonces garantizar llegadas relativamente parejas a lo largo del año y evitar conflictos con las fechas asignadas a los otros proveedores.

El resultado de este módulo será el "Annual delivery program" o ADP. Básicamente este programa detalla las fechas de llegada por buque, el tamaño del buque, el dueño del buque y el tipo de buque.

El "tipo de buque" se refiere a una distinción contractual que diferencia entre los buques que se piden en ciertas ventanas de descarga y los buques cuyas fechas de descarga están asignadas por el proveedor.

### **3. Módulo de BPGR**

A partir de los consumos proyectados por cliente y el ADP, se construyen los derechos proyectados de consumo por cliente o BPGR<sup>21</sup>. Estos derechos asignan diariamente una cuota de consumo y, en función de estos derechos, los clientes podrán hacer sus solicitudes de consumo a lo largo del año siguiente. Es importante que la entrega de derechos cumpla con las restricciones asociadas al inventario y los flujos de entrada y salida de gas. Es decir, el consumo nunca puede ser mayor a las importaciones GNL y el inventario proyectado nunca puede ser mayor que el tamaño del almacén.

Este módulo entrega los derechos de consumo diario para los clientes con un año de anticipación asumiendo que los consumos proyectados serán las nominaciones reales presupuestadas. Estos BPGR o "derechos de consumo" se determinan actualmente a través de un algoritmo de recorte que minimiza las diferencias entre la capacidad de consumo que tendrán los clientes para un día determinado y su consumo programado. Es decir, el modelo actual minimiza los "shorfalls" de gas para cada cliente.

### **4. Módulo de planta**

El módulo de planta estará encargado de simular eventos programados y no programados en la planta de regasificación de GNL Quintero. La planta se

---

<sup>21</sup> BPGR: "buyer programmed gas requirement"

divide por simplicidad en tres secciones: Muelle, Estanques, Capacidad de regasificación + TLF.

- **Muelle:** Se simularán los cierres del muelle por eventos naturales, estos pueden ser: marejadas, neblinas o desastres naturales. La disponibilidad estimada del muelle es de un 99.8% del total de días del año<sup>22</sup>, y muchas veces los cierres solo generan un retraso de horas en la descarga.
- **Almacenamiento (Estanques):** El tamaño del almacenamiento se considera constante en un año de evaluación, lo ideal es que en una futura versión del programa exista la posibilidad de incluir un cambio del tamaño del almacenamiento intra anual de manera de ver la posibilidad de simular: 1. Fallas en algún tanque de almacenamiento, 2. La posibilidad de un retraso en la expansión en la capacidad de almacenamiento de meses o días.
- **Capacidad regasificación +TLF:** La capacidad de producción de la planta se divide en la capacidad de exportación de GNL a través del TLF (camiones con GNL) y la capacidad de regasificación y envío de Gas por Pipeline. En volumen de GNL ambos métodos tienen varios niveles de magnitud de diferencia, el TLF exporta cerca de un 6,67% de lo que se exporta por pipeline. Es por esto que, para efectos prácticos del simulador, se considerará solo la suma de los dos como una sola capacidad total de exportación del terminal TSC (terminal Sendout Capacity) a pesar de que son productos distintos.

Para simular las mantenciones y caídas de planta se considerará que la planta tiene una disponibilidad promedio cercana al 99,97% (estimado en base a horas disponibles del terminal en el total horas del año). Este dato será un parámetro de la simulación, definible a nivel usuario.

## 5. Módulo Indicadores

Este módulo estará encargado de calcular los indicadores operacionales previos al desarrollo del año, considera básicamente una capacidad de inventario infinito. Será desarrollado principalmente porque se necesita determinar y testear las formulas y algoritmos de cálculo de los indicadores operacionales contractuales de GNLC.

## 6. Módulo Final

Modulo encargado de ejecutar la simulación final, contiene básicamente todos los parámetros recibidos de los módulos anteriores, calcula los demurrages, cancelaciones, responsabilidades, etc.

---

<sup>22</sup> Datos entregados por la empresa, fuente reservada.

### 2.7.3 Software

Para el desarrollo de una aplicación con interfaz de usuario, se utilizarán herramientas como MS Excel, Anaconda (Python 2.7), AMPL y JaamSim.

### 2.7.4 Verificación y validación del modelo

Se define como “verificación de un modelo” al proceso de confirmación, de que, la implementación de un modelo, corresponde a la visión conceptual del modelo<sup>23</sup>. El objetivo principal de la verificación del modelo es asegurarse de que la implementación del modelo es correcta.

Existen varias técnicas asociadas al proceso de verificación, en este caso particular, se optó por una verificación cualitativa de parte de los analistas de la empresa, su experiencia en los procesos resulta una estricta comparación con la realidad. Esta evaluación cualitativa se llevó a cabo durante todo el proceso de la memoria, y, por lo tanto, los modelos de simulación (demanda, ADP, Planta e indicadores) fueron constantemente enriquecidos de la experiencia de los actores del proceso.

Se define como “validación del modelo” a la precisión de predicción de los modelos en relación al sistema real<sup>24</sup>. Esta precisión estará dada siempre por los objetivos macros de la simulación, es decir, la precisión mínima de las predicciones está dada por los rangos necesarios para obtener conclusiones relevantes.

Existen varias metodologías utilizadas para la validación de modelos de simulación. En particular, para este modelo, se utilizarán tres metodologías, todas estas basadas en la documentación de Robert G. Sargent (2011).

1. *Animación*: El comportamiento operativo del modelo se muestra a lo largo del tiempo de simulación. En este caso particular se analizarán las llegadas de los barcos, el comportamiento de la bahía y los niveles de los estanques. Este desarrollo gráfico se desarrollará en la herramienta de simulación discreta JaamSim. La validación, en este caso, se realizará en base a las opiniones de los tutores de esta memoria.

---

<sup>23</sup> Robert G. Sargent (2011) “VERIFICATION AND VALIDATION OF SIMULATION MODELS”. Obtenido desde: <http://www.informs-sim.org/wsc11papers/016.pdf> (revisión: 02-04-16)

<sup>24</sup> Robert G. Sargent (2011) “VERIFICATION AND VALIDATION OF SIMULATION MODELS”. Obtenido desde: <http://www.informs-sim.org/wsc11papers/016.pdf> (revisión: 02-04-16)

2. *Gráficos operacionales (en base a indicadores)*: Los valores de diversos indicadores se muestran gráficamente a lo largo del tiempo. Esta muestra visual de indicadores permite contrastar estos mismos indicadores con el desempeño real de la operación. Los indicadores operacionales seleccionados para esta muestra serán: cuatro indicadores contractuales de la empresa (GE, BPGR, MNL, RNA), indicadores de niveles de inventario, demandas e indicadores de planta (disponibilidad muelle, disponibilidad muelle).
  
3. *Validación a partir de datos históricos*: Se selecciona una parte de los datos históricos para construir los modelos y otra parte de los datos es utilizada como validación de manera de testear si la simulación se comporta como debería. En este caso particular, la segunda parte de año 2015 fue utilizada como validación para el desempeño de la planta actual, y el ADP del año 2016 como validación para los modelos asociados a los barcos.

## **CAPÍTULO 3. MARCO CONCEPTUAL**

### **3. 1 Gas Natural Licuado (GNL) y su mercado**

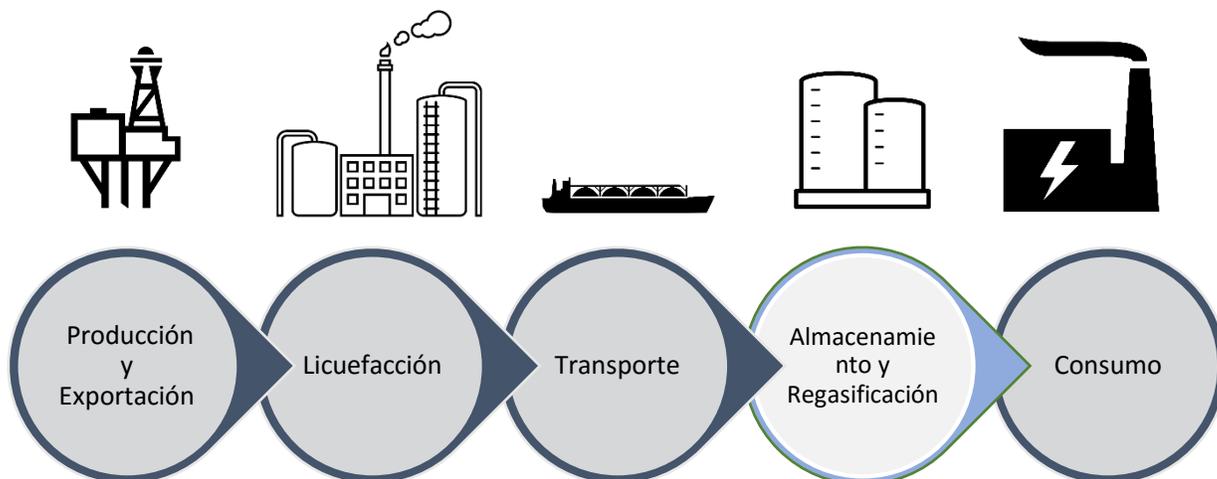
El Gas Natural Licuado o GNL, es Gas Natural (predominantemente metano) que ha sido enfriado hasta los  $-162^{\circ}\text{C}$  bajo cero, temperatura a la cual se mantiene en estado líquido<sup>25</sup>. El GNL es un líquido sin olor y transparente; no es tóxico ni corrosivo.

El GNL utiliza un espacio 600 veces menor que el Gas Natural, esto permite transportarlo largas distancias, de manera eficiente, sin necesidad de utilizar gaseoductos. El GNL se transporta en barcos criogénicos especialmente diseñados para dicho objetivo, en camiones con cisternas criogénicas o también en trenes con vagones criogénicos.

La cadena de valor del GNL contempla al menos cinco etapas: Exploración y Producción (yacimientos de Gas Natural), Licuefacción, Transporte (marítimo y terrestre), Almacenamiento-Regasificación y Consumo. El terminal de GNL Quintero pertenece a la cuarta etapa, Almacenamiento y Regasificación.

---

<sup>25</sup> Chevron (2016) "Liquefied natural gas", obtenido desde: <https://www.chevron.com/Stories/liquefied-natural-gas> (revisión: 02-04-16)



*Ilustración 6. Cadena de Valor GNL<sup>26</sup>*

El mercado del GNL está dominado por los países productores (Qatar, Malaysia, Australia, Nigeria, Indonesia, Trinidad y Tobago, Algeria, Russia, Oman, Yemen, Peru, Norway, etc.<sup>27</sup>) y grandes empresas que invierten en terminales de licuefacción y realizan la comercialización del GNL (Chevron, Shell, BG, BP, Total, GDF, Gas Natural Fenosa, Exxon Mobil, etc.).

El mercado del GNL es un mercado de largo plazo, las inversiones de la mayoría de las etapas en la cadena de suministro son muy altas. El costo de construcción de una planta de Licuefacción en promedio puede alcanzar los 13.250 MM USD<sup>28</sup>, el costo de un barco asciende sobre los 200MM USD<sup>29</sup> y su

<sup>26</sup> Elaboración propia a partir de documentación del proceso de GNL. Iconos licenciados CC. De izquierda a derecha: Created by Thibault Geffroy from Noun Project. Created by Jaime Carrion from Noun Project. Public domain (CC0). Created by Vectors Market from Noun Project. Public domain (CC0). <http://creativecommons.org/>

<sup>27</sup> International Gas Union IGU - World LNG Report (2015) "LNG Exports by Country & Incremental Change Relative to 2013 (in MTPA)", obtenido desde: [http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field\\_file/IGU-World%20LNG%20Report-2015%20Edition.pdf](http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/IGU-World%20LNG%20Report-2015%20Edition.pdf)

<sup>28</sup> En base a una planta de licuefacción de dos trenes de 5 MTPA, costo promedio de construcción por tonelada 1.325 USD/ton, datos obtenidos de: International Gas Union IGU - World LNG Report (2015) "LNG Exports by Country & Incremental Change Relative to 2013 (in MTPA)", obtenido desde: [http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field\\_file/IGU-World%20LNG%20Report-2015%20Edition.pdf](http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/IGU-World%20LNG%20Report-2015%20Edition.pdf)

<sup>29</sup> The Economist (14 julio 2012) "LNG – A liquid market", obtenido desde: <http://www.economist.com/node/21558456> (revisión: 02-04-16)

costo de arriendo diario puede alcanzar los 57.750 USD/día<sup>30</sup>, el costo de un terminal de regasificación en promedio puede alcanzar un valor de 1.060 MM USD<sup>31</sup>.

Las inversiones, por lo tanto, se realizan solo en base a contratos a futuro, es decir, se espera que los compradores de GNL establezcan un compromiso para que en un plazo de cuatro a siete años recién se reciban las primeras entregas de gas, este plazo está dado por el periodo de construcción de capacidad de Licuefacción. La mayoría de los terminales exportadores fueron construidos en base a una demanda contratada, y no existen grandes capacidades destinadas solo a la venta de GNL Spot. Esto se contrapone al común de los mercados del resto de los commodities, en que existe una alta liquidez para la compra y venta de dichos insumos.

Debido a lo anterior se dice que el mercado del GNL no es un mercado "líquido" si no que un "mercado de largo plazo", es decir, la mayoría de los contratos de compra venta se fija con plazos de 20 años. Las compañías que suscriben estos contratos deben tener una alta solvencia económica y grandes capitales de respaldo debido a los altos costos de inversión.

La mayoría de los contratos de suministro requieren de algún tipo de planificación de corto plazo (anual o semestral). Debido a que el consumo de GNL es altamente dependiente del clima (temperaturas y lluvias) y, por lo tanto, la demanda es muy variable, las empresas compradoras deben asumir grandes riesgos en la programación.

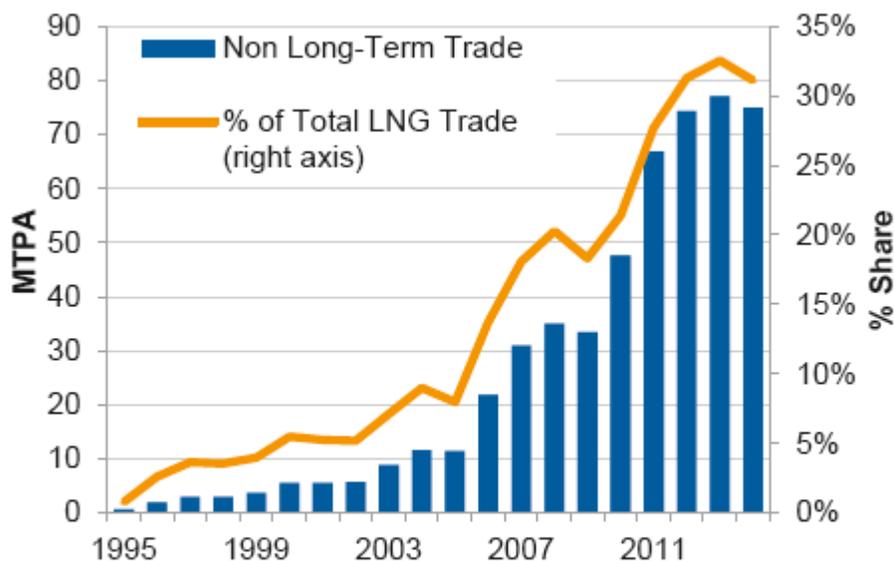
Sin desmedro de lo anterior, existe una pujante tendencia en el mercado a los contratos de "corto plazo", contratos de menos de 5 años que permiten compras de tipo spot con una mayor flexibilidad a un mayor precio. Este fenómeno tiene varias explicaciones, pero principalmente viene dado por el crecimiento natural de proveedores y consumidores, expiración de contratos de largo plazo y la proliferación de terminales proveedores de destino flexible. Al año 2014 los volúmenes transados por estos contratos de "corto plazo" y compras spot representaban casi un 30% del volumen total transado de GNL (más de 70 MTPA)<sup>32</sup>. En la figura a continuación se representa el crecimiento de los contratos a corto plazo durante la última década.

---

<sup>30</sup> International Gas Union IGU - World LNG Report (2015) "LNG Carriers - CHARTER MARKET", obtenido desde: [http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field\\_file/IGU-World%20LNG%20Report-2015%20Edition.pdf](http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/IGU-World%20LNG%20Report-2015%20Edition.pdf)

<sup>31</sup> En base a un terminal de regasificación con una capacidad de 5 MTPA, en base a los datos obtenidos desde: International Gas Union IGU - World LNG Report (2015)

<sup>32</sup> International Gas Union IGU - World LNG Report (2015) "SPOT, MEDIUM AND LONG-TERM TRADE", obtenido desde: [http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field\\_file/IGU-World%20LNG%20Report-2015%20Edition.pdf](http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/IGU-World%20LNG%20Report-2015%20Edition.pdf)



**Figure 3.11: Non Long-Term Volumes, 1995-2014**

Sources: IHS, US DOE, IGU

*Ilustración 7. volúmenes transados de GNL con contratos de corto plazo y ventas spot.*

### 3. 2 Indicadores de precios de GNL

El precio del GNL es altamente fragmentado, es decir, sigue tendencias regionales más que tendencias globales. En EEUU los precios del GNL están dados por indicadores de precios en hubs<sup>33</sup> de gas, el más importante de ellos es el Henry Hub en Louisiana. En Europa la mayoría de los compradores de gas tiene contratos de largo plazo con sus suministradores, Estos contratos calculan su precio en función del precio del gas en ciertos hubs o también según el precio del petróleo. En Asia Pacifico la mayoría de los contratos son de largo plazo principalmente indexados al precio del petróleo<sup>34</sup>.

La mayoría de los contratos de compra/venta de GNL poseen fórmulas de precio del tipo:

$$CP = BP + \beta X$$

En donde  $CP$  representa un precio base de venta, principalmente ligado a la distancia entre las plantas del proveedor y las plantas del cliente,  $\beta$  el gradiente y  $X$  el indicador asociado.

<sup>33</sup> Los **hubs**, son lugares físicos formados por varios gasoductos conectados a una instalación que permite trasvasar el gas de un gasoducto a otro. En general son lugares en donde las transacciones de gas se hacen en base a precios spot, generando un “mini-mercado” altamente líquido. Basado en: E. RUSSELL BRAZIEL (1998) “TRADING HUBS: WHERE POWER IS TRADED AND WHY”, obtenido desde: <http://www.retailenergy.com/archives/trading.htm> (revision: 02-04-16)

<sup>34</sup> International Gas Union IGU - World LNG Report (2015) “3.6. LNG PRICING OVERVIEW”, obtenido desde: [http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field\\_file/IGU-World%20LNG%20Report-2015%20Edition.pdf](http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/IGU-World%20LNG%20Report-2015%20Edition.pdf)

Los indicadores utilizados en general tienen relación a los hubs de gas (o importaciones regionales) o a indicadores de precios de petróleo y energía. En el primer grupo se tiene indicadores como Henry Hub (HH), National Balancing Point (NBP) (Hub europeo), European Union Natural Gas Import Price, Japan Liquefied Natural Gas Import Price, NE Asia Spot LNG Price, German Border Price. En el segundo grupo se tiene indicadores como Brent crude price (B), heavy fuel oil price (HFO), Japan Crude Cocktail (JCC), Indonesian Crude Price (ICP), etc.

### **3. 3 Funcionamiento de terminales de regasificación en el mundo**

Alrededor del mundo, existen cerca de 118 terminales de recepción de buques de GNL (dos de ellos en Chile) y aproximadamente 28 terminales de Licuefacción y carga<sup>35</sup>.

La mayoría de estos terminales funcionan en base a un cliente controlador y un resto de clientes rentistas de la capacidad ociosa o re compradores de GNL. El cliente controlador debe ser capaz de asumir los riesgos de la demanda frente a los proveedores o los costos de la infraestructura subutilizada. En dichos terminales, es común el uso de remates por espacios de almacenamiento y capacidades de regasificación con una alta frecuencia (diaria o incluso por franjas horarias).

A diferencia de casi todos los terminales del mundo, GNL Chile, posee un sistema de "Borrow and Lend" con "pooling" de espacio de almacenamiento y regasificación. El sistema, fue ideado en Chile debido a la necesidad de distribuir el riesgo de la inversión que significaba la construcción de un terminal regasificador. Este sistema permitía además la administración conjunta del terminal, de manera de no tener un solo cliente controlador que pudiera generar un comportamiento anti-competitivo en el mercado del Gas Natural en Chile.

Debido a que no existen sistemas como este en otras plantas del mundo (a excepción de Mejillones, que opera con un sistema similar) no existe documentación relacionada a los posibles riesgos de operar con un terminal compartido. Esta memoria constituye una primera aproximación de los efectos comerciales que significa la operación en un terminal de Borrow and Lend con almacenamiento compartido.

---

<sup>35</sup> Chevron (2016) "Liquefied natural gas", obtenido desde: <https://www.chevron.com/Stories/liquefied-natural-gas> (revisión: 02-04-16)

### 3. 4 Caracterización del mercado eléctrico chileno

En Chile existen cuatro sistemas eléctricos interconectados que suministran energía al país. Estos son el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el Sistema de Aysén, el Sistema de Magallanes y el Sistema Interconectado Central (SIC). El SIC es el mayor de estos sistemas eléctricos, ya que cubre el abastecimiento de aproximadamente el 92,2% de la población nacional.<sup>36</sup> Es a este último sistema en donde se inyecta la energía proveniente de las centrales a gas conectadas al terminal de Quintero.

Dentro del SIC existen varias empresas coordinadas: Generadoras, trasmisoras, distribuidoras y consumidoras. Dentro de las empresas Generadoras se encuentran Endesa que representa el 34,6% de la capacidad instalada, Colbún (21,8%), AES Gener (16,7%), Duke Energy (2,4%), Enlasa (1,9%), Arauco Bioenergía (1,5%), Otros < 200 MW (21,2%).

Capacidad instalada por empresa - Integrante

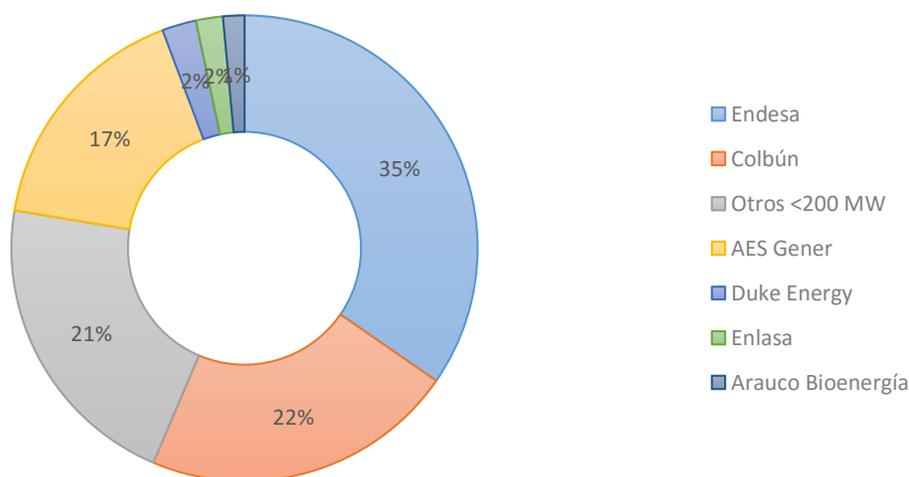


Ilustración 8. Capacidad Instalada por Empresa - Integrante<sup>37</sup>

Las centrales generadoras son despachadas en función de la demanda puntual de energía eléctrica en cierto horario. El sistema eléctrico funciona bajo el principio de que existe un equilibrio entre generación y consumo, el despacho

<sup>36</sup> CDEC-SIC (2016) “¿CÓMO FUNCIONA EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL?”, obtenido desde: <http://www.cdecsic.cl/novedades/como-funciona-sistema-interconectado-central/> (revisión: 02-04-16)

<sup>37</sup> CDEC SIC (2014) “Reporte Anual 2014 – Capacidad instalada por empresa integrante”, obtenido desde: <http://www.cdecsic.cl/wp-content/uploads/2014/07/Reporte-anual-CDECSIC-2014.pdf> (revisión: 02-04-16)

es responsabilidad de los Centros de Despacho Económico de Carga, conocidos comúnmente como CDEC.

El CDEC-SIC debe satisfacer la demanda puntual de electricidad conformada por los receptores finales de la misma, la cual tienen que llevar a cabo mediante la capacidad disponible de energía eléctrica existente en el mercado. El CDEC decide no solo que centrales son despachadas, sino también su utilización. Por lo tanto, habrá centrales operando a máxima, media o ninguna capacidad. La decisión de cuál, o cuáles centrales son despachadas, se basa en dos premisas: seguridad del sistema eléctrico y operación más económica<sup>38</sup>.

El CDEC-SIC, para determinar qué fuente de generación es más económica, realiza estudios sistémicos a partir de una pauta diaria de generación que fija por horario la generación de cada unidad del sistema eléctrico. En términos generales, una termoeléctrica tiene un costo de producción distinto a una hidroeléctrica o central eólica. La primera fija su precio según los contratos de compra de combustible (que deben ser entregados a los CDEC), mientras que la segunda fija su costo según la cantidad de agua embalsada (en el caso de las represas) y, por último, para una central eólica el viento es gratuito.<sup>39</sup>

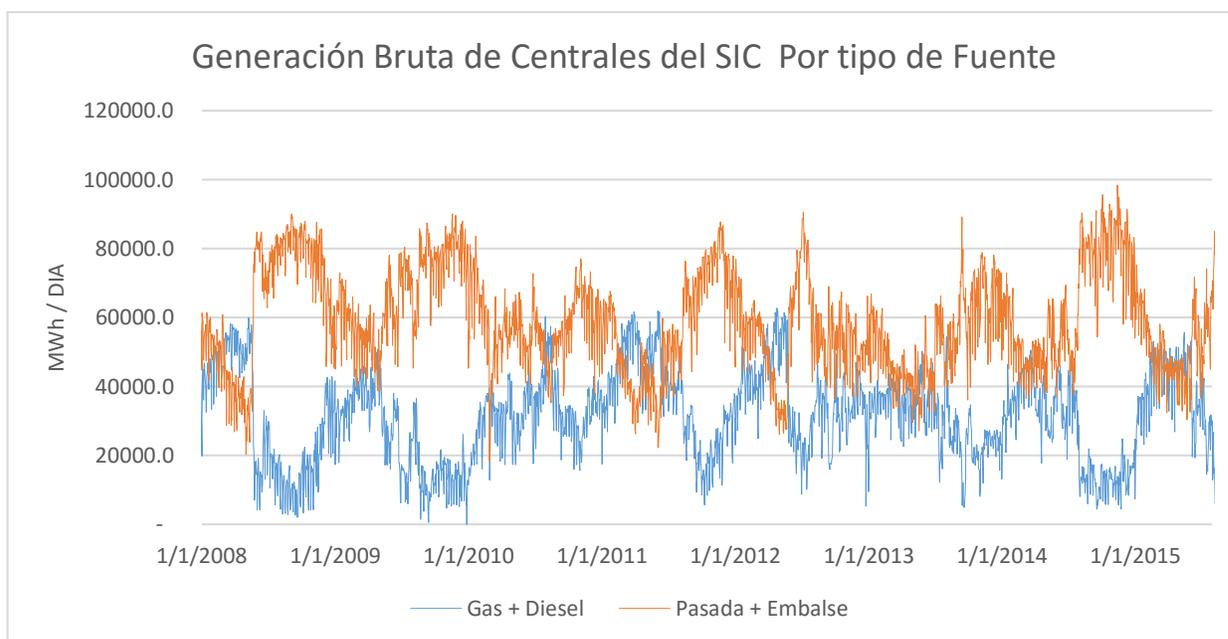
El despacho de las centrales de generación responde directamente al costo marginal de generación. El despacho de centrales a Gas, por lo tanto, dependerá directamente de si existen o no centrales con costo marginal inferior disponibles. Esto sucede con frecuencia durante los meses secos (diciembre a mayo) y se tiende a reducir el segundo semestre.

En los meses secos el costo marginal de las centrales hidroeléctricas puede elevarse incluso por sobre el costo de las centrales térmicas, es ahí donde comienza el despacho de estas últimas. A continuación, en la Ilustración 9, se muestra el comportamiento de la generación según tipo de Fuente "térmica" (Gas y Diésel) y "Hidroeléctrica" (Pasada y Embalse). En esta figura se evidencia el efecto sustitutivo que tienen estas dos fuentes de generación, también se pone en evidencia la variabilidad del consumo de las centrales térmicas.

---

<sup>38</sup> Parrafo Basado en: CEEDES(2015) "Aprende cómo funciona el sistema eléctrico en Chile", obtenido desde: <http://ceedes.cl/aprende-como-funciona-el-sistema-electrico-en-chile/> (revisión: 02-04-16)

<sup>39</sup> Parrafo Basado en: CEEDES(2015) "Aprende cómo funciona el sistema eléctrico en Chile", obtenido desde: <http://ceedes.cl/aprende-como-funciona-el-sistema-electrico-en-chile/> (revisión: 02-04-16)



*Ilustración 9. Correlación entre generación térmica y generación hidráulica CDEC-SIC<sup>40</sup>*

El costo marginal de las centrales a Gas está afectado por muchas variables, entre las cuales no solo se encuentran los precios del GNL. La mayoría de las empresas grandes, como Colbún o Endesa, tienen modelos de optimización “internos”, es decir, sus costos marginales no solo consideran los costos particulares de la central, sino que, el costo en conjunto de todas sus centrales. Por lo tanto, debido al ToP<sup>41</sup>, el costo marginal es considerado como un costo fijo y es declarado cero, lo que implica tener su central siempre despachada. Esto sucede con las centrales a gas de Colbún: Nehuenco I y Nehuenco II<sup>42</sup>.

<sup>40</sup> Elaboración propia a partir de los datos de “CDEC SIC – Operación real”, obtenidos desde: <http://www.cdecsic.cl/informes-y-documentos/fichas/operacion-real/> (revisión: 02-04-16). Nota: Grafico no incluye todas las centrales asociadas al CDEC-SIC, corresponde solo a una aproximación, datos desde enero 2008 a julio 2015

<sup>41</sup> Contrato “Take or Pay”: Regla contractual en donde el comprador toma el producto pactado con el proveedor o paga una penalización por no consumirlo.

<sup>42</sup> CDEC – SIC (2016) “Costos Variables Unitarios”, Obtenido desde: <http://www.cdecsic.cl/informes-y-documentos/graficos-y-estadisticas/costos-variables/> (revisión: 02-04-16)

# CAPÍTULO 4. MODELAMIENTO DEL PROCESO

## 4. 1 Aspectos generales de la modelación

Como se definió en la metodología, el proceso de simulación se llevará a cabo bajo la división modular del proceso. Cada uno de estos módulos estará encargado de simular una sección del proceso por separado. Este capítulo estará dividido por secciones en función del módulo que se esté describiendo. Cada sección será presentada en forma secuencial, de esta forma se mantendrá el orden de simulación. El tiempo de simulación o "Timestep" tendrá la atomicidad de un día.

## 4. 2 Módulo de Simulación de demanda

### 4.2.1 Demanda de clientes eléctricos

El consumo de los clientes eléctricos representa el porcentaje más alto de consumo de la planta de GNL Quintero, en especial durante los años secos. Es por esto, que el modelo presentado a continuación, es uno de los más relevantes en la simulación.

Como se explicitó en la sección 3. 4 "Caracterización del mercado eléctrico " el consumo de Gas en centrales termoeléctricas está afectado por varios factores, entre los cuales se pueden mencionar los siguientes:

1. Hidrología del año (Energía entregada por afluentes)
2. Distinciones consumo según día del año
3. Costos marginales de las centrales
4. Disponibilidad de las centrales (por combustible y mantenciones)
5. Costos fijos de las centrales (costo de entrada)

Existen muchos otros factores, sin embargo, para mantener un modelo simplificado de consumo, solo se considerarán los descritos anteriormente.

#### 4.2.1.a Descripción del modelo

Se definirá como  $p_{despacho}$  la probabilidad de que la central más barata sea despachada. Esta probabilidad estará dada por la siguiente relación:

$$p_{despacho} = p_d^{taño} * p_{disponibilidad} \quad (1)$$

El primer término dentro de la definición ( $p_d^{taño}$ ) representa la probabilidad de que la central térmica a GNL más barata haya sido solicitada para el despacho.

Esta probabilidad depende de varios factores, el primero de estos es la hidrología del año. Según la documentación del CDEC-SIC, en general, se distinguen tres tipos de hidrología: seca con 2% de excedencia, seca con 50% de excedencia y húmeda con 98% de excedencia. Para mantener una consistencia con dicha categorización de hidrologías se definirán tres “tipos de año”:

$$TipoAño = \{humedo, seco, medio\}$$

$$taño \in TipoAño$$

El segundo factor que incide en la probabilidad de despacho, de las centrales termoeléctricas, es el día del año en curso. En este factor se pretende incluir los efectos de los meses de lluvias y los meses secos, los efectos de fin de semana/día de semana, fechas importantes, etc.

$$p_d^{taño} \quad \forall taño \in TipoAño, \forall d \in year$$

Esta definición dará cabida a un modelo que tendrá al menos  $366 \times 3$  parámetros. Cada uno de estos parámetros se definirá en base a un análisis histórico de despacho de las plantas termoeléctricas.

El segundo término en la relación es  $p_{disponibilidad}$ . Este término representa la probabilidad de que la central esté disponible al momento de ser solicitada por el centro de despacho. Este término, está asociado directamente a las características de la central; su disponibilidad de combustible, mantenciones, probabilidad de caída, etc.

Ahora bien, el modelo anterior (1) solo considera el caso de una central eléctrica. En el caso general, de  $K$  centrales, la central  $k$  –ésima será despachada si y solo si el resto de centrales térmicas menores en costo ya fueron despachadas o fueron solicitadas y no estaban disponibles. Por simplicidad, se asumirá, que el conjunto de centrales  $K$  está ordenado desde la central con menor costo marginal  $k = 1$  hasta la más cara  $k = |K|$ . Se tiene, por lo tanto, la siguiente relación:

$$IP(\text{despacho } k \text{ –ésima} | taño, d, k - 1 \text{ centrales solicitadas}) = P_d^{taño} * p_{k \text{ disponibilidad}}$$

$$p_{despacho}^k = (P_d^{taño})^{k-1} * P_d^{taño} * p_{k \text{ disponibilidad}}$$

En donde el término  $p_{despacho}^k$ , representa la probabilidad de tener la central  $k \in K$  despachada el día  $d \in year$  en un año del tipo  $taño \in TipoAño$ . El término  $p_{k \text{ disponibilidad}}$  representa la probabilidad de disponibilidad de la central  $k \in K$ .

La planta  $k$  – esima , por lo tanto, tiene probabilidad de ser solicitada  $(P_d^{taño})^k$ . Para efectos de la simulación, la planta  $k$  – esima solo será solicitada si la planta  $(k - 1)$  ha sido solicitada. Lo anterior no es equivalente a que la planta  $(k - 1)$  esté despachada, debido a que esto solo ocurre si dicha planta solicitada además se encontraba disponible.

A modo de visualización del modelo se presenta el siguiente diagrama:

Central	Costo marginal [USD/MWh] Referencial	$d = 1$	$d = 2$	$d = 3$	$d = 4$	$d = 5$	$d = 6$
	\$20,00	On	On	On	On	On	Off
	\$70,30	On	On	On	On	Off	Off
	\$70,35	Off	On	Off	On	Off	Off
	\$86,20	Off	On	On	Off	Off	Off
	\$90,10	Off	Off	Off	Off	Off	Off

Tabla 2. Diagrama de despacho diario de centrales

En la Tabla 2 se presenta un diagrama para un conjunto  $K$  de plantas ordenadas por costo marginal de forma ascendente. Los costos utilizados son valores referenciales. A la derecha de la tabla se ve el despacho diario de las centrales, se puede apreciar que las centrales se despachan en orden secuencial (de la más barata a la más cara). El recuadro en rojo muestra una central que fue solicitada, sin embargo, no fue despachada debido a que no se encontraba disponible.

Ahora bien, en el modelo anterior, se tienen muchos patrones de cambio abruptos 1/0 del tipo  $[On\ Off\ On]$  lo que rara vez sucede en las plantas reales. En general el costo de encender y apagar una planta termoeléctrica es caro, es por esto que se definirá un periodo mínimo de encendido de  $T$  días en donde  $T$  distribuirá como una Poisson de parámetro  $\lambda$

$$T \sim \text{Poisson}(\lambda)$$

Esta distribución fue escogida en base a dos criterios. El primero de ellos tiene relación con la naturaleza discreta de la variable  $T$ , por lo tanto, su distribución tiene que pertenecer a un dominio discreto. El segundo criterio tiene relación a un ajuste de distribución del registro histórico de los largos de encendido de las plantas termoeléctricas durante el año 2014. Este ajuste se explicitará en la segunda sección.

La adición de esta nueva variable aleatoria llevará a un cambio en el modelo anteriormente expuesto. La probabilidad de encendido estará dada entonces por la siguiente expresión:

$$p_{despacho}^{d,k} = (p_d^{taño})^k * pk_{disponibilidad} + \sum_{d' \in [1, d-1]} p_{despacho}^{d',k} * f_{Poisson}(y \geq d - d' | \lambda)$$

Donde el segundo término de la expresión integra la probabilidad de que un día  $d' < d$  la central se haya encendido y se haya mantenido encendida hasta el día  $d$ .

El modelo planteado tiene ventajas y desventajas. La principal desventaja es el número de parámetros  $p_d^{taño} (366 * 3)$ ,  $pk_{disponibilidad}(|K|)$ ,  $\lambda$ . Si bien este modelo entrega cierta "flexibilidad" deja una gran tarea analítica en la determinación de los parámetros del modelo.

Existen varias extensiones adicionales a este modelo, una de ellas fue aplicada en las simulaciones finales de este trabajo. La extensión aplicada tiene relación con una subdivisión de los años con hidrología "media", quedando finalmente un modelo con cuatro tipos de hidrología. Los detalles de este análisis se encuentran en la siguiente subsección. El resto de las extensiones se encuentran en la sección de "comentarios del modelo"

#### **4.2.1.b Definición de parámetros del modelo**

Como se mencionó en la sección superior, en este modelo existen tres tipos de parámetros.  $pk_{disponibilidad}$  Que corresponde a la disponibilidad de las plantas,  $\lambda$  que corresponde al largo promedio de encendido de las plantas y  $p_d^{taño}$  que corresponde a la probabilidad de solicitud de despacho para las plantas termoeléctricas.

##### **1. Parámetro de disponibilidad**

El primer parámetro a determinar ( $pk_{disponibilidad}$ ) tiene relación a la disponibilidad de planta, Este parámetro tiene relación al número de días en donde la planta pudo despacharse versus el número de días totales del año. Este parámetro tiene directa relación a la naturaleza de la planta, en general

este factor ronda el 90%<sup>43</sup>. De cualquier forma, este parámetro se definió abierto para el usuario, así las simulaciones contemplarán diferentes tipos de plantas, con distintas confiabilidades.

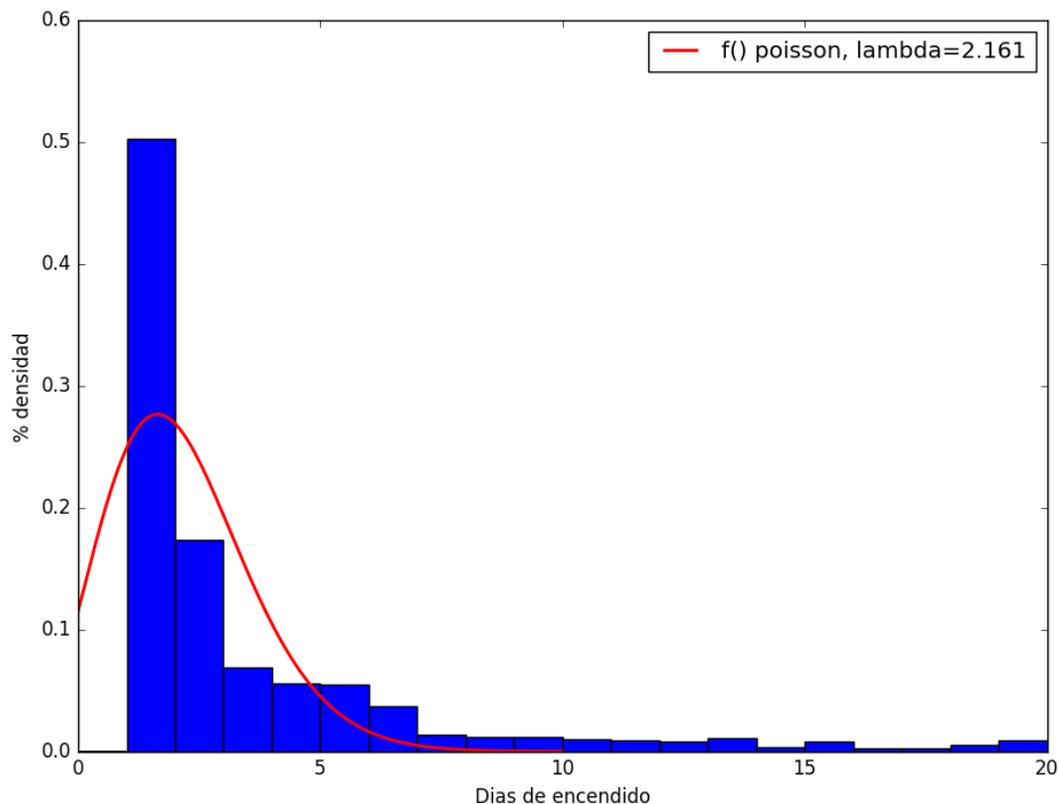
## **2. Parámetro de periodo encendido**

El segundo parámetro a determinar  $\lambda$ , tiene relación al número de días que se mantiene una central térmica encendida en promedio ( $T$ ). Debido a que la "inercia" del sistema estará dada por los costos de despacho de la central en cuestión, es decir, es rentable para ciertos días encender una central por un periodo corto de tiempo y luego sacarla del sistema (por ejemplo, en horas de consumo altas) este parámetro varía según central. El número de días promedio que una central está despachada varía ampliamente de un año a otro, por ejemplo, en años secos las centrales termoeléctricas tienen periodos más largos.

Se desea determinar de manera genérica una distribución para  $T$ . Para lo cual se realizó un análisis numérico en base a datos históricos de despacho de centrales termoeléctricas. Los resultados obtenidos entregan una alta confiabilidad respecto a una distribución de Poisson. En la Ilustración 10 se presentan los resultados de dicho análisis.

---

<sup>43</sup> Dato en base a información de la empresa y también documentación adicional de empresas generadoras. Por ejemplo Colbún quien sitúa su confiabilidad de sus plantas termoeléctricas entre un 92,6% a un 79,8%. Colbún(2014) "Memoria Anual 2013". Obtenido desde: <http://www.colbun.cl/documentos/annual-reports/Memoria-Anual-Colbun-S.A.-2013.pdf>



*Ilustración 10. Distribución días de encendido para plantas termoeléctricas*

El valor ajustado de  $\lambda$  muestra un promedio de días de encendido de 2,16. Este valor, sin embargo, puede tener alta variación en función de los factores anteriormente expuestos. Este valor cambia de año a año y también en función del subconjunto de plantas seleccionadas. La variabilidad de este factor dejó un rango de entre 2 a 10 días de encendido promedio. Este rango viene dado tanto por el análisis de dos años (2014, 2015) considerando distintos subconjuntos de termoeléctricas y también de un análisis por inspección del ajuste de las simulaciones.

### **3. Parámetros de solicitud de despacho**

Para determinar los parámetros  $p_d^{t_{año}}$  (matriz de probabilidad) se aplicaron tres metodologías, de estas se eligió la que entregó mejores resultados de ajustes. Las metodologías aplicadas fueron las siguientes:

- a) Simulated Annealing (Versión adaptada para este problema)
- b) Búsqueda en vecindad
- c) Esperanza de la función de probabilidad.

La metodología utilizada para determinar que algoritmo sería seleccionado se basó en comparar los errores acumulados en función del resultado de cada

alternativa. Solo se consideraron los datos de consumo del año 2015 para realizar este proceso.

## 1. Simulated Annealing (Versión adaptada)

El algoritmo de Simulated Annealing (SA)<sup>44</sup> es un algoritmo estocástico utilizado para encontrar máximos o mínimos en funciones deterministas. Se basa en el principio de la búsqueda en el espacio de soluciones factibles, entregando una cierta tolerancia a malas soluciones con la esperanza de que en dichas vecindades se encuentre un incómbete mejor. El algoritmo utiliza dos parámetros, el primero tiene relación a un número de iteraciones máximo  $n_{iter}$ , el segundo a una "temperatura"  $t$ . El algoritmo consiste en ir reduciendo la temperatura en función del número de iteraciones, en base a esa temperatura ir aceptando o rechazando soluciones parciales<sup>45</sup>.

La versión adaptada de este algoritmo contempla algunas modificaciones, a continuación, se presenta el algoritmo adaptado.

En primer lugar, la función objetivo se definirá en función del error acumulado de un número determinado de simulaciones versus dos curvas reales de consumo de GNL, La curva de consumo de ENDESA el año 2015 y la curva de consumo total de GNL.

$$f(p_*^{taño=seco}) = MSE(simEndesa, EndesaReal2015) + MSE(simTot, Tot2015)$$

Donde  $simEndesa$  y  $simTot$  son las "esperanzas" de las simulaciones en base a un número de iteraciones  $n = 30$ .  $MSE(x, x_2)$  Corresponde al error cuadrático promedio:

$$MSE(x, x_2) = \frac{1}{len(x)} (x - x_2)^2$$

El algoritmo contempla el cálculo de dicha función en cada iteración, eso requiere que se realicen  $n$  simulaciones de demanda para todo el año antes de realizar el cálculo del error. Esta es una de las principales desventajas de este método, el tiempo de ejecución.

El espacio de búsqueda para cada probabilidad está contenido en el intervalo  $p_d^{taño} \in [0,1]$ , se definirá la vecindad de  $e$  el incumbente como  $V(e) = [\max\{0, e - 0.2\}, \min\{1, e + 0.2\}]$ . El punto a evaluar en la iteración  $i$ ,  $e_i$  se define aleatoriamente dentro de la vecindad del anterior incumbente con una distribución uniforme.

---

<sup>44</sup> Černý, V. (1985). "Thermodynamical approach to the traveling salesman problem: An efficient simulation algorithm"

<sup>45</sup> Kirkpatrick, S.; Gelatt Jr, C. D.; Vecchi, M. P. (1983). "Optimization by Simulated Annealing".

El nuevo punto evaluado se aceptará como nuevo incúmbete según la siguiente función aleatoria de aceptación:

$$P(e, e_i, T) = \begin{cases} 1 & \text{si } f(e_i) < f(e) \\ \exp\left(-\frac{e_i - e}{T}\right) & \text{si } f(e_i) \geq f(e) \end{cases}$$

La anterior función de aceptación entrega cual es la probabilidad que el nuevo punto sea aceptado como incúmbete, esta probabilidad es grande para temperaturas altas y se va reduciendo en función del número de iteraciones.

La descripción del algoritmo en pseudo código es la siguiente:

1. Se tiene un vector de probabilidades  $p_*^{seco}$  dado por medio de una metodología de búsqueda rudimentaria.
2. Para cada día del año se hace una búsqueda dentro del espacio de probabilidades de manera que mejore la solución por medio de Simulated Annealing Modificado:
  - a. Se inicializa  $T, n\_iter, i = 0$
  - b. Se define una probabilidad al azar dentro del espacio  $[0,1]$  y se guarda como incúmbete  $e$
  - c. Se elige al azar otra probabilidad dentro de la vecindad de  $e, V(e)$
  - d. Se acepta este nuevo número con probabilidad  $P(e, e_i, T)$
  - e. Si corresponde se actualiza el incúmbete
  - f. Se reduce la temperatura  $T = \frac{n\_iter}{i}$

Los resultados entregados bajo este algoritmo se presentan en los gráficos a continuación:

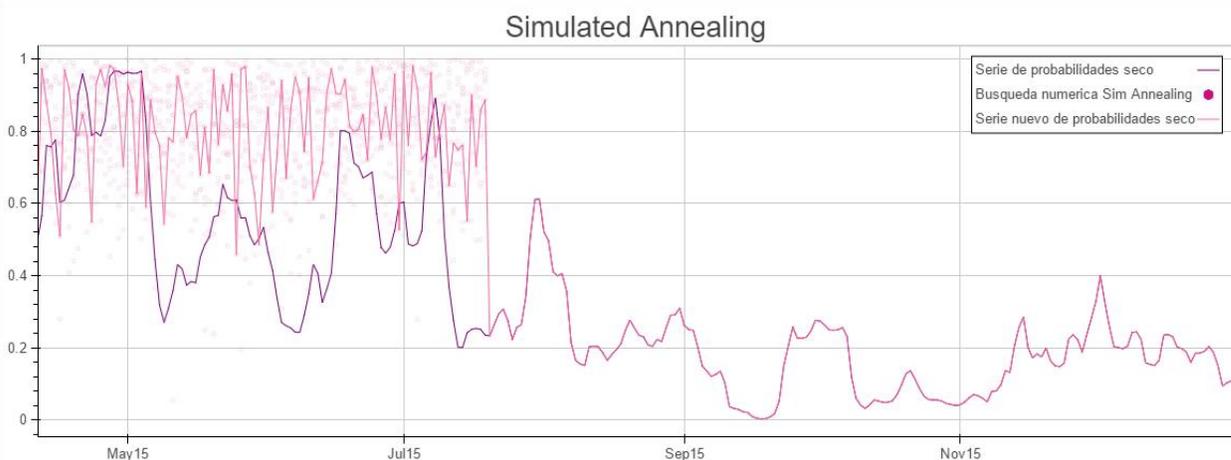
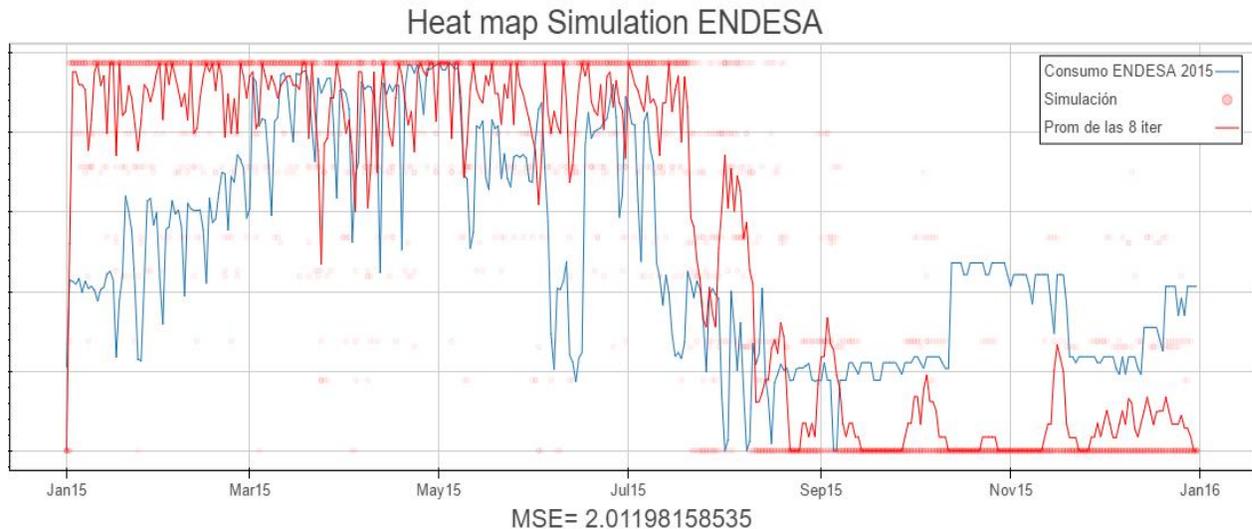


Ilustración 11. Resultados parciales de Simulated Annealing

En la Ilustración 11 se presenta el resultado parcial de una ejecución del algoritmo planteado en esta sección. La curva azul representa el punto de partida del vector de probabilidad  $p_*^{seco}$ , la curva roja va mostrando

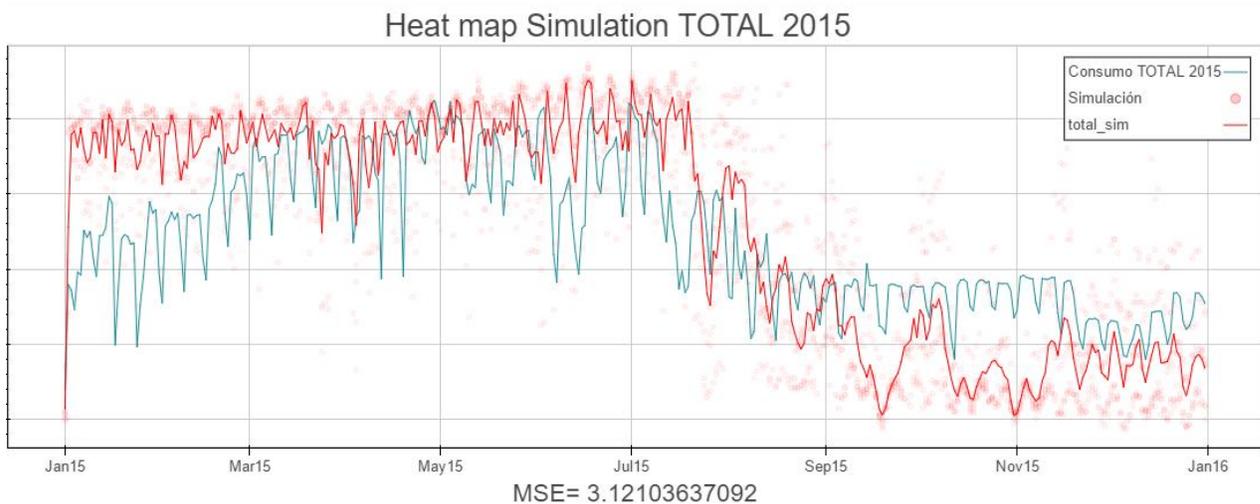
parcialmente el nuevo vector  $p_*^{seco}_i$ , los puntos en rojo representan todas las iteraciones del algoritmo de Simulated Annealing. Por motivos ilustrativos el algoritmo fue detenido en agosto. Los resultados parciales de los errores se muestran en las dos ilustraciones siguientes.



*Ilustración 12. Resultados parciales SA. Heat Map Consumo real Endesa 2015<sup>46</sup>*

En la Ilustración 12 se muestra el Consumo real de Endesa (azul) y los resultados parciales de las simulaciones en base a las últimas simulaciones ejecutadas por el algoritmo (rojo). Los puntos representan los resultados de simulaciones parciales, la línea roja representa la esperanza del consumo. En esta ilustración se puede observar (antes de agosto) que los consumos de las simulaciones están altamente sobredimensionados.

<sup>46</sup> Datos del consumo real de Endesa corresponden a datos reservados de GNLC. Valores eje vertical omitidos intencionalmente



*Ilustración 13. Resultados parciales SA. Heat Map Consumo Total Real 2015<sup>47</sup>*

En la Ilustración 13 se muestra el consumo real de GNLC (azul), la esperanza de las simulaciones parciales (rojo) y cada simulación particular en puntos rojos. En esta ilustración es posible observar las mismas desviaciones que en el caso anterior, es decir, se ve un alto consumo en los primeros meses.

Finalmente, este método se descartó por las siguientes razones:

- Incrementa el error en general: El MSE del vector parcial entregado por SA es mayor que el vector inicial entregado como inicio de la exploración.
- Tiende a sobre estimar las probabilidades si no se le entrega un buen intervalo de búsqueda, incluso teniendo amplios rangos de búsqueda el algoritmo tiende a entregar valores más altos que los recomendados.
- Tiene tiempos altos de ejecución.

## 2. Búsqueda en vecindad

El segundo método es en realidad una versión determinista del método de SA. Pretende resolver los problemas de búsqueda en vecindad, de manera de hacer una selección ordenada de puntos, dentro de los intervalos de probabilidad. La idea original es resolver dos problemas del método anterior. El primero es el tiempo de ejecución dado el número de iteraciones y la valoración de la función de aceptación. El segundo problema tiene relación a la definición de vecindad, el ancho del intervalo se reduce en los extremos  $\{0,1\}$ .

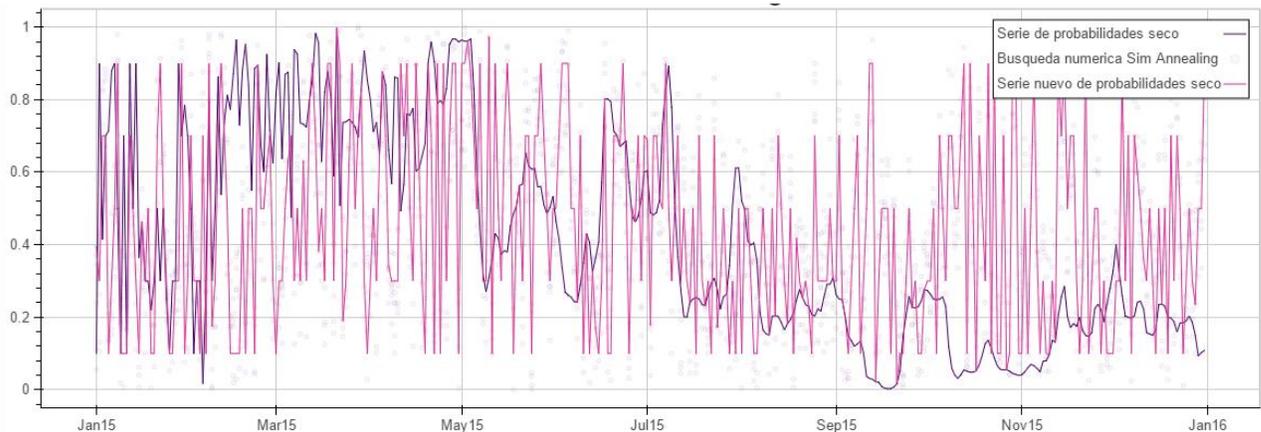
El algoritmo en pseudo código es el siguiente:

---

<sup>47</sup> Datos del consumo real de GNLC corresponden a datos reservados de la compañía. Valores eje vertical omitidos intencionalmente

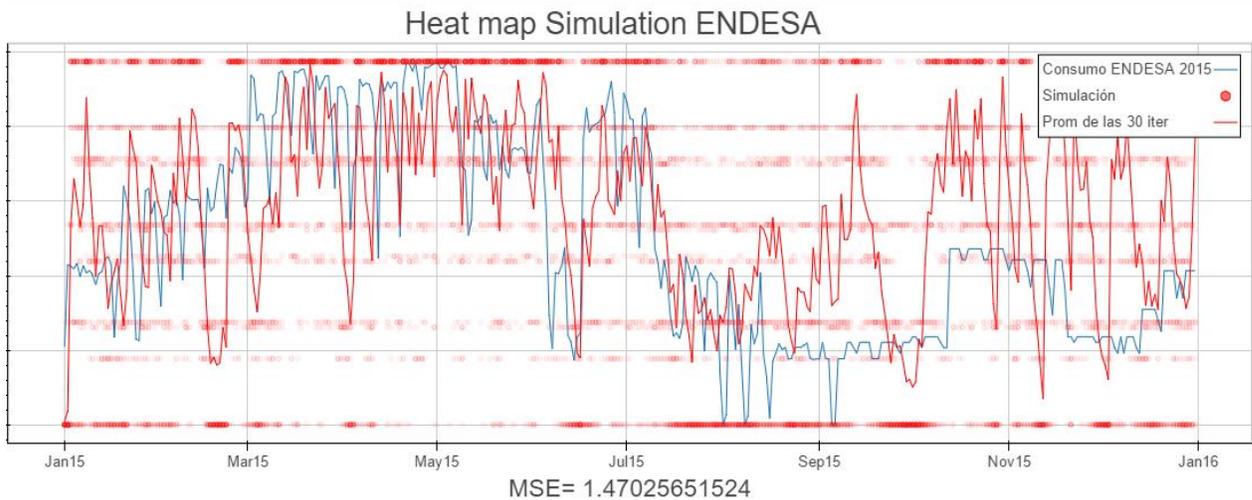
1. Se comienza evaluando la función objetivo  $f(p)$  en cinco puntos para la componente  $d$  del vector  $p$ . Estos puntos son  $[0.1, 0.3, 0.5, 0.7, 0.9]$ . la función objetivo se construye en base a  $n = 100$  iteraciones.
2. Se elige el punto que mejor resultado haya entregado y se realiza una búsqueda determinista en la vecindad de dicho punto considerando un ancho constante de 0.4 y 40 puntos a evaluar. La evaluación de la función objetivo  $f()$  se reduce el número de iteraciones de  $n = 100$  a  $n = 20$

Los resultados del método fueron los siguientes:

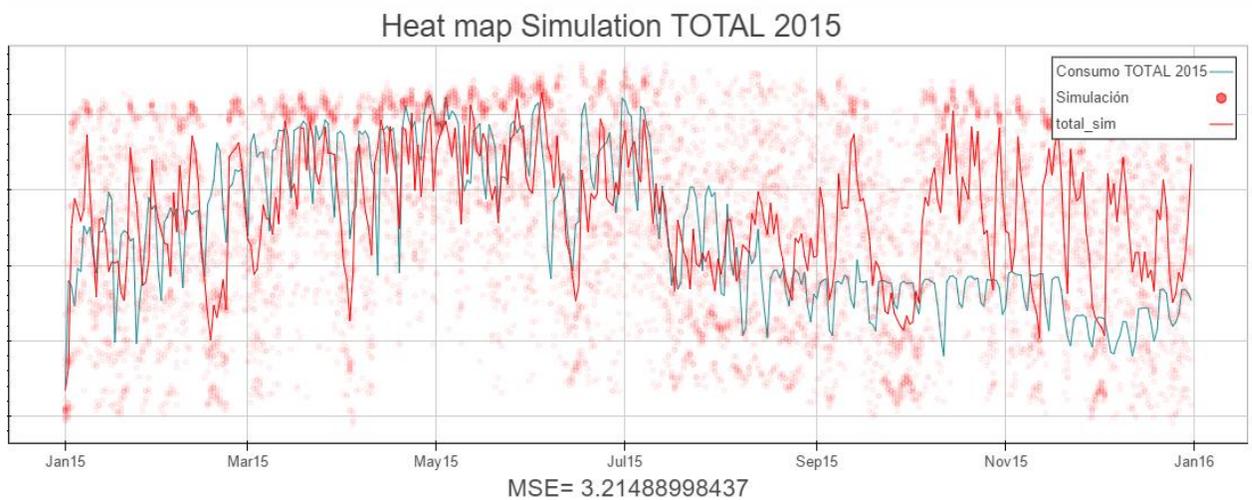


*Ilustración 14. Resultados de Búsqueda en Vecindad*

En la Ilustración 14 se muestran los resultados del método de búsqueda en Vecindad. En Azul se muestra el punto inicial de búsqueda. En rojo se encuentran los resultados del método y en puntos rojos las iteraciones parciales del método. Se puede observar que este método, a pesar de ser mucho más determinista que SA, tiende a tener una alta variabilidad. Además, este método tiende a estancarse en alguno de los puntos originalmente considerados (probablemente por el número de iteraciones de  $f()$ ). Los resultados de las simulaciones se muestran a continuación.



*Ilustración 15. Resultados Búsqueda en vecindad. Heat Map Consumo Endesa Real 2015<sup>48</sup>*



*Ilustración 16. Resultados Búsqueda en vecindad. Heat Map Consumo Total Real 2015<sup>49</sup>*

En ambas ilustraciones anteriores se puede observar una alta sobre estimación de la demanda el segundo semestre. A pesar de la alta variabilidad de las probabilidades el primer semestre tiende a mostrarse relativamente bien.

Finalmente, este método se descartó por las siguientes razones:

- La búsqueda es demasiado estocástica y genera demasiada variabilidad en el producto final
- El número de iteraciones está directamente relacionado con el tamaño del error por lo que el segundo paso casi nunca mejora.

<sup>48</sup> Datos del consumo real de Endesa corresponden a datos reservados de GNLC. Valores eje vertical omitidos intencionalmente

<sup>49</sup> Datos del consumo real de GNLC corresponden a datos reservados de la compañía. Valores eje vertical omitidos intencionalmente

### 3. Esperanza de la función de probabilidad.

Finalmente, el tercer método se basa en un desarrollo analítico del problema de ajuste. A diferencia de los dos métodos anteriores, no se realiza una aproximación y búsqueda numérica, si no que, desarrolla un método analítico para encontrar un buen ajuste.

Del modelo se tiene que la probabilidad de tener la planta  $k$  despachada durante el día  $d$  esta dada por la siguiente expresión:

$$p_{despacho}^{d,k} = (p_d^{taño})^k * p_{k\text{disponibilidad}} + \sum_{d' \in [1, d-1]} p_{despacho}^{d',k} * f_{Poisson}(y \geq d - d' | \lambda)$$

Se define la capacidad de consumo de la planta  $k$  como  $cap_k$ , esta capacidad está dada el consumo volumétrico de GNL cuando la planta opera a plena potencia. Se tiene entonces que el consumo esperado de la planta  $k$  estará dado por:

$$\begin{aligned} \mathbb{E}(\text{consumo}_k^d) &= cap_k * p_{despacho}^{d,k} \\ \mathbb{E}(\text{consumo}_k^d) &= cap_k * (p_d^{taño})^k + cap_k \sum_{d' \in [1, d-1]} p_{d'} * f_{Poisson}(y \geq d - d' | \lambda) \end{aligned}$$

Sin embargo, empíricamente se puede determinar que el segundo término de la ecuación  $\sum_{d' \in [1, d-1]} p_{d'} * f_{Poisson}(y \geq d - d' | \lambda)$  tiene una influencia marginal el resultado del problema. Esta influencia marginal viene de la variación de las simulaciones con cambios en el parámetro  $\lambda$  de la distribución de Poisson, los cambios dentro de los resultados de las simulaciones son relativamente pequeños y no contribuyen en gran manera a la esperanza de las simulaciones.

Para resolver el problema de una manera más simplificada, y considerando lo anteriormente expuesto, se asumirá que:

$$\mathbb{E}(\text{consumo}_k^d) \cong cap_k * (p_d^{taño})^k$$

La expresión anterior entrega la esperanza del consumo de una central para un día y tipo de año determinado. Una generalización para el consumo total de plantas termoeléctricas está dada por la siguiente relación:

$$\mathbb{E}(\text{consumo}_K^d) \cong \sum_{i \in K} \left( \sum_{j \in K | j \leq i} cap_j \right) * (p_d^{taño})^i (1 - p_d^{taño})^{|K|-i}$$

$$\mathbb{E}(\text{consumo}_K^d) \cong cap_1 * p_d^{taño} (1 - p_d^{taño})^{|K|} + (cap_2 + cap_1) * (p_d^{taño})^2 (1 - p_d^{taño})^{|K|-1} + \dots$$

Debido a que no existe una formula cerrada para la resolución del problema anterior, solo aproximaciones numéricas, se determinó una segunda aproximación al problema a partir de la aproximación a la distribución promedio en base a plantas de capacidad similar.

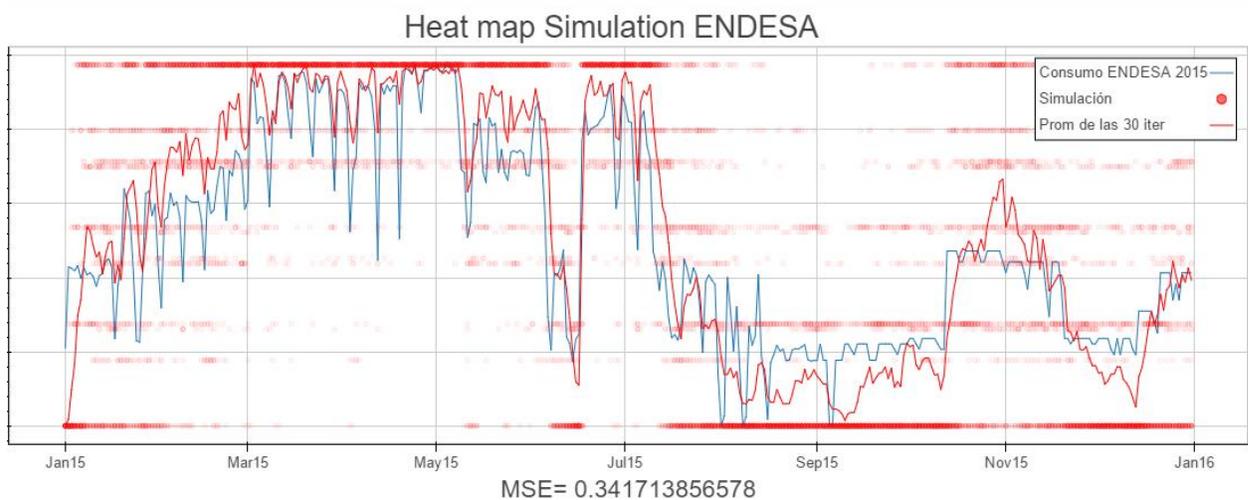
$$p_d^{t\text{año}} \cong \frac{\mathbb{E}(\text{consumo}_K^d)}{\sum_{i \in K} \text{cap}_i}$$

En donde el término de la derecha se relaciona a la utilización promedio del conjunto de centrales termoeléctricas (GNL). Por lo tanto, la aproximación final estará dada por la siguiente formula:

$$p_d^{t\text{año}} \cong \text{utilización}(\%)$$

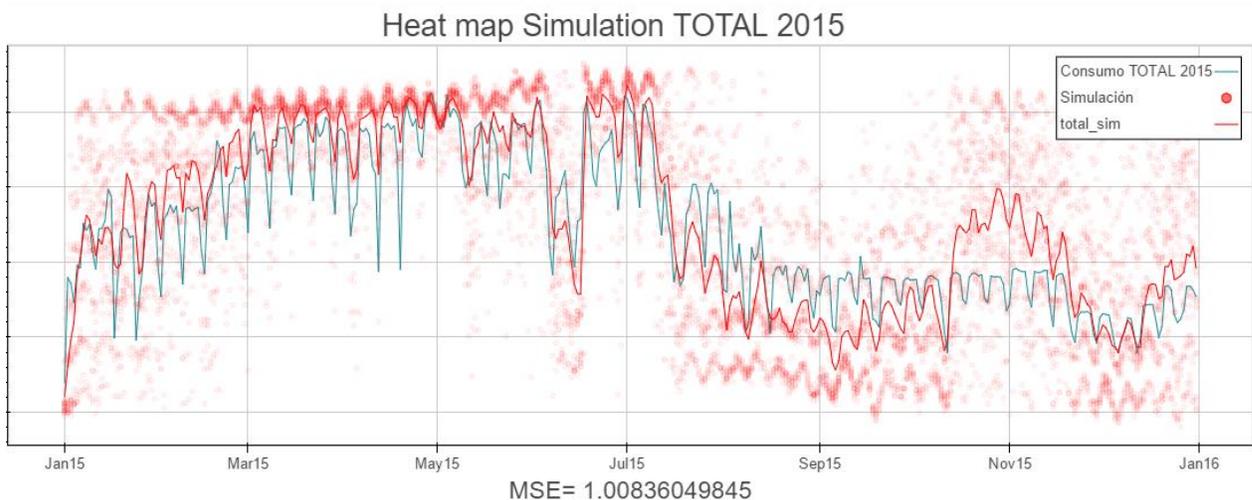
A partir del resultado anterior se determinará la probabilidad de solicitud de las plantas del sistema en base a la utilización media de las plantas termoeléctricas a GNL.

Esta metodología tiene un ajuste mucho mejor que las dos metodologías anteriores ( $MSE_{Endesa} = 0.3417$  y  $MSE_{total} = 1.008$ ). Los resultados de ajuste, basados en las utilizaciones promedio del 2015, se muestran a continuación:



*Ilustración 17. Resultados Aprox. por Esperanza. Heat Map Consumo Endesa Real 2015<sup>50</sup>*

<sup>50</sup> Datos del consumo real de Endesa corresponden a datos reservados de GNLC. Valores eje vertical omitidos intencionalmente



*Ilustración 18. Resultados Aprox. por Esperanza. Heat Map Consumo Total Real 2015<sup>51</sup>*

Tanto en la Ilustración 17 como en la Ilustración 18 se puede observar un ajuste mucho más pronunciado. Este método es mucho más simple que los anteriores y tiene un ajuste mucho mejor, sin embargo, tiene las siguientes desventajas:

- Depende de los años que se tomen en consideración para hacer el ajuste. El método tiene una alta tendencia al sobre-ajuste u "Overfitting". Una buena solución para este problema es tomar un conjunto amplio de años para determinar las matrices de probabilidad.
- No existen datos de consumo en años "húmedos" o "medios" en centrales de GNL. Repoblar la data para una mayor cantidad de años es necesario para obtener aproximaciones más "realistas".

A pesar de las desventajas que presenta este método, será utilizado en la estimación final de estos parámetros. El punto más importante a resolver es el de la repoblación de datos. A continuación, se explica la aplicación de esta última metodología.

### **Aplicación de la metodología**

La utilización media se estimará en base a un conjunto de años con características similares de producción hídrica. Debido a que en los años anteriores a 2014 el GNL fue un recurso escaso (debido a la crisis del gas argentino el 2007) el porcentaje de utilización será estimado a partir del consumo de las centrales a Diésel. Las razones para utilizar las centrales a diésel son las siguientes:

<sup>51</sup> Datos del consumo real de GNLC corresponden a datos reservados de la compañía. Valores eje vertical omitidos intencionalmente

1. El Diésel puede funcionar como combustible sustituto para el gas natural. La mayoría de las plantas termoeléctricas a Gas pueden ser reconvertidas a plantas de Diésel o incluso pueden funcionar con ambos combustibles simultáneamente. Una de las consecuencias naturales de la crisis del gas fue la reconversión de las plantas de Gas Natural a Diésel. La central "Nueva Renca" y las centrales "Nehuenco" son ejemplos de plantas que pueden funcionar con ambos combustibles.
2. El Diésel tiene un precio superior al precio del GNL, sin embargo, es mucho más cercano que por ejemplo el carbón. Se asumirá entonces que, en ausencia de plantas de GNL disponibles para despachar, CDEC-SIC despacharía las plantas siguientes en *cmg*, estas son las plantas a diésel.

En base a las razones anteriormente expuestas, se determinará la utilización promedio de las plantas termoeléctricas (gas) considerando también las plantas termoeléctricas (diésel).

Para realizar la estimación de utilización de las plantas, se utilizaron los datos de generación del CDEC – SIC durante el periodo comprendido entre enero 2005 a septiembre 2015. Estos años debieron ser clasificados en Seco, Medio, húmedo. Para realizar esta clasificación se utilizó la tabla de Energía de afluentes al sistema que se encuentra en el informe "ITP – SIC – abril 2015".

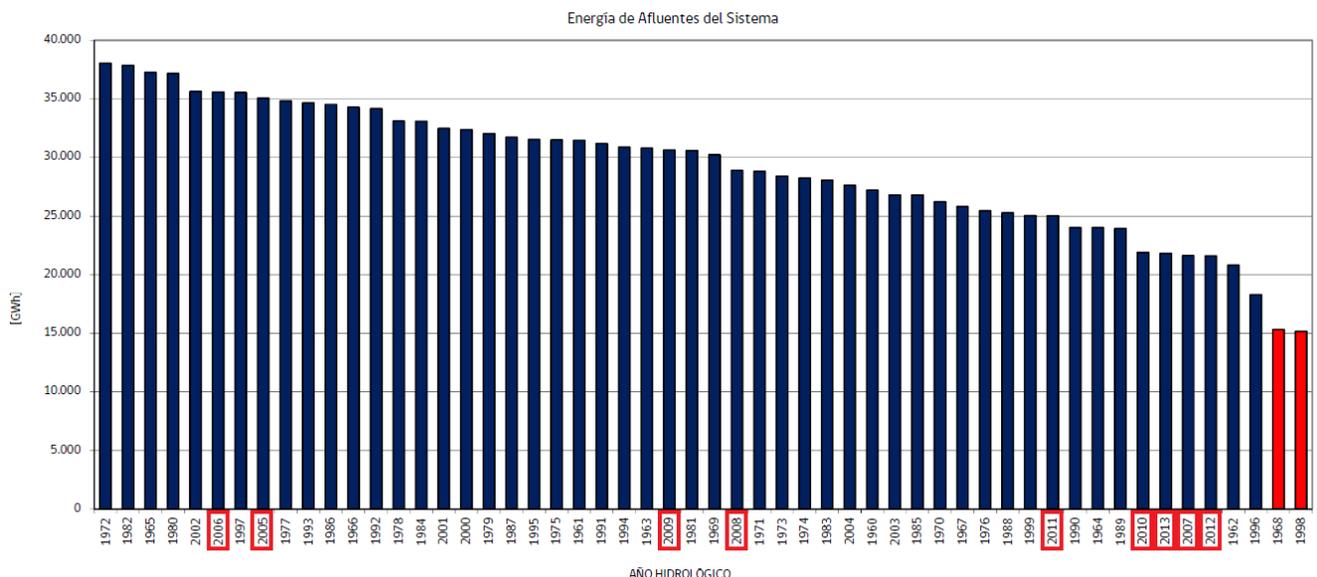


Ilustración 19. Energía Afluentes del Sistema en función del Año Hidrológico<sup>52</sup>

<sup>52</sup> CDEC-SIC (2015) "FIJACIÓN DE PRECIOS DE NUDO DE CORTO PLAZO DE ABRIL 2015 - INFORME TÉCNICO PRELIMINAR MARZO 2015"

A partir de la Ilustración 19 se pueden realizar las siguientes observaciones:

1. La mayoría de los últimos años han sido muy secos (2011, 2010, 2013, 2007, 2012), considerando que se encuentran en el 20% más seco de los últimos 54 años.
2. Se puede notar que, guardando las proporciones, existen al menos 3 grupos bastante definidos, a partir de estos grupos se harán las clasificaciones.

La clasificación, a partir de los datos anteriormente expuestos, se realizará con los siguientes criterios:

<b>Tipo de Año</b>	<b>Generación afluentes mínima [GWh]</b>	<b>Generación afluentes máxima [GWh]</b>	<b>Años incluidos</b>
<b>Seco</b>	~15.000	~27.000	2011, 2010, 2013, 2007, 2012, 2014*
<b>Medio</b>	~27.000	~33.000	2009, 2008
<b>Húmedo</b>	~33.000	~40.000	2006, 2005

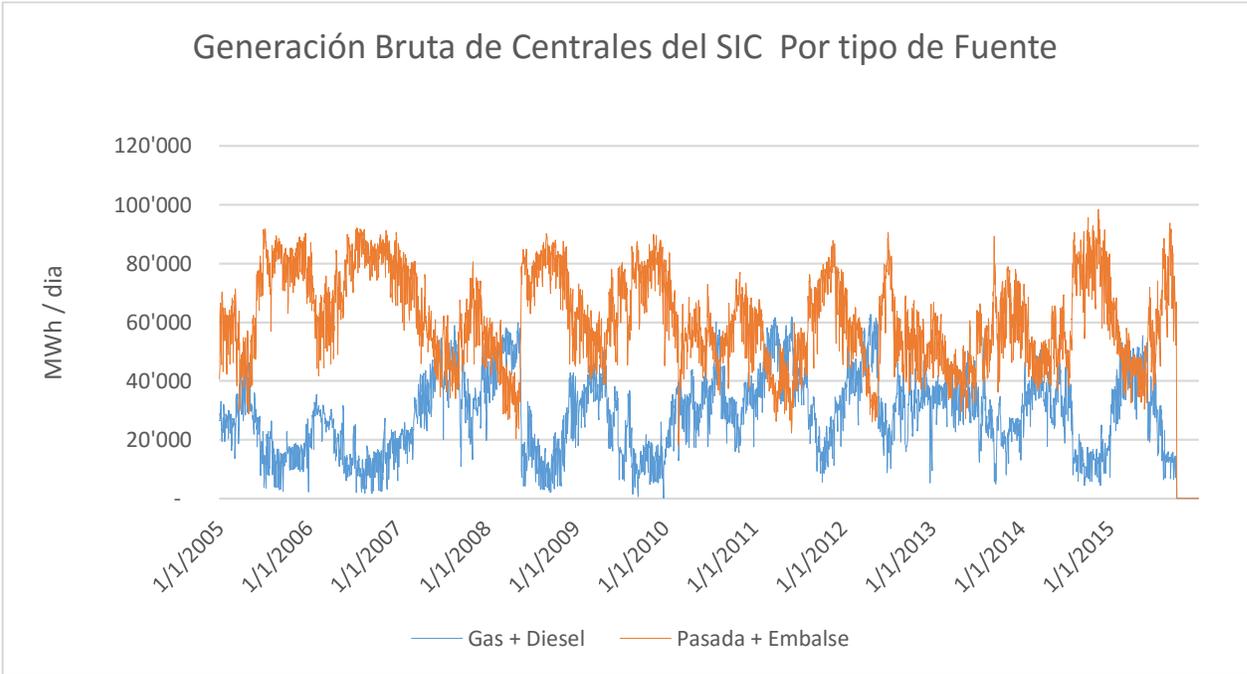
Tabla 3. Clasificación de Años en función de la generación Hidroeléctrica (elaboración propia)

El año 2014, si bien no aparece en los datos de la Ilustración 19, se encuentra dentro del grupo de los años secos. Esto se estimó en base a los datos de generación diaria del CDEC-SIC. El año 2014 tuvo una generación de afluentes (Pasada y Presas) de 23.457.062 [GWh] lo que, según los criterios de la tabla, deberían clasificarlo cómo un año seco. El año 2015, en su calidad de incompleto no será clasificado, pero según las proyecciones a la fecha, se podría caracterizar como un año medio.

Una vez definidas las clasificaciones de los años, se recopiló la data de operación diaria del CDEC-SIC para los 10 años en estudio. Esta data se consolidó en base a los nombres de las plantas de generación del SIC y no se realizó en base a un proceso estandarizado de construcción de base de datos. No corresponde a un proceso estandarizado, debido a la ausencia de registros históricos relacionados a: cambios de nombre, construcción y detención de operaciones de plantas, cambios en potencia, cambios en combustibles para generación y otros registros que no se pueden encontrar en la data publica de CDEC. Sin embargo, la data compilada tiene un alto porcentaje de inclusión de registros y una perdida menor que no sobrepasa el 3% de registros eliminados.

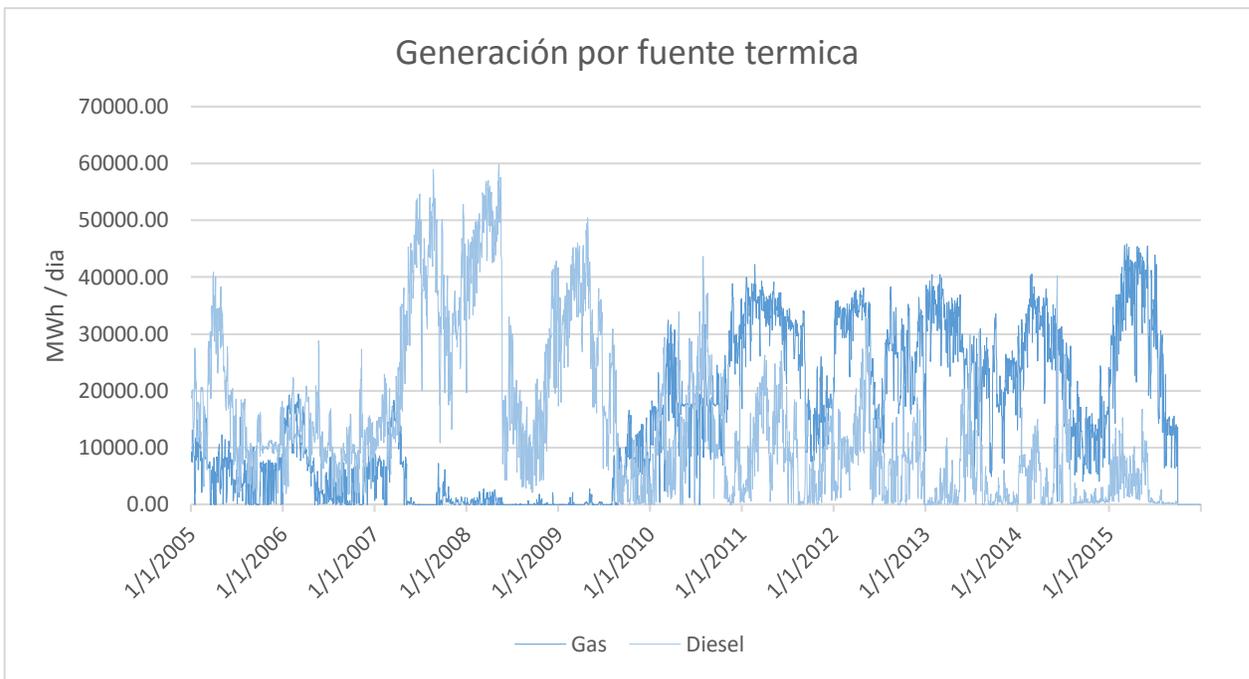
De la data de generación se pueden obtener ciertas conclusiones respecto a la correlación entre las fuentes de generación. A priori se podría afirmar que

existe una correlación negativa entre fuentes de generación hídricas como fuentes de generación térmicas. Si graficamos la data este efecto es evidente.



*Ilustración 20. Correlación entre generación térmica y generación por afluentes del CDEC-SIC*

Dentro de cada uno de estos grupos (Diésel-Gas, Pasada-Embalse) es esperable que exista también una correlación. Por ejemplo, es esperable que la generación por diésel tenga una correlación negativa con respecto a la generación por gas natural (debido a su comportamiento de sustitutos). El grafico que describe dicha relación se presenta a continuación.



*Ilustración 21. Correlación entre generación eléctrica por Gas y por Diésel.*

Para determinar empíricamente la correlación entre las cuatro fuentes se ejecutaron rutinas en R de manera de determinar los coeficientes de correlación.

```
>cor(edata)
           Gas      Diesel      Embalse      Pasada
Gas      1.0000000 -0.4682286 -0.3744789  0.04693867
Diesel  -0.4682286  1.0000000 -0.1746360 -0.13784814
Embalse -0.3744789 -0.1746360  1.0000000  0.44285048
Pasada   0.04693867 -0.1378481  0.4428505  1.00000000
```

De los resultados anteriores se puede concluir que efectivamente existe un efecto sustitutivo entre Diésel y el Gas. También, que existe una correlación positiva entre las centrales de pasada y de embalse (debido principalmente a un efecto de lluvias y a una hidrología alta/baja). Sin embargo, es un poco contra intuitivo que haya una correlación positiva entre el Gas y las centrales de Pasada. Los test de significancia de correlación arrojan los siguientes resultados:

## Test de correlación entre centrales de Embalse y Centrales de Pasada.

```
> cor.test(edata$Embalse, edata$Pasada)
```

```
Pearson's product-moment correlation

data:  edata$Embalse and edata$Pasada
t = 31.297, df = 4015, p-value < 2.2e-16
alternative hypothesis: true correlation is not equal to 0
95 percent confidence interval:
 0.4176445 0.4673753
sample estimates:
      cor
0.4428505
```

Es decir, con un 95% de confianza si existe correlación positiva entre las centrales de embalse y pasada. El test de significancia de la correlación entre centrales a gas y centrales a embalse arroja también una significancia con un 95% de confianza con una correlación negativa.

```
> cor.test(edata$Embalse, edata$Gas)
```

```
Pearson's product-moment correlation

data:  edata$Embalse and edata$Gas
t = -25.591, df = 4015, p-value < 2.2e-16
alternative hypothesis: true correlation is not equal to 0
95 percent confidence interval:
-0.4007634 -0.3475784
sample estimates:
      cor
-0.3744789
```

Finalmente se aplica el mismo test para verificar la confianza de la correlación entre las centrales a gas y las centrales de paso. Sorprendentemente esta relación entrega un resultado positivo en la correlación de estas dos variables con un 95% de confianza.

```
> cor.test(edata$Pasada, edata$Gas)
```

```
Pearson's product-moment correlation

data:  edata$Pasada and edata$Gas
t = 2.9775, df = 4015, p-value = 0.002923
alternative hypothesis: true correlation is not equal to 0
95 percent confidence interval:
 0.01603615 0.07775160
sample estimates:
      cor
0.04693867
```

Si graficamos la serie asociada a la generación por centrales de Pasada y a las centrales a Gas podemos determinar que existe una leve tendencia de las dos

curvas a comportarse de manera similar. En la Ilustración 22 se puede apreciar este efecto.

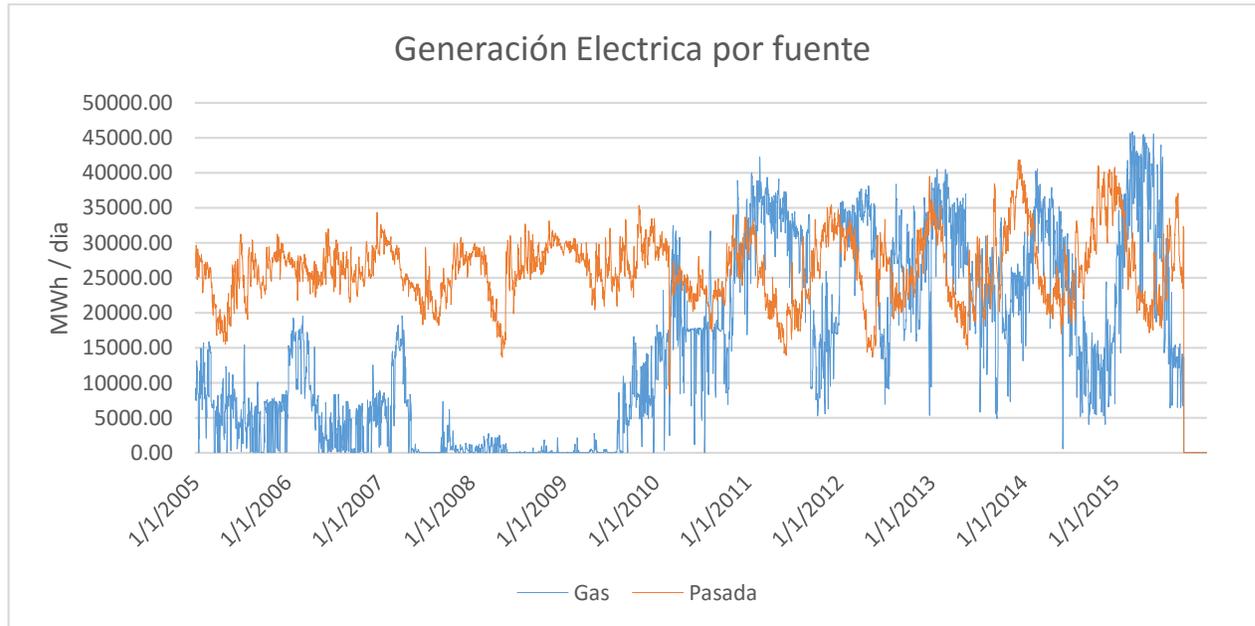


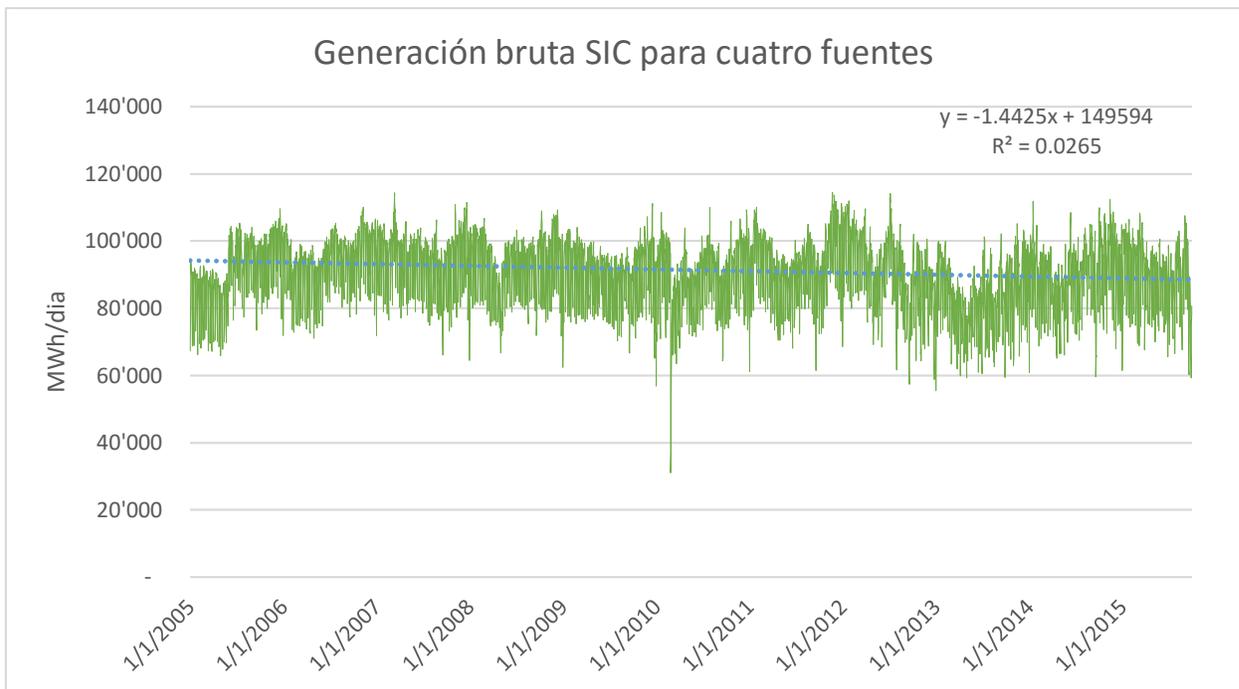
Ilustración 22. Correlación entre la generación de centrales de Pasada y centrales a Gas

Las razones para dicho comportamiento podrían ser las siguientes:

- Es posible que las centrales de pasada sean utilizadas para generar durante periodos de sequía, esto podría implicar esa pequeña correlación entre las curvas, sin embargo, parece no ser un efecto relevante.
- Los afluentes pueden tener agua originada en deshielos, por lo tanto, en los meses de calor podrían tener mayor disponibilidad.
- Las centrales de paso podrían tener un costo marginal similar a las centrales térmicas a gas, por lo tanto, tienden a ser despachadas en ciclos similares.

Si bien la correlación entre las centrales a gas y las centrales de paso es un detalle no menor, para objetivos de este análisis, no se consideró un dato suficientemente relevante para eliminar las centrales de paso del análisis.

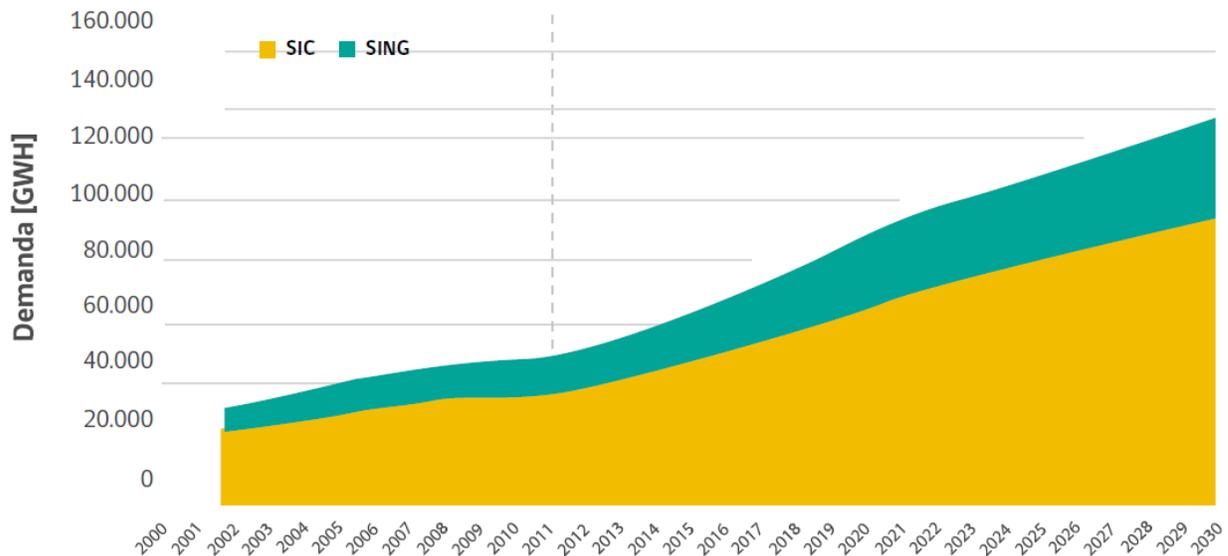
Para continuar el análisis de los datos se estudiará el “total de la generación del sistema”. Se considerará, para este análisis, un subconjunto representativo del sistema (centrales de paso, embalses, centrales a diésel y a gas). El objetivo de este análisis es, determinar la capacidad instalada según el año de operación. El valor de la capacidad instalada es necesario para determinar la utilización de las centrales. El gráfico del subconjunto considerado se muestra a continuación.



*Ilustración 23. Generación bruta total de centrales a gas, diésel, de paso y embalses CDEC-SIC.*

En la Ilustración 23 se agregó una curva de tendencia lineal (azul) sobre los datos de generación diarios. Se puede observar que la pendiente de dicha curva es negativa. En base a lo anterior se podría afirmar, erróneamente, que no existe un crecimiento de consumo energético significativo en los últimos 10 años. Sin embargo, esto no es real, Basta con tomar datos de la proyección de consumo del CDEC-SIC para confirmar una tendencia constante al alza:

## Demanda SIC y SING 2000 - 2030



Fuente: CNE y Ministerio de Energía.

*Ilustración 24. Demanda SIC y SING 2000 a 2030 proyectada.<sup>53</sup>*

De la Ilustración 24 se puede concluir que al menos, durante el periodo comprendido entre el año 2005 a 2011 (año del informe), existió un alza relevante en el consumo del SIC. Entonces ¿por qué no se refleja esta alza en la suma de la generación por centrales hidráulicas, a diésel y a gas? Las respuestas son varias:

- Existen muchas más fuentes de generación conectadas al SIC, fuera de las cuatro consideradas en la Ilustración 23
- Probablemente ha habido un reemplazo constante de plantas con generación diésel a gas implicando que la capacidad en general se ha mantenido lo suficientemente constante como para no alterar las gráficas de generación.
- Se han construido otras centrales de generación con combustibles más baratos (carbón) o de otras fuentes por ejemplo ERNC.

En base a las hipótesis anteriores se harán los siguientes supuestos de manera de simplificar el cálculo de la capacidad instalada para los años en estudio:

1. Se considerará como capacidad instalada a la generación máxima entre Diésel y Gas durante los años 2005 y 2015. Es bastante probable que el

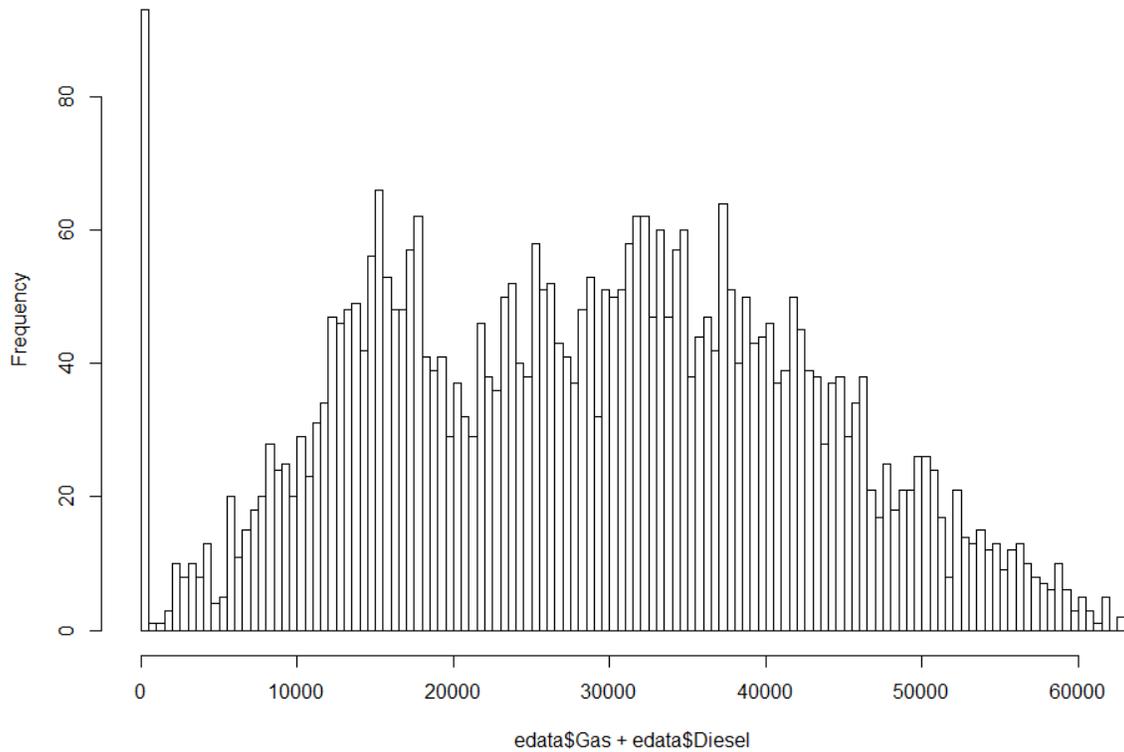
<sup>53</sup> Ministerio de energía (2012) "ESTRATEGIA NACIONAL DE ENERGÍA 2012-2030" (Febrero 2012)

máximo se encuentre en año 2007 o 2012 años más secos en los últimos 50 años.

2. Se considerará el Diésel y el Gas como bienes sustitutos con precios variables. Se asumirá entonces que, en ausencia de gas, la generación por diésel, es la primera y única alternativa utilizada.
3. Se asumirá una capacidad de generación (relativamente) constante durante el periodo en evaluación. Es decir, no se construyeron plantas nuevas a diésel, solo se reconvirtieron a gas cuando este estuvo disponible. En el caso de las nuevas plantas a gas estas eventualmente son reemplazos de plantas a diésel más viejas. El supuesto se basa en que:
  - a. La capacidad de generación entre gas y diésel no ha crecido como una alternativa dentro de la matriz energética. Es decir, solo ha habido aumentos en la eficiencia dentro de la matriz. Las plantas a gas son solo sustitutos de plantas antiguas.
  - b. En el caso de que se haya construido un número relevante de plantas a diésel durante los últimos 10 años, se supondrá que la capacidad de generación (diésel y gas) ha crecido en capacidad ociosa, mejorado sus costos. Es decir, no se ha transformado en una alternativa que acapare una sección mayor de la demanda.

Una vez realizados los supuestos anteriores se continuará con la determinación de la capacidad de generación de gas más diésel. Si se grafica el histograma de las distribuciones de generación diaria, entre gas y diésel, se obtiene lo siguiente.

**Histogram of edata\$Gas + edata\$Diesel**



*Ilustración 25. Histograma de Generación bruta diaria de Gas más Diésel (últimos 10 años)*

En la Ilustración 25 se puede observar que existe un número relevante de observaciones que se encuentran sobre los 60.000 [MWh/día]. Si se tabulan los años y el número de observaciones que superan cierto límite de generación se obtiene la siguiente tabla:

<b>Límite [MWh/día]</b>	<b>Años considerados</b>	<b>Número de observaciones</b>	<b>Porcentaje del total de observaciones</b>
<b>60.000</b>	2010, 2011, 2012	16	0.398%
<b>59.000</b>	2008, 2010, 2011, 2012	25	0.622%
<b>58.000</b>	2007, 2008, 2010, 2011, 2012	41	1.020%
<b>57.000</b>	2007, 2008, 2010, 2011, 2012	56	1.394%
<b>56.000</b>	2007, 2008, 2010, 2011, 2012	79	1.966%

*Tabla 4. Número de observaciones por sobre límite de generación diario*

La búsqueda del límite superior es lo que definirá la capacidad total de producción. Si bien es evidente que la “capacidad real de generación” no es equivalente a este límite, es una aproximación admisible para los objetivos del modelo.

Es relevante observar que, una vez fijado el límite, ciertas observaciones quedarán fuera del análisis. La eliminación de estas observaciones podría impactar en el resultado final del estudio. Esto debido a que, por ejemplo, existan ciertos días durante el año que, si tienen demandas realmente altas, independiente de la pluviosidad del año. De perder esa fineza podría estar omitiéndose un dato relevante sobre la naturaleza de la generación. Para hacer un análisis de estos *outliers* se graficaron diferentes años (con distintas pluviosidades) para determinar la existencia trascendental de estas observaciones sobre el tipo de año.

Sobre el histograma anterior se destacarán en verde las observaciones correspondientes al año 2006 (año húmedo).

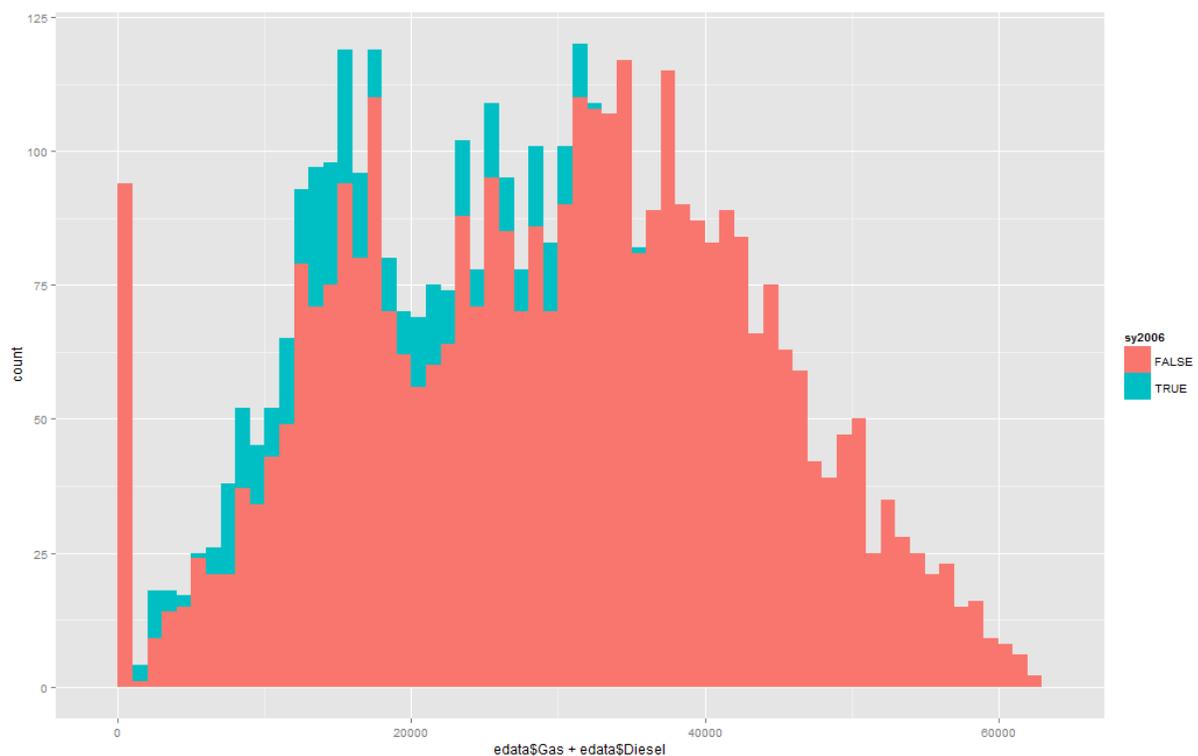
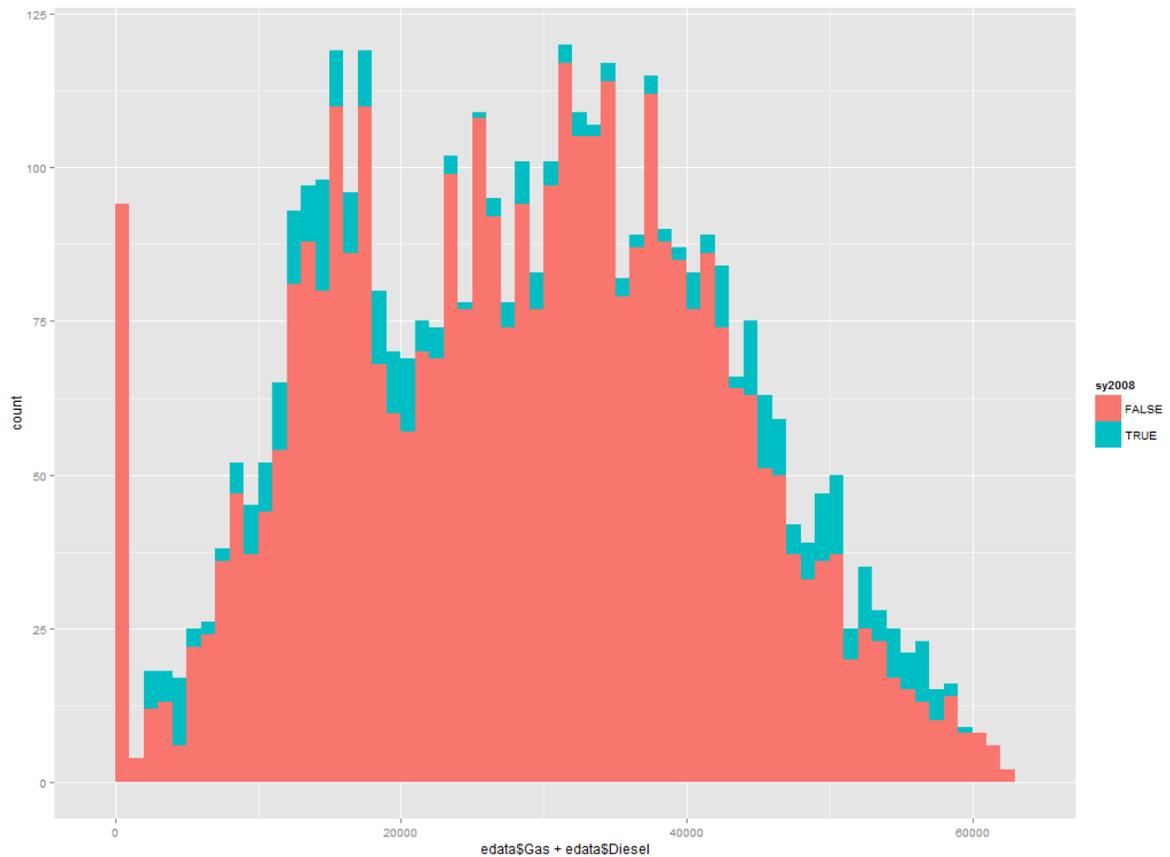


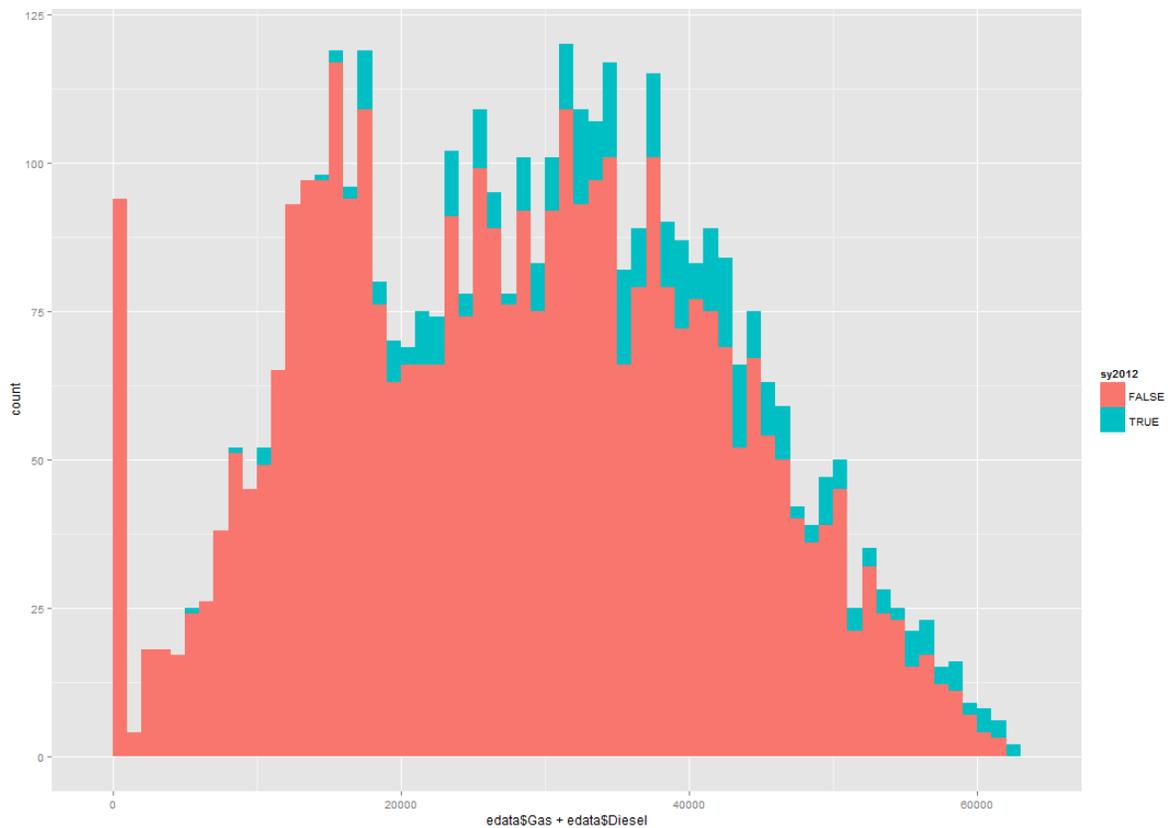
Ilustración 26. Histograma de Generación bruta diaria, destacado año 2006

En la Ilustración 26 se puede observar con claridad la existencia una tendencia de las generaciones diarias a estar al lado izquierdo del histograma (es decir generaciones bajas y muy bajas).no se observan días durante el 2006 que tengan generaciones sobre los 40.000 [MWh/día]. En un año “medio” (2008) se tiene el siguiente histograma.



*Ilustración 27. Histograma de Generación bruta diaria, destacado año 2008*

En la Ilustración 27 las barras verdes están mucho más dispersas, incluso es posible observar días de alta producción. Si el límite es fijado, por ejemplo, en 58.000 MWh, el año 2008 tendrá solo un día de alta producción. En un año “seco” (2012), se tiene el siguiente histograma.



*Ilustración 28. Histograma de Generación bruta diaria, destacado año 2012*

En la Ilustración 28 se puede observar que existe una gran cantidad de días con generaciones altas y muy altas. La mayoría de las observaciones asociadas al año 2012 tienen una generación alta.

Finalmente, como conclusión general de los tres histogramas anteriores se tiene que:

- De fijarse un límite alto, esto no perjudicaría en general la capacidad descriptiva del modelo de probabilidades.
- Las tendencias entre tipos de año son bastante más relevantes a la hora de predecir la generación térmica por día. Esto no significa que no existan otros factores relevantes pero la pluviosidad del año impacta directamente en los días con más generación termoeléctrica.
- Los conjuntos asociados a observaciones pertenecientes a años secos y húmedos son disjuntos en los extremos, sin embargo, existe una proporción importante de días compartidos entre ambos tipos.

En base a las conclusiones anteriores, el límite será fijado en 57.000 MWh/día. Con dicho valor se estimarán las probabilidades en base al consumo promedio, en función de la capacidad de generación (57.000 MWh).

Para calcular la media de la utilización se debe conocer la diferencia estadística entre los días de semana y los fines de semana. Esto viene del comportamiento cíclico de los consumos eléctricos, si existe un ciclo estadísticamente significativo semanalmente no se deben promediar días de semana distintos. De lo contrario, se tendría un comportamiento más “plano” que la realidad. Para determinar si son o no, estos ciclos semanales, realmente relevantes se realizarán algunos análisis estadísticos. El primero de ellos es la construcción de un diagrama de cajas, o “boxplot” para determinar qué tan diferentes son los días de la semana versus los fines de semana.

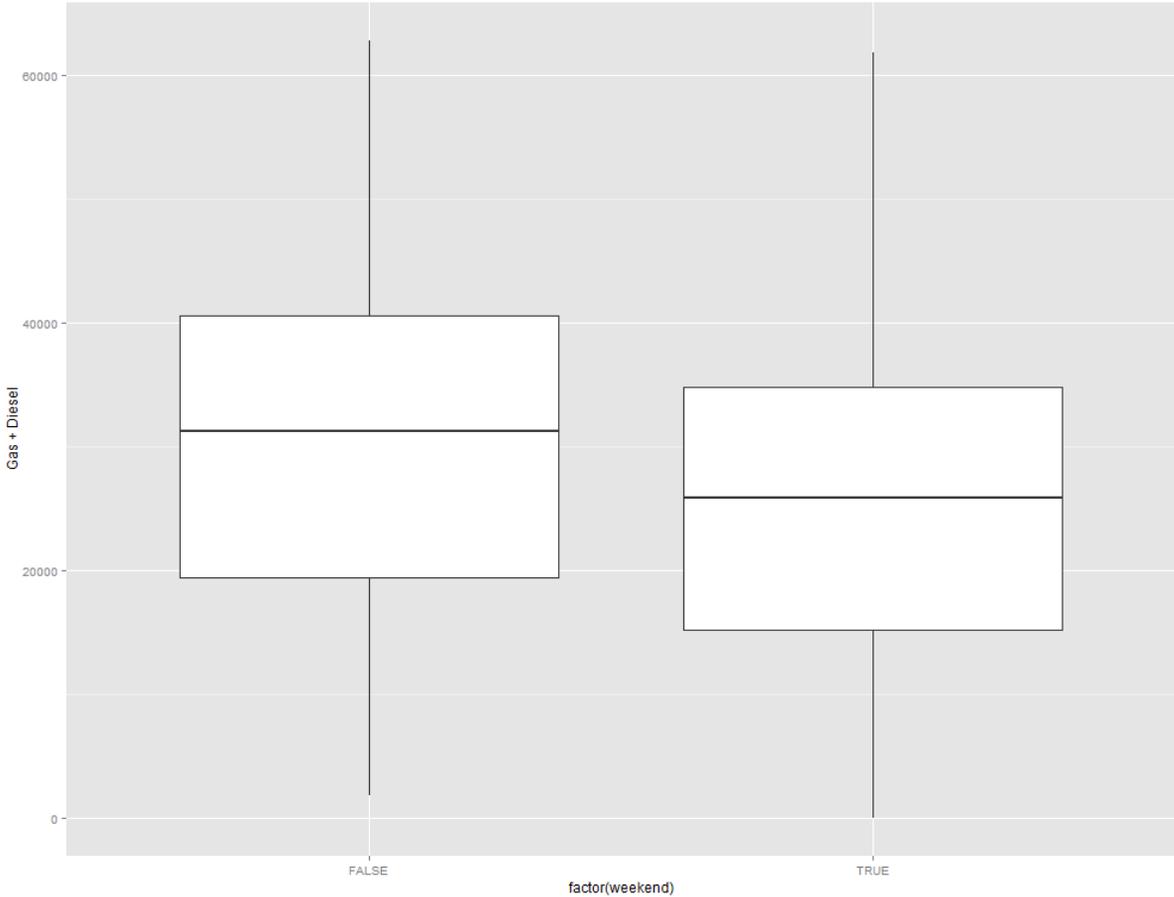
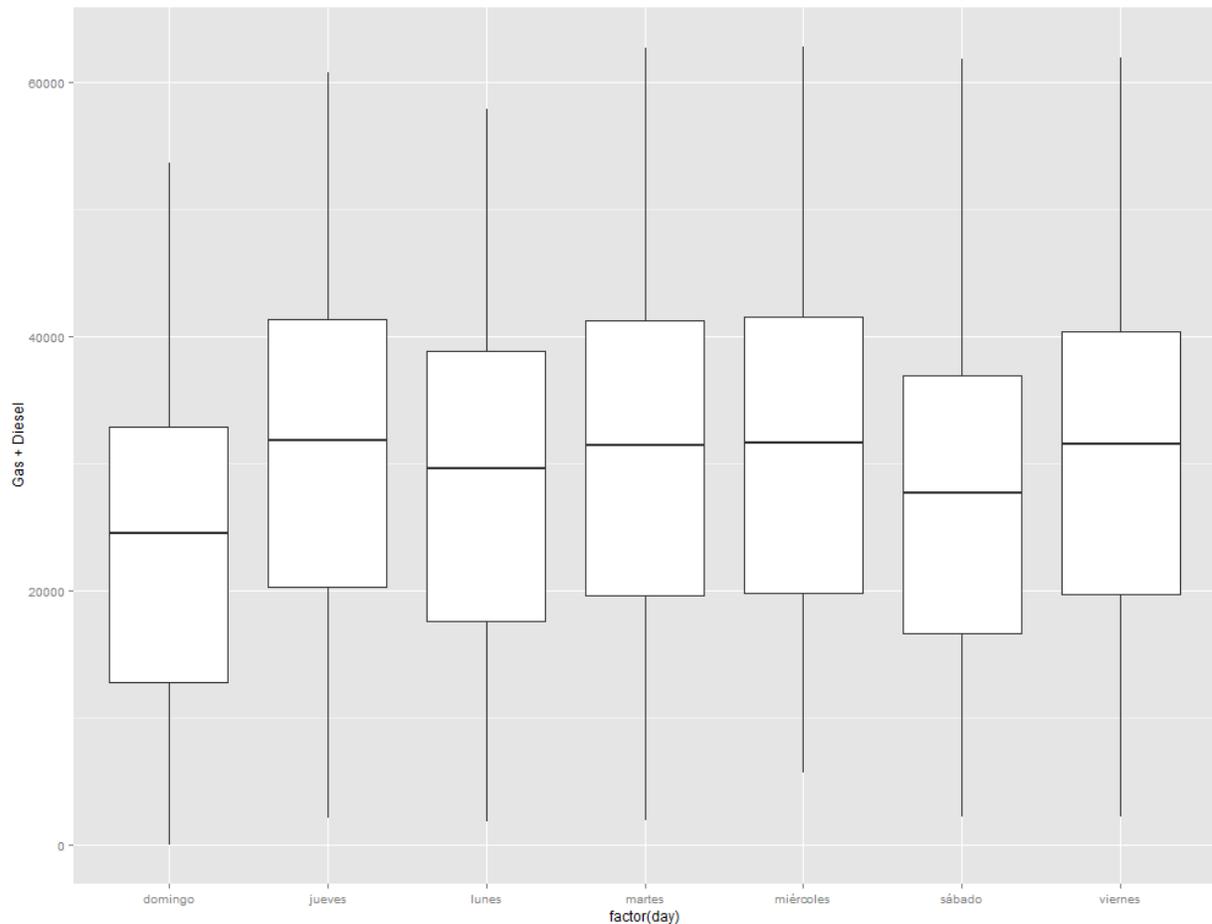


Ilustración 29. Boxplot de generación entre días de semana y fines de semana

En la Ilustración 29 se observa, a la derecha, la distribución de las observaciones pertenecientes a fines de semana y a la izquierda las que no. Cada caja representa el 50% de las observaciones más cercanas a la media. Se puede concluir que los fines de semana tienen una diferencia sutil de menor consumo que los días de semana. Si separamos este efecto para todos los días de la semana se obtiene lo siguiente.

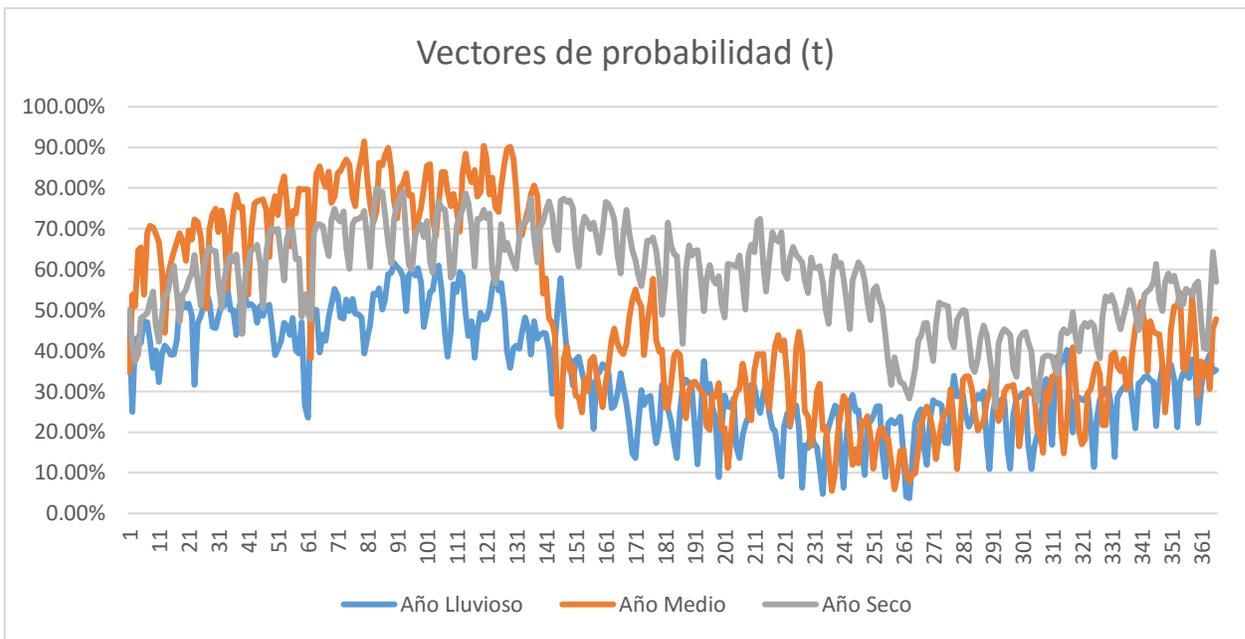


*Ilustración 30. Boxplot de generación para cada día de la semana.*

En la Ilustración 30 se puede observar que el día sábado y domingo son los días con menor consumo en la semana. Finalmente, para mantener una consistencia dentro de los factores del simulador, se consideran los efectos del número de la semana y día también.

El procedimiento de "alineación" de días de la semana se realizará en base a los primeros días del año. Se tomará un año como "base" y el resto de los años se irán agregando secuencialmente de manera de coincidir los días de la semana.

Finalmente, los vectores de probabilidad obtenidos son los siguientes:



*Ilustración 31. Vectores de probabilidad según tipo de año*

En la Ilustración 31 se puede observar que el año seco tiene altas probabilidades durante casi todo el año. No obstante, el año "medio", tiene una alta probabilidad en el primer tercio del año, superando incluso las probabilidades del año seco.

La explicación de estos resultados viene de que, el año "Medio", es en realidad un año lluvioso, pero está precedido por un año seco. En particular los años que se están utilizando en esta muestra (2009 y 2008) fueron parte de un mismo fenómeno.

El año 2007 fue uno de los años más secos en los últimos 50 años. Debido a la sequía, las cotas de los embalses se encontraban muy bajas durante el verano del 2008. Esto provocó que el primer tercio del año 2008 se comportará como un año "seco". Sin embargo, la segunda parte del año fue lluviosa, por lo tanto, se tuvo un consumo bajo de generación termoeléctrica.

El año 2009 tiene un comportamiento similar al 2008. La primera parte del año fue bastante seca y por lo tanto hubo un alto consumo alto de centrales termoeléctricas y la segunda parte del año fue lluviosa. A pesar de que el año 2008 fue lluvioso en su segunda mitad esto no fue suficiente para generar una alta excedencia durante el 2009. Sin embargo, el verano del año 2009 fue "menos dramático" que el verano del año 2008. A continuación, se grafica la generación por fuente térmica de los dos años "medios".

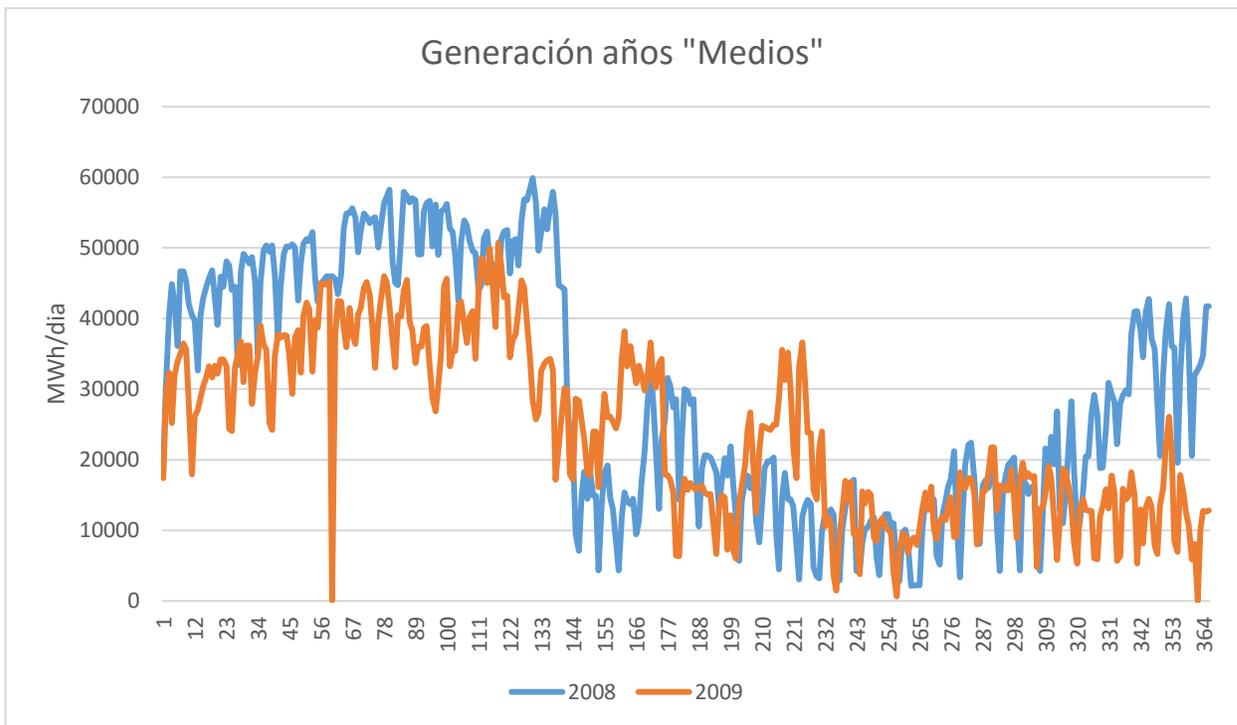


Ilustración 32. Generación Bruta al SIC por fuentes térmicas para los años 2008 y 2009

La razón de este fenómeno tiene relación a un desfase entre los "años hidrológicos" y los años calendario. Es decir, las lluvias y deshielos de un año repercuten directamente sobre la excedencia del año siguiente. Debido a que el resto de procesos que se llevan dentro de GNL Chile son procesos basados en el "año calendario" no tiene sentido desfasar las demandas, sin embargo, se ampliará el concepto de "años medios", dividiéndolos en dos categorías: los años "húmedos-secos" y los "secos-húmedos".

El año "seco" correspondería entonces a un año "seco-seco", es decir, un año que tiene muy pocas lluvias, pero también el año antecesor fue seco. En este tipo de años tanto la primera parte del año como el final la generación eléctrica se basa en fuentes térmicas. Para estimar el año seco-seco se aplicó el siguiente criterio:

$$p_d^{seco-seco} = \max\{p_d^{seco}, p_d^{medio}\}$$

Análogamente se estimó el año "seco-húmedo" como

$$p_{d \in 1^\circ \text{ trimestre}}^{seco-humedo} = \max\{p_d^{seco}, p_d^{medio}\}$$

$$p_{d \notin 1^\circ \text{ trimestre}}^{seco-humedo} = \frac{p_d^{humedo} + p_d^{medio}}{2}$$

El año "húmedo-seco" se estimó de forma inversa al año "seco-húmedo". Finalmente, el año "húmedo-húmedo" se mantuvo equivalente al año "húmedo".

Los resultados finales de los vectores de probabilidad se presentan en el gráfico a continuación.

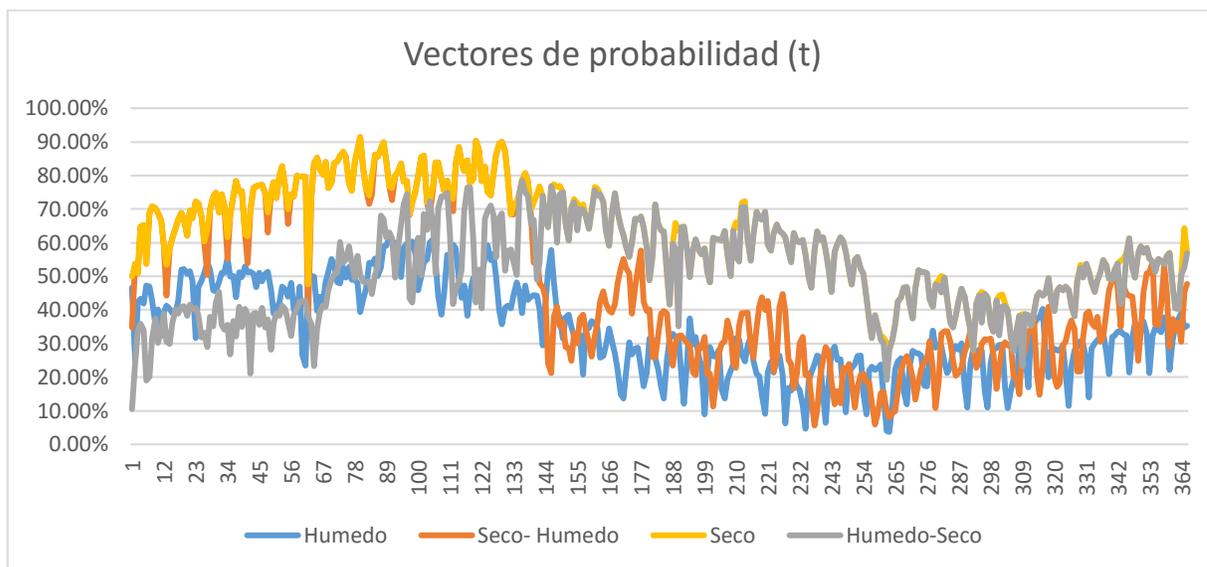


Ilustración 33. Vectores de probabilidad según tipo de año

#### 4.2.1.c Comentarios sobre el modelo

Si bien el modelo original contempla una simulación basada en un despacho aleatorio de las plantas discreto (planta encendida/planta apagada), en la práctica, las plantas pueden despacharse en un rango de potencias. Para lograr esa variabilidad de rangos en las simulaciones se aplicó una versión iterativa del modelo original. Es decir, el modelo original plantea  $n_{iter}$  simulaciones y en base a dichas simulaciones se realiza una "simulación media", que corresponde a un promedio de consumo para las plantas. Estas iteraciones pueden ser una mezcla de años, de esta forma se añade un poco más de variabilidad a las simulaciones.

Existen varias extensiones y mejoras planteadas sobre el modelo, a continuación, se plantean algunas de ellas:

#### Metodología adicional de estimación de matrices de probabilidad

Si bien la estimación de las matrices de probabilidad a partir de las esperanzas de consumo entrega buenos resultados, el método es un poco artificioso. Tiene bastantes parámetros a determinar y gran parte del trabajo se realiza en base a ajustes "manuales". Una alternativa interesante a esta metodología es la

utilización de un modelo estructural en base a variables conocidas: mes del año, número de semana, fin de semana-no fin de semana, es día especial (navidad, año nuevo), tipo de año, etc.

La probabilidad de encendido podría ajustarse a la utilización promedio en base a métodos estimativos para modelos estructurales, como son: Logit y Probit.

### **Sustitución de demanda**

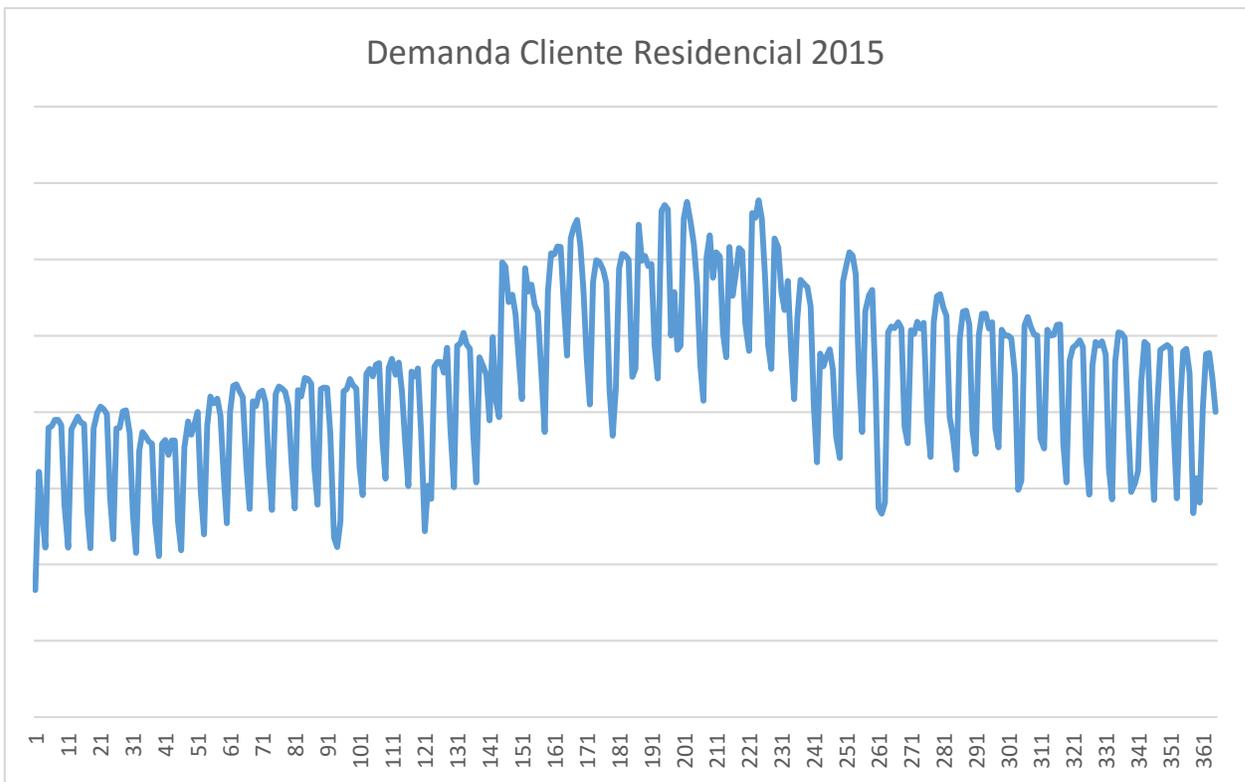
Las simulaciones actuales se basan en un principio de demanda "asignada", esto quiere decir que, la simulación para un año determinado asigna cierta demanda a la planta  $k$  e independiente si la planta tiene o no gas para funcionar. Por lo tanto, la demanda está atada a dicha planta.

Una versión más sofisticada de las simulaciones podría permitir que los despachos bloqueados por ausencia de gas sean reemplazados por despachos de las centrales consecutivas en la línea de costo. Este análisis debe incluir el uso de combustibles alternativos en dichas centrales, ya que gran parte de ellas puede funcionar a gas y diésel.

#### **4.2.2 Demanda Residencial**

Para tener una simulación de la demanda residencial se analizó un perfil limpio de consumo eléctrico de manera de obtener solo el consumo residencial e industrial. Debido a la sensibilidad de los datos, solo se pudo analizar la muestra de un año, por lo que la representatividad de los datos es limitada. Sin perjuicio de lo anterior, el algoritmo tiene todas las capacidades de analizar horizontes más amplios o considerar otros años.

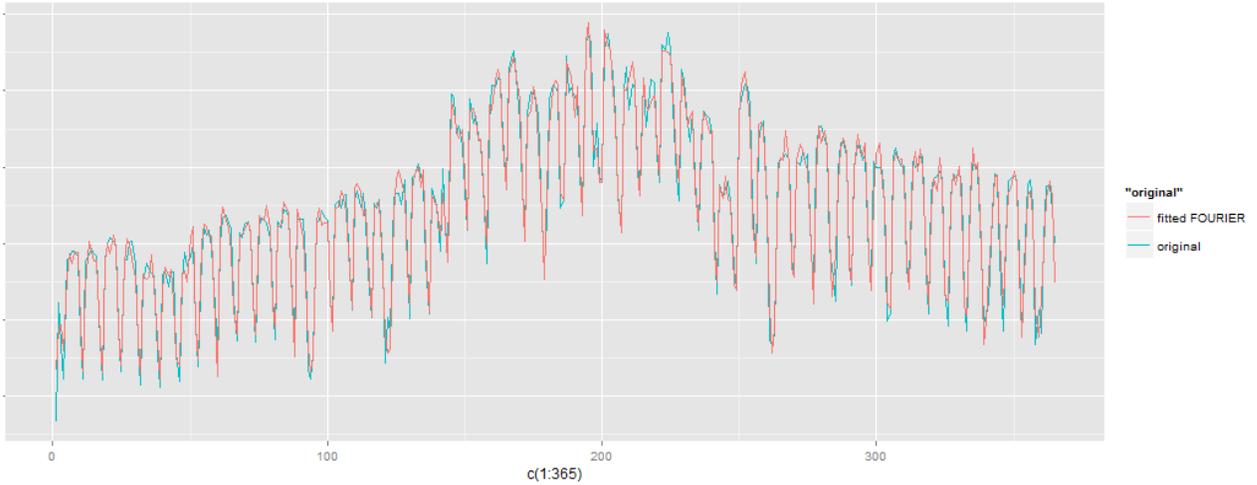
El perfil limpio es el que se muestra a continuación:



*Ilustración 34. Perfil de demanda residencial e industrial de Metrogas año 2015<sup>54</sup>.*

Para generar un modelo replicable se probaron dos métodos de ajuste: ARIMA y FFT (aproximación "rápida" de Fourier). Se realizaron variadas pruebas en R para determinar qué modelo se ajustaba mejor y que número de parámetros era necesario añadir al modelo. Debido al comportamiento sinusoidal del perfil, con un número reducido de parámetros FFT mostraba buenos resultados. A continuación, se muestran dos gráficos para FFT y auto.ARIMA.

<sup>54</sup> Datos confidenciales provistos por GNL Chile. Valores eje vertical omitidos intencionalmente



*Ilustración 35. Ajuste Fourier (FFT) a curva de demanda de cliente residencial<sup>55</sup>*

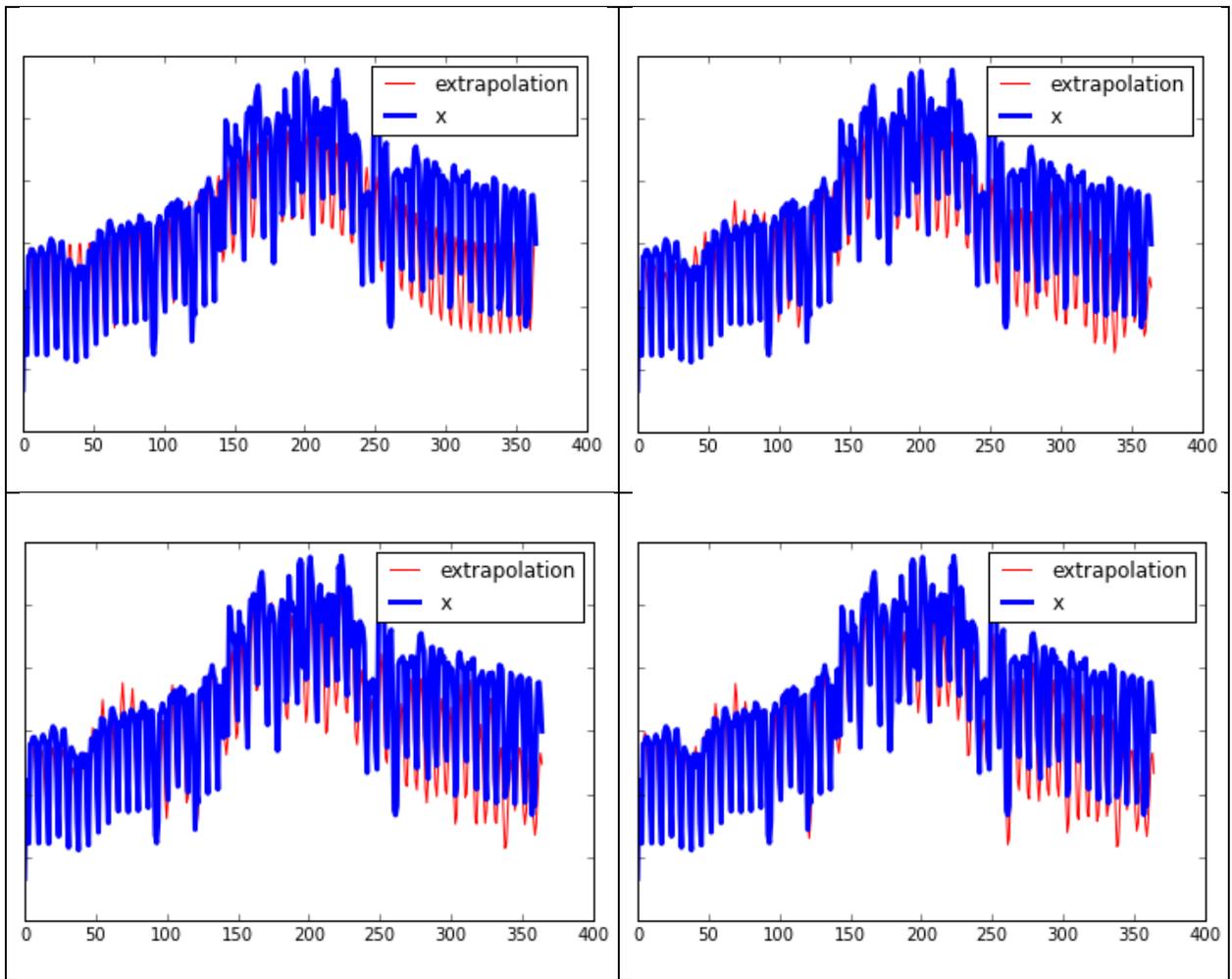


*Ilustración 36. Ajuste ARIMA (auto.Arima) a curva de demanda de cliente residencial<sup>56</sup>*

Si bien el ajuste de Fourier es más parecido a la curva de demanda, esto se debe principalmente a un número de parámetros incluidos en el modelo. Si se comienza a agregar gradualmente parámetros, los resultados de FFT son los siguientes:

<sup>55</sup> Datos confidenciales provistos por GNL Chile. Valores eje vertical omitidos intencionalmente

<sup>56</sup> Datos confidenciales provistos por GNL Chile. Valores eje vertical omitidos intencionalmente



*Ilustración 37. Ajuste de Fourier a demanda de cliente residencial según número de parámetros*

En la Ilustración 37 se presentan cuatro graficas con ajustes de Fourier pero con distinto número de parámetros. En la primera figura (izquierda superior) se aplicaron 2 parámetros de ajuste, en la segunda (derecha superior) se aplicaron 8 parámetros, en la tercera (izquierda inferior) 12 parámetros y en la cuarta (derecha inferior) 20 parámetros.

El primer gráfico (2 parámetros), deja en evidencia dos ondas sinusoidales superpuestas, una de periodo anual y otra de periodo semanal. Cada vez que se incrementa el número de parámetros (que es equivalente a incrementar el número de frecuencias elementales de generación de armónicos) se tiene que el ajuste a la serie de tiempo es mejor.

Sin embargo, el segundo semestre, a pesar del incremento de parámetros, no tiene un buen ajuste. La curva ajustada siempre subestima el consumo real, la razón de esto puede ser:

- El consumo no es simétrico en el año

- El consumo en el segundo semestre está sobre estimado debido a que es una predicción y no consumo real. La primera parte de la serie corresponde a consumo real 2015 y la segunda parte es solo predicción.

Se asumirá que la segunda hipótesis es más preponderante. De cualquier forma, el número de frecuencias elementales en el modelo se mantendrá como un parámetro abierto en el simulador. A continuación, se hace una descripción detallada de los parámetros a ingresar en el modelo:

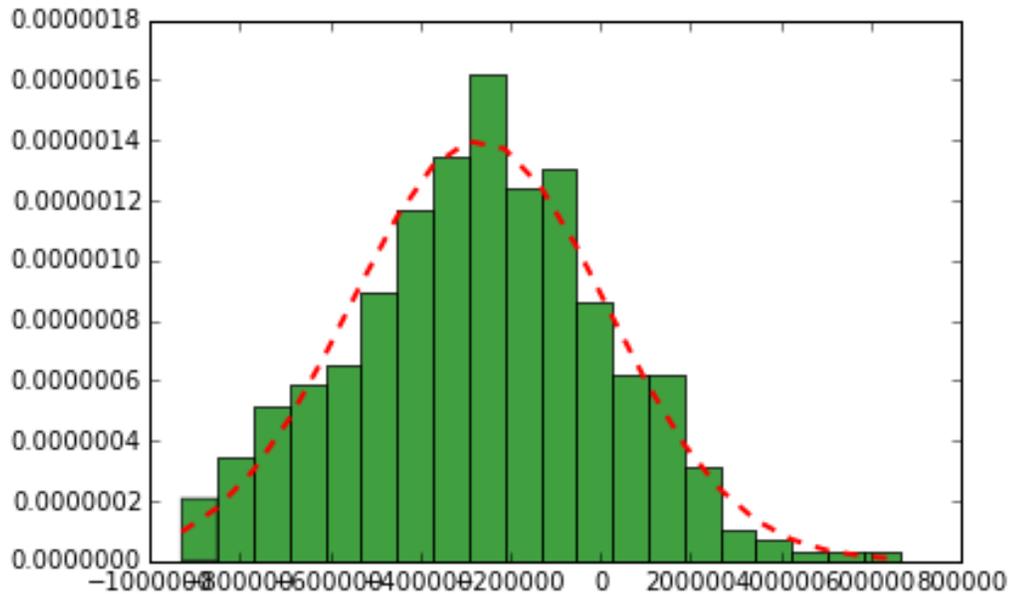
### **Parámetros FFT:**

- **Número de Armónicos:** Número de armónicos en la serie a predecir. Se debe considerar un número mayor o igual a 52 (número de semanas en un año)
- **Número de frecuencias:** Representa el número de frecuencias elementales a considerar. Se estableció que un número mayor a 9 presenta un ajuste razonable. Este parámetro tiene relación al nivel de ajuste, mientras más alto el número más ajustada estará la curva al año 2015. Cada uno de estos incrementos representa una nueva frecuencia elemental en la serie de Fourier.
- **Tasa de crecimiento anual:** representa la tasa a la que crece anualmente la demanda residencial.
- **Margen de seguridad:** la demanda simulada es aumentada según un factor porcentual de seguridad. Este factor de seguridad está relacionado con el invierno más frío en treinta años. Se estableció un valor cercano al 8%.
- **Error:**
  - **Mu error:** parámetro  $\mu$  de la simulación normal del error, su valor debería estar en la vecindad de 0
  - **Sigma error:** Desviación de la distribución normal del error, estadísticamente el valor de este parámetro fue de  $\sigma = 284881.78$
- **Parámetros de temperaturas:**
  - **Variación consumo por tipo de año c/r 2015 [Estación]:** similar al margen de seguridad este parámetro representa por estación si el consumo es mayor o menor, porcentualmente se puede poner un valor positivo o negativo según corresponda

Cómo la predicción sinusoidal de FFT es completamente determinística es necesario considerar un error aleatorio. Este error está asociado al error de

predicción de FTT, en contraste con la demanda real. Esto se simula y de ahí se obtiene la aleatoriedad de la simulación. La distribución de los errores será normal de parámetros:

$$\mu = -270585.30, \sigma = 284881.78$$



*Ilustración 38. Errores de predicción en ajuste de Fourier (FTT) para demanda de Metrogas*

En la Ilustración 38 se muestra la normal ajustada en rojo y el histograma de los errores en verde. Es posible apreciar que el centro de la distribución está a la izquierda (es decir, la predicción subestima la demanda). Esto probablemente tiene relación con que los errores fueron estimados en base al año 2015 en donde, la segunda parte del año, tenía consumos proyectados. Los márgenes de seguridad de Metrogas generan altas predicciones para los consumos.

Finalmente, La estimación de demanda de Metrogas aplicará un margen de seguridad y sobre esta nueva "señal base aumentada" se aplicará la simulación del ruido normal. De esta forma, se obtendrá un consumo - real y un consumo-proyectado de manera separada.

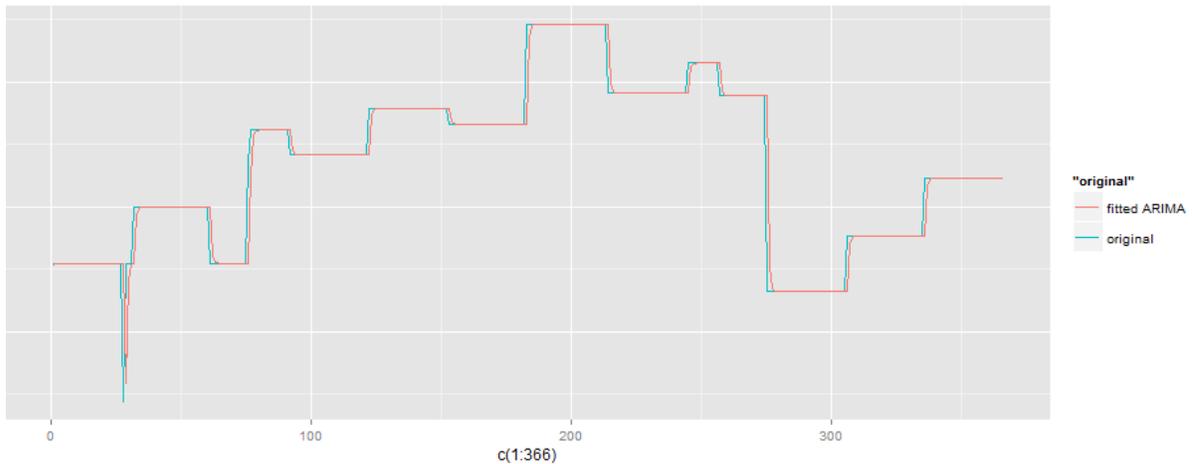
### 4.2.3 Demanda de cliente industrial

Para simular la demanda de este cliente, se analizó la señal limpia (sin el consumo eléctrico). Debido a que no se contaba con datos del consumo real, se desarrolló todo en base a la predicción de la demanda del año 2016. Se probaron dos modelos de aproximación para la simulación:

- ARIMA

- Modelo de señales cuadráticas.

Las simulaciones por auto.arima entregaron los siguientes resultados:



*Ilustración 39. Ajuste por ARIMA a la demanda de Cliente industrial*

Si bien el ajuste por ARIMA es muy bueno existieron problemas en las simulaciones:

- La simulación da “saltos” en intervalos de tiempo muy pequeños, por lo que la variabilidad de la señal es demasiado continua y no se asemeja en nada a una onda cuadrada.



*Ilustración 40. Simulación de demanda de ENAO con modelo de ARIMA*

- En ciertas simulaciones el comportamiento de ARIMA escapa de los rangos del “forecast” o consumo proyectado.

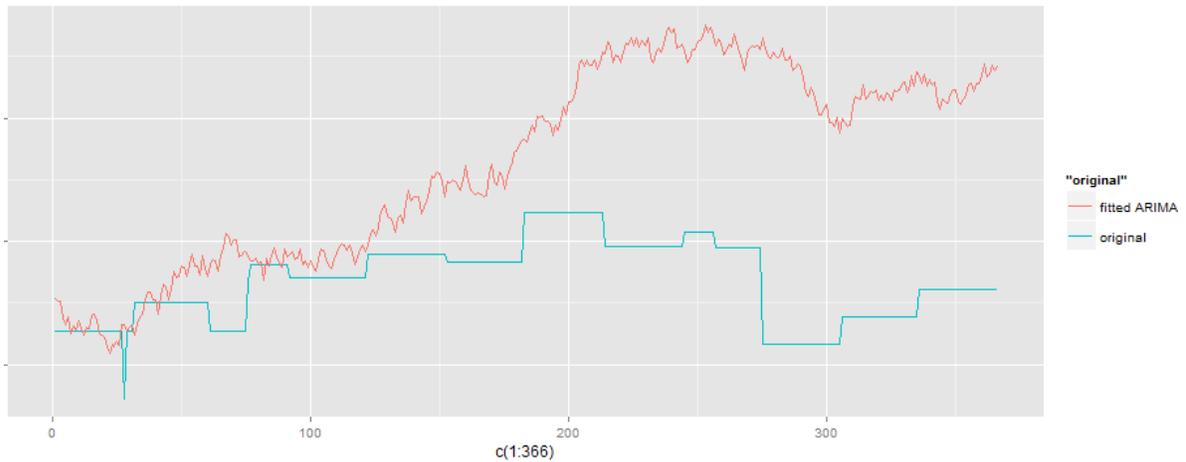


Ilustración 41. Simulación de demanda de cliente industrial con modelo de ARIMA (cont.)

Finalmente, se aplicó un modelo a medida que construyera la demanda cuadrática de este cliente. Se puede observar que el comportamiento de la demanda del cliente es cuadrado. El largo de cada "onda" será tan variable como se quiera.

El método de simulación será el siguiente:

1. Se simula un paso  $\Delta T \sim U(\min\_DT, \max\_DT)$  y un tamaño de salto  $\Delta X = U(-\text{Varianza}\%, +\text{Varianza}\%) * AV$  en donde  $AV = \text{Promedio}(\text{Forecast\_dem\_ENAP\_2016})$ . Por lo tanto, acá se utilizan 3 parámetros.
2. Si  $\Delta X < 0$  se guarda en *neg*, de lo contrario en *pos* hasta que la suma de los tiempos sea superior a un año.
3. Se divide *neg* en 2 y los saltos se ponen en el vector de consumo hasta que se termine la mitad de *neg*,  $[\Delta X + AV], \Delta T$  veces
4. Se procede igual a lo anterior hasta utilizar todo el vector *pos*
5. Se utiliza lo restante del vector *neg* hasta que se termine
6. Se trunca para obtener un vector de largo *dias* (ultimo parámetro)

Para obtener una diferencia entre consumo-real/consumo-proyectado se procede con dos simulaciones distintas.

#### 4.2.4 Determinación de las Time Windows

Una vez que los clientes han determinado cuáles son sus consumos proyectados. Algunos de los clientes pueden definir periodos de tiempo en los cuales se harán las entregas de estos barcos. Estos barcos pertenecen a una categoría especial de "cantidades flexibles" denominadas "AQ".

A continuación, se explicita una metodología para determinar las ventanas de descarga o Time Windows para los clientes respectivos.

Dado un perfil de consumo proyectado para cada día del año (*consumo\_proyectado*) y el número de barcos AQ a ubicar, se determina en orden cuales son los meses con más consumo total. Es decir, se ordenan los meses de mayor consumo a menor consumo:

$$M = [Q_{m_i}, \dots, Q_{m_j}]$$

La idea original del algoritmo consiste en establecer los barcos en los periodos de mayor consumo de manera de reducir las "distancias" entre los meses de mayor consumo y las descargas. Es posible que, en la práctica, los barcos no sean ubicados según este criterio, sino que, por ejemplo, consideran el mes anterior al de mayor consumo o periodos de altos consumos. Sin embargo, para establecer una definición que se conduzca a un método más práctico se asumirá que la función objetivo minimiza las "distancias" entre los meses de mayor consumo y la llegada de los barcos. La función a minimizar se plantea a continuación:

$$\min f(X_{barco}) = \sum_{i \in \text{año}} Q_{m_i} * d_{\min(\text{barco}, m_i)}$$

Donde  $Q_{m_i}$  es la cantidad presupuestada a consumir en total durante el mes  $m_i$ ,  $d_{\min(\text{barco}, m_i)}$  representa a que distancia (en meses) entre el mes  $m_i$  y el mes seleccionado para la llegada del barco AQ.

Los periodos solicitados por lo tanto son elegidos de manera que minimicen la función objetivo anterior.

### 4. 3 Módulo de Oferta

El objetivo de este módulo es generar el ADP (Annual Delivery Program) tanto para los clientes antiguos como para los clientes nuevos. Esta sección repasa primeramente las reglas de programación de los clientes antiguos, posteriormente los algoritmos de generación de fechas tanto para clientes nuevos cómo para clientes antiguos.

### 4.3.1 Reglas de Programación de barcos

Actualmente los tres clientes (Endesa, ENAP y Metrogas) tienen el mismo proveedor de GNL, cada uno con su propio contrato de suministro.

El supuesto original del programa de simulación es que, a pesar de que los tres clientes tengan tres contratos de suministro diferentes, la programación de barcos para Quintero se hace en base a la resolución de un solo problema. En base a lo anterior, el análisis estadístico de llegadas se hará de forma conjunta, evitando centrarse en la resolución particular del problema para cada cliente.

### 4.3.2 Simulación barcos

Para la simulación de las fechas propuestas por el proveedor se debe asumir una distribución aleatoria entre las llegadas de los barcos, esto también debe considerar que el número de barcos se puede incrementar por lo que dicha distribución irá cambiando con el tiempo, si se consideran los dos últimos años (2014 y 2015) se tienen los siguientes resultados de ajuste para distribuciones de Poisson:

<b>AÑO</b>	<b>DISTRIBUCIÓN DÍAS ENTRE LLEGADAS</b>	<b>NÚMERO DE BARCOS</b>
<b>2014</b>	Poisson(9.64)	36
<b>2015</b>	Poisson(8.02)	42

*Tabla 5. Tabla de distribución entre Llegadas*

El ajuste de las curvas se muestra a continuación:

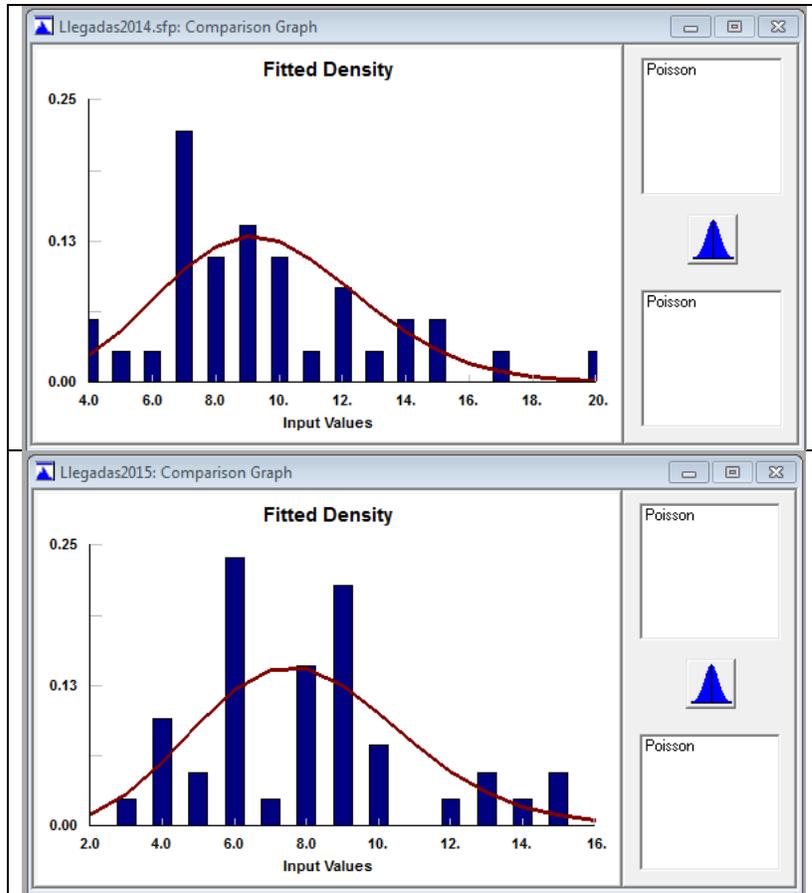


Ilustración 42. Ajuste de Poisson para días entre llegadas de barcos años 2014 y 2015

El parámetro  $\lambda$  de la distribución de Poisson está directamente relacionado al número de días en promedio que se demoran las llegadas y, por lo tanto:

$$\lambda \propto 365/(n\_barcos)$$

*Ecuación 1. Parámetro lambda para distribución de días entre llegadas*

Sin embargo, la distribución de Poisson presenta una alta probabilidad de llegadas no uniformes durante el periodo de evaluación, debido principalmente a la distribución de probabilidad cargada a los valores menores. Esto se evidencia en la mayoría de los años simulados en los últimos meses del año. Finalmente, la distribución de Poisson fue reemplazada por una distribución Binomial de parámetro  $\lambda$ , estimado de la misma forma que en la Ecuación 1.

El algoritmo planteado para la simulación de los barcos es el siguiente:

1. Se toman un conjunto de fechas distribuidas Binomial de parámetro  $\lambda = 365/nbarcos$  totales. Se comprueba que haya fechas suficientes para cumplir las ventanas solicitadas en las etapas anteriores y que la última fecha quede

dentro del año en simulación, además, que no exista una diferencia menor a dos días entre llegadas.

2. Los barcos se ubican en base a una prioridad dada por la naturaleza de las restricciones. El objetivo del procedimiento es que la mayor parte de los barcos queden equidistantes por cliente.

#### **4.3.2.a Tamaño de los barcos**

Los cargos de gas transportan diversas cantidades de GNL, esto debido a que existen variabilidades de la flota, diferencias de puertos de origen y distancias recorridas, diferencias entre cantidades solicitadas, diferencias en la calidad del gas, entre otros. Por lo tanto, el tamaño de los cargos es también una variable aleatoria a simular. El algoritmo para determinar el tamaño de los barcos será el siguiente:

1. Se determina para cada barco un tamaño aleatorio en el conjunto discreto de tamaños [2.880.000,3.050.000] [MMBtu].
2. A partir de la primera iteración de tamaños se determinan las cantidades faltantes o sobrantes según el número de barcos y las cantidades solicitadas para cada cliente, dichas cantidades se suman o restan a todos los barcos de cada cliente en la misma proporción.

#### **4.3.3 Reglas de Programación de barcos otros proveedores.**

En el caso de que existan nuevos proveedores de gas adicionales al proveedor actual es posible que tenga que utilizarse el "sistema de slots". Para simular este proceso primero se determina un sistema de slots a partir de los siguientes parámetros:

1. Número de slots: cuantos slots hay durante el año. Solo puede haber un barco por slot y los slots están equidistantes en días; es decir entre ventana y ventana existe el mismo número de días.
2. Tamaño en días de cada slot: es el número de días que contiene cada slot. Este tamaño tiene un mínimo de dos días (tamaño de un delivery window para un barco) y también un máximo determinado por el número de slots en un año y el número de días en el año.
3. Fecha primer slot: es la fecha inicial del primer slot. Por defecto, el primer slot, comienza el 1 de enero del año de simulación. Eventualmente, de manera de no forzar la llegada de un barco la primera

semana o los primeros k días, es posible definir ese parámetro en la simulación.

Una vez definidos los slots se determinan dos factores principales en la simulación de los nuevos barcos: el primero es el número de barcos (por lo tanto, el tamaño de dichos barcos) y el segundo las fechas (dentro de cada slot) que son seleccionadas como un primer "draft" de los barcos nuevos.

Para determinar el número de barcos se considerará que para cada cliente existe una cantidad presupuestada de consumo  $Q_{cliente}$ . Dicha cantidad es traducida en "barcos equivalentes" con el siguiente método:

1. Se tienen 2 parámetros definidos por el usuario: tamaño máximo de un cargo de GNL, y el tamaño mínimo de un cargo de GNL;  $min_{size} = 2700000 \text{ MMBtu}$ ,  $max_{size} = 3300000 \text{ MMBtu}$ . A partir de dichos tamaños y la cantidad a programar se determina entonces cuantos barcos máximo y mínimo podría programar el cliente a partir de la siguiente formula:

$$max\_ships = round\_down\left(\frac{Q_{cliente}}{min_{size}}\right)$$
$$min\_ships = round\_down\left(\frac{Q_{cliente}}{max_{size}}\right)$$

2. Se determina el número de barcos como un entero aleatorio entre el máximo y el mínimo de barcos elegibles  $num_{barcos}$ .
3. A partir del número de barcos se determina el tamaño de cada barco como  $cargo_{size} = Q_{cliente}/num_{barcos}$ . El tamaño de todos los cargos es el mismo.

Para determinar los slots y las fechas dentro de ellas se seleccionan  $num_{barcos}$  por cada cliente y dentro de cada ventana se elige un día aleatoriamente con distribución uniforme dentro de los días. Se considera que el barco tiene un "delivery window" de dos días.

#### 4.3.4 Fechas en conflicto y moved dates:

Una vez que las fechas de los barcos del proveedor actual están definidas y las fechas tentativas de los otros proveedores están asignadas, se determinan que fechas están en conflicto y los barcos se mueven según el siguiente algoritmo:

1. Solo si existe conflicto de fechas (superposición de "delivery window") se elige un día dentro de la ventana **día seleccionado** y se determinan dos fechas para este día:

a. **Fecha anterior:** para el día seleccionado se determina cual es la fecha anterior que está ocupada, en general es la fecha final del "delivery window" del barco anterior al día seleccionado. Si no hay barcos anteriores al día seleccionado se elige el primer día del año (1 de enero) porque se trata del primer barco del año.

b. **Fecha siguiente:** análogo a la definición anterior, la fecha siguiente es la fecha futura más cercana al día seleccionado que está ocupada con algún barco. En el caso de no haber barcos futuros se considera entonces como fecha siguiente el 31 de diciembre.



Ilustración 43. Fecha anterior y Fecha siguiente

2. Se itera para todos los días dentro de la ventana y se define finalmente como fecha nueva el día que entregue mayor "distancia" entre fechas.

Siempre hay una solución factible debido a que siempre existen al menos dos días entre los barcos del proveedor actual.



Ilustración 44. Fecha antigua y fecha nueva para un barco en conflicto

En Ilustración 44 se muestra un cambio realizado con el algoritmo anterior. Se puede notar que dentro del slot existen varias posibilidades para mover el barco, pero el algoritmo elige la última fecha dentro del slot de manera que maximice la "distancia" entre los barcos.

#### **4. 4 Módulo BPGR**

Cada año simulado debe definir un perfil de derechos diarios de consumo para los "Gas Buyers" (BPGR). Debido al número de iteraciones requeridas para obtener resultados significativos en las simulaciones, es necesario contar con un método rápido y con resultados "coherentes" desde el punto de vista de los intereses. En la actualidad el método de entrega de derechos está basado en un algoritmo de "recortes" y posteriormente un proceso de inspección y reajuste en base a criterios de restricciones. Este método es funcional y flexible, de esta manera es posible proteger los intereses de los "Gas Buyers" y ajustar los derechos de manera de tener una buena asignación. Si bien, este método es funcional en la operación, esta metodología no es automatizable tal cual está definida, en la práctica solo funciona debido a que el reparto de derechos se realiza una vez al año.

En una primera instancia se intentó utilizar una versión automatizada del algoritmo original de recortes, sin embargo, los resultados eran demasiado variables y en casos límites las asignaciones eran incorrectas. Luego se programó una versión de entrega de derechos en base a la resolución de un problema de optimización, este problema se formuló considerando varios modelos. Esta última metodología entregó resultados satisfactorios desde el punto de vista de la solución y también debido a los tiempos de ejecución.

A continuación, se expone parcialmente el funcionamiento del algoritmo de recortes con un propósito ilustrador de la definición del problema.

##### **4.4.1 Algoritmo de recortes**

La entrega de derechos de consumo se realiza en base a: las llegadas de barcos (ADP), el tamaño del almacén y los consumos proyectados por los clientes. Por lo tanto, se tiene que:

$$BPGR = f(ADP, consumo\_proyectado, Stock\_cap)$$

La idea detrás del algoritmo de recortes del BPGR es que cada cliente pueda nominar una cantidad lo más parecida al consumo proyectado para cada día, por lo tanto, se tiene que determinar bien cuáles son los límites máximos y mínimos de las nominaciones.

Se definirá  $N_i$  como la nominación "proyectada" para el día  $i$ , donde  $i \in dias = \{1 \dots 365(6)\}$ . Las restricciones para las nominaciones están dadas en la siguiente expresión:

$$MNL_i \leq N_i \leq GE_{i-1} \quad \forall i \in dias$$

En donde  $MNL_i$  representa la nominación mínima diaria. El termino  $GE_{i-1}$  representa el "Gas Entitlement" al final del día  $i - 1$ . Esta definición contractual es el equivalente nominal al inventario de gas que pertenece a cada cliente, la sumatoria de todos los  $GE_{cliente}$  es equivalente al inventario real de la planta.

Para motivos de simplificación del modelo, el cálculo de los  $GE$  omitirá términos asociados a imprevistos (shorfalls, retrasos en barcos, excedentes en el inventario de cada barco, transacciones entre clientes, etc.). Finalmente, la ecuación que define el "Gas Entitlement" es la siguiente:

$$GE_i = \sum_{j \leq i} BPGR_j - \sum_{j \leq i} N_j + GE_{residual}$$

Adicional a lo anterior el  $BPGR_i$  está limitado por las siguientes restricciones:

*Consolidado anual:*

$$\sum_{i \in \text{año}} BPGR_i^{cliente} = \sum_{s \in ships} CA_s^{cliente} \quad \forall cliente$$

En donde  $CA_s$  representa el "Cargo Allocation"; es decir el contenido de gas transportado por el barco  $s$ . El conjunto  $Ships$  representa el conjunto de todos los barcos en el ADP. Por lo tanto, el término de la derecha representa la suma de todas las descargas en el terminal destinadas al cliente "cliente".

*Regla de los 120 días:*

$$\sum_{i \in T} BPGR_i^{cliente} = \sum_{c \in ships \mid ships \subseteq T} CA_c^{cliente} \quad \forall cliente, \forall T \subseteq dias ; |T| \geq 120$$

Una restricción más rígida que la anterior es la "Regla de los 120 días", análoga a la restricción de consolidado anual, la regla de los 120 días señala que los derechos de gas deben ser equivalentes a las entregas de gas en ciclos de 120 días. Si bien esta regla tiene una alta relevancia a la hora de forzar ciertos comportamientos en las solicitudes de los clientes, de manera de entregar estacionalidades, esta restricción se ha relajado en base a un óptimo mejor. La relajación de esta restricción tiene directa relación con un "buen comportamiento" de parte de los clientes, es decir, no tener consumos muy estacionales y envíos parejos.

*Limitante capacidad FSC:*

$$BPGR_i^{cliente} \leq FSC^{cliente}$$

En la expresión anterior, FSC representa el "Firm Sendout Capacity", es decir la capacidad de regasificación asignada para cada "Gas Buyer". El derecho de consumo diario (y por lo tanto la nominación) no puede ser mayor que la capacidad contratada de regasificación.

### **Descripción del algoritmo**

Para efectos prácticos se asumirá que la nominación solo está limitada superiormente, es decir  $MNL_i = 0 \forall i$ . Esto viene dado por la imposibilidad de poner en práctica la regla de la nominación mínima, es decir, la demanda de gas no puede ser forzada. En términos contractuales el "MNL" representa un indicador de "overstock", pero es económicamente ineficiente forzar el consumo de gas, en casos de "overstock" la decisión es siempre cancelar cargos.

El algoritmo es el siguiente:

1. Se define un primer perfil de BPGR según la siguiente expresión:

$$BPGR_i = \min \{ Consumo_{Proyectado_i}, FSC_i \} \quad \forall i \text{ in days}$$

Es decir, BPGR es igual al consumo proyectado acotado por el  $FSC_{cliente}$  de cada cliente.

2. Se calcula el inventario preliminar en base al  $BPGR$  anterior, este inventario se llamará  $inventario\_original$ . Este inventario se calcula en base a que el consumo proyectado serán las respectivas nominaciones de los clientes.
3. Para cada día de  $inventario\_original$  se identifican días "fuera de los bordes". Existen dos posibilidades:

$Inventario\_original_d < 0$  es decir, existe un "stock-out" de gas en la planta, se consumió más de lo que se debería haber consumido:

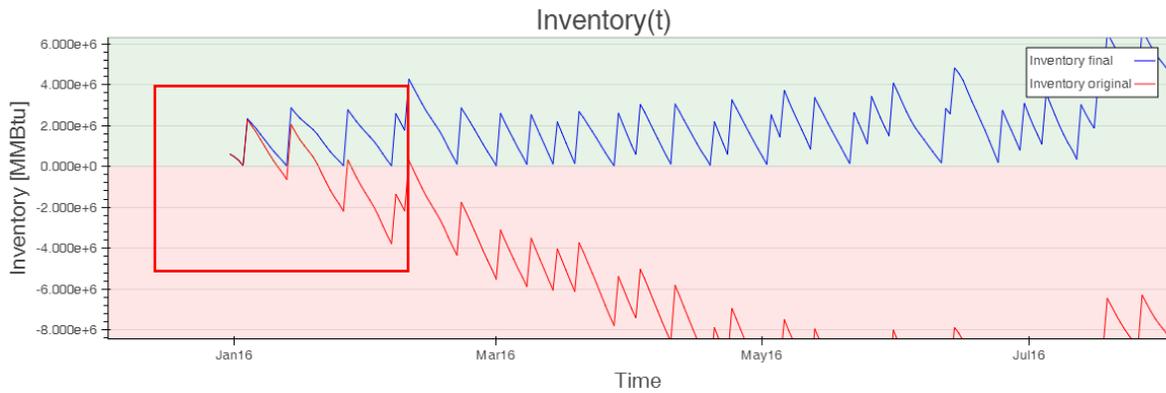


Ilustración 45. En línea roja, ejemplo de "Stock-out", en azul una curva de inventario real

$Inventory\_original_d > Stock_{cap}$  es decir, existe un exceso de gas en la planta debido a los bajos consumos o a llegadas de barcos consecutivas.

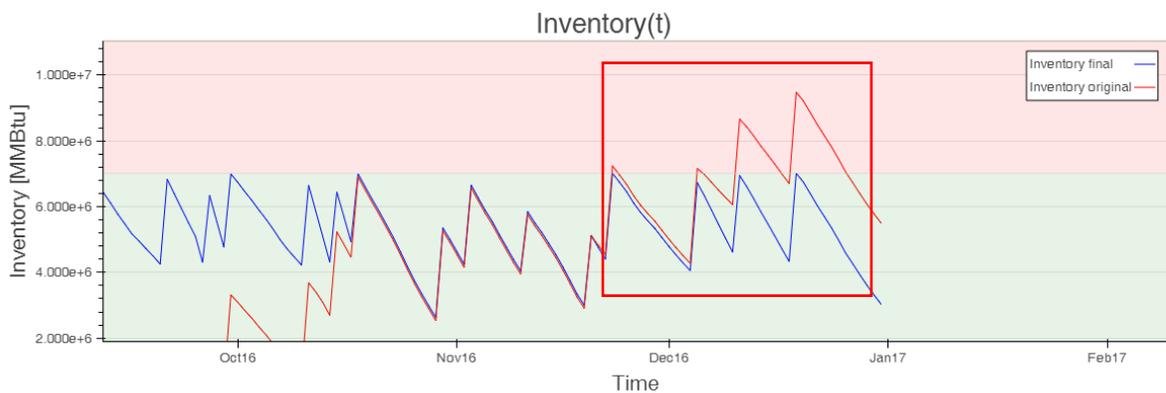


Ilustración 46. En línea roja, ejemplo de "Overstock", en azul una curva de inventario real

El inventario solo se revisa en un conjunto acotado de fechas, días de llegada de barcos (ETA) y el último día del año. Esto debido a que es durante esas fechas que se debe controlar el inventario resultante ya sea "Overstock" o "Stock-out", estas fechas son los "vértices" de la curva de inventario.

Según el caso anterior se opera:

- a. Si  $inventory_{dia-1} < 0$ ,  $dia \in \{ETA_{ADP}, 31/dic\}$  entonces significa que los consumos diarios (y por lo tanto los derechos) deben reducirse. La reducción de cada cliente será proporcional al "exceso" de consumo de cada uno de los Buyers, esto quiere decir que cada Buyer reducirá una cantidad proporcional del consumo que el sistema en su conjunto debe reducir en la siguiente proporción:

$$prop_{cliente} = \frac{FSC_{cliente} * (ETA_{actual} - ETA_{anterior}). dias}{sum(BPGR_{[ETA anterior, ETA actual]})}$$

$$Ratio_{cliente} = \frac{prop_{cliente}}{\sum_{i \in clientes} prop_i}$$

De esta manera se determina que proporción del exceso de consumo debe reducir cada uno, Mientras que  $Ratio_{cliente}$  representa el porcentaje del total que el cliente debe reducir, nominalmente la cantidad a reducir se calcula como:

$$reducción_{cliente} = |inventario_{dia-1}| * ratio_{cliente}$$

Ahora bien, la idea de esta reducción de consumo es que se aplique cada día en el periodo entre barcos pero constante por día, si así fuera, es posible que un cliente que debe reducir por ejemplo 300 MMBTU diarios reduzca algunos días su consumo a 0 o incluso valores negativos de tener días con  $BPGR_{dia} < \frac{reducción_{cliente}}{ETA_{actual} - ETA_{anterior}}$

Debido a lo anterior se aplica una reducción porcentual asumiendo que el descuento aplicado a cada cliente es siempre menor que la suma total del BPGR programado durante esas fechas, es decir, se asume que:

$$\frac{reducción_{cliente}}{sum(BPGR_{[ETA anterior, ETA actual]})} < 1$$

La relación anterior está fundamentada en el supuesto que hasta la llegada del barco anterior había "suficiente inventario" (por la secuencialidad del algoritmo). Se tiene entonces que en el peor de los casos todos los Buyers deberían reducir sus consumos a 0 y se quedaría al menos con el inventario del barco anterior. Entonces siempre la cantidad a reducir está acotada inferiormente por 0, a esta cantidad se denominará  $reducción_{porcentual}$

$$reducción_{porcentual} = \frac{reducción_{cliente}}{sum(BPGR_{[ETA anterior, ETA actual]})}$$

Finalmente se aplica la reducción con la siguiente formula:

$$\begin{aligned} BPGR_{[ETA anterior, ETA actual]} \\ = BPGR_{[ETA anterior, ETA actual]} * (1 - reducción_{porcentual}) \end{aligned}$$

- b. Para el caso  $Inventario_{dia} > Stock_{cap}$  los  $BPGR_{dia}$  se deben incrementar de manera que, como sistema, se "consume teóricamente" lo necesario para que el día de la llegada del barco ( $ETA_{actual}$ ) haya espacio suficiente para recibirlo.

Se denominará el espacio necesario para ingresar el cargo "delta" y estará definido como:

$$\text{delta} = \text{inventario}_{\text{dia}} - \text{Stock}_{\text{cap}}$$

La proporción de este gas que debe ser consumido por cliente, estará dada por la relación entre las capacidades ociosas de cada Buyer en el último periodo (entre la llegada del cargo anterior y el cargo actual). Se define "capacidad ociosa" como:

$$\text{cap\_ociosa}_{\text{cliente}} = \text{FSC}_{\text{cliente}} * (\text{ETA}_{\text{actual}} - \text{ETA}_{\text{anterior}}) \cdot \text{dias} - \text{sum}(\text{BPGR}_{[\text{ETA}_{\text{anterior}}, \text{ETA}_{\text{actual}}]})$$

A partir de la capacidad ociosa se determina un aumento diario que, en este caso, se denominará "reducción de capacidad ociosa". El ratio se definirá en base al porcentaje de aumento de consumo "delta" para cada Buyer. Dicho ratio estará dado por:

$$\text{ratio}_{\text{cliente}} = \text{cap\_ociosa}_{\text{cliente}} / \sum_{i \in \text{clientes}} \text{cap\_ociosa}_i$$

Entonces se denominará  $\text{delta}_{\text{client}}$  a la cantidad nominal de consumo que cada cliente debe incrementar en un periodo dado de tiempo, estará dada por:

$$\text{delta}_{\text{client}} = \text{ratio}_{\text{client}} * \text{Delta}$$

Esta cantidad se repartirá entre los días previos al algoritmo según un porcentaje del consumo proyectado de cada día.

El método de recorte descrito itera varias veces durante el año mientras queden días con inventario fuera de los bordes. Como se mencionó anteriormente, este algoritmo, presenta varios problemas desde el punto de vista de la solución:

- Las asignaciones de consumo adicional y recortes no son siempre equivalentes por cliente.
- El algoritmo no funciona bien para casos limites (por ejemplo, un cliente que pide barcos en exceso)
- El algoritmo puede entregar soluciones completamente distintas para casos similares.
- Las soluciones son factibles desde el punto de vista de las reglas del problema. Sin embargo, existe un gran conjunto de perfiles factibles, y es posible que algunos de estos perfiles resulten en soluciones más deseables desde el punto de vista del funcionamiento operacional, optimo por clientes, u "optimo comercial".

Finalmente se optó por probar otra metodología para encontrar la solución al problema de los BPGR.

#### 4.4.2 Modelo de programación lineal

Es posible modelar y resolver el problema de la asignación de derechos (BPGR) con un modelo de programación lineal, asumiendo, restricciones sobre la planta, las variables en juego y también ciertos supuestos sobre la función objetivo.

Se define como objetivo del modelo minimizar la diferencia entre la nominación esperada y el consumo programado. El modelo lineal que resuelve este problema se plantea a continuación:

$$\begin{aligned}
 (\mathbf{mod1}) \quad & \min_{BPGR, \lambda} \sum_{d \in \text{days}} \sum_{c \in \text{clientes}} \sum_{i \in \{1..3\}} c_i^c \lambda_i^{c,d} \\
 \text{s.t. (def1)} \quad & \text{nom}_d^c = \text{consum. prog}_d^c - \sum_{i \in \{1..3\}} \lambda_i^{c,d} \quad \forall c, d \\
 (\text{def2}) \quad & \text{inv}_d = \text{inv}_{d-1} + \text{ADP}_d - \sum_c \text{BPGR}_d^c \\
 (\text{def3}) \quad & \text{GE}_d^c = \text{GE}_{d-1}^c + \text{BPGR}_d^c - \text{nom}_d^c \\
 (R1) \quad & \lambda_i^{c,d} \geq 0 \quad \forall c, d, i \\
 (R2) \quad & \lambda_1^{c,d} \leq 10\% * \text{FSC}^c \quad \forall c, d \\
 (R3) \quad & \lambda_2^{c,d} \leq 17\% * \text{FSC}^c \quad \forall c, d \\
 (R4) \quad & \text{GE}_d^c \geq 0 \quad \forall d, c \\
 (R5) \quad & 0 \leq \text{BPGR}_d^c \leq \text{FSC}^c \quad \forall c, d \\
 (R6) \quad & \sum_{d \in \text{days}} \text{BPGR}_d^c \leq \sum_{d \in \text{days}} \text{consum. prog}_d^c \quad \forall c \\
 (R7) \quad & \text{nom}_d^c \geq 0 \quad \forall c, d \\
 (R8) \quad & 0 \leq \text{inv}_d \leq \text{stock.capacity} \quad \forall d
 \end{aligned}$$

La función objetivo de este modelo se basa en la reducción de los consumos insatisfechos. La primera definición asigna a una variable  $\lambda_i^{c,d}$  la diferencia entre la nominación (lo que el cliente podrá consumir) versus su consumo proyectado (def1). La segunda definición (def2) representa la ecuación de inventario, en donde el inventario del día  $d$  es equivalente al del día anterior más las descargas programadas para ese día  $\text{ADP}_d$  menos los derechos de consumo de ese mismo día  $\sum_c \text{BPGR}_d^c$ . La tercera definición representa la conservación de derechos para cada cliente, en donde los derechos acumulados  $\text{GE}_d^c$  al día  $d$  son equivalentes a los del día anterior, menos su nominación y más los derechos asignados para ese día  $\text{BPGR}_d^c$ .

La restricción (R1) tiene relación a la naturaleza de la variable de diferencia (no se pueden ahorrar consumos). Las restricciones (R2) y (R3) representan los intervalos en donde va escalando la diferencia de manera de tener un castigo creciente en las restricciones de consumo. La restricción (R4), sobre acumulación de derechos, restringe el consumo "adelantado" de derechos. La restricción (R5) indica que, diariamente, no se puede entregar más derechos de consumo que la capacidad contractual de regasificación que tiene cada cliente. La restricción (R6) indica que a cada cliente solo se pueden asignar derechos equivalentes a su consumo programado y, por lo tanto, a la llegada de sus barcos, esta es una desigualdad debido a que debido a los tamaños discretos de los cargos es posible que ambos valores no sean equivalentes. La restricción (R7) indica que no es posible tener consumos negativos. Finalmente, la restricción (R8) restringe el inventario en base a la capacidad de almacenamiento de la planta.

En el modelo anterior las variables  $\lambda_i^{c,d}$  representan la diferencia entre la nominación diaria por cliente y el consumo proyectado por cliente (def1). Se consideraron  $i$  de estas variables para representar linealmente intervalos que logren penalizar "exponencialmente" el error del desvío. En ausencia de estas variables, la diferencia  $\delta = \sum_i \lambda_i^{c,d}$ , considera equivalente (por ejemplo) nominar un día 120 y dos días 0, que nominar 40, 40 y 40. En la práctica, si existe diferencia entre los dos casos anteriores, esto debido que el consumo se requiere diariamente y no es "acumulable". En conclusión, la función objetivo debe considerar castigos exponenciales y no lineales.

Dividir el error en  $i$  intervalos y penalizar en la función con costos  $c_i^c$  crecientes en  $i$  (es decir, mientras más se desvía más se penaliza la función) consiste en una versión "linealizada" de un castigo creciente. Cuando el número de intervalos  $i$  crece lo suficiente, se tiene una aproximación numérica de una función exponencial, sin embargo, la complejidad del problema se incrementa en función del número de variables adicionales en el algoritmo. A continuación, se muestra una gráfica en donde las diferencias entre nominación y consumo son castigadas linealmente:

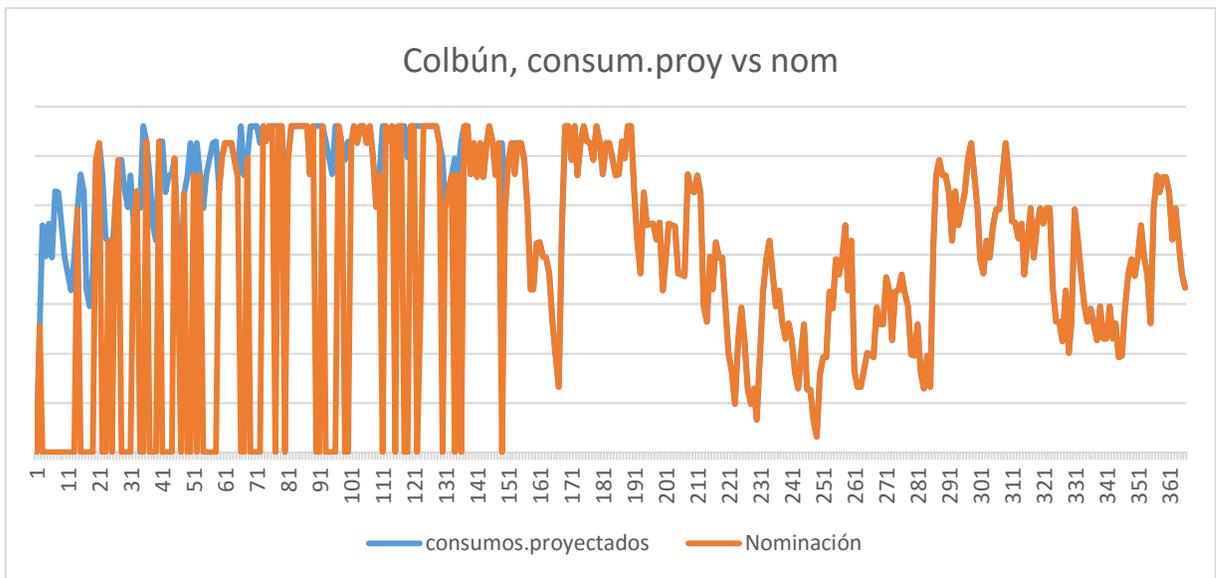


Ilustración 47. Resultados de nominaciones del modelo lineal de asignación de derechos

Para el mismo cliente se muestra la nominación vs el consumo con una penalización no lineal dada por intervalos crecientes en  $c_i^c$ , este es el resultado de la aplicación del modelo (**mod1**).

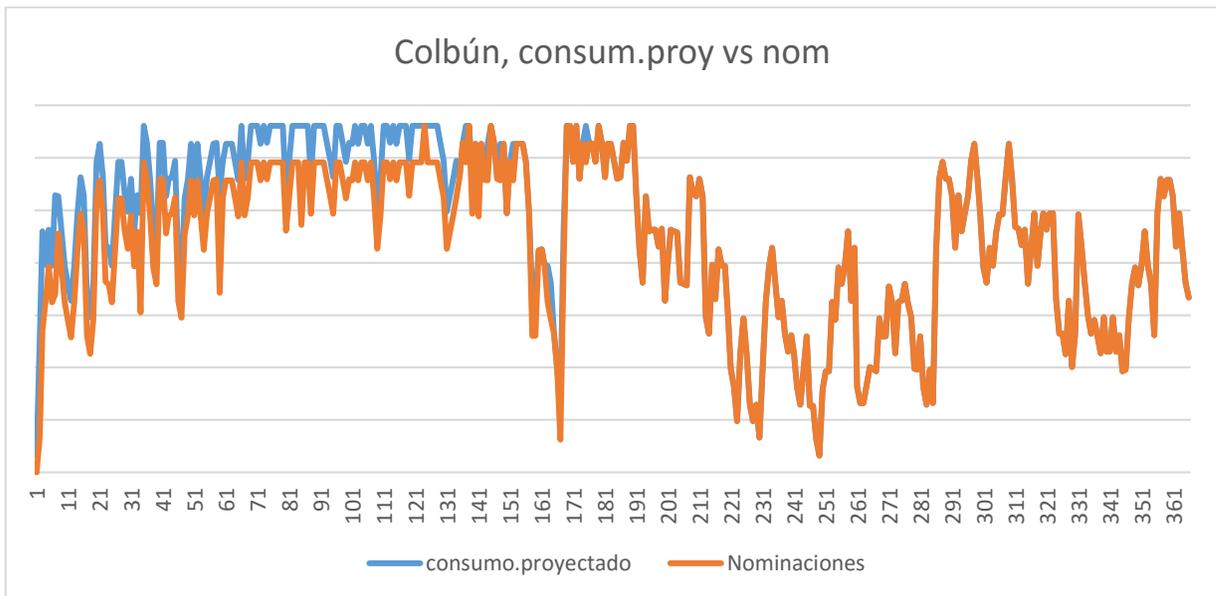
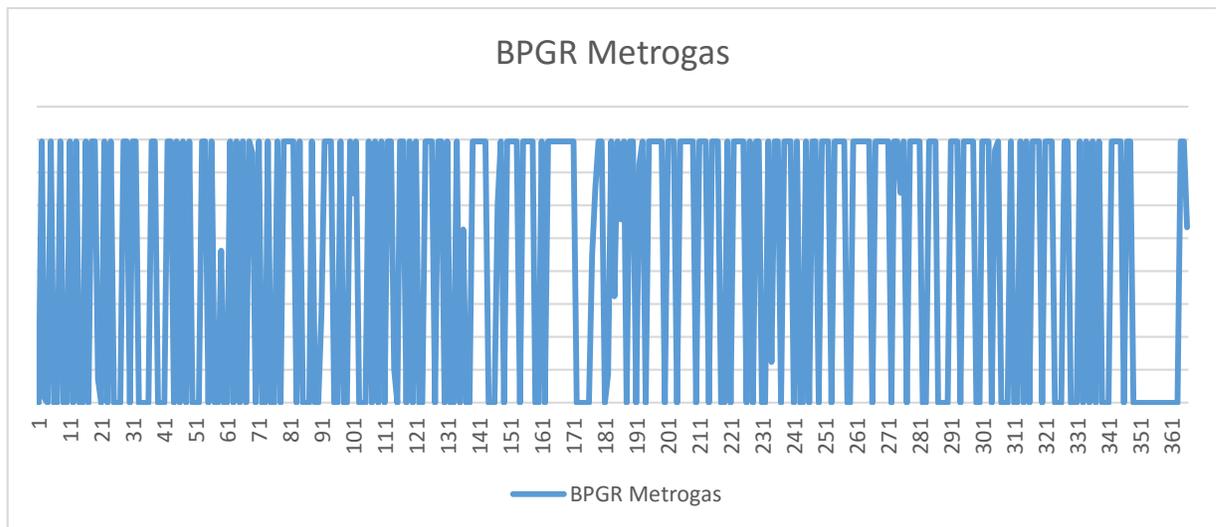


Ilustración 48. Resultados de nominaciones del modelo1 de asignación de derechos

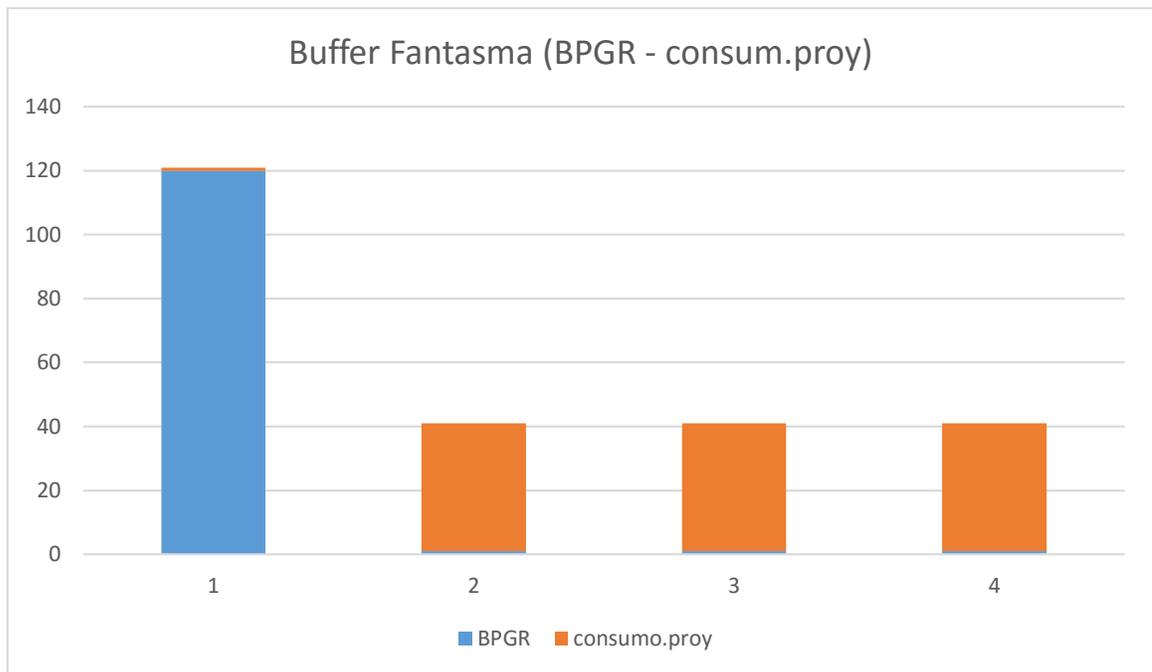
Los resultados de asignación de derechos (BPGR) utilizando él **mod1** se presentan a continuación para un cliente particular.



*Ilustración 49. Resultados BPGR para Metrogas mod1*

El resultado anterior es óptimo desde el punto de vista de los consumos. El modelo anterior maximiza las nominaciones para todos los clientes, es decir, cada cliente podrá consumir lo máximo posible desde el punto de vista de su consumo proyectado. Sin embargo, el modelo anterior es una solución demasiado ajustada al problema particular, es decir, si los consumos fueran exactamente equivalentes a los consumos proyectados esta sería la solución óptima, no obstante, los consumos no son iguales a las proyecciones.

El problema de la solución anterior es que, se mantiene el inventario a raya, pero forzando al máximo los derechos. A este problema se le denominó "buffer fantasma"; los "Gas Buyers" definen su consumo a partir del perfil de *BPGR*, como el solver intenta mantener una nominación muy parecida al consumo proyectado, se fuerza un GE que siempre sea suficiente para satisfacer el consumo programado, cómo el solver no maneja intervalos temporales es mucho más óptimo asumir una entrega de derechos de un día  $d$  máximos y que el cliente tenga suficiente para consumir los  $k$  días siguientes. Esto está relacionado con la definición de inventario del modelo y esta a su vez está asociada a la definición contractual del inventario proyectado, en esta definición, el inventario se estima considerando que los consumos serán equivalentes a los derechos de consumo diario (lo que no es real). A continuación, se presenta una ilustración referente a este problema.



*Ilustración 50. Ilustración "Buffer Fantasma", cantidades referenciales.*

En la Ilustración 50 se puede identificar que, dado un BPGR alto el primer día, el cliente tendrá suficiente gas para consumir durante los 3 días siguientes, y "en teoría", la planta no necesitará mantener en inventario dicho gas, ya que fue nominado el día 1. Esto es análogo a suponer que existe un buffer o stock en la zona del cliente, en donde se puede almacenar una cantidad equivalente al consumo de 3 días, para ser consumida posteriormente. Debido a esto el problema se le denomina "Buffer fantasma".

Una conclusión evidente del problema anterior es que, si efectivamente existiera un stock desde el lado de cada cliente, el desempeño de la planta mejoraría.

Existen al menos dos alternativas para solucionar este problema. La primera de estas es restringir el *BPGR* a una vecindad del consumo programado, pero eventualmente esto podría forzar perfiles malos y cortar soluciones deseables. La segunda alternativa, es penalizar las diferencias entre *BPGR* y consumo programado (que es lo que realmente se consumirá en el sistema). La segunda alternativa es la que se implementó finalmente, aplicando también una versión "linealizada" de las diferencias entre los BPGR y los consumos. El modelo es una variación del modelo **mod1**.

$$\begin{aligned}
(\text{mod2}) \quad & \min_{\alpha, \lambda} \sum_{d \in \text{days}} \sum_{c \in \text{clientes}} \left( \sum_{i \in \{1..3\}} c_i^c \lambda_i^{c,d} + \sum_{i \in \{1..2\}} c \alpha_i^c \alpha_i^{c,d} \right) \\
\text{s.t (def 1)} \quad & \text{nom}_d^c = \text{consum. prog}_d^c - \sum_{i \in \{1..3\}} \lambda_i^{c,d} \quad \forall c, d \\
(\text{def 2}) \quad & \text{inv}_d = \text{inv}_{d-1} + \text{ADP}_d - \sum_c \text{BPGR}_d^c \\
(\text{def 3}) \quad & \text{GE}_d^c = \text{GE}_{d-1}^c + \text{BPGR}_d^c - \text{nom}_d^c \\
(\text{def 4}) \quad & \text{BPGR}_d^c = \text{consum. prog}_d^c + \alpha_1 + \alpha_3 - \alpha_2 - \alpha_4 \\
(R1) \quad & \lambda_i^{c,d} \geq 0 \quad \forall c, d, i \\
(R2) \quad & \lambda_1^{c,d} \leq 10\% * \text{FSC}^c \quad \forall c, d \\
(R3) \quad & \lambda_2^{c,d} \leq 17\% * \text{FSC}^c \quad \forall c, d \\
(R4) \quad & \text{GE}_d^c \geq 0 \quad \forall d, c \\
(R5) \quad & 0 \leq \text{BPGR}_d^c \leq \text{FSC}^c \quad \forall c, d \\
(R6) \quad & \sum_{d \in \text{days}} \text{BPGR}_d^c \leq \sum_{d \in \text{days}} \text{consum. prog}_d^c \quad \forall c \\
(R7) \quad & \text{nom}_d^c \geq 0 \quad \forall c, d \\
(R8) \quad & 0 \leq \text{inv}_d \leq \text{stock.capacity} \quad \forall d \\
(R9) \quad & \alpha_i^{c,d} \geq 0 \quad \forall i \in \{1..4\}, c, d \\
(R10) \quad & \alpha_1^{c,d} \geq 20\% * \text{FSC}^c, \alpha_2^{c,d} \geq 20\% * \text{FSC}^c \quad \forall c, d
\end{aligned}$$

A partir del modelo anterior se obtienen perfiles mucho más cercanos al consumo real proyectado. El modelo anterior evita “colateralmente” el problema del “buffer fantasma”. A continuación, se muestra una gráfica del BPGR de Metrogas obtenido con el **mod2**

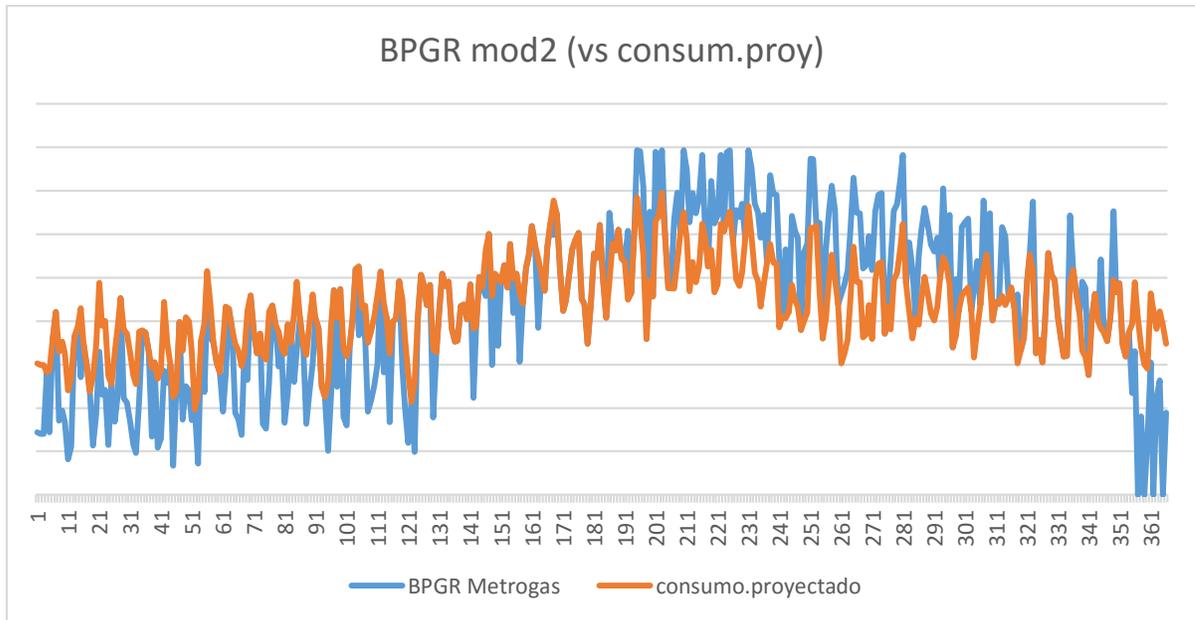


Ilustración 51. Resultados BPGR para Metrogas mod2

En base a los resultados obtenidos del modelo anterior, cabe preguntarse si es posible encontrar una solución en la vecindad de  $BPGR_{mod2}^*$  que, en base a castigar levemente las nominaciones reales de los clientes, puedan mejorar el desempeño final de la planta, es decir, los costos de cancelaciones u otros costos operativos. Originalmente, en la entrega regular de derechos, no se realiza dicha optimización a pesar de que se conocen los riesgos a futuro de cancelaciones, sobrestocks y otras problemáticas operativas. Esto no se realiza debido a que se asume que no es una "buena práctica" tomar decisiones de operación basadas en los pronósticos de cancelaciones. El riesgo de aplicar cancelaciones anticipadas y luego tener bajas de suministro es demasiado alto y no se condice con el ahorro de la cancelación anticipada, esto no ha sido evaluado cuantitativamente.

Existe un tercer modelo que se representa el problema de la entrega de los derechos. Este es un modelo no lineal que se basa en la reducción de los errores cuadráticos. El modelo pertenece a un subconjunto de los modelos no lineales llamados "Quadratic Problems" (QP). Estos problemas son "mejores" que los problemas tradicionales de optimización no lineal ya que las restricciones son lineales y la función objetivo  $f(x)$  es al menos dos veces diferenciable y convexa.

Para resolver un problema QP es necesario utilizar algún solver especializado. La mayoría de los solver disponibles de forma gratuita no permite resolver problemas no lineales como QP. Para resolver este modelo se utilizó una implementación de CPLEX a través de AMPL. El modelo se presenta a continuación:

$$\begin{aligned}
 (\mathbf{mod3}) \quad & \min_{BPGR, nom} \sum_d \sum_c (BPGR_d^c - consum.prog_d^c)^2 \\
 & + \sum_d \sum_c (nom_d^c - consum.prog_d^c)^2 \\
 (\mathbf{def1}) \quad & inv_d = inv_{d-1} + ADP_d - \sum_c BPGR_d^c \\
 (\mathbf{def2}) \quad & GE_d^c = GE_{d-1}^c + BPGR_d^c - nom_d^c \\
 (R1) \quad & 0 \leq nom_d^c \leq consum.prog_d^c \quad \forall c, d \\
 (R2) \quad & GE_d^c \geq 0 \quad \forall d, c \\
 (R3) \quad & 0 \leq BPGR_d^c \leq FSC^c \quad \forall c, d \in \{1, lastDeliveryDate\} \\
 (R4) \quad & \sum_{d \in days} BPGR_d^c = \sum_{d \in days} consum.prog_d^c \quad \forall c \\
 (R5) \quad & 0 \leq inv_d \leq stock.capacity \quad \forall d
 \end{aligned}$$

Este tercer modelo es mucho más simplificado que los dos anteriores, contiene menos restricciones y menos variables, sin embargo, la función objetivo es no lineal. Este modelo por lo tanto entrega una solución mejor, en base a un

modelo más simplificado, sin embargo, debido a su naturaleza no es posible resolverlo con un solver tradicional de LP.

La cuarta restricción ( $R4$ ) en este modelo representa la igualdad entre la suma de los derechos de los clientes y su consumo programado. Esta restricción asume que los consumos proyectados de los clientes son equivalentes a las llegadas de los barcos, sin embargo, esto no siempre ocurre. Cierta cantidad de barcos son solicitados como margen de seguridad, otros podrían ser destinados a reventa. Para mantener una coherencia conceptual la restricción ( $R4$ ) será reemplazada por:

$$(R4') \sum_{d \in days} BPGR_d^c = \sum_{d \in days} ADP_d^c := bv_c \quad \forall c$$

En donde el segundo término representa la suma de las cargas de los barcos que pertenecen a cada cliente. Finalmente, este último modelo será el implementado en la simulación.

## 4. 5 Módulo simulación terminal

El terminal GNL Quintero, a grueso modo, contempla tres etapas: descarga, almacenamiento y regasificación (más TLF). Cada una de estas etapas está asociada a una sección particular del terminal; la descarga está asociada al muelle, el almacenamiento a los estanques y la regasificación está ligada a los trenes de regasificación. Junto a los trenes de regasificación se encuentra el TLF (Truck Loading Facility) que corresponde a un patio de carga de camiones de GNL, esta instalación tiene una capacidad de 1.5 MM de  $m^3/dia$ <sup>57</sup> lo que en comparación a la capacidad de regasificación representa tan solo un 10%.

Para la modelación del terminal se consideraron las tres etapas descritas anteriormente de forma separada, es decir, para cada una de estas etapas se determinaron eventos y consecuencias sobre el desempeño total de la instalación. A continuación, se explica en detalle cada una de estas etapas.

### 4.5.1 Muelle:

El Muelle del Terminal GNL Quintero fue construido para recibir barcos de hasta 180 mil metros cúbicos de Gas Natural Licuado de capacidad. El cabezo del Muelle tiene cinco brazos que permiten descargar el GNL desde los barcos al Terminal. Los brazos, en conjunto, tienen una capacidad de descargar 12 mil metros cúbicos por hora de GNL, el que es bombeado hasta los tanques de

---

<sup>57</sup> GNL Quintero (2014) "Estación de Carga de Camiones", obtenido desde: <http://www.gnlquintero.com/terminal/infraestructura/estacion.htm> (Revisión 03-05-2016)

almacenamiento. Actualmente, el muelle tiene un tiempo de descarga aproximado por barco de 24 horas, lo que contempla el tiempo de aproximación, amarre, descarga y salida.<sup>58</sup>

La disponibilidad del muelle está estimada en un 99.8%<sup>59</sup>. Existen dos tipos de factores que afectan dicha disponibilidad; factores climáticos (niebla, marejadas, temporales y otros fenómenos naturales) y factores de mantenimiento (reparación, mantenimiento de los brazos, etc.). Debido a que las fechas de mantenciones son establecidas en forma previa al ADP para el año siguiente, los factores de mantenimiento no entorpecen la operación de carga y descarga (en base a los registros históricos), sin embargo, los factores climáticos generan variados problemas en la disponibilidad del muelle.

Los factores climáticos más frecuentes son dos: la neblina y las marejadas. La neblina en general, se presenta en ciertos horarios para algunos días del año. En la mayoría de los casos la neblina desaparece luego de transcurridas algunas horas, y por lo tanto, solo genera retrasos de horas en la descarga. Las marejadas en cambio sí generan problemas de disponibilidad. Sobre este fenómeno se puede afirmar lo siguiente:

- a. Se presentan con mayor probabilidad en invierno debido al clima
- b. Hay de dos tipos y según eso está relacionada su duración (5 días temporal, 3 días por viento)
- c. La marejada podría darse, pero no coincidir con la llegada de un barco debido a que los barcos llegan en promedio cada 7 días

Para simular dichos fenómenos en detalle es necesario realizar un estudio sobre el comportamiento de la bahía de Quintero en donde se determine la duración y frecuencia de dichos fenómenos de manera de simular con más certeza dichos eventos. Previo a la construcción del muelle se realizaron dichos estudios, sin embargo, al parecer existió una subestimación del número de eventos al año que tendría la bahía, a pesar de esto recopilar dicha información podría ser de gran valor para una simulación más precisa.

Sin desmedro de lo anterior, para simplificación del problema de simulación se utilizó una distribución binomial diaria, es decir, para cada día del año el muelle estará disponible con una probabilidad  $p < 1$ , independiente de cualquier otra variable o parámetro definido para el año simulado. Esta probabilidad  $p$  es un parámetro del problema.

---

<sup>58</sup> GNL Quintero (2014) "Muelle", obtenido desde: <http://www.gnlquintero.com/terminal/infraestructura/muelle.htm> (Revisión 03-05-2016)

<sup>59</sup> Dato reservado entregado por GNL Quintero para la elaboración de este proyecto.

## 4.5.2 Almacenamiento

El Terminal de GNL Quintero posee tres Tanques para almacenar el Gas Natural Licuado (GNL) proveniente de los barcos, esto antes de ser sometido al proceso de regasificación. Esta reserva es la que permite ofrecer seguridad en el suministro. Los dos Tanques principales están contruidos sobre 260 aisladores sísmicos, están preparados para una gran cantidad de fenómenos y su confiabilidad es cercana al 100%.

Uno de los fenómenos a estudiar dentro de este proyecto contempla el retraso de las obras de construcción del tercer estanque de 160 mil metros cúbicos. Para simular este fenómeno el simulador contempla un cambio determinista en la capacidad de almacenamiento de la planta. Fuera de este evento, el simulador no contempla ningún otro fenómeno estocástico asociado a esta etapa.

La razón de esta simplificación tiene dos fundamentos, el primero tiene relación a que cualquier desperfecto o problema que involucre a los estanques es un fenómeno muy improbable, los niveles de seguridad de esta sección de la planta están sobredimensionados debido al riesgo que podría significar una fuga. Estos fenómenos se descartaron también por una segunda razón, esta tiene relación al impacto operativo que significa el tamaño de los estanques en el desempeño de la planta. Las simulaciones respecto al impacto que genera un retraso en la construcción, como también el aumento en el tamaño de los estanques (hasta 3 veces la planta que existe hoy), solo genera un impacto del orden del 1% al 2% en el desempeño operativo, en comparación al 1% a 8% que significa el movimiento de variables comerciales.

## 4.5.3 Capacidad regasificación y TLF

La capacidad de exportación de la planta se divide en la capacidad de exportación del TLF (camiones con GNL) y la capacidad de regasificación y envío por Pipeline de los trenes. A la suma de estas dos capacidades se le conoce como TSC (Terminal Sendout Capacity). En la actualidad la capacidad de exportación del terminal es equivalente a 16,5 MM de  $m^3 gas natural/dia^{60}$ , 1,5 MM correspondientes al TLF y 15 MM correspondiente a la capacidad de los regasificadores.

En la práctica, el envío por TLF corresponde a cerca de un 6,14 % de las exportaciones máximas de la planta, y será esta, una de las principales razones por las que TLF y regasificación se modelarán como una sola

---

<sup>60</sup> GNL Quintero (2014) "Estación de Carga de Camiones", obtenido desde: <http://www.gnlquintero.com/terminal/infraestructura/estacion.htm> (Revisión 03-05-2016)

exportación. Este supuesto es relativamente fuerte, por lo que se plantean las siguientes observaciones relevantes:

- a. TLF y Regasificación corresponden a dos productos distintos, por lo tanto, sus demandas son distintas y responden a fenómenos distintos. TLF responde a una demanda industrial, mientras que regasificación corresponde a demanda eléctrica y residencial.
- b. Los buyers no tienen las mismas preferencias por estos productos, algunos clientes tienen más exportaciones que otros a través de este medio.
- c. El TLF presenta varios factores operativos involucrados (camiones, horarios, operarios, cargas, niveles de seguridad, tiempos de carga, etc.) que complejizan la operación. Estos factores no tienen ninguna relación a los factores que afectan a los vaporizadores.
- d. Contractualmente el TLF y la capacidad de regasificación corresponden al mismo ítem, por lo que los derechos sobre cada buyer son aplicables a cualquiera de los dos medios de exportación, sin embargo, el comportamiento discreto de exportación del TLF no es un asunto trivial.
- e. El modelar la capacidad de exportación del terminal como una sola unidad podría generar contradicciones sobre los comportamientos reales de consumo, ya que, si bien ambos métodos son equivalentes contractualmente, en la práctica un cliente podría definir una demanda asociada a un producto y no al otro, no permitiendo un efecto sustitutivo para el cumplimiento de dicha demanda. En otras palabras, alguno de los dos medios podría sobrepasar su capacidad en la simulación y no revelarse debido a que el otro medio podría estar con capacidad ociosa.

A pesar de las observaciones realizadas anteriormente la diferencia proporcional entre ambos métodos de exportación (6% - 94%) hace que la mayoría de los fenómenos anteriormente descritos no generen un error importante, considerando también que en la actualidad el TLF tiene un factor de carga de 52%.

Contractualmente, la capacidad de regasificación del terminal está compuesta por un firme (garantizado por contrato) y una capacidad adicional variable. La capacidad variable depende de la calidad del gas almacenado, capacidad en exceso de los vaporizadores y otros factores. Se considerará, para efectos de la modelación, que la capacidad en exceso se comporta estocásticamente durante el año, y esta capacidad adicional se modela como una distribución uniforme entre dos límites  $exe\_inf$  ,  $exe\_sup$  con intervalos discretos.

Tanto las mantenciones programadas de la planta como las caídas inesperadas de la planta se modelarán como un proceso estocástico de atomicidad horaria. Históricamente la planta de Quintero ha presentado un número limitado de caídas con tiempos inferiores a  $n$  horas, es por esto que las caídas y mantenciones de la planta se modelaron como una distribución binomial de parámetros:

$$disp_{dia} \sim B(p, n = 24)$$

Donde  $p$  representa la confiabilidad de la planta. La disponibilidad diaria estará dada entonces por un ratio entre, las horas disponibles y el total de horas en un día (24 horas). La probabilidad  $p$  obtenida en base a los datos históricos de la planta es cercana al 99.97%.

#### 4. 6 Módulo Indicadores.

Contractualmente en GNL Chile se definen cuatro indicadores operacionales: Available Storage (AS), Required Nomination Amount (RNA), Minimum Nomination Level (MNL) y Gas Entitlement (GE). Es, en base a estos cuatro indicadores, que se evalúa el desempeño de la planta. A continuación, se especifica que representa cada indicador en términos generales:

**Available Storage (AS).** Equivale a la capacidad de almacenamiento disponible para ser utilizada libremente por cada cliente. Se calcula como la capacidad total de los tanques menos lo necesario para asegurar la descarga de los próximos barcos, y esto a su vez, repartido en función de las capacidades a firme contratadas por cada Gas Buyer. Por lo tanto, el espacio físico de los estanques se reparte en cierta medida en base a la proporción de las capacidades de regasificación contratadas.

**Required Nomination Amount (RNA).** El RNA calcula cuánto gas debe exportar el terminal para que se libere suficiente capacidad de almacenamiento y así puedan descargar las siguientes naves. Si la cantidad de almacenamiento disponible no es suficiente, entonces el RNA será positivo.

**Minimum Nomination Level (MNL).** Corresponde a la distribución del RNA (cuando éste es positivo) respecto de cada cliente. Solo aquél cliente cuyo Gas Entitlement (GE) supera a su AS tendrá un MNL mayor que cero.

**Gas Entitlement (GE).** Es una contabilización de la máxima cantidad de Gas/GNL que puede nominar el Buyer (suponiendo que existe suficiente capacidad de regasificación y de exportación de GNL). Básicamente, el GE representa los derechos de consumo para cada cliente.

El objetivo de este módulo es el cálculo de estos cuatro indicadores en base a dos supuestos ideales: No hay cancelaciones de barcos y el almacenamiento es infinito. El cálculo de estos indicadores permitió validar los resultados de la

simulación, además de establecer una referencia sobre las capacidades del terminal (planta real versus planta ideal).

Los outputs de este módulo son los indicadores operativos en función de un escenario simulado, permite determinar cuáles son los errores de predicción solo considerando estacionalidad de la oferta y error de predicción.

#### **4. 7 Módulo Final**

Este módulo está encargado de ejecutar la simulación final, contiene todos los parámetros recibidos de los módulos anteriores. Para generar los escenarios utiliza ciertos supuestos, tanto para las llegadas como para la demanda:

- El mercado eléctrico se comporta de forma competitiva, sin embargo, no existe efectos sustitutivos en la demanda, es decir, si una planta no puede ser despachada por ausencia de gas esto no implica que la planta siguiente en costo es despachada.
- Las llegadas de los barcos son siempre en las fechas indicadas (esto en base al comportamiento histórico). Los barcos esperan en la bahía el tiempo obligatorio contractualmente y, si luego de este periodo aún no puede descargar, el barco se retira apelando a la cláusula de "sail away".

Este módulo calcula todos los indicadores relacionados a la simulación final, es en base a estos indicadores que se realizaron las validaciones correspondientes.

## CAPÍTULO 5. RESULTADOS Y ANÁLISIS

El siguiente capítulo se divide en tres secciones, en la primera sección se hace una aproximación conceptual a los riesgos actuales que tiene el sistema de GNL Chile. La segunda sección presenta una segunda aproximación conceptual relacionada a los resultados de la simulación y los indicadores operacionales considerados además de contener la validación del modelo. La tercera sección presenta los resultados de las simulaciones y algunas conclusiones parciales.

### 5. 1 Riesgos conceptuales del sistema

En esta sección se plantea un análisis conceptual de los incentivos para los clientes en el sistema actual, el supuesto bajo este análisis es que la entrada de nuevos clientes en el sistema actual es solo una extensión del mecanismo actual, es decir, los riesgos del sistema futuro son previsibles en base al análisis del sistema actual.

El supuesto anterior se sustenta en que los nuevos contratos y las nuevas reglas aplicadas a los nuevos clientes son las mismas que se aplican a los clientes actualmente. El sistema de B&L tiene varios mecanismos funcionales que se aplican a varias etapas del proceso, la entrada de nuevos clientes se regirá por las mismas reglas y por lo tanto deben analizarse dichos mecanismos.

Para determinar cuáles son los incentivos y riesgos en el mecanismo actual, que regula el comportamiento de los clientes, se realizan una serie de definiciones que permitirán entender mejor los costos, incentivos y variables de decisión de los clientes.

#### ***Definiciones relevantes:***

**Error de predicción (proyección):** Se define un error de predicción como la diferencia entre el consumo proyectado por cada cliente y su consumo real (o demanda real). Los errores de predicción no solo tienen un efecto total al final del año (neto), también tienen relación a un error intertemporal, por lo tanto, importa el efecto diario. Este error se calcula como:

$$\delta_c^d = |\text{ConsumoProy}_a^c - \text{ConsumoReal}_a^c|$$

**Error de predicción (BPGR):** Existe una segunda definición del error de predicción, esto viene de la diferencia entre la entrega de derechos y los consumos reales de los clientes. Como se explicitó en capítulos anteriores el consumo proyectado es lo que da origen a los derechos diarios de consumo (BPGR) pero no son equivalentes. Esta no equivalencia podría constituir una discrepancia entre los errores de predicción del cliente y los inventarios de la

planta. Esta segunda definición (análoga a la primera definición) se calcula como:

$$\delta_c^d = |BPGR_c^c - ConsumoReal_c^c|$$

**Overstock de cliente:** Se define como "Overstock de cliente" al exceso de inventario por sobre el margen que el cliente tiene asignado para utilizar. En función de los indicadores contractuales el overstock se calcula como:

$$\delta C_c^d = \max\{0, GE_d^c - AS_d^c\}$$

Es sobre este valor que se distribuyen los costos de las cancelaciones, es decir cada cliente paga proporcionalmente a su overstock:

$$CostoCancelación_c^d = \frac{\delta C_c^d}{\sum_{cl} \delta C_{cl}^d} * C_{total}$$

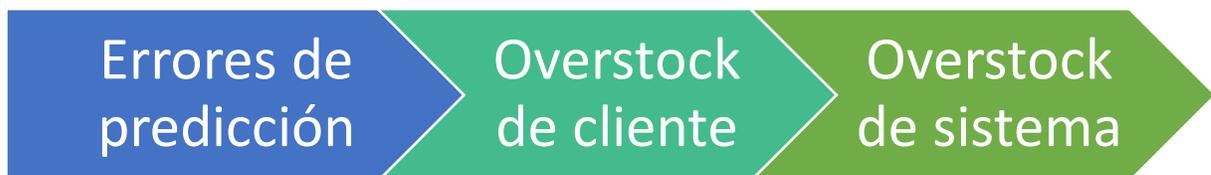
La proporción anterior no es exactamente equivalente a la proporción del error de predicción (BPGR), esto, debido a que se utiliza un margen inferior dado por el stock disponible (AS). Existe sin embargo una correlación directa entre el overstock de cada cliente y su error de predicción.

**Overstock de Sistema:** Se define como "overstock de sistema" cuando, por errores consecutivos de los clientes, el sistema debe cancelar un barco. Para mantener una proporción comparable del overstock se calcula la siguiente expresión:

$$\delta S_d = (CA_d + Stock_d) - Stock\_Cap$$

### **Relación entre las definiciones**

Existe una implicancia directa entre los errores de predicción y el overstock de clientes, así también entre el overstock de clientes y overstock de sistema. La existencia de errores de predicción, sin embargo, no garantiza un overstock de cliente, como también un overstock de cliente no garantiza un error de sistema.



*Ilustración 52. Relación entre errores*

Es evidente, o se asumirá por simplicidad, que los errores de predicción son parte de la naturaleza del problema que resuelve cada cliente y tienen los incentivos a mantener dichos errores al mínimo.

Debido a que los costos entre los errores de subestimación y sobreestimación son distintos, es probable que el sistema tienda al overstock. Sin embargo, es importante entender que la tendencia de cada cliente al overstock es un óptimo para el sistema si es que cada cliente asume un overstock en directa relación a su riesgo, precio y costos. Esta situación debe ser estudiada en detención en base al mecanismo de asignación de costos y los incentivos de los clientes.

### **Compatibilidad de incentivos en cancelaciones**

Para analizar si existe compatibilidad de incentivos en las cantidades solicitadas de los clientes, en base a su predicción (errores de predicción), se debe determinar si, los costos asociados a las cancelaciones y su mecanismo de distribución, alinean los incentivos de los clientes con los objetivos del sistema. Se tiene que los costos de cancelación se reparten en base a la siguiente expresión

$$CostoCancelación_c^d = \frac{\delta C_c^d}{\sum_{cl} \delta C_{cl}^d} * C_{total} = \frac{\max\{0, GE_d^c - AS_d^c\}}{\sum_{cl} \max\{0, GE_d^{cl} - AS_d^{cl}\}} * C_{total}$$

El costo de cancelación está directamente relacionado al overstock de cada cliente y, por lo tanto, se debe determinar si la proporción está directamente relacionada a los errores de predicción, es decir:

$$\delta C_c^d \propto \delta_c^d$$

El primer término de la fórmula del overstock de cliente ( $GE_d^c$ ) está asociado al error de cancelación, ya que el Gas Entitlement (GE) es básicamente una suma de los derechos de consumo no utilizados (esto no es estrictamente así, pero están directamente relacionados). El segundo término ( $AS_d^c$ ) está relacionado a las llegadas de los barcos y las capacidades de regasificación contratadas (FSC).

$$AS_d^c = ASP^d * \frac{FSC^c}{\sum_{ci} FSC^{ci}}$$

Donde  $ASP^d$  representa el Available Storage de la planta completa y el segundo término es una proporción del firme contratado (FSC).

Si el costo de las cancelaciones es más grande en comparación al pago de capacidad de regasificación (FSC), cada cliente, tiene un incentivo directo a contratar una capacidad de regasificación en función a su probabilidad de error

en la predicción y no relacionado a su real uso de la capacidad. Lo anterior se debe a que el costo de cancelación se calcula en base al "AS" de cada cliente, y este a su vez está relacionado a la proporción entre los firmes (FSC). Sin embargo, existen varios problemas de este mecanismo:

1. La decisión estratégica de la capacidad firme a contratar (FSC) tiene relación a la capacidad de consumo de cada cliente, lo que no necesariamente está relacionado a su riesgo de cancelación. Esto quiere decir que, dos clientes con demandas diferentes, pueden tener un consumo peak similar, pero uno más riesgo que el otro. Si ambos contratan en función de su consumo máximo ambos FSC serán iguales, no así sus riesgos de cancelación.
2. Debido a que la fórmula de costos cobra sentido el día en que el cargo llega, para cancelar anticipadamente la proporción de los costos debe definirse en base a las estimaciones de consumo de los clientes, por lo tanto, los clientes deben revelar sus consumos futuros con el evidente problema del error de predicción.
3. Debido a que el espacio de almacenamiento es compartido y no existen costos por almacenar más que lo proporcional para cada cliente, los clientes podrían tener incentivos a postergar las decisiones de cancelación.

En (1) se plantea la posibilidad que dados ciertos precios y costos sería para un cliente más beneficioso tener un firme bajo y pagar más costos de cancelación. Esto propiciaría transferencias de costos entre los clientes más riesgosos a los menos riesgosos.

Una propuesta para resolver la (posible) estacionalidad de requerimiento de almacenamiento (asociada a la estacionalidad de demanda), es que los clientes puedan utilizar una proporción de almacenamiento cuando algún cliente esté dispuesto a cederlo temporalmente, de manera que exista mayor correlación entre el riesgo y costo.

$$AS'_d{}^c = ASP^d * \frac{SR^c}{\sum_{ci} SR^{ci}}$$

$$CostoCancelación_d^c = \frac{\max\{0, GE_d^c - AS'_d{}^c\}}{\sum_{cl} \max\{0, GE_d^{cl} - AS'_d{}^{cl}\}} * C_{total}$$

En donde la variable  $SR_d^c$  representa la proporción de almacenamiento adquirida por el cliente  $c$  para el día  $d$ . Se indexa diariamente de manera de ajustarse mejor al problema de la predicción en base a la época del año (en especial en los clientes eléctricos).

Se debe considerar que esta proporción del stock *Stock Ratio* ( $SR_d^c$ ) solo toma sentido en los días en que existe cancelación, el resto del año, el sistema de Borrow and Lend no debería generar costos adicionales para los clientes que, teniendo más derechos, no han generado cancelaciones en el sistema. Por lo tanto, es solo un seguro para los clientes que tienen mayor riesgo de cancelación, es decir, si se contrata un  $SR_d^c$  mayor el costo de cancelación (de existir) será menor proporcionalmente para dicho cliente.

En un escenario de libre mercado, en donde los clientes con menos riesgo estén dispuestos a ceder sus derechos de stock  $SR_d^c$ , deberán venderlos según la esperanza del costo en el caso de cancelación, de esta manera los clientes con más riesgo de cancelación transferirían el valor de su riesgo a clientes con menos riesgo.

Una forma de implementar este mecanismo podría ser mediante remates diarios, compras mensuales o un mercado regulado por GNL Chile. Sin una demostración rigurosa, esta nueva metodología presentaría oportunidades de mejora respecto de la metodología actual.

En (2) se plantea la posibilidad de que el proceso de revelación de consumos futuros aparentemente no es un mecanismo *truthful*<sup>61</sup>. Es decir, los clientes podrían revelar proyecciones más conservadoras de manera de reducir la proporción de la cancelación a pagar.

En (3) se plantea la hipótesis que, para los clientes, es estrategia dominante aplazar las decisiones de cancelación debido a que solo tienen información parcial de los consumos. Esto se da, debido a que ningún cliente quiere asumir el costo de cancelación a priori, a pesar de que detecte que sus predicciones de demanda están erradas en al menos un barco. Esto viene de que, al compartirse el estanque, los clientes, tienen incentivos a esperar por un posible cambio en la demanda.

Para resolver el problema de (2) y (3) se plantea un mecanismo que incentive las cancelaciones anticipadas. La idea es que de existir costos crecientes cuando se acerca la fecha de descarga, el costo del sistema disminuye si, en base a un riesgo estimado, la probabilidad de cancelación supera cierto límite para el sistema. De esta forma el controlador de la planta GNLC obliga a los clientes a cancelar ciertos barcos con alto riesgo y así disminuye los costos totales para el sistema. La distribución de costos entre los clientes se hará en base a las proyecciones de consumo hasta la fecha efectiva de descarga.

---

<sup>61</sup> Mecanismo truthful: Se define mecanismo al juego de información privada en donde uno de los jugadores, denominado "principal", define una estructura de pagos en base a las decisiones del resto de los jugadores. Se define un mecanismo "truthful" o "strategyproof" como el mecanismo en el que el equilibrio se alcanza cuando los jugadores revelan su información privada.

## **5. 2 Indicadores de desempeño y validación**

Para la validación de los modelos de simulación y evaluación del desempeño se utilizaron algunos indicadores operacionales y contractuales. A continuación, se enumeran los más importantes con sus respectivas definiciones.

### ***Indicadores Contractuales***

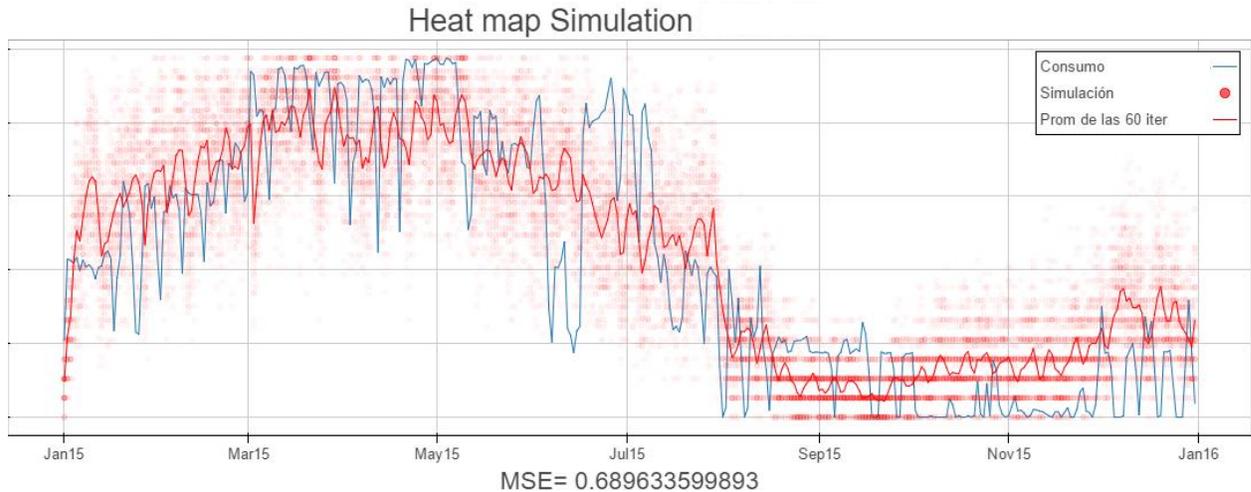
Como se mencionó con anterioridad, existen cuatro indicadores contractuales definidos para establecer reglas operativas, Available Storage (AS), Required Nomination Amount (RNA), Minimum Nomination Level (MNL) y Gas Entitlement (GE). Estos cuatro indicadores contractuales se contrastaron con los resultados de las simulaciones, de manera de determinar si los resultados eran coherentes los valores reales de estos indicadores.

Para realizar la validación de los modelos se utilizaron los datos del año 2015. Este año califica como tipo seco-lluvioso debido a la alta pluviosidad de los meses de noviembre y diciembre. La validación de los modelos, por lo tanto, estará limitada a los datos de solo un año, esto viene de que la planta tiene pocos años de operación, y la mayoría de estos años han sido perfiles secos y secos lluviosos.

Para determinar rangos significativos para los indicadores se necesita un alto número de observaciones, lo que implica, en este caso, datos de varios años. Debido a que no existen datos históricos para el comportamiento de la planta, las simulaciones se validaron en base a un comportamiento "esperable" de los indicadores. En otras palabras, gran parte de la validación se realizó en base al comportamiento grafico de los indicadores.

A continuación, se presentan algunos gráficos para los indicadores considerados.

## Consumo de cliente eléctrico

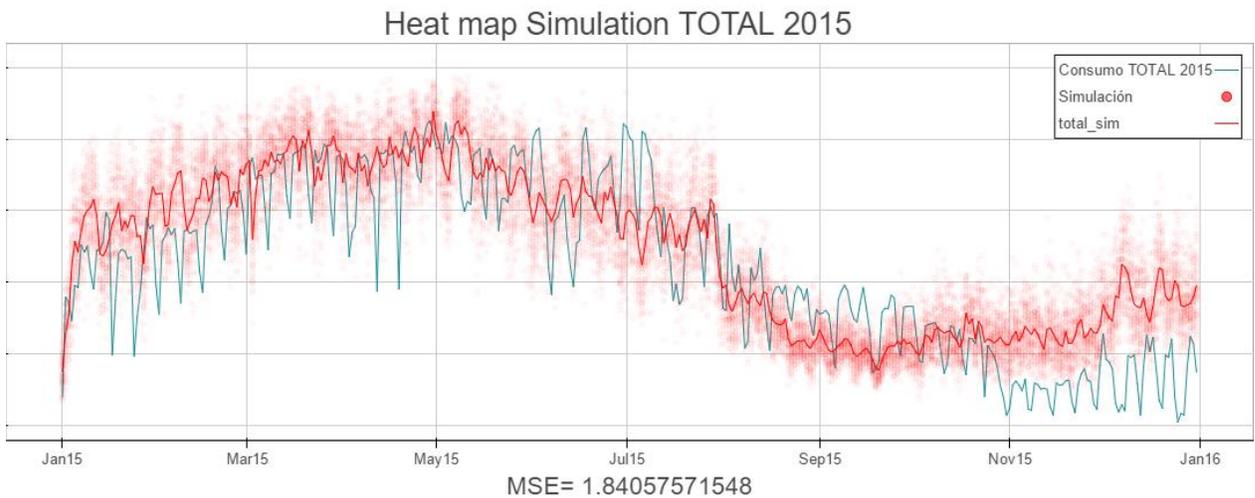


*Ilustración 53. Grafico consumo de Endesa año 2015, en azul: consumo real de cliente electrico 2015, puntos rojos: simulaciones de año tipo Seco-Lluvioso, Linea roja: media de las simulaciones.*

En la gráfica anterior se muestran 60 simulaciones con su media, en base a este grafico se pretende validar el modelo eléctrico. Este cliente posee casi la totalidad de su consumo en base a centrales eléctricas, es por esto que su perfil es "limpio" de otras tendencias. Para el año 2015 los últimos meses fueron extraordinariamente lluviosos debido al fenómeno del niño, es posible que debido a esto el consumo de estos meses sea más bajo que el de las simulaciones.

La existencia de estos fenómenos no perjudica el valor predictivo de la simulación, es decir, mientras exista dicho año en el espacio posible de simulaciones el modelo permite representar también estos años, aun que, con una baja probabilidad.

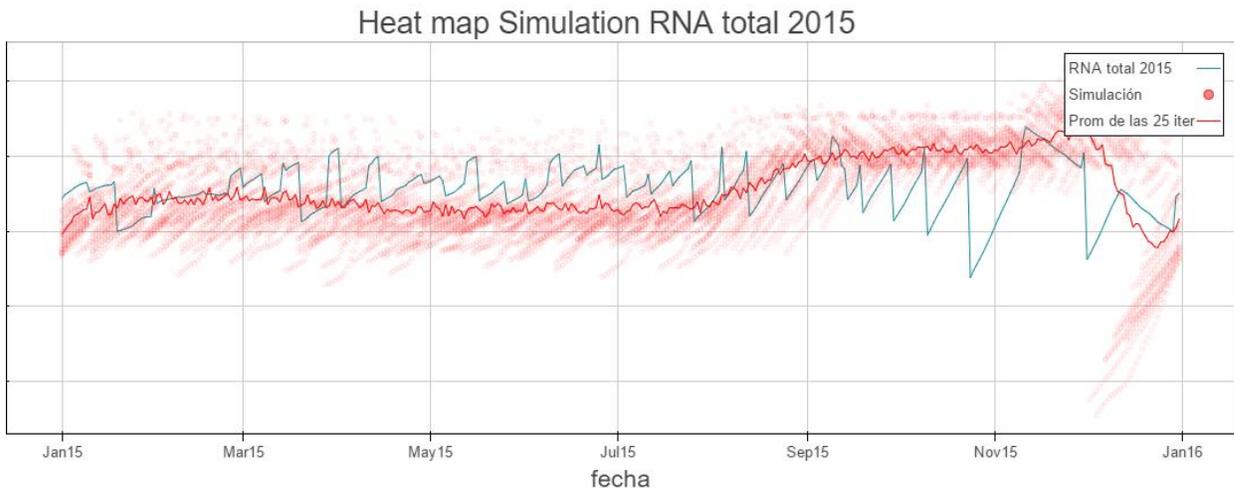
## Consumo total



*Ilustración 54. Consumo Total 2015, en azul: consumo real 2015, puntos rojos: simulaciones de año tipo Seco-Lluvioso, Línea roja: media de las simulaciones.*

En la gráfica anterior se presenta el consumo de los tres clientes agregados, la segunda parte del año también presenta un comportamiento más improbable debido a la presencia del fenómeno del niño. Sin embargo, los consumos totales están relativamente validados, debido a que los rangos de tolerancia consideran, en su mayoría, años sin este fenómeno.

### **Required Nomination Amount (RNA)**



*Ilustración 55. RNA 2015, en azul: RNA 2015, puntos rojos: simulaciones de año tipo Seco-Lluvioso, Línea roja: media de las simulaciones.*

El indicador RNA identifica la cantidad necesaria que debe ser nominada por el terminal en conjunto, de manera de que el próximo cargo pueda descargar en el terminal. Este indicador debe incrementarse al final del año debido a que los consumos disminuyen y tienden a sobrar barcos.

## Minimum Nomination Level (MNL)

Heat map Simulation MNL

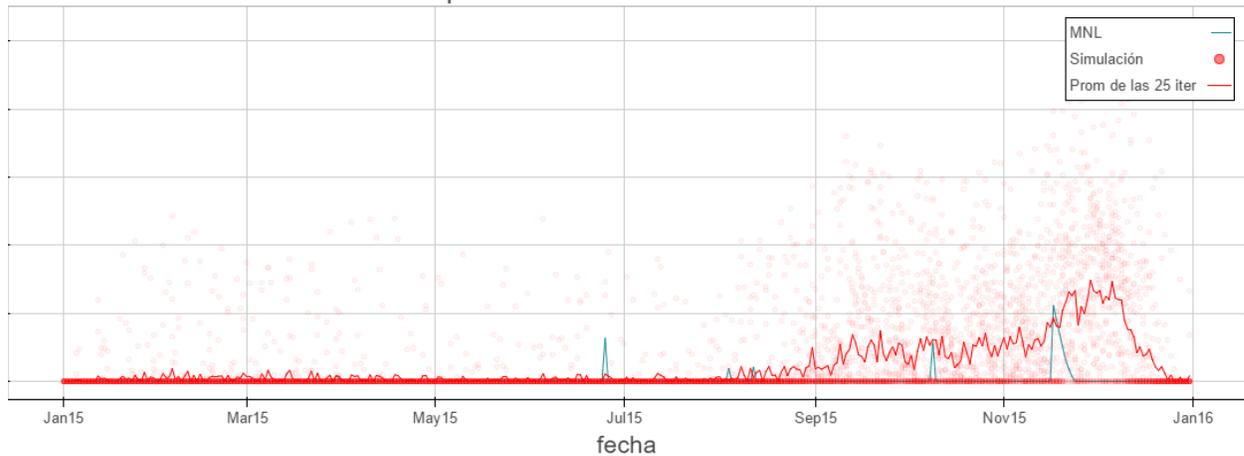


Ilustración 56. MNL Metrogas 2015, en azul: MNL Metrogas 2015, puntos rojos: simulaciones de año tipo Seco-Lluvioso, Línea roja: media de las simulaciones.

El indicador MNL muestra la cantidad mínima que debe ser nominada por cliente de manera que el próximo cargo pueda descargar en el terminal. En la gráfica anterior se puede observar que en la última parte del año se incrementa el MNL para el cliente con consumo residencial debido a que existe menor consumo, sin embargo, debido a que el método utilizado para la cancelación en el simulador es por "sail away", los barcos no son cancelados con anticipación y los clientes deben nominar dichas cantidades. La cancelación con anticipación permite que el MNL sea mucho menor y se acote siempre cerca del 0, lo que no ocurre con "sail away"

## Inventario

Heat map simulation Inventario 2015

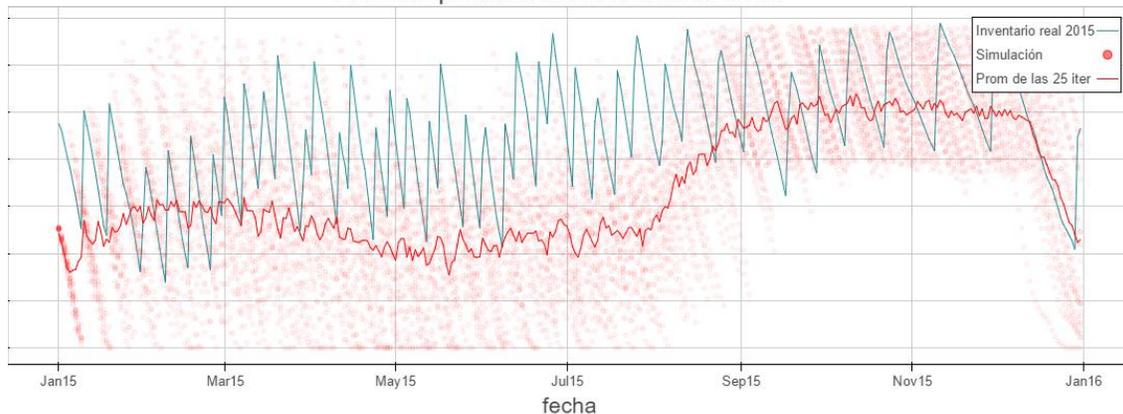


Ilustración 57. Inventario 2015, en azul: Inventario real planta 2015, puntos rojos: simulaciones de año tipo Seco-Lluvioso, Línea roja: media de las simulaciones.

El inventario de la planta se encuentra dentro del espacio probable de simulación, las simulaciones tienen un comportamiento similar al inventario real.

En base a los indicadores anteriormente expuestos, la validación en base a indicadores de desempeño, la validación gráfica y la opinión de expertos concluye en la validación del modelo y el software simulador.

### **Indicadores de desempeño**

1. Número de cancelaciones: Se refiere a el número de cargos cancelados debido a que no existía espacio suficiente en la planta para descargarlo. En la práctica los barcos se pueden cancelar o desviar, por lo que en el cómputo final se consideran ambas situaciones.

Para la validación de las simulaciones se estimaron el número de cancelaciones en 200 escenarios de año seco-lluvioso, en base a un histograma se determinó si el número de cancelaciones se encontraba dentro de los rangos simulados.

2. Fillrate (cliente): Se define el Fillrate como el porcentaje de demanda que cada cliente fue capaz de satisfacer. Debido a que los clientes tienen otras variables de decisión asociadas a el control de la demanda no es posible determinar con certeza el Fillrate histórico, ya que, por ejemplo, pueden elevar las tarifas de consumo, encender sus plantas con otro tipo de combustible, elevar los costos declarados de sus plantas, etc. La simulación permite el cálculo de este indicador debido a que simula las demandas "reales" de cada cliente. Este indicador será uno de los más relevantes para determinar los resultados del sistema.

$$FillRate_c = \frac{\sum_d Consumo Real_d^c}{\sum_d Demanda Real_d^c}$$

3. Fillrate (planta): Se define el Fillrate de la planta o sistema como el porcentaje total de la demanda que en conjunto los clientes pudieron satisfacer. Se calcula por medio de la siguiente expresión:

$$FillRate_p = \frac{\sum_c \sum_d Consumo Real_d^c}{\sum_c \sum_d Demanda Real_d^c}$$

4. Overstock (BPGRoriginal/DemandaReal): Se define el overstock por cliente, como la suma de todo el gas solicitado por el cliente  $c$  al comenzar el año dividido por el total de su demanda real.

$$Overstock_c = \frac{\sum_d BPGR_d^c}{\sum_d Demanda Real_d^c}$$

5. Overstock con cancelaciones (BPGRfinal/DemandaReal): Se define el overstock con cancelaciones análogo al overstock de cliente, pero descontando las cantidades canceladas.

$$OverstockCancelaciones_c = \frac{\sum_d BPGR Final_d^c}{\sum_d Demanda Real_d^c}$$

6. Error de predicción acumulado (%): Se refiere al porcentaje extra de que cada cliente solicitó, en relación a la demanda.

$$ErrorPredicciónAcumulado = Overstock_c - 1$$

7. Error de predicción (%): Diferencia porcentual entre el consumo proyectado por cliente y su demanda real.

8. Días de shortfall: Número de días en el año en que algún cliente se queda sin derechos para consumir gas ( $GE_d^c = 0$ ).

9. Margen de seguridad: Parámetro definido en la simulación para determinar la cantidad solicitada en base al consumo proyectado.

$$Q_{solicitada} = MargenSeguridad * Consumo Proyectado$$

Los indicadores anteriores se utilizaron para monitorear si los escenarios presentados por las simulaciones eran coherentes con los datos históricos, también fueron utilizados para determinar el desempeño de la planta.

Los resultados de estos indicadores, en base a su comportamiento escalar, y debido a que varios de ellos no tienen comparación histórica, solo fueron validados por los expertos del sistema y no desde un punto de vista estadístico.

### 5. 3 Resultados y conclusiones parciales

Varios de los indicadores explicitados en la sección anterior sirven para describir el desempeño del sistema (Días de shortfall, número de cancelaciones, error de predicción, Fillrate, etc.). Sin embargo, varios de estos indicadores tienen una naturaleza discreta, que dependen principalmente del escenario simulado y por lo tanto tienen una alta varianza y un bajo poder explicativo. Finalmente, en la mayoría de las simulaciones se utilizará el Fillrate como indicador de desempeño para cada cliente y para el sistema en conjunto.

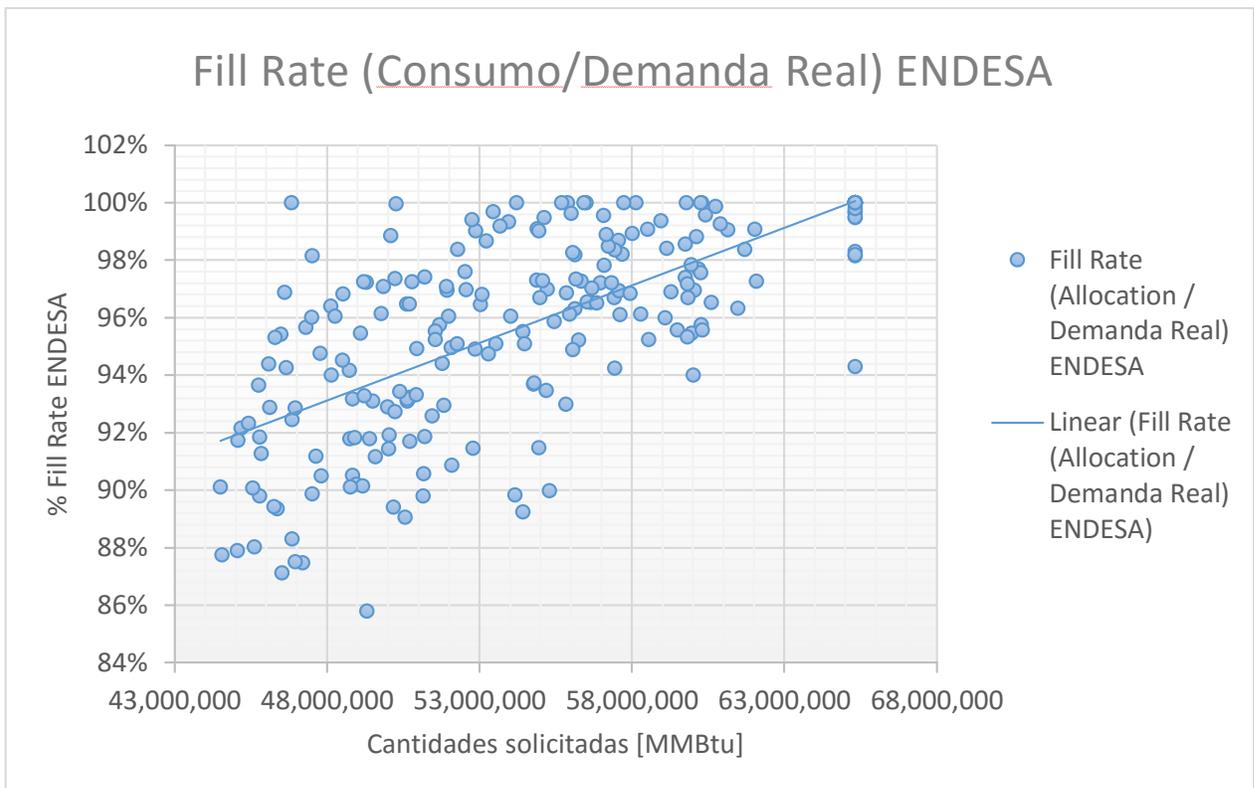
El Fillrate incluye intrínsecamente las consecuencias de los días de shortfall, las cantidades canceladas y las consecuencias de los errores de predicción. Debido a la ausencia de valores de precios y costos de las caídas de inventario es difícil traducir la interpretación de este indicador a costos/beneficios, sin embargo, es una buena herramienta para comparar escenarios simulados.

El primer conjunto de simulaciones se desarrolló con el objetivo de representar un año conocido (2015, seco, alta demanda, capacidades actuales de la planta), y evaluar que margen de seguridad utilizaban los clientes para realizar sus pedidos. No existe un criterio histórico, en base a la data conocida por GNL Chile, para determinar que márgenes de seguridad utilizan los clientes en base a su consumo proyectado. De la data histórica se puede afirmar que:

1. Los clientes han solicitado las cantidades máximas permitidas por los contratos.
2. Con los datos de los últimos tres años, no existe tendencia alguna sobre cantidades sobrantes de los clientes, es decir, no es posible determinar en base a los resultados anuales cual fue el margen de seguridad o cual es la tendencia del mismo por cliente. Esto, debido a que existen muchas formas en que, actualmente, los clientes pueden variar la demanda. (costos declarados por planta, ventas al mercado secundario, costos al usuario, etc.)

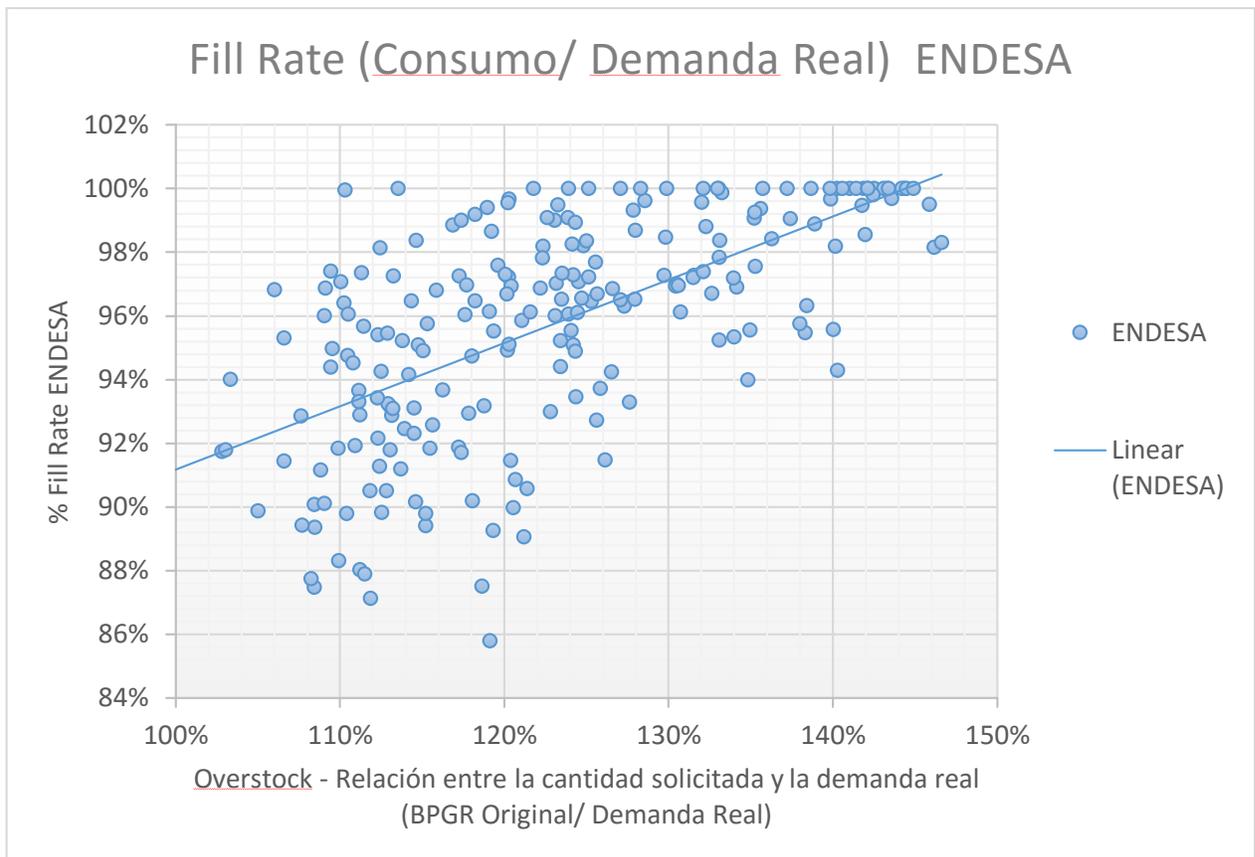
A pesar de no tener algún indicador significativo e histórico para comparar los márgenes de seguridad, se simularon variados márgenes de seguridad, de esta forma se pretendía determinar cuál era el desempeño del cliente para el sistema, en base a sus cantidades solicitadas.

En el gráfico a continuación se muestra como, en base a las cantidades solicitadas, varía el Fillrate de Endesa. Se puede observar que el Fillrate es creciente en base a la cantidad solicitada, sin embargo, posee una varianza, posiblemente dada por; varianzas en la demanda, varianzas en las solicitudes del resto de los clientes, llegadas fuera de tiempo, entre otros.



*Ilustración 58. Fillrate Endesa en función de las cantidades solicitadas (Simulaciones 2015)*

Debido a que en la gráfica anterior no es posible determinar la relación entre, las cantidades solicitadas y la demanda de cada simulación, es necesario realizar el mismo análisis del Fillrate en función del overstock.

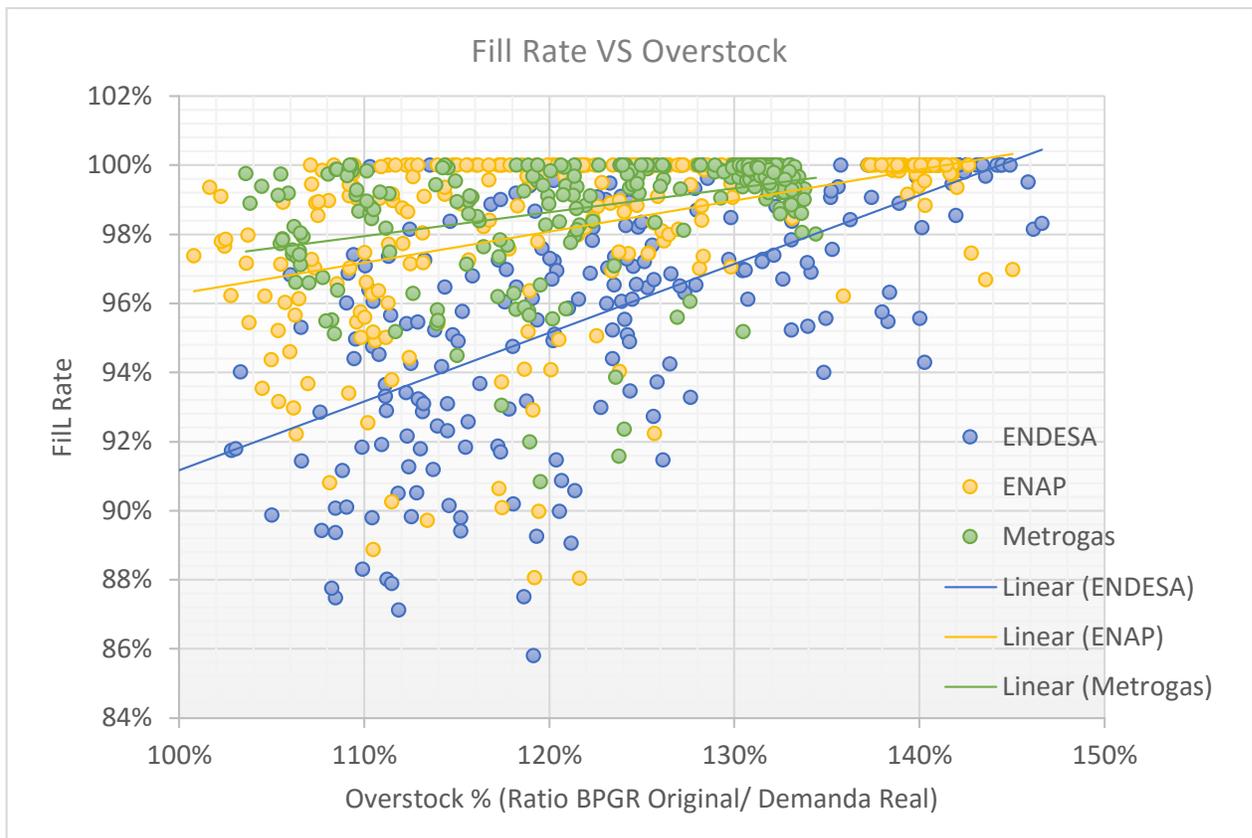


*Ilustración 59. Fillrate Endesa en función del overstock (Simulaciones 2015)*

En base a la gráfica anterior se puede afirmar que, para años de alta demanda, solicitar una cantidad igual a la demanda proyectada no es suficiente. Es posible que existan factores de temporalidad de las llegadas que impidan consumir gas cuando es deseado, esto en base a las reglas de programación de los contratos. Es posible que sea conveniente para los clientes solicitar más barcos que los que realmente necesitan.

Para continuar el análisis se formulan las siguientes preguntas:

- ¿Tiene alguno de los 3 clientes una mejor relación Fillrate/overstock? (por tipo de contrato, tipo de demanda, errores de predicción, etc.)
- ¿Existe un perjuicio a priori cuando uno de los clientes induce un Overstock (por un elevado margen de seguridad)?



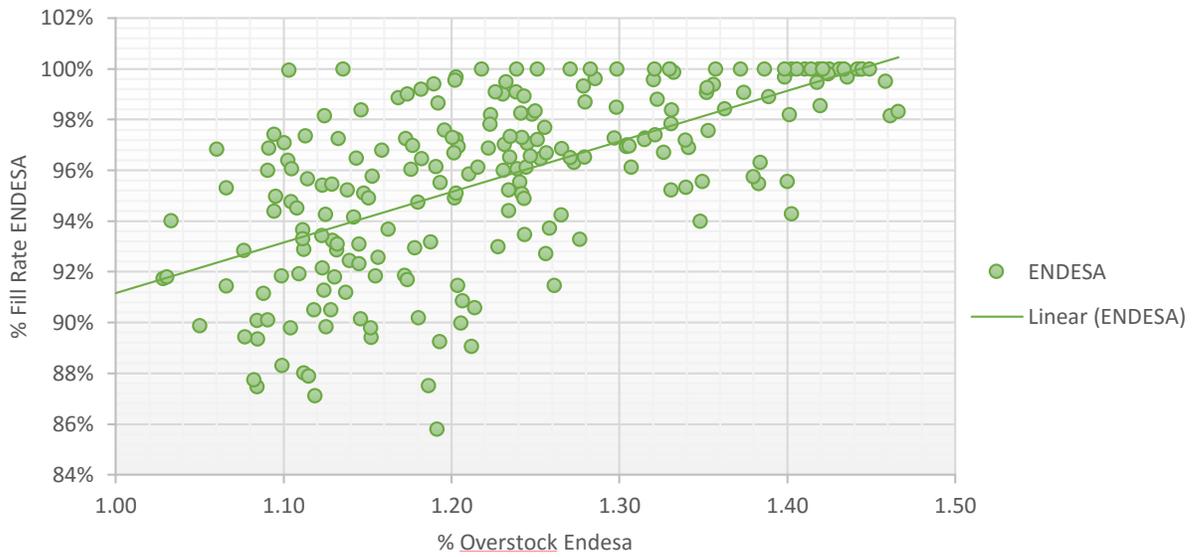
*Ilustración 60. Fillrate versus overstock por tipo de cliente y contrato.*

A partir de la gráfica anterior podemos afirmar lo siguiente:

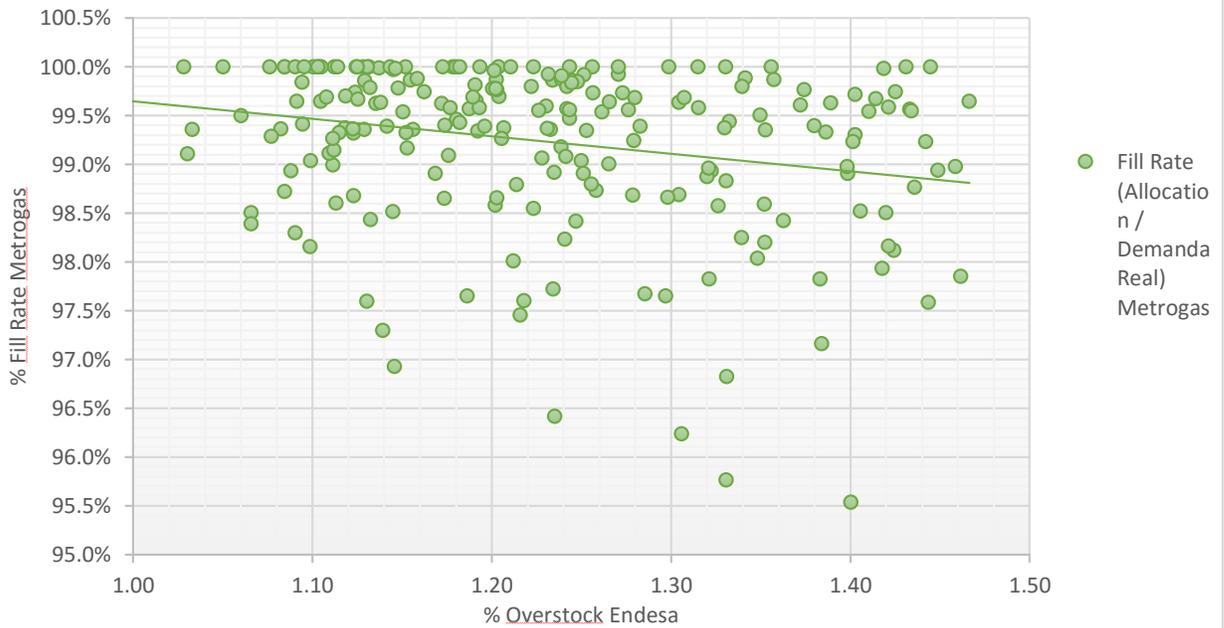
- En un escenario de alta demanda *Metrogas necesita menos sobre stock* para tener un nivel aceptable de cumplimiento de su demanda
- No se tiene certeza de que “*Fillrate esperado*” es deseado por cada cliente, en función de eso se podría determinar si realmente se apunta un nivel alto de overstock o si solo se apunta a un nivel bajo de servicio.

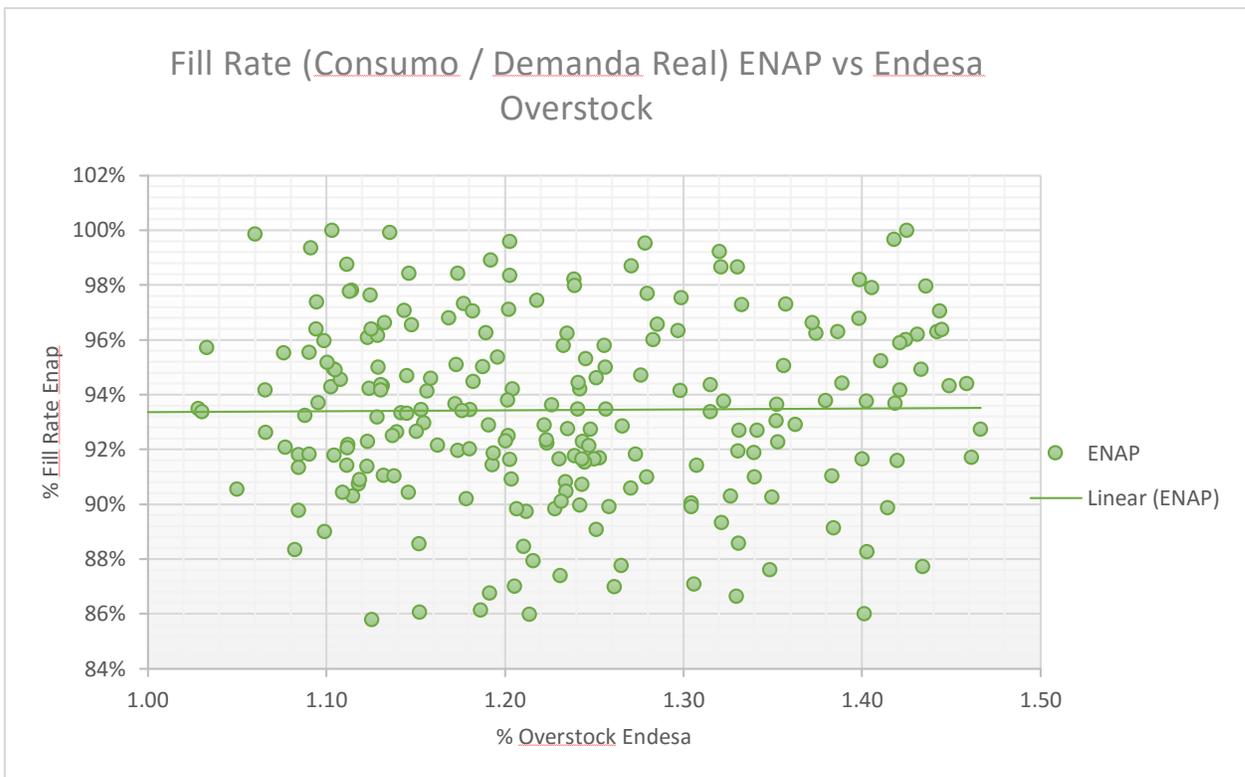
A continuación, se muestran tres gráficas que relacionan los Fillrate de los clientes (Metrogas, Endesa y ENAP) en función del overstock de Endesa.

Endesa FillRate vs Endesa Overstock



Fill Rate (Consumo / Demanda Real) Metrogas vs Endesa Overstock





*Ilustración 61. Correlación entre overstock de Endesa y Fillrate del resto de los clientes.*

A partir de la Ilustración 61 podemos afirmar lo siguiente: El Fillrate de Metrogas disminuye en función del aumento del overstock de Endesa. Esto, debido a que las cancelaciones y cantidades descontadas de Metrogas tienen una correlación directa con las cancelaciones de Endesa. Una conclusión parcial de estas simulaciones es que si existe efecto en terceros las decisiones comerciales de uno de los clientes.

Análogo a las simulaciones anteriores, se estudió el efecto de un aumento de las cantidades solicitadas por Metrogas y ENAP. Los resultados para un aumento en las cantidades solicitadas por ENAP son los siguientes:

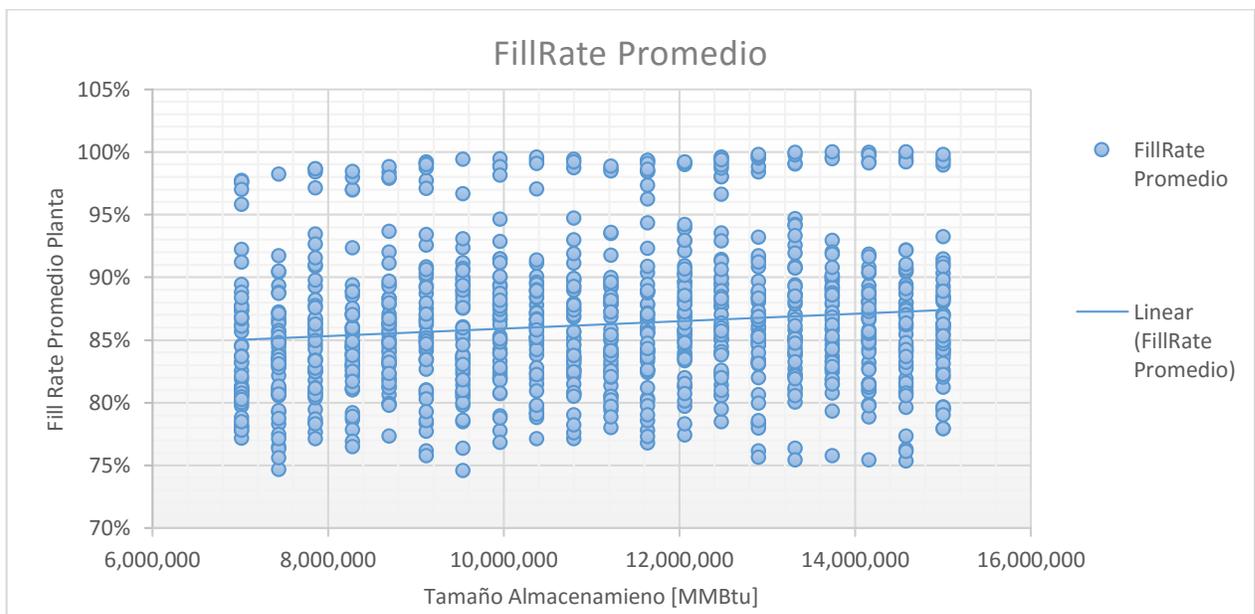
1. Enap aparentemente no produce efectos adversos al sistema en su conjunto, las cancelaciones de Enap (o descuentos) tienen menos dispersión que Endesa.
2. El overstock de Enap parece no perjudicar al resto de clientes en el sistema, esto puede deberse a que la demanda de Enap es más plana y se ajusta mejor a la ubicación equidistante de sus barcos.

Los resultados para un aumento de las cantidades solicitadas por Metrogas son los siguientes:

1. El Overstock de Metrogas tiende a incrementar el riesgo en el sistema, es posible que en un escenario de alta demanda esta variable sea perjudicial al resto de los clientes. La explicación a este fenómeno podría ser el tipo de contrato de Metrogas (sin flexibilidad).
2. Como conclusión parcial se puede afirmar que, el tipo de contrato y la naturaleza de la demanda, son un factor de riesgo para el resto de los clientes. (8% de caídas en el Fillrate Esperado)

Finalmente, en base a las simulaciones, se puede afirmar que existe efectos en base a los contratos actuales de suministro entre los clientes, es decir, las decisiones comerciales de los clientes tienen efecto en el desempeño de la planta. Este efecto depende del tipo de contrato y el tipo de demanda.

A continuación, se establece los efectos que tienen en el desempeño del sistema las capacidades de la planta, en particular, la capacidad de almacenamiento.



*Ilustración 62. Relación entre el Fillrate promedio de la planta y el tamaño de los estanques*

A partir de la gráfica anterior y los resultados de las simulaciones se puede afirmar lo siguiente:

1. En general el desempeño de la planta mejora con el incremento de la capacidad de almacenamiento, sin embargo, este aumento no parece ser tan significativo como las variables comerciales. (2% vs 1%-8%)
2. No a todos los clientes les favorece de igual manera un incremento en la capacidad de almacenamiento.

Finalmente, para analizar el efecto de la entrada de nuevos clientes se establecen ciertas condiciones futuras para realizar las proyecciones. Año 2020, Tamaño de la planta: 10.081.293 MMBtu ,3 clientes adicionales (Colbún: planta de 1 ciclo, AES Gener: planta de 1 ciclo, Cliente 3: Planta de 1 ciclo), Tipo de año: Lluvioso, Seco-Lluvioso, Lluvioso-Seco, Seco.

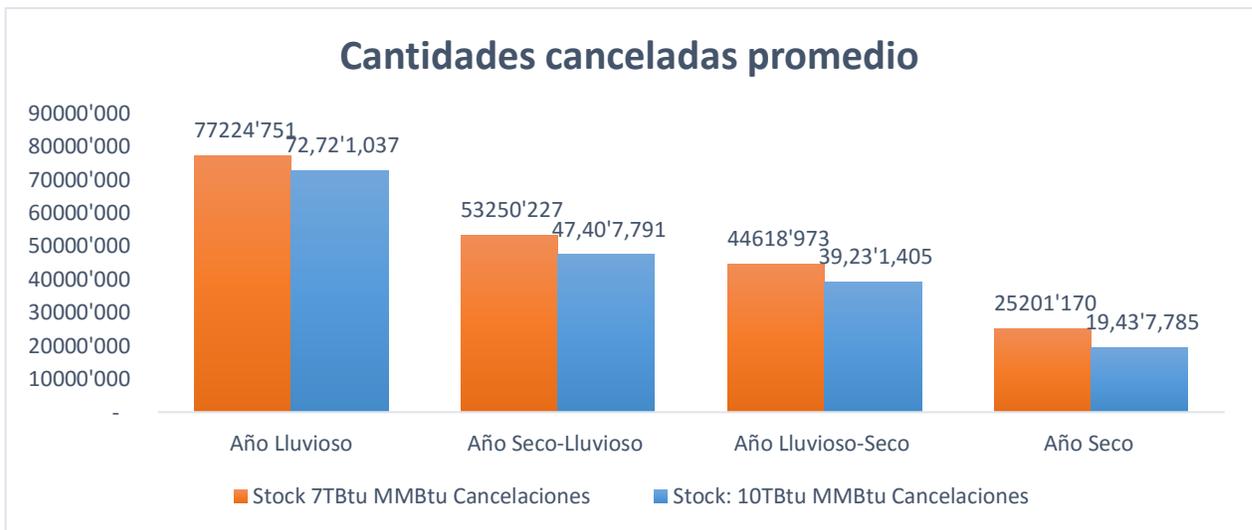
Los resultados para aumento de las cantidades solicitadas por Colbún muestran que:

- Existe una correlación positiva entre el Overstock de un cliente eléctrico y el Fillrate de otro, esto debido a que sus demandas están correlacionadas. Por ejemplo, una baja demanda en un cliente eléctrico está correlacionada con la baja demanda del cliente eléctrico en estudio, por lo tanto, el primero tendrá un buen Fillrate y el segundo un alto overstock.
- Debido a lo anterior es esperable tener una correlación positiva entre Overstock y Fillrate de otros clientes eléctricos.

Se desarrolla a continuación simulaciones con aumentos de cantidades solicitadas para AES Gener y Cliente 3, ambos clientes con contratos "no-Flex" es decir, contratos en donde el proveedor asigna las fechas de los barcos relativamente proporcionales a lo largo del año. A partir de dichas simulaciones se puede afirmar lo siguiente:

- Los contratos no-Flex para clientes eléctricos no solo constituyen un problema para el desempeño de los propios clientes, sino que también, incrementan el riesgo del sistema en conjunto. (5% a 10%)
- Los contratos no-Flex tienden a perjudicar a clientes con consumo eléctrico y al resto a dejarlos igual o mejor. (transferencia)

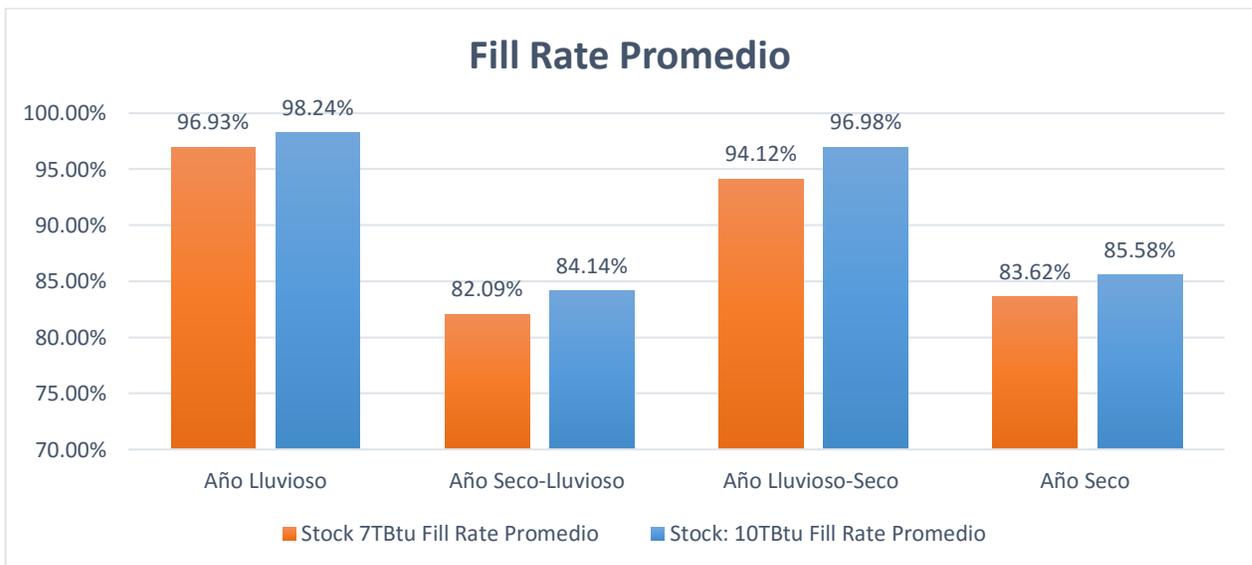
La influencia de la capacidad de almacenamiento es positiva, y los resultados de cancelaciones se incrementan en base a los datos históricos (5 promedio anual), sin embargo, porcentualmente en base al número de barcos descargados este valor es menor (11% vs 15%). A continuación, se presentan las gráficas con las proyecciones al año 2020.



*Ilustración 63. cantidades canceladas para dos tipos de plantas en función del tipo de año*

	Stock: 10TBtu			Stock 7TBtu		
	MMBtu Cancelaciones	Barcos	Fill Rate Promedio	MMBtu Cancelaciones	Barcos	Fill Rate Promedio
Año Lluvioso	72'721'037.4	25.08	98.24%	77'224'751	26.63	96.93%
Año Seco-Lluvioso	47'407'791.2	16.35	84.14%	53'250'227	18.36	82.09%
Año Lluvioso-Seco	39'231'405.2	13.53	96.98%	44'618'973	15.39	94.12%
Año Seco	19'437'784.9	6.70	85.58%	25'201'170	8.69	83.62%

*Ilustración 64. Tabla resultados cancelaciones*



*Ilustración 65. Fillrate para dos tipos de plantas en función del tipo de año*

A partir de los resultados anteriores podemos afirmar que:

- El aumento de la capacidad de almacenamiento **tiende a reducir desde un 6% a un 30% (según el tipo de año) las cancelaciones del**

sistema, esto es comparando un 2020 con estanques grandes versus el mismo año con estanques más pequeños.

- Existe un aumento de un 1.3% a un 2.9% (según tipo de año) del Fillrate para la planta de mayor tamaño.
- La comparación entre un año 2020 vs un año 2015 en número de cancelaciones no parece ser una medida correcta de comparación, sin embargo, podrían simularse una gran variedad de años 2015 de manera de hacer una comparación más "justa".

### ***Sistema de Slots***

En paralelo a las simulaciones y movimientos de parámetros se evaluaron dos alternativas de slots:

1. 26 slots al año (duración 4 días)
2. 26 slots al año (duración 7 días)

Los resultados en esta sección tuvieron dos parámetros de evaluación: efectos sobre la operación y efectos de conflicto de fechas. En este caso particular, debido a que la mayoría de los efectos sobre la operación venían de la poca estacionalidad del sistema de slots, ambas alternativas, no entregaron diferencias significativas. Debido a lo anterior solo se consideraron resultados debido a los conflictos de fechas, es decir, que alternativa presentaba menos conflictos de fechas con los barcos del resto de los clientes.

Finalmente, la segunda alternativa redujo levemente el número de conflictos en escenarios simulados, probablemente debido al largo de los slots. Este efecto se incrementa con escenarios de altas solicitudes.

### ***Muelle de recarga***

Dentro del desarrollo de esta memoria se evaluó también la implementación de un muelle de recarga. En escenarios independientes, se consideraron años con alta demanda y años con baja demanda (años secos y lluviosos). Para esta simulación se implementó el modelo en un software de simulación de eventos (JaamSim), este simulador también permitió la validación gráfica del modelo.

Este muelle de recarga se basó en los siguientes supuestos:

1. El tiempo de carga de un barco son dos días, considerando los tiempos de amarre, conexión carga y salida.

2. Se llama a un buque cuando el nivel de los estanques esté por sobre el 95%.
3. El tiempo de llegada de un buque para su carga es de 7 días, este parámetro es modificable. Los resultados de la simulación son muy sensibles a este parámetro.
4. El buque a cargar espera disponibilidad en el muelle, sin embargo, una vez que el muelle está disponible este tiene prioridad por sobre los buques a espera para descarga.
5. La planta considera las capacidades de la expansión.

A continuación, se presentan algunas imágenes del simulador en ejecución:

### LNG Stock with loading Dock



Ilustración 66. Simulación muelle de recarga. JaamSim

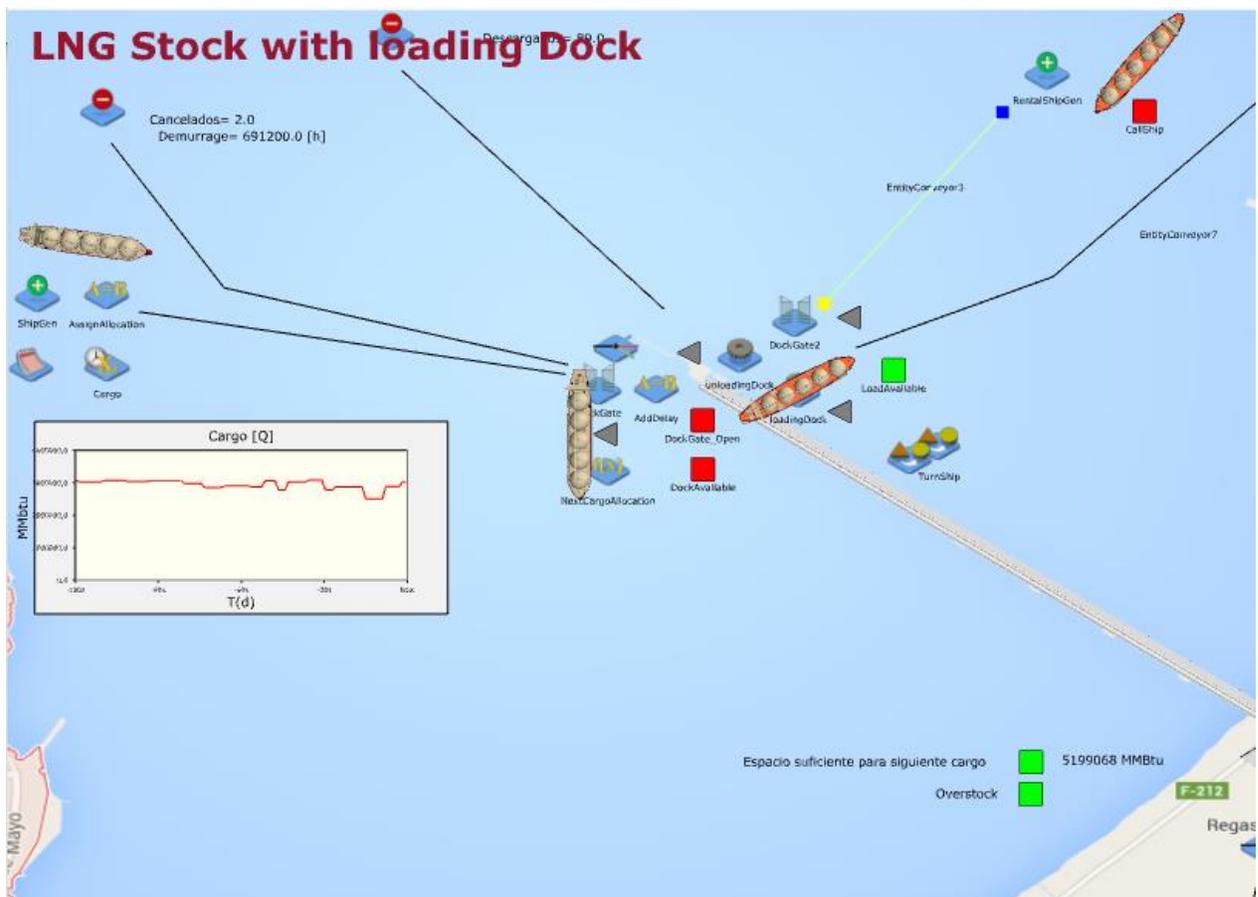


Ilustración 67. Simulación muelle de recarga. JaamSim (vista superior)

Los resultados de estas simulaciones indican que se puede reducir entre un 30% a un 63% el número de cancelaciones si se posee un muelle de recarga. Esta varianza viene dada por el tipo de año en operación y la demanda asociada a ese año.

### **Cuadro resumen riesgos**

A continuación, se presenta un cuadro resumen en donde se especifican los principales riesgos detectados o evaluados, a que sección pertenecen y cuáles son las conclusiones relacionadas.

*Tabla 6. Cuadro resumen riesgos*

<b>Nombre</b>	<b>Categoría</b>	<b>Análisis</b>
<b>Sistema de reparto de derechos BPGR</b>	Definición sistema	El sistema de repartición de derechos de consumo de gas podría definirse como un modelo único de reparto
<b>Sistema de reparto de responsabilidades</b>	Definición sistema	El sistema de repartición de responsabilidades permite ciertos comportamientos estratégicos. Se pueden hacer mejoras en la definición de los indicadores y procedimientos para los clientes
<b>Control sobre overstock de los clientes</b>	Programación ADP	El overstock de los clientes, de tener capacidad en exceso, podría perjudicar el desempeño operacional del resto de los clientes.
<b>Muelle de recarga</b>	Proyectos futuros	La evaluación de este proyecto podría reducir significativamente el riesgo de cancelaciones en el futuro
<b>Llegadas de barcos no estacionales</b>	Sistema de Slots / nuevos contratos	El sistema de llegadas de los nuevos clientes debe tender a la estacionalidad, generar llegadas más espaciadas en el tiempo perjudica el resultado operacional de la planta
<b>Capacidades de la planta</b>	Capacidades de expansión	Debido a los altos índices de confiabilidad es muy difícil determinar el riesgo real de cambios en las capacidades.

## ***Comentarios sobre el proyecto de expansión.***

Como se menciona en los capítulos iniciales de esta memoria, es evidente que el desarrollo de este proyecto tiene una importancia país. Esta relevancia viene dada por varios puntos, dentro de los que se destacan los siguientes:

1. Existe un probable beneficio a los compradores de gas en el mercado secundario. Al tener más actores en el mercado primario, los precios de reventa de gas dentro del país deberían disminuir debido a: el aumento de la competencia de los revendedores de gas y también debido a que el stock podría ser más heterogéneo entre los proveedores secundarios.
2. El acceso al mercado primario por parte de las empresas generadoras eléctricas debiera permitir una reducción del costo de los combustibles para dichas plantas, lo que eventualmente podría significar una reducción de los costos de generación, al menos para las empresas involucradas.
3. La ampliación del terminal permitirá transar mayores volúmenes y aumentar el poder de negociación de Chile en el mercado internacional de GNL. Tanto para la compra del insumo como para su reventa.

Para desarrollar un análisis de utilidades y riesgos financieros de la expansión es necesario acceder a la estructura de costos y a los márgenes de las empresas participantes. Debido a la sensibilidad de los datos estos valores no fueron parte de los análisis de esta memoria. Sin desmedro de lo anterior, debido a los capitales involucrados y las inversiones realizadas se puede concluir que existe una gran relevancia respecto a los riesgos financieros.

Debe también considerarse que para estimar la rentabilidad de la expansión se deben no solo simular los consumos de los clientes participantes, sino que también se deben simular escenarios de precios de los hidrocarburos, cambios en el mercado secundario y en el mercado de la energía, reventa a otros países, construcción de un tercer terminal en Chile, posibilidades de compra local, etc.

## **CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES GENERALES**

En este capítulo se presentan, en el primer apartado, las principales conclusiones de este trabajo de memoria. En un segundo apartado se presentan posibilidades de mejora de este trabajo y otros proyectos a futuro.

### **6. 1 Conclusiones**

1. Los impactos de las decisiones comerciales de los clientes son relativamente más importantes que las capacidades de la planta. En general, cambios en las variables comerciales pueden representar (según la decisión y la simulación) efectos del orden del 1% al 8%, mientras que cambios en las capacidades de la planta solo generan variaciones del orden del 1% al 2%. Esto último es sin considerar las normas comerciales atadas a las capacidades de la planta.
2. A priori se detecta que el uso de contratos independientes entre los clientes entrega, en la mayoría de los casos, una solución menos deseable como sistema que una administración de los contratos. No se ha determinado aún si esta situación es Pareto Eficiente.
3. Se determinó que el número de cancelaciones está mucho más influenciado por variables comerciales que capacidades de la planta, como son, capacidades de stock y regasificación. Las variables consideradas son: Margen de seguridad en las solicitudes de gas de cada cliente, tipo de contrato, perfil de la demanda.
4. La construcción de un terminal de recarga en paralelo podría disminuir significativamente las cancelaciones al finalizar los escenarios, sin embargo, el precio de venta y los costos asociados no han sido considerados en este análisis. El número de cancelaciones se redujo, en los escenarios simulados, de un 30% a un 63% en escenarios de menor demanda.
5. El sistema de slots debe ser diseñado con suficiente holgura de manera de no establecer entregas demasiado distribuidas durante el año, el óptimo del sistema requiere entregas estacionales.
6. La distribución de responsabilidades y el mecanismo que reparte dichas responsabilidades tiene oportunidades de mejora.
7. El sistema de repartición de derechos BPGR puede ser establecido en base a un modelo único de repartición, de esta forma se podría llegar a un acuerdo único.

8. El proyecto de expansión genera muchos beneficios a nivel país, es de suma relevancia que nuevos clientes puedan acceder al mercado primario de gas. Por otra parte, la rentabilidad del proyecto es un tema que se debe abordar con detención y reviste bastante complejidad.

## **6. 2 Propuestas Trabajos futuros**

Como se planteó en la sección 4.2.1.c Comentarios sobre el modelo existen varias posibilidades de mejora y perfeccionamiento en el modelo de demanda eléctrico. La mayor parte de estas mejoras puede venir de otros modelos documentados.

La evaluación de los incentivos en las situaciones de cancelación y repartición de responsabilidades, debe ser realizada con mayor detalle y determinar cuáles son las oportunidades de mejora en dicho proceso. Se debe realizar un análisis desde el punto de vista de un diseño de mecanismos a prueba de estrategias.

Es posible seguir ahondando y detallando una evaluación sobre el proyecto del muelle de recarga, no solo por los beneficios que este podría traer a la planta, sino también desde el poder negociador que entrega con los proveedores.

La evaluación de rentabilidad del proyecto de expansión es un trabajo bastante considerable y da cabida a un análisis complejo que puede ser apoyado por los resultados y modelos de esta memoria.

## CAPÍTULO 7. Bibliografía.

**CDEC SIC 2015.** ¿Cómo funciona el Sistema Interconectado Central? - CDEC SIC. [en línea] <<http://www.cdecsic.cl/novedades/como-funciona-sistema-interconectado-central/>> [consulta: 1 Julio 2016] <sup>[37]</sup>

**CDEC SIC 2015.** Reporte Anual 2014. (1st ed., p. Capacidad instalada por empresa integrante). [en línea] <<http://www.cdecsic.cl/wp-content/uploads/2014/07/Reporte-anual-CDECSIC-2014.pdf>> [consulta: 1 Julio 2016] <sup>[38]</sup>

**CDEC SIC 2015.** “Fijación de precios de nudo de corto plazo de abril 2015 - informe técnico preliminar marzo 2015” <sup>[52]</sup>

**CDEC SIC 2016.** Reporte Anual 2014. [en línea] <<http://www.cdecsic.cl/wp-content/uploads/2014/07/Reporte-anual-CDECSIC-2014.pdf>> [consulta: 1 Julio 2016] <sup>[7]</sup>

**CDEC SIC 2016.** Operación Real - CDEC SIC. [en línea] <<http://www.cdecsic.cl/informes-y-documentos/fichas/operacion-real/>> [consulta: 1 Julio 2016] <sup>[41]</sup>

**CDEC SIC 2016.** Costos variables - CDEC SIC. [en línea] <<http://www.cdecsic.cl/informes-y-documentos/graficos-y-estadisticas/costos-variables/>> [consulta: 1 Julio 2016] <sup>[42]</sup>

**CEEDES 2015.** Aprende cómo funciona el sistema eléctrico en Chile. [en línea] <<http://ceedes.cl/aprende-como-funciona-el-sistema-electrico-en-chile/>> [consulta: 1 Julio 2016] <sup>[39, 40]</sup>

**Černý, V. 1985.** Thermodynamical approach to the traveling salesman problem: An efficient simulation algorithm. J Optim Theory Appl, 45(1), 41-51. doi:10.1007/bf00940812

**Chevron Policy, G. 2016.** Learn about Liquefied Natural Gas. [en línea] <<https://www.chevron.com/Stories/liquefied-natural-gas>> [consulta: 1 Julio 2016] <sup>[26, 36]</sup>

**Colbún 2014.** Memoria Anual 2013. (2014) (1st ed., p. 23). [en línea] <<http://www.colbun.cl/documentos/annual-reports/Memoria-Anual-Colbun-S.A.-2013.pdf>> [consulta: 1 Julio 2016] <sup>[43]</sup>

**Emol 2015.** Tres empresas obtienen capacidad de regasificación en Open Season de GNL Chile. [en línea] Emol.com 26 de agosto, 2015.<<http://www.emol.com/noticias/Economia/2015/08/26/746818/Tres-empresas-obtienen-capacidad-de-regasificacion-en-Open-Season-de-GNL-Chile.htm>> [consulta: 1 Julio 2016] <sup>[5]</sup>

**Energyandcapital.com 2016.** Who Is Henry Hub?. [en línea] <<http://www.energyandcapital.com/articles/who-is-henry-hub/2040>> [consulta: 1 Julio 2016] <sup>[20]</sup>

**GNL Chile 2016.** Bases del Open Season (2016) [en línea] <[http://www.gnlchile.cl/pdf/Terms\\_of\\_Reference\\_Open\\_Season\\_IIV1.0\(sin\\_anexos\).pdf](http://www.gnlchile.cl/pdf/Terms_of_Reference_Open_Season_IIV1.0(sin_anexos).pdf)> [consulta: 1 Julio 2016] <sup>[11, 12, 13]</sup>

**GNL Chile 2016.** Brochure Información del proceso – Segundo Open Season [en línea] <[http://www.gnlchile.cl/pdf/Brochure\\_Open\\_Season\\_2.pdf](http://www.gnlchile.cl/pdf/Brochure_Open_Season_2.pdf)> [consulta: 1 Julio 2016] <sup>[1, 10]</sup>

**GNL Quintero 2016.** Estación de Carga de Camiones. [en línea] <<http://www.gnlquintero.com/terminal/infraestructura/estacion.htm>> [consulta: 1 Julio 2016] <sup>[57, 60]</sup>

**GNL Quintero 2016.** Infraestructura – Tanques de Almacenamiento. [en línea] <<http://www.gnlquintero.com/terminal/infraestructura/vapor.htm>> [consulta: 1 Julio 2016] <sup>[18]</sup>

**GNL Quintero 2016.** Infraestructura – Vaporizadores. [en línea] <<http://www.gnlquintero.com/terminal/infraestructura/vapor.htm>> [consulta: 1 Julio 2016] <sup>[17]</sup>

**GNL Quintero 2016.** Muelle. [en línea] <<http://www.gnlquintero.com/terminal/infraestructura/estacion.htm>> [consulta: 1 Julio 2016] <sup>[58]</sup>

**ICIS 2015.** Heren Global LNG Markets. 15 octubre 2015. <sup>[19]</sup>

**International Gas Union 2016.** World LNG Report 2015 (1st ed., p. LNG Carriers - CHARTER MARKET). [en línea] <[http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field\\_file/IGU-World%20LNG%20Report-2015%20Edition.pdf](http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/IGU-World%20LNG%20Report-2015%20Edition.pdf)> [consulta: 1 Julio 2016] <sup>[31]</sup>

**International Gas Union 2016.** World LNG Report 2015 (1st ed., p. LNG Exports by Country & Incremental Change Relative to 2013 (in MTPA). [en línea] <[http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field\\_file/IGU-](http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/IGU-)

[World%20LNG%20Report-2015%20Edition.pdf](#)> [consulta: 1 Julio 2016] [28, 29]

**International Gas Union 2016.** World LNG Report 2015. [en línea] <[http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field\\_file/IGU-World%20LNG%20Report-2015%20Edition.pdf](http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/IGU-World%20LNG%20Report-2015%20Edition.pdf)> [consulta: 1 Julio 2016] [32, 33, 35]

**Kirkpatrick, S., Gelatt, C., & Vecchi, M. 1983.** Optimization by Simulated Annealing. Science, 220(4598), 671-680. doi:10.1126/science.220.4598.671 [45]

**M., A. 2016.** GNF planea llegar con gas natural a 34 comunas en siete regiones del país. [en línea] Diario Financiero. 30 de marzo, 2016.<<https://www.df.cl/noticias/empresas/energia/gnf-planea-llegar-con-gas-natural-a-34-comunas-en-siete-regiones-del-pais/2016-03-30/210940.html>> [consulta: 1 Julio 2016] [16]

**Ministerio de energía 2012.** Estrategia nacional de energía 2012-2030. [en línea] <[http://portal.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2014/10/3\\_Estrategia-Nacional-de-Energia-2012-2030\\_Energia-para-el-Futuro.pdf](http://portal.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2014/10/3_Estrategia-Nacional-de-Energia-2012-2030_Energia-para-el-Futuro.pdf)> [consulta: 1 Julio 2016] [53]

**Online, D. 2016.** Colbún y AES Gener suscriben contratos de regasificación con GNL Chile.[en línea] Diario Financiero 10 de marzo, 2016.<<https://www.df.cl/noticias/empresas/energia/colbun-y-aes-gener-suscriben-contratos-de-regasificacion-con-gnl-chile/2016-03-10/120420.html>> [consulta: 1 Julio 2016] [2, 6, 14, 15]

**Palma, Alejandro 2016.** Bienvenida. [en línea] <[http://www.gnlchile.cl/?page\\_id=22](http://www.gnlchile.cl/?page_id=22)> [consulta: 1 Julio 2016] [4]

**Retailenergy.com 2016.** Trading Hubs: Where Power Is Traded And Why. [en línea] <<http://www.retailenergy.com/archives/trading.htm>> [consulta: 1 Julio 2016] [34]

**Sargent, R. 2012.** Verification and validation of simulation models. Journal Of Simulation, 7(1), 12-24. doi:10.1057/jos.2012.20 [24, 25]

**The Economist 2012.** A liquid market. [en línea] <<http://www.economist.com/node/21558456>> [consulta: 1 Julio 2016] [30]